

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ ФИЗИКИ

КАФЕДРА РАДИОЭЛЕКТРОНИКИ


Направление: 03.03.03 – «Радиофизика»
Профиль: «Радиофизические методы по областям применения
(радиофизические измерения)»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
«ВЛИЯНИЕ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
СКВАЖИН»

Студент 4 курса

Группы 06-407(б)

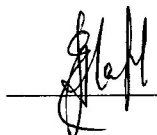
«18» июль 2018 г.

 (Михайлов С.В.)

Научный руководитель

к.т.н., доцент


«18» июль 2018 г.

 (Марфин Е.А.)

Заведующий кафедрой

д.ф.-м.н., профессор

«18» июль 2018 г.

 (М.Н. Овчинников)

Казань-2018

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 3 |
| ГЛАВА 1. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА | 4 |
| 1.1 Устройство нефтяных скважин. | 4 |
| 1.2 Производительность вертикальной скважины. | 9 |
| 1.3 Производительность горизонтальной скважины..... | 13 |
| ГЛАВА 2. ВОЛНОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ | 16 |
| 2.1 Воздействие упругих колебаний на проницаемость. | 16 |
| 2.2 Воздействие упругих колебаний на вязкость. | 21 |
| ГЛАВА 3. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ВОЛНОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ | 24 |
| 3.1 Постановка задачи..... | 24 |
| 3.2 Амплитудные оценки..... | 25 |
| 3.3 Оценка проницаемости и вязкости..... | 27 |
| 3.4 Оценка производительности вертикальной скважины. | 33 |
| ГЛАВА 4. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ВОЛНОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ | 38 |
| 4.1 Постановка задачи..... | 38 |
| 4.2 Оценка производительности горизонтальной скважины..... | 39 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 45 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... | 46 |

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает огромными запасами энергоресурсов, и почти на всех энергетических форумах и встречах идет разговор о поставках и добыче этих ресурсов, так как в российских недрах находится около 40% мировых запасов газа и 13% нефти. Поэтому очень важно знать, как природа сформировала скопления углеводородов и научиться реализовывать на практике те же механизмы для их извлечения. Сейчас это одна из важнейших задач, так как старые месторождения в большинстве своем истощены до предела, а инфраструктура стоит на месте. Около 90% всех разрабатываемых месторождений РФ находится на поздней стадии разработки, а состояние минерально-сырьевой базы углеводородов в последнее время характеризуется снижением добычи нефти и сокращением экономически выгодных для добычи запасов нефти.

Вытеснение остаточной нефти водой или газами дело малоперспективное. Поэтому сейчас активно изучаются различные способы повышения количества добываемой нефти. Одним из способов увеличения продуктивности пласта, является волновое воздействие.

Целью данной работы является исследование производительности вертикальных и горизонтальных нефтяных скважин при волновом воздействии на пласт. Для достижения поставленной цели требуется решение следующих непростых задач:

- 1) Оценить влияние колебаний на пласт и зависимость амплитуды колебаний от пройденного расстояния в пористой структуре.
- 2) Получить зависимость проницаемости пласта и вязкости нефти от амплитуды упругих колебаний.
- 3) Изучить изменение дебита скважины при изменяющейся от амплитуды проницаемости и вязкости.
- 4) Оценить производительность скважины при волновом воздействии .

ГЛАВА 1. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА

1.1 Устройство нефтяных скважин.

Неотъемлемой частью разработки нефтяных месторождений является нефтяная скважина. Она представляет собой сложное устройство в виде цилиндрического ствола, проходящего через множество горных пород и позволяющее получить доступ к продуктивному пласту.

Разработка скважины производится в несколько этапов и в следующей последовательности:

1. Освоение участка. На этом этапе отдел по освоению участка, отдел разведочных работ и юридический отдел устанавливают соглашение с владельцем земли об аренде прав на добычу нефти, газа и остальных минералов.

2. Буровые работы. После изучения участка, где может залегать перспективный пласт, начинают бурить поисково-разведочную скважину или начинают эксплуатационное бурение в зависимости от того, насколько достоверна перспективность продуктивного пласта.

3. Разработка месторождения. После бурения скважины и наличия месторождения нефти, начинается поиск наиболее нефтеносных участков, оценка размеров, числа скважин и выбор метода добычи.

4. Опробование пласта. Ведутся каротажные работы, исследование и отбор керна, что позволяет определить, когда бурение проходит через продуктивный пласт. В зависимости от перспективности пласта, ее ликвидируют или же заканчивают.

5. Заканчивание скважины. Выбирают наиболее приемлемый метод заканчивания данной скважины. В 90% случаев применяется заканчивание обсаживанием [1].

Нефтяная скважина обычно состоит из трех главных частей в следующем порядке: устье (верхушка, которая расположена на поверхности земли), ствол (пространство между боковой стенкой и нашей скважиной), забой (нижняя часть скважины) (Рис. 1.1).

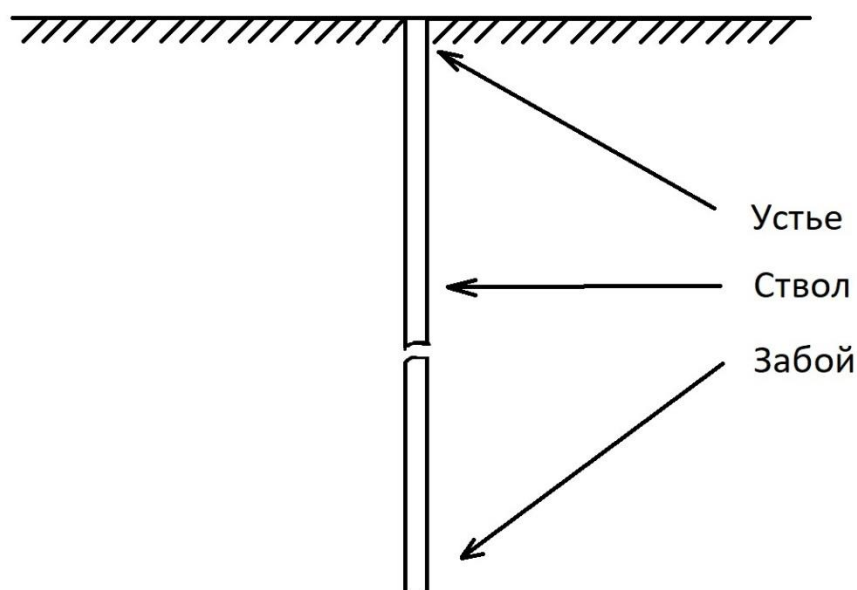


Рис. 1.1. Основные элементы вертикальной скважины

Ствол вертикальной скважины закрепляют при помощи обсадных труб, отличающихся друг от друга диаметром, которые располагаются в виде колец одна в другой (Рис. 1.2).

Устье самой скважины тоже следует укрепить, чтобы его не размыло. Для этого сначала бурят колодец длиной от 4 до 8 метров, который называется - шурф, до тех пор пока не достигнут залегания устойчивых горных пород. В шурф устанавливается труба, а пространство от трубы и до стенки породы заполняется обычно бутовым камнем и заливаются цементом. Весь этот участок назвали направлением.

Следующим делом бурится участок глубиной от 50 до 400 м и диаметром до 900 мм. Этот участок вертикальной скважины закрепляется с помощью колонны обсадных труб, называемой кондуктором. Пространство за трубой кондуктора цементируют. С помощью кондуктора происходит перекрытие верхних водоносных слоев, а также перекрытие неустойчивых и трещиноватых пород, осложняющих процесс самого бурения.

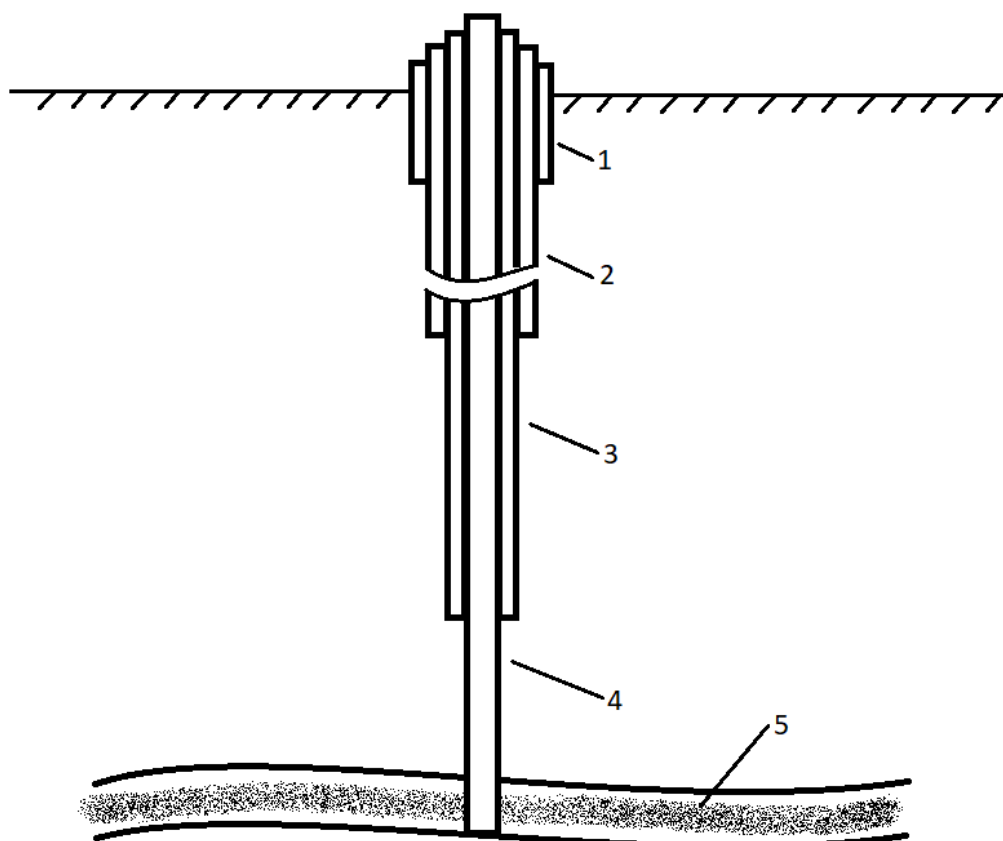


Рис. 1.2. Схема крепления вертикальной скважины колоннами обсадных труб: 1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – промежуточная колонна; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – продуктивный пласт

После того как установлен кондуктор, возникают новые проблемы такие как: сложные горные породы для бурения или необходимость изолирования продуктивных пластов, которые не планируется эксплуатировать данной скважиной. Эту проблему решают следующим образом: устанавливают и

цементируют еще одну систему обсадных колонн, которая называется промежуточной. Количество промежуточных колонн зависит от того насколько глубоко залегает продуктивный пласт.

Главная и самая длинная колонна обсадных труб нашей скважины называется эксплуатационной. Эта колонна нужна для перекрытия пласта и поступления внутрь нефти. Пространство между колонной и стенкой вертикальной скважины также цементируется.

Для извлечения нефти из пласта существуют различные методы, но в основном скважину бурят до подошвы продуктивного пласта и производят ее вскрытие.

В самой нижней части эксплуатационной колонны, которая находится в продуктивном пласте, просверливают несколько отверстий в стенке трубы и цементном кольце. Простреленные дырки будут служить для поступления нефти внутрь эксплуатационных труб (Рис. 1.3).

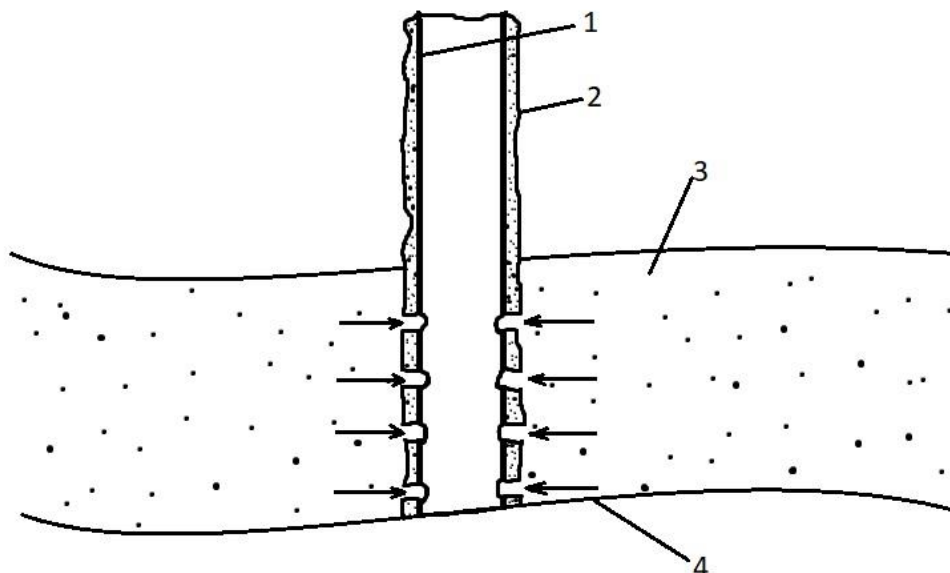


Рис. 1.3. Схема поступления нефти в ствол вертикальной скважины: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – нефтяной пласт; 4 – подошва пласта

Существуют несколько категорий скважин. Предназначение эксплуатационных скважин - это добыча нефти и газа. Для закачки в пласт воды и газа применяются нагнетательные скважины. Для изучения состава и возраста пород используются опорные скважины. Параметрические скважины закладываются для уточнения геологического строения и перспективности добычи нефти и газа. Для определения перспективных участков и их подготовки к поисково-разведочному бурению используются структурные скважины. Для открытия, изучения залежей и разработки нефтяных месторождений бурят поисково-разведочные скважины. Наблюдательные скважины нужны для контроля за разработкой залежей углеводородов.

Нефтяная скважина может быть пробурена по-разному, в зависимости от геологического строения продуктивного пласта (Рис. 1.4):

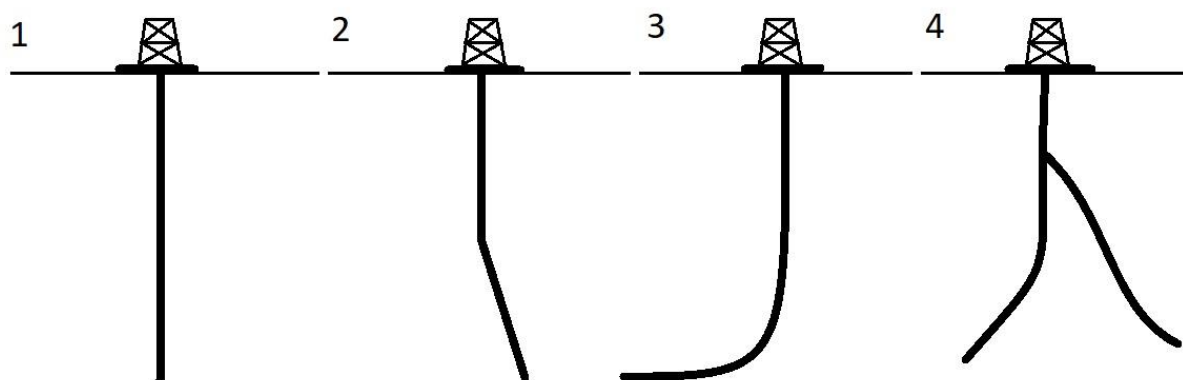


Рис. 1.4. Типы скважин по строению. 1 - вертикальная; 2 - наклонно-направленная; 3 - горизонтальная; 4 - многоствольная или многозабойная

Вертикальная скважина – это скважина, которая отклоняется на угол не более 5° . Если угол больше 5° , то такая скважины называется наклонно-направленной. У горизонтальной скважины угол отклонения ствола должен составлять $80-90^\circ$, ствол такой скважины идет вдоль напластования продуктивного пласта и имеет длинную фильтровую зону. Многозабойные или многоствольные скважины имеют два или более ствола.

Многоствольные скважины отличаются от многозабойных лишь тем, с какой точки начинается разветвление. Если точка разветвления находится выше продуктивного горизонта, то скважину принято называть многоствольной (МСС). Если же точка разветвления находится в продуктивном пласте, то скважину называют многозабойной (МЗС).

1.2 Производительность вертикальной скважины.

В продуктивных пластах движение углеводородов зависит от формы и размеров пор или трещин. Под пористой средой принято считать множество тверды частиц, тесно прилегающих друг к другу, пространство между которыми обычно заполнено жидкостью или газом. Поровое пространство природного пласта следует рассматривать и изучать как систему с очень большим числом одинаковых или однородных, слабо связанных друг с другом. Пористая среда и флюиды образуют сплошную среду природного пласта, которые заполняют весь объем. Отношение объема пор к общему объему пористой среды называется пористостью.

Флюиды, находящиеся в этих пустотах и дырах, двигаются через трещины и каналы, и это движение принято называть фильтрацией флюидов. Способность флюидов проходить через пустоты, соединенные между собой трещинами в горной породе, называется проницаемостью. Чем выше проницаемость пласта, тем легче флюидам перемещаться в массиве горных пород и тем легче их потом добывать. Для фильтрации характерны следующие параметры: малые размеры трещин и пор, малые скорости движения жидкостей в этих поровых каналах, большие значения площади поверхности поровых каналов и зависимость от вязкости, движущейся в этих порах жидкости.

Простейший ламинарный поток, обычно формируется в пористой среде, в которой все капилляры и каналы имеют одинаковый размер и случайную ориентацию. Такая модель будет иметь одну и ту же проницаемость пласта во всех направлениях. Она слишком проста для использования в качестве основы для количественных прогнозов, однако, эта модель дает возможность получить точные оценки.

Закон Дарси показывает линейную зависимость между объемным расходом жидкости или газа и перепадом давления в пористых средах. Этот закон имеет очень широкую область применения при добыче углеводородов и считается основным законом фильтрации жидкостей и газов. Закон Дарси является эмпирическим, он показывает как поровая жидкость движется при сравнительно малых градиентах давления. Также показывает характер движения, когда идет фильтрация воды через грунт под различными гидротехническими сооружениями, через стенки и дно каналов. Этот закон нужен для расчета производительности при добыче нефти и газа.

Закон Дарси, имеет вид:

$$w = \frac{Q}{F} = \left(\frac{k}{\mu} \right) \left(\frac{\Delta P}{L} \right), \quad (1.1)$$

где v – скорость фильтрации флюида;

Q – объемный расход флюидов;

F – площадь рассматриваемой пористой среды;

k – коэффициент проницаемости;

μ – динамическая вязкость флюида;

ΔP – перепад давления на длине L .

Параметр k , имеющий размерность площади, считается физической характеристикой фильтрационных свойств пористой структуры. Коэффициент

проницаемости показывает насколько сложно проходить через пласт вязкой жидкости, без учета ее плотности, обеспечивающей сохранение линейной зависимости между перепадом давления и расходом жидкости в продуктивном пласте, и при условии отсутствия взаимодействия флюида с горной породой.

За единицу проницаемости в 1 м^2 обычно принимается проницаемость пористой структуры, при прохождении через образец которой площадью в 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$. На практике обычно используют единицу измерения проницаемости, которая называется Дарси (Д). Один Дарси – это проницаемость пористой структуры, при прохождении через образец которой площадью в 1 см^2 и длиной в 1 см при перепаде давления в 1 ат ($0,1 \text{ МПа}$) расход жидкости вязкостью $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ см}^3/\text{с}$.

Динамическая вязкость является одним из важнейших параметров углеводородов, в частности нефти, которое определяет ее подвижность в условиях пласта при добыче и транспортировке нефти. Она учитывается во время расчета скорости фильтрации нефти в пласте и показывает силу трения, возникающего между двумя соседними слоями жидкости или газа на единицу поверхности. Размерность динамической вязкости определяется из уравнения Ньютона и в системе СИ выглядит так: $[\text{Па}\cdot\text{с}, \text{мПа}\cdot\text{с}]$, паскаль /сек.

В задачах подземной гидромеханики при расчете производительности скважины поверхность их ствола принимается в качестве поверхности с постоянным значением пластового давления [2]:

$$P = p - rgz, \tag{1.2}$$

где p – пластовое давление,

ρ – плотность жидкости или газа,

g – ускорение свободного падения,

z - координата, которая направлена вверх по оси скважины, начало отсчета которой совмещено с подошвой пласта.

Тогда формулу (1.1) можно записать в виде:

$$w = -\left(\frac{k}{\mu}\right)\text{grad}(P + rgz). \quad (1.3)$$

Сейчас в нефтегазовой гидромеханике наиболее часто используются плоскопараллельные модели фильтрационных течений – модели плановой напорной фильтрации в пористой структуре. В частности, исследование фильтрационных течений в горных пластах изменяющейся толщины сводят к исследованию проекций этих фильтрационных течений на дополнительную горизонтальную плоскость, называемой нивелирочной, а кривизну пласта и силы тяжести в распределении давления пытаются рассчитать путем использования в вычислениях приведенного давления, отсчитываемого от той нивелирочной плоскости.

Пусть несжимаемая жидкость, имеющая вязкость μ , движется в круговом пласте толщина которой h в направлении от контура питания к скважине, равная его дебиту Q (Рис. 1.5). На контуре питания поддерживается постоянное давление P_k , в скважине давление тоже постоянно и равно P_c . Контур питания имеет радиус R , скважина радиуса r .

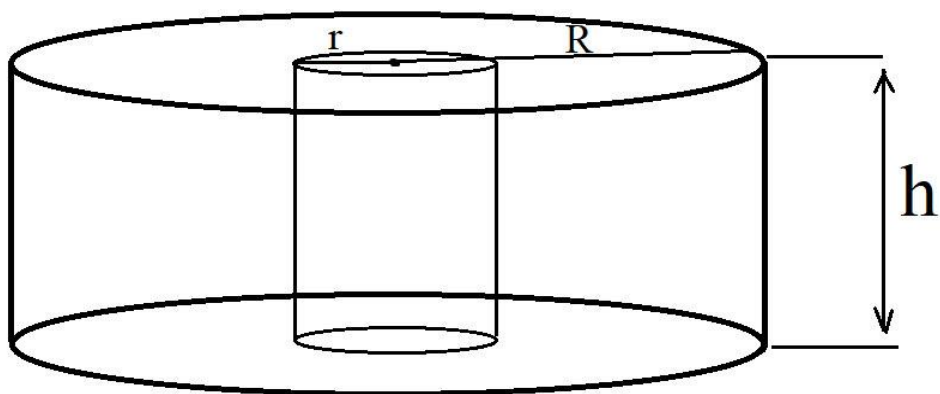


Рис. 1.5. Круговой пласт

Расход жидкости или же дебита определяется как:

$$Q = wF, \quad (1.4)$$

где F – площадь нормального сечения.

В нашем случае при движении в плоскорадиальном сечении, которой является боковая поверхность цилиндра, площадь равна $F = 2\pi rh$.

Используя закон Дарси получаем, что:

$$Q = \frac{2\pi rhk}{\mu} \frac{dP}{dr}, \quad (1.5)$$

Проинтегрировав и разделив переменные:

$$Q \cdot \mu \cdot \int_r^R \frac{dr}{r} = 2\pi kh \cdot \int_{P_c}^{P_k} dP, \quad (1.6)$$

получаем следующее выражение для определения производительности вертикальной скважины:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln\left(\frac{R}{r}\right)}. \quad (1.7)$$

Уравнение (1.7) называется формулой Дюпюи, а разница $P_k - P_c = \Delta P_{пл}$ называется депрессией [3].

1.3 Производительность горизонтальной скважины.

Для того, чтобы определить производительность нашей горизонтальной скважины, рассмотрим скважину длиной l , радиуса r_c , расположенной в центре однородного изотропного продуктивного пласта с круговым контуром питания радиус которой R_k . Давление на контуре p_k , а на забое скважины p_c (Рис. 1.6).

Жидкость в пласте и сам пласт предполагаются несжимаемыми, а движение жидкости установившееся.

Полное фильтрационное сопротивление пласта выражается в виде суммы двух сопротивлений. Внешнее сопротивление от контура питания скважины до прямолинейной вертикальной галереи, которое совпадает с проекциями горизонтальной скважины на кровлю или подошву пласта, и внутреннее сопротивление, которое обусловлено тем, что в действительности мы имеем скважину, а не галерею [4].

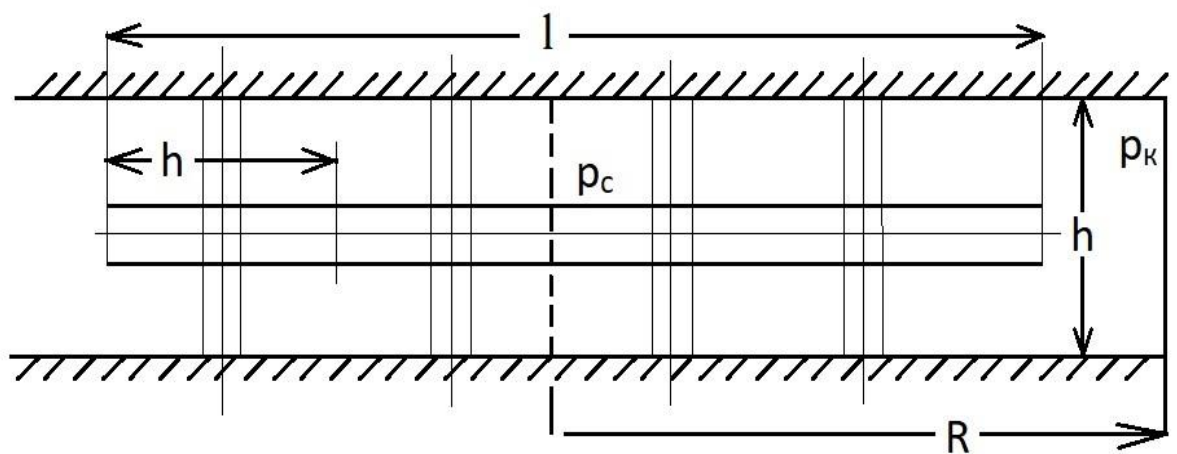


Рис. 1.6. Горизонтальная скважина

Внешнее сопротивление определяется в следующем виде:

$$\Omega = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{4R}{l} . \quad (1.8)$$

Внутреннее сопротивление находится таким же способом, как и для одной вертикальной скважины в батарее. Учитывая, что мощность данного продуктивного пласта соответствует расстоянию между скважинами, а мощность длины ствола горизонтальной скважины равна мощности вертикальной скважины, формула выглядит следующим образом:

$$\omega = \frac{\mu}{2\pi kl} \ln \frac{h}{2\pi r_c} . \quad (1.9)$$

Данное выражение можно получить, если разделить горизонтальную скважину мысленно на равные отрезки, которые равны мощности пласта h , и поворачивая каждый из них на 90 градусов до вертикального положения. При этом, мы будем иметь батарею вертикальных скважин, число которых равно l/h , а расстояние между ними будет равно h .

Далее, сумма наших указанных сопротивлений даст нам отношение перепада давления к дебиту горизонтальной скважины:

$$\frac{P_k - P_c}{Q} = \frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{4R_k}{l} + \frac{h}{l} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right). \quad (1.10)$$

Из которой мы выражаем дебит и получаем:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{4R_k}{l} + \frac{h}{l} \ln \frac{h}{2\pi r_c}}. \quad (1.11)$$

Производительность горизонтальной скважины определяется выражением (1.11).

ГЛАВА 2. ВОЛНОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

2.1 Воздействие упругих колебаний на проницаемость.

Одним из действующих методов интенсификации нефти является акустическое воздействие на продуктивный пласт. Этот метод не является главным методом интенсификации, наравне с гидроразрывом пласта, но он довольно востребован при добыче высоковязких. Применение акустического воздействия затруднено из-за отсутствия ясного понимания физических механизмов, лежащих в его основе.

Физические механизмы этого метода подразделяются на две категории, в одну из которых можно отнести силовые механизмы акустического поля, такие как интенсивность, а ко второй относятся энергетические механизмы поля, такие как нагрев. В данной работе рассматриваются силовые характеристики акустического воздействия на продуктивный пласт. Волновое воздействие на пласт смещает равновесие между тяжелой и легкой фракциями флюида, так, что более тяжелая фракция осаждается на стенках пор и трещин или просто растворяется. Эффект повышения нефтеотдачи связан со структурой и характеристикой полей в скважине, что объясняется в работах [5, 6].

Как мы помним, одно из свойств волн это перенос энергии без переноса вещества. Энергия звуковой волны передается по акустическим волноводам, которые похожи на каналы с ровными границами, свойства которых очень сильно отличаются от свойств внутренней и наружной сред, или каналы, возникающие за счет большой разности свойств внешних и внутренних сред. В данном случае обычно поток энергии во внешнюю среду очень мал, и им

приходится пренебрегать. Наши вертикальная и горизонтальная скважины являются наглядными примерами акустического волновода.

Следующая гипотеза о механизме влияния упругих колебаний на процесс фильтрации жидкости или газа считается правдивой. При распространении упругих колебаний в пористой структуре происходит поглощение энергии волны. При отсутствии фильтрации флюида данная энергия преобразуется в теплоту, которая идет на нагрев. Поглощенная энергия волн, при наличии депрессии, расходуется на преодоление сил фильтрационного сопротивления. Чем больше энергии поглощает наш продуктивный пласт, тем быстрее уменьшается фильтрационное сопротивление. Причем можно заметить, что, амплитуда и частота колебаний давления похожи на значения, при которых сохраняется линейность закона Дарси. Параметром, учитывающим влияние волнового воздействия, принимается коэффициент фильтрации, зависящий от параметров нашего внешнего акустического поля.

Затухание колебаний акустического давления при прохождении через продуктивный пласт и радиальное распространение волн от нашей скважины, в которой расположен излучатель, определяет пространственное распределение амплитуды колебаний $P_a(r)$. При этом очень важным считается режим возбуждения наших колебаний в стволе нефтяной скважины [7]. Известно, что возбуждение стоячей волны в скважине вызывает равномерное распределение амплитуды колебаний по объему всего пласта. Упругие колебания, действуя на пласт, меняют эффективную проницаемость среды. Изменение проницаемости запишется как:

$$\Delta k = k_{ак} - k_0, \quad (2.1)$$

где $k_{ак}$ – эффективная проницаемость среды,

k_0 – начальная проницаемость среды.

Исходя из экспериментальных исследований [8] получаем выражение:

$$\log \left(\frac{\Delta k}{k_0} \right) = m \frac{P_{ак}}{\Delta P} - f, \quad (2.2)$$

где m – коэффициент пористости,

$P_{ак}$ – амплитуда колебаний,

ΔP – перепад давлений (0.05 gradP),

f – константа равная 1.67 (в доверительном интервале от 1.5 до 1.8) [9].

Как отмечалось ранее, ΔP не просто перепад давления, а градиент давления умноженный на 0.05. Нам нужно найти неизвестный градиент давления, который мы находим из уравнения распределения давления [2]. Для этого берем соотношение:

$$P = P_c + \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c}. \quad (2.3)$$

Берем от него градиент dP/dr , учитывая, что P_c и $\ln(r_c)$ константы и получаем:

$$\text{gradP} = \frac{P_k - P_c}{r \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (2.4)$$

$$\text{откуда } \Delta P = 0.05 \cdot \frac{P_k - P_c}{r \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (2.5)$$

В этой формуле все известно, а расстояние r на котором мы будем учитывать колебания изменяется в пределах от радиуса скважины r_c до радиуса контура питания R .

Уравнение (2.2) действительно для диапазона исследуемых амплитуд. В частности, уравнение проблематично для очень малых амплитуд. Если $P_{ак} = 0$, уравнение не верно, т. к. $\Delta k/k_0$ конечна, то есть проницаемость растет

независимо от того, воздействуют на пласт колебания или нет. Для решения этой проблемы, соотношение (2.2) представляется в виде:

$$\frac{\Delta k}{k_0} = a \left(\frac{P_{ак}}{\Delta P} \right)^b, \quad (2.6)$$

где $a = 0.7$,

$b = 1.7$.

Соотношение (2.6) показывает зависимость эффективной проницаемости от амплитуды колебаний звукового давления.

Волновое поле в углеводородах, в упругом слое и в водонасыщенной пористой структуре описывается соответственно уравнениями Гельмгольца, Ламе и Био-Френкеля [10-12]. Геологическая среда обычно считается неоднородной по своему составу и физико-механическим свойствам во всех направлениях. Упрощение схемы строения такой геофизической среды и её отображение в виде качественной модели - необходимый этап любых геофизических исследований. Пусть дана цилиндрическая скважина и волна распространяется от нее в следующем виде (Рис. 2.1). Вместо строгого расчёта допустима приближённая оценка изменения амплитуды сигналов при распространении акустических волн по пласту и в массиве пласта в следующем виде:

$$P(r) = P_0 r^n \cdot e^{-\alpha r}, \quad (2.7)$$

где $P(r)$ – амплитуда акустической волны на расстоянии r от источника колебаний,

P_0 – начальное значение акустического давления,

r – расстояние от источника колебаний до точки, в которой определяется амплитуда,

α – коэффициент затухания акустической волны,

n – показатель степени, $n = 0$ для плоской волны, $n = 1$ для сферической волны, $n = 0.5$ для цилиндрической волны.

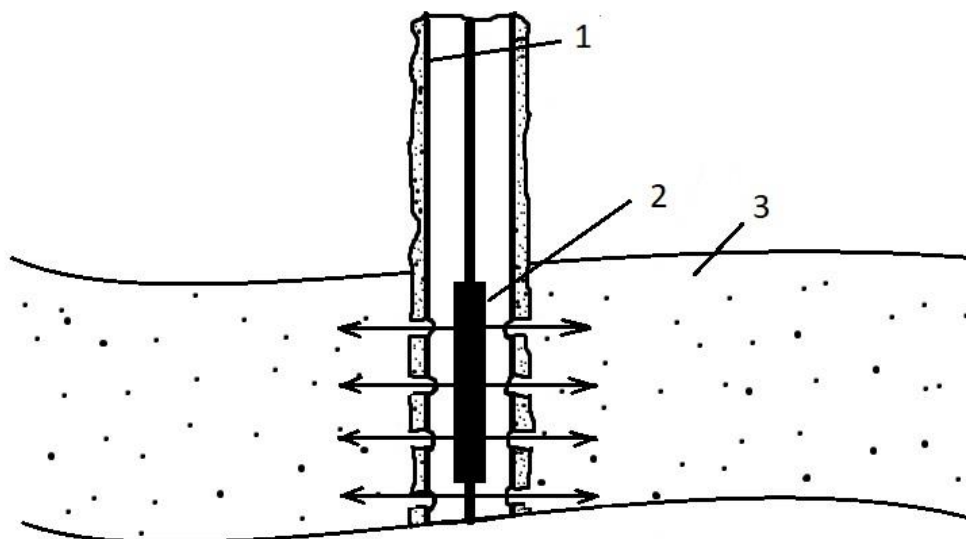


Рис. 2.1 Схема распространения акустической волны в скважине. Стрелочками показаны направления упругих колебаний. 1 – эксплуатационная колонна; 2 – излучатель; 3 – нефтяной пласт

Одной из ключевых характеристик в распространении акустической волны в пористой среде является затухание. Выражение для коэффициента затухания выглядит следующим образом [13]:

$$\alpha = \frac{\omega}{c} \frac{1}{Q}, \quad (2.8)$$

где ω - угловая частота равная $2\pi f$,

Q - добротность, величина которой для нефтяных коллекторов имеет порядок 30,

c - скорость продольных волн, которая обычно равна 3.4 км/с.

Для удобства, преобразуем формулу (2.8) к следующему виду:

$$\alpha = \frac{\pi}{15} \frac{f}{c}. \quad (2.9)$$

2.2 Воздействие упругих колебаний на вязкость.

Оценивая перспективы добычи нефти на сегодняшний день, можно сказать, что запасы тяжелых и вязких нефтей сопоставимы с мировыми запасами обычной нефти. Высоковязкие нефти считаются высококонцентрированными дисперсными системами, трудные для извлечения, транспортировки и переработки. Для решения данной проблемы применяют следующие методы воздействия: тепловые, химические, механические и акустические.

Упругие колебания, генерируемые погружным устройством, воздействуют на вязкость нефти, вызывая появление постоянства течения вязкой жидкости через поры и трещины. То есть уменьшение вязкости нашего углеводорода, нефти. Акустическое воздействие приводит к очистке поровых каналов и трещин продуктивного пласта, разрушению поверхностного слоя стенок в призабойной зоне, что повышает депрессию и ускоряет приток флюида в скважину.

Вязкость является важной характеристикой при расчете таких технологических параметров, как:

1. Подвижность углеводородного сырья в продуктивном пласте;
2. Скорость фильтрации жидкости в пласте;
3. При определении типа вытесняющего агента;
4. При расчете необходимых условий для трубопроводной транспортировки и так далее.

Если знать вязкость нефти, то возможно даже определить примерный её состав, так как эта физическая характеристика растёт с увеличением молекулярных весов фракций. Можно сказать, что, чем тяжелее нефть, тем

больше оно содержит тяжелых углеводородных фракций, а значит, вязкость его довольно высокая. В высоковязких углеводородах содержится много смол и асфальтенов, что сильно затрудняет переработку.

Более того, на вязкость влияют растворенные в нефти ископаемые газы. Например, газы углеводородного состава эту жидкую смесь разжижают, а азотистые – напротив, увеличивают значение её вязкости.

Динамическая вязкость - это мера внутреннего трения, равная отношению тангенциального напряжения к градиенту скорости сдвига при ламинарном движении жидкости, обозначается символом μ и выражается в [Па·с]. Динамическая вязкость определяется по формуле Пуазейля:

$$\mu = \frac{\pi P r^4}{8 V L} \cdot t, \quad (2.10)$$

где P - давление под которым движется жидкость,

V - объем жидкости,

L - длина капилляра,

r - радиус капилляра,

t - время за которое протекает жидкость.

В работах [14, 15] проведено исследование влияния акустической и термической обработки на вязкостные и температурные характеристики высоковязкой нефти Усть-Тегусского месторождения. В процессе работы стало известно, что после ультразвуковой обработки вязкость нефти снизилась в 1.7 раза, а температура застывания на 32 градуса цельсия.

В [16] экспериментально доказано, что вязкость парафинистой нефти уменьшается на 15-20% при двухминутной обработке, а при увеличении времени воздействия, вязкость нефти уменьшается двукратно. В процессе эксперимента стало известно, что вязкость нефти снижается в 2.5 раза, а

предельное напряжение сдвига в 50 раз по сравнению с начальными значениями.

Одним из основных причин высокой вязкости нефтей считается очень большое содержание в них смолисто-асфальтеновых компонентов. Существуют две основные формы надмолекулярных образований асфальтенов: первичная в виде слоисто-пачечных ассоциатов, устойчивые благодаря своей квазисферической форме, вторичная – в виде мицелл, представляющих собой конгломераты ассоциированных частиц [17, 18]. При достижении очень высокой концентрации смолисто-асфальтеновых компонент, начинается быстрое изменение реологических свойств флюида, и начинают проявляться структурно-механические свойства углеводорода. Изучение литературы показало, что похожая картина происходит и для полимеров, разрушение которых имеет термофлуктуационный характер. В течении некоторого времени флюид возвращает свою вязкость, из чего можно понять и изучить обратное построение надмолекулярных образований. Наибольшую эффективность дает использование реагентов и ультразвукового воздействия совместно, когда за счет акустического воздействия химические реагенты быстро и равномерно распределяются по всему объему нефти и препятствуют обратному построению надмолекулярных образований [19].

Для нашей работы важным является зависимость динамической вязкости от амплитуды упругих колебаний, что проделано в работе [20]. Эта зависимость выражается следующим образом:

$$\mu = \mu_0 (0.80498 - 0.013468 \cdot \ln(P_{ак} + 5.147 \cdot 10^{-7})), \quad (2.11)$$

где μ_0 - вязкость нефти до акустического воздействия,

$P_{ак}$ - амплитуда колебаний.

ГЛАВА 3. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ВОЛНОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

Целью эксперимента является получение зависимости проницаемости пористой среды при воздействии на нее упругих колебаний. Важно рассмотреть распространение упругих колебаний от скважины в пласт, получить закономерности изменения проницаемости и вязкости от расстояния при воздействии упругих колебаний на пласт. Далее необходимо оценить, как эта зависимости повлияют на производительность скважины.

3.1 Постановка задачи.

Поля акустической волны при излучении из скважины имеют очень сложную структуру, содержащую в себе объемные продольные и поперечные компоненты волны. Кроме этого, они имеют собственные моды, распространяющиеся вдоль скважины, рассмотренные в работах [21-23]. Соотношения между структурами этих полей зависят от таких многочисленных факторов как: геометрические характеристики излучателя и скважины, упругие и диссипативные свойства среды, длина излучаемой волны. Оценивать наши параметры удобно на упрощенных моделях. В связи с этим в расчетах используется цилиндрически-симметричная поверхность.

Пусть имеем в круговом пласте толщиной $h = 8$ м и радиуса $R_k = 600$ м центральную скважину радиуса $r_c = 0.1$ м на забое которой поддерживается постоянное давление $p_c = 4.0$ МПа (Рис. 3.1). На боковой поверхности также поддерживается постоянное давление $p_k = 10.0$ МПа, и через нее происходит приток флюида, равный дебиту нашей скважины. Поэтому фильтрация установившаяся. Начальная проницаемость пласта $k_0 = 100$ мД или $0.1 \cdot 10^{-12}$

m^2 , а начальная вязкость нефти $\mu = 5.0$ мПа·с. Аксиально-симметричный источник, расположенный в скважине воздействует на пласт упругими колебаниями, порождая волновое поле.

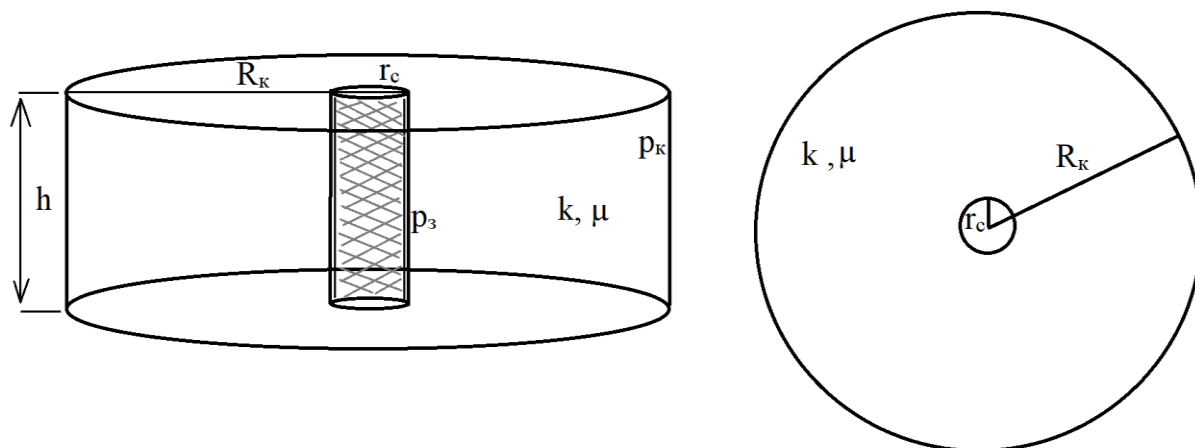


Рис.3.1. Круговой пласт, объемное представление и вид сверху

3.2 Амплитудные оценки.

В первую очередь стоит рассмотреть распространение цилиндрических волн от скважины в пласт. Так как скважина имеет форму цилиндра, амплитуда упругих колебаний, расположенного в ней аксиально-симметричного источника выражается из формулы (2.7) в следующем виде:

$$P_{ак} = P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp(-\alpha(r-r_c)), \quad (3.1)$$

где расстояние r изменяется в пределах от r_c до R_k , а начальную амплитуду колебаний принимаем равным 500 кПа.

Коэффициент затухания α выражается уравнением (2.9) и выражение для амплитуды колебаний приобретает следующий вид:

$$P_{ак} = P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp\left(-\frac{\pi f}{15 c} (r-r_c)\right). \quad (3.2)$$

Из полученного уравнения можно сделать вывод что наша амплитуда зависит только от пройденного волной расстояния и частоты колебаний. На основе полученных закономерностей можно построить график (Рис. 3.2).

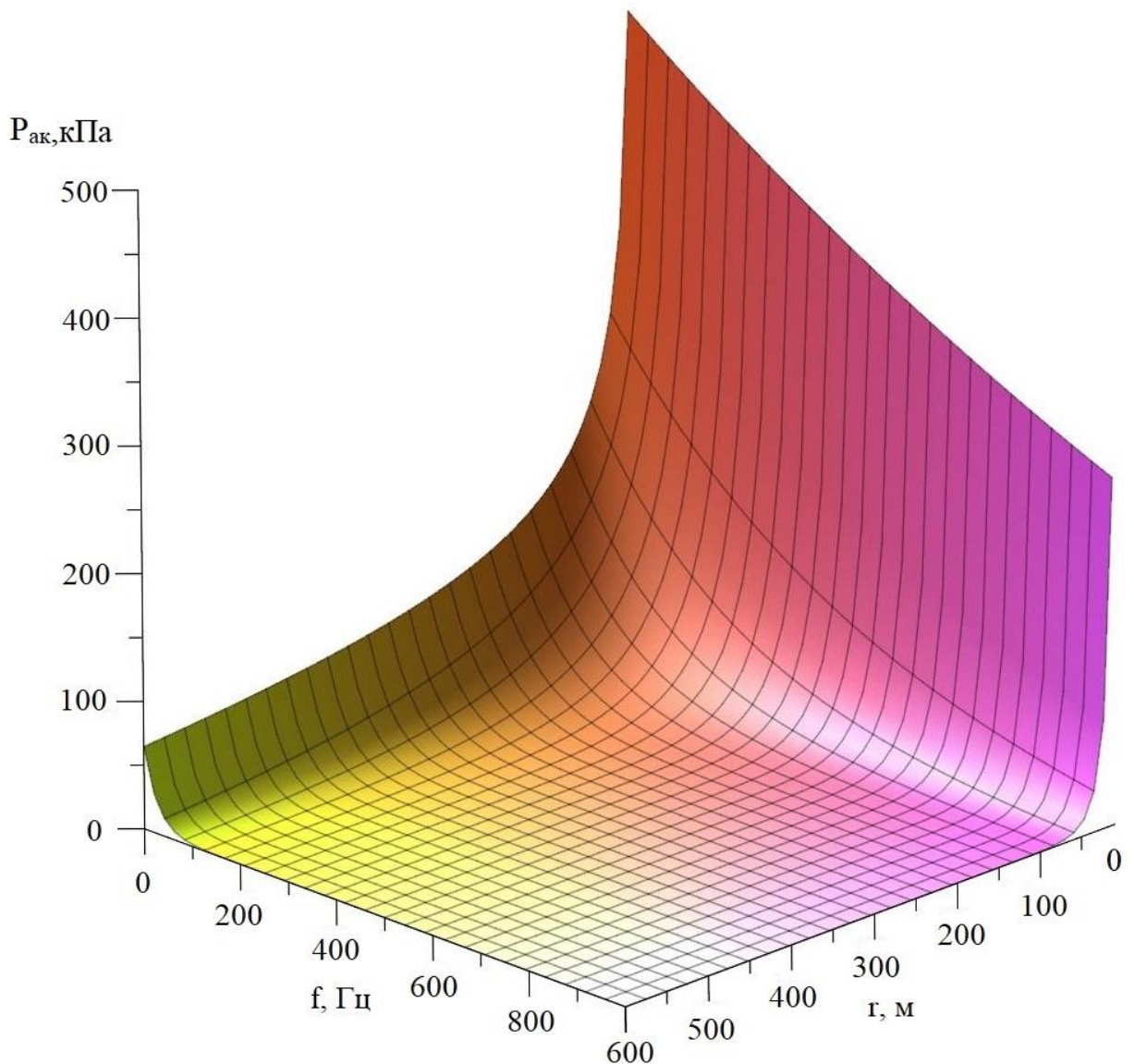


Рис. 3.2. График зависимости амплитуды колебаний от частоты и от расстояния

Из графика видно, что при очень маленьких частотах амплитуда падает не так быстро, как при высоких, и на краю нашего цилиндра еще имеет какое то значение. На высоких же частотах амплитуда резко падает и принимает нулевое значение уже на расстоянии 100 метров. Поэтому можно сделать вывод, что для

глубокого воздействия на пласт (несколько сотен метров), самыми оптимальными и производительными для нашей скважины будут низкочастотные излучатели, частота которых должна составлять единицы Гц. При расстояниях в несколько десятков метров скважинные излучатели могут иметь частоту порядка единиц кГц.

3.3 Оценка проницаемости и вязкости.

Понимание того, как изменяется акустическое давление, позволяет нам узнать как ведут себя проницаемость и вязкость.

Для начала, зная как изменяется амплитуда, преобразуем выражение (2.6) к следующему виду:

$$\frac{\Delta k}{k_0} = 0.7 \left(\frac{P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp\left(-\frac{\pi f}{15 c} (r - r_c)\right)}{\Delta P} \right)^{1.7}, \quad (3.3)$$

где из (2.1) $\Delta k = k_{ак} - k_0$,

$$\text{а } \Delta P \text{ из (2.5)} = 0.05 \cdot \frac{P_K - P_c}{r \ln \frac{R_K}{r_c}}.$$

Выражение (3.3) приходит к виду:

$$\frac{k_{ак} - k_0}{k_0} = 0.7 \left(\frac{P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp\left(-\frac{\pi f}{15 c} (r - r_c)\right)}{0.05 \cdot \frac{P_K - P_c}{r \ln \frac{R_K}{r_c}}} \right)^{1.7}, \quad (3.4)$$

где $k_{ак}$ – проницаемость пористой среды при воздействии на нее упругих колебаний.

Выражаем эффективную проницаемость среды:

$$k_{ак} = k_0 \left[1 + 0.7 \left(\frac{P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp\left(-\frac{\pi}{15} \frac{f}{c} (r - r_c)\right)}{0.05 \cdot \frac{P_k - P_c}{r \ln \frac{R_k}{r_c}}} \right)^{1.7} \right]. \quad (3.5)$$

Уравнение (3.5) выражает зависимость проницаемости в зависимости от расстояния и частоты, график которой представлен ниже (Рис. 3.3).

Проницаемость среды при прямом воздействии упругих колебаний возрастает в несколько раз и быстро падает при увеличении расстояния от излучателя, приближаясь к начальному значению, что соответствует экспериментальным значениям, полученным в работе [8]. Эффективность излучателя высокая при малых частотах порядка нескольких десятков герц. Изначально, при малых частотах проницаемость растет по мере удаления от скважины, что кажется очень странным. Это обуславливается тем, что пористая структура устроена намного сложнее чем мы представляли.

Зависимость динамической вязкости от амплитуды колебаний определяется выражением (2.11), которая преобразуется к следующему виду, если подставить туда формулу акустического давления (Рис. 3.4):

$$\mu = \mu_0 \left[(0.80498 - 0.013468 \cdot \ln \left(\left(P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp\left(-\frac{\pi}{15} \frac{f}{c} (r - r_c)\right) \right) + 5.147 \cdot 10^{-7} \right) \right]. \quad (3.6)$$

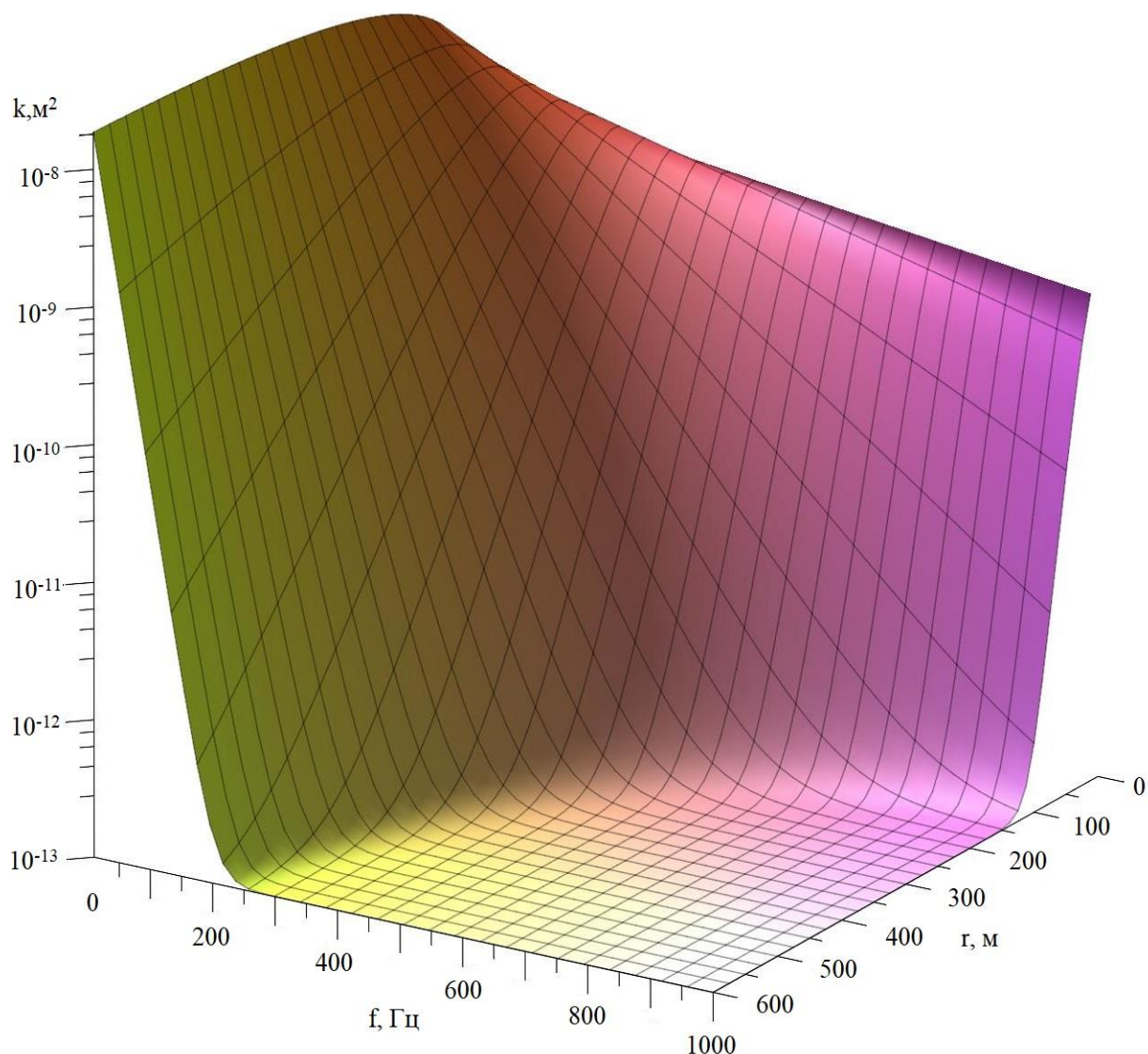


Рис. 3.3. График зависимости проницаемости от частоты и от расстояния

Вязкость нефти при прямом воздействии колебаний значительно уменьшается и остается на таком уровне опять же при малых частотах. Из графика так же видно, что она принимает свое изначальное значение лишь при удалении от скважины на очень большие расстояния в несколько сотен метров.

Так как по закону Дарси (1.1) в выражении для дебита нефти вязкость и проницаемость используются в виде отношения k/μ , то для наглядности лучше всего построить график зависимости отношения k/μ от расстояния и частоты излучателя (Рис. 3.5).

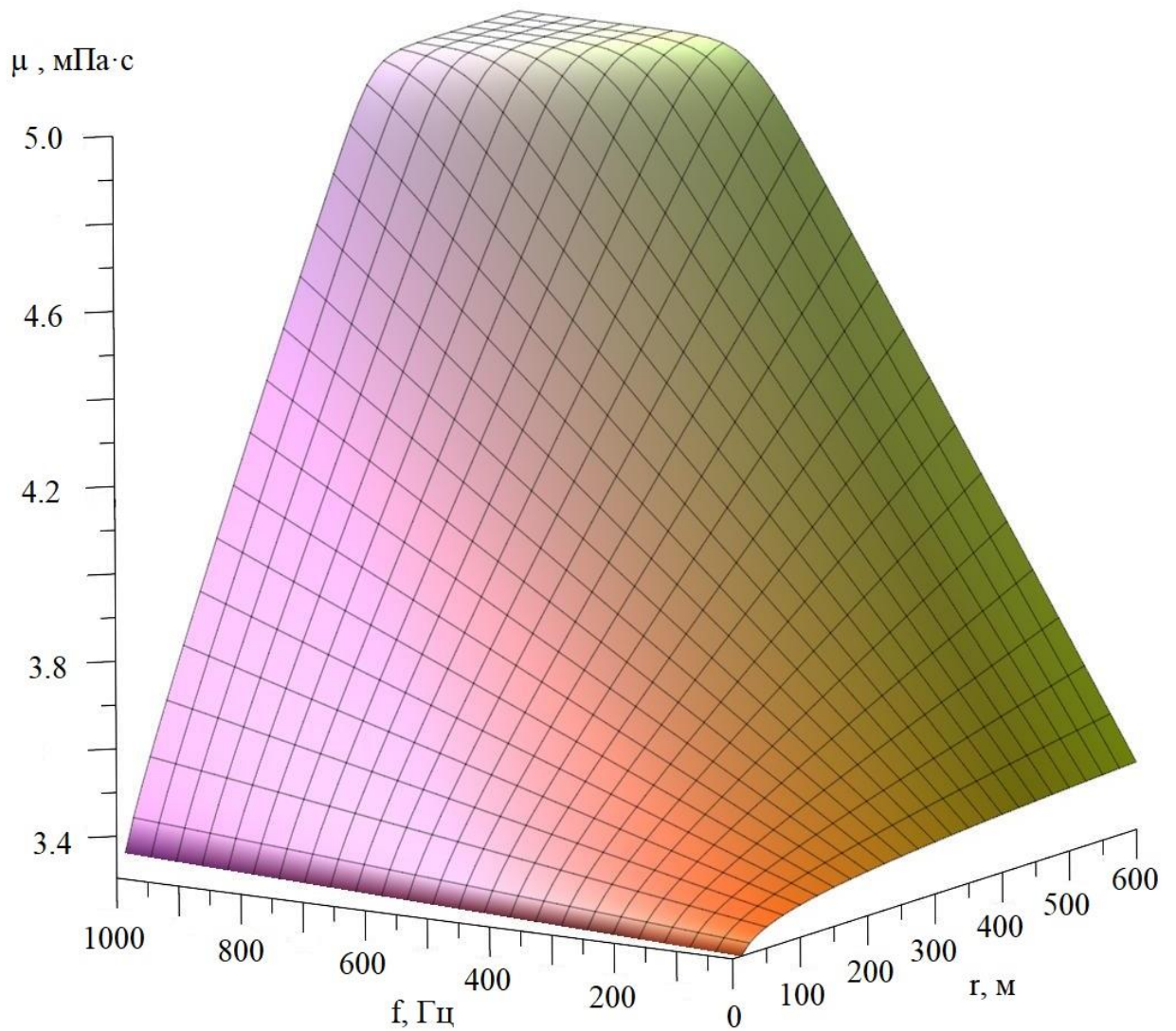


Рис. 3.4. График зависимости вязкости от частоты и от расстояния

Отношение k/μ несложно определить из (3.5) и (3.6), которое определяется как:

$$\frac{k}{\mu} = \frac{k_0 \left[1 + 0.7 \left(\frac{P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp\left(-\frac{\pi f}{15 c} (r - r_c)\right)}{0.05 \cdot \frac{P_K - P_C}{r \ln \frac{R_K}{R_C}}}\right)^{1.7} \right]}{\mu_0 \left[(0.80498 - 0.013468 \cdot \ln\left(\left(P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp\left(-\frac{\pi f}{15 c} (r - r_c)\right)\right) + 5.147 \cdot 10^{-7}\right)\right]} \quad (3.7)$$

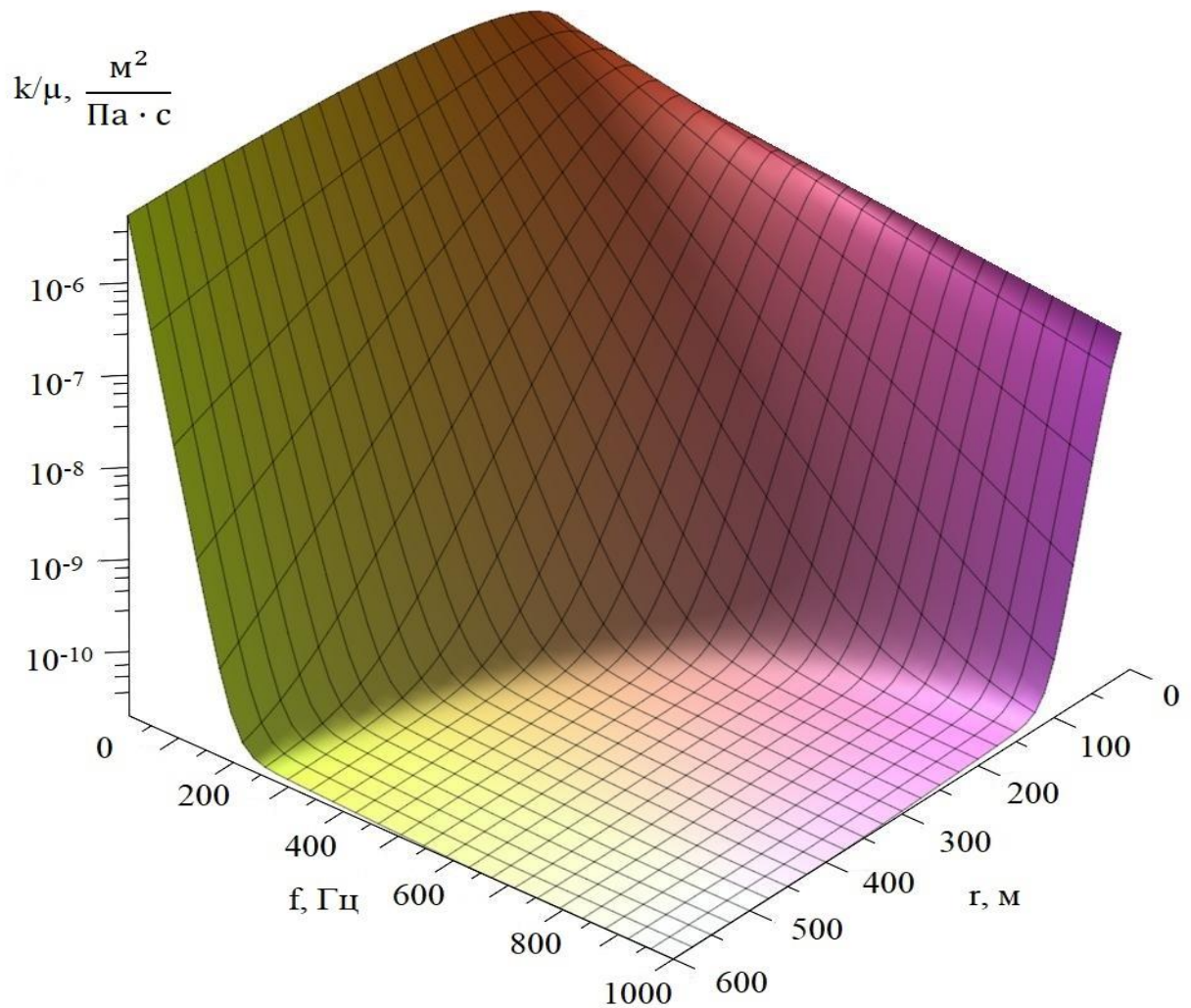


Рис. 3.5. График зависимости отношения k/μ от частоты и от расстояния

График зависимости отношения k/μ похож на график зависимости проницаемости от частоты и расстояния и ведет себя таким же образом. При низких частотах это отношение медленно падает к контуру кругового пласта, а при высоких частотах свыше 200 герц, это падение становится еще сильнее. Зная как себя ведет это отношение, можем оценить производительность нашей вертикальной скважины.

Также несложно узнать, как зависит отношение k/μ от акустического давления, в выражении (3.7) заменяем формулу для акустического давления (3.2) символом $P_{\text{ак}}$ и строим по ней график. Акустическое давление при прямом воздействии у скважины достигает максимума и равно 500 кПа, а давление на краю контура можно узнать из графика зависимости акустического давления от

расстояния и частоты. Если взять акустическое давление при частоте 100 герц, то на контуре круговой скважины она будет равна нулю. График зависимости отношения k/μ от акустического давления и от расстояния, представлен далее (Рис. 3.6).

Из графика видно как отношение k/μ увеличивается при отдалении от скважины. Это нам говорит о том, что проницаемость пласта уменьшается, а вязкость нефти растет, что мы и видели в рисунках 10 и 11. Объясняется это опять тем же, что акустическое давление уменьшается при отдалении от скважины в пласт. Из графика так же видно, что при большем акустическом давлении отношение k/μ растет быстрее, нежели при маленьком.

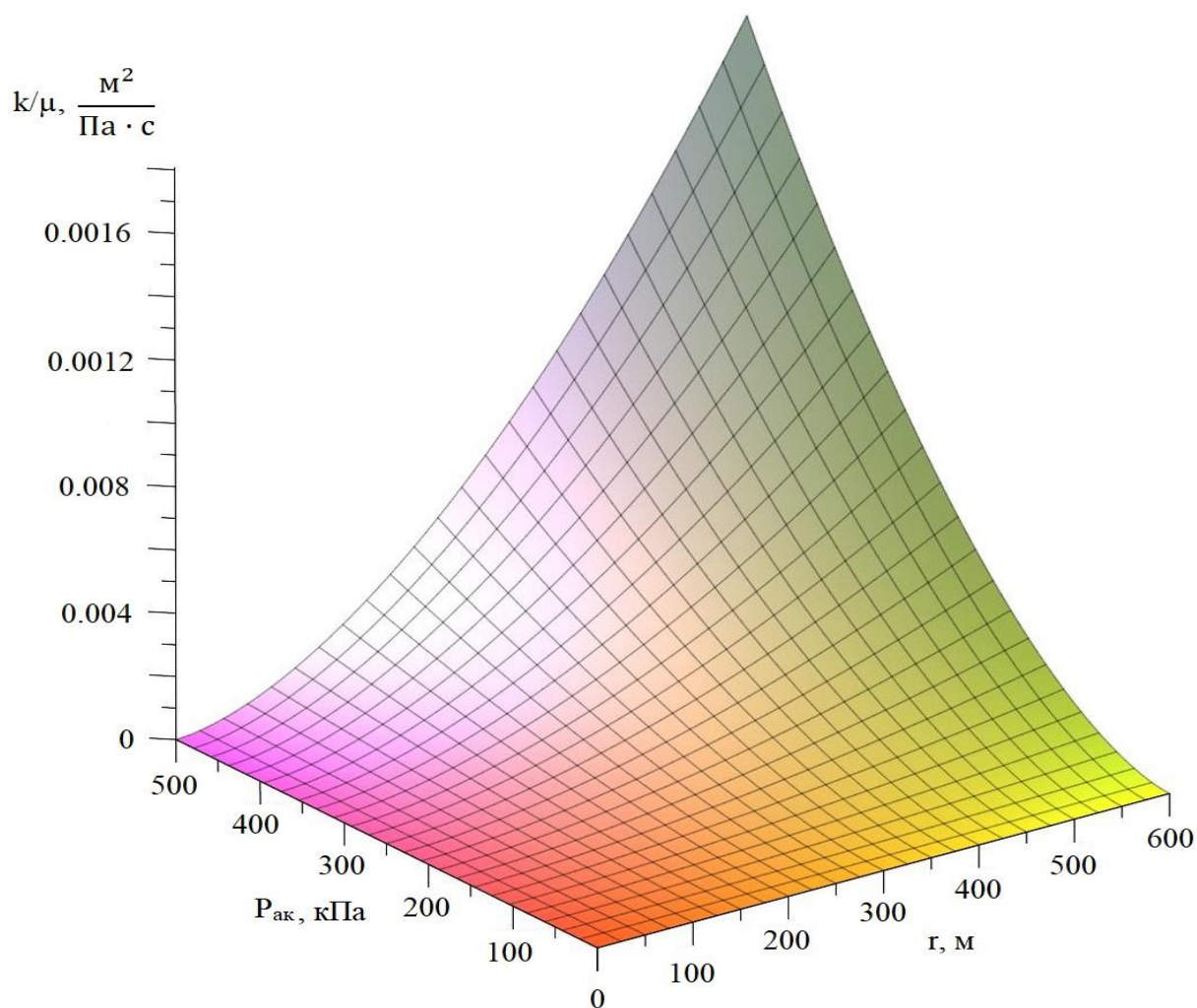


Рис. 3.6. График зависимости отношения k/μ от акустического давления и от расстояния

3.4 Оценка производительности вертикальной скважины.

На основе проделанной работы можно посмотреть как изменяется дебит нефти при изменении амплитуды колебаний, определить оптимальное акустическое давление или сравнить реальный дебит нефти и дебит при волновом воздействии на продуктивный пласт, а так же определить на какой частоте большая продуктивность.

Вспомним как мы находили формулу для определения дебита нефти из закона Дарси (1.5). Это выражение мы интегрировали (1.6), где наши вязкость и проницаемость не зависели от расстояния r , пройденного волной в продуктивном пласте. Теперь же они зависят от расстояния (3.5) и (3.6), и наш интеграл принимает следующий вид:

$$Q = \int_r^R \frac{\mu_0 \left[(0.80498 - 0.013468 \cdot \ln \left(\left(P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp \left(-\frac{\pi f}{15 c} (r - r_c) \right) \right) + 5.147 \cdot 10^{-7} \right) \right]}{k_0 \left[1 + 0.7 \left(\frac{P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp \left(-\frac{\pi f}{15 c} (r - r_c) \right)}{0.05 \cdot \frac{P_k - P_c}{r \ln \frac{R_k}{r_c}}} \right)^{1.7} \right]} \frac{dr}{r} =$$

$$2\pi h \cdot \int_{P_c}^{P_k} dP, \quad (3.8)$$

для вычисления которого лучше воспользоваться численными значениями и рассчитать дебит скважины для разных частот. Результаты расчетов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Значения дебита вертикальной скважины для малых частот

| № | Частота (f), Гц | Дебит (Q), м ³ /сут |
|---|-----------------|--------------------------------|
| 1 | 100 | 196.121 |
| 2 | 200 | 188.743 |

| | | |
|----|------|---------|
| 3 | 300 | 183.970 |
| 4 | 400 | 180.642 |
| 5 | 500 | 178.217 |
| 6 | 600 | 176.264 |
| 7 | 700 | 174.489 |
| 8 | 800 | 173.074 |
| 9 | 900 | 171.824 |
| 10 | 1000 | 170.803 |

По полученным расчетам можно построить график зависимости дебита от частоты акустических колебаний (Рис. 3.7).

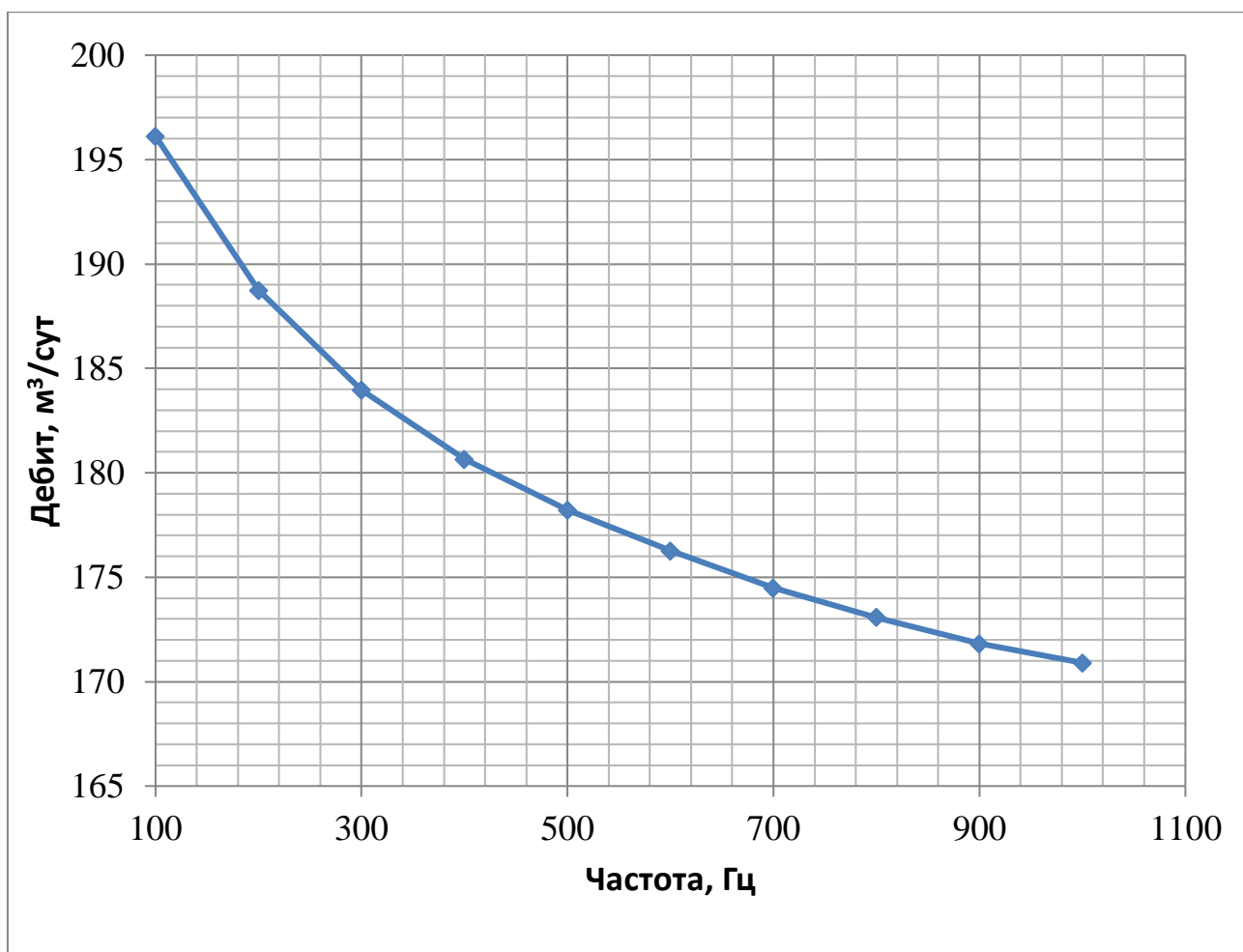


Рис. 3.7. График зависимости дебита вертикальной скважины от частоты акустических колебаний (для малых частот)

Из полученных результатов можно сделать вывод, что для глубокого воздействия на пласт излучатели должны быть низкочастотными, так как при увеличении частоты амплитуда колебаний очень быстро падает по экспоненте, что мы уже видели на графике зависимости акустического давления от частоты и от расстояния.

Начальное значение дебита скважины без волнового воздействия рассчитывается по формуле Дюпюи (1.7) и равно $137.686 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Наша скважина получается довольно высокодебитной. Для наглядности покажем на нашем графике это значение дебита (Рис. 3.8).

Как мы можем увидеть из графика, дебит скважины значительно повысился. В интервале частот от 100 до 1000 герц наблюдается повышение производительности скважины от 24% при частоте в 1000 герц, до 45% при значении частоты в 100 герц. Можно сказать, что при довольно низкочастотных колебаниях, в интервале частот от 100 до 1000 герц производительность скважины в среднем увеличивается на 35 процентов.

Так же не помешает посмотреть, как меняется производительность скважины при высоких частотах колебаний. Пределы частот решено было выбрать в интервале от 1 до 10 кГц. Расчет дебита скважины при волновом воздействии на этих частотах приведен в таблице 3.2.

График зависимости дебита скважины при волновом воздействии для высоких частот приведен ниже (Рис. 3.9). По графику можно сказать, что и в интервале частот от 1 до 10 кГц производительность при волновом воздействии падает по экспоненте. Если же на частоте в 1 кГц прирост производительности был равен 24%, то на частоте в 10 кГц это прирост составляет менее 1%. Из этого следует, что на высоких частотах выше 10кГц волновое воздействие не эффективно. Даже на частоте в 5 кГц прирост производительности составляет всего лишь 4%. А для частот в интервале от 1 до 5 кГц прирост производительности в среднем составляет от 10 до 20 процентов.

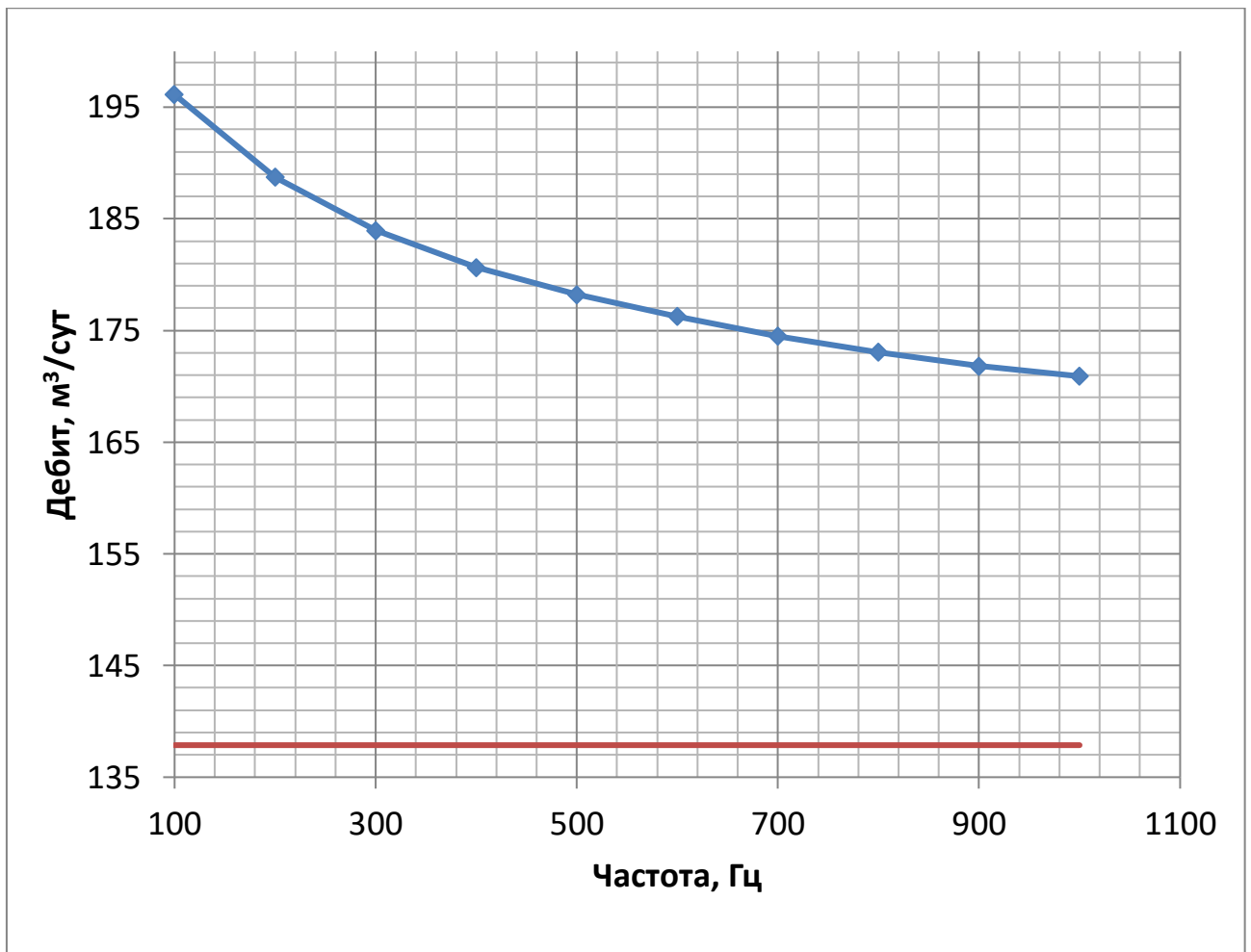


Рис. 3.8. График зависимости дебита вертикальной скважины от частоты акустических колебаний (для малых частот), где красной линией указан дебит скважины без волнового воздействия

Таблица 3.2. Значения дебита вертикальной скважины для больших частот

| № | Частота (f), кГц | Дебит (Q), м³/сут |
|---|------------------|-------------------|
| 1 | 1 | 170.803 |
| 2 | 2 | 159.122 |
| 3 | 3 | 150.868 |
| 4 | 4 | 146.044 |
| 5 | 5 | 143.306 |
| 6 | 6 | 141.242 |
| 7 | 7 | 140.167 |

| | | |
|----|----|---------|
| 8 | 8 | 139.475 |
| 9 | 9 | 138.991 |
| 10 | 10 | 138.645 |

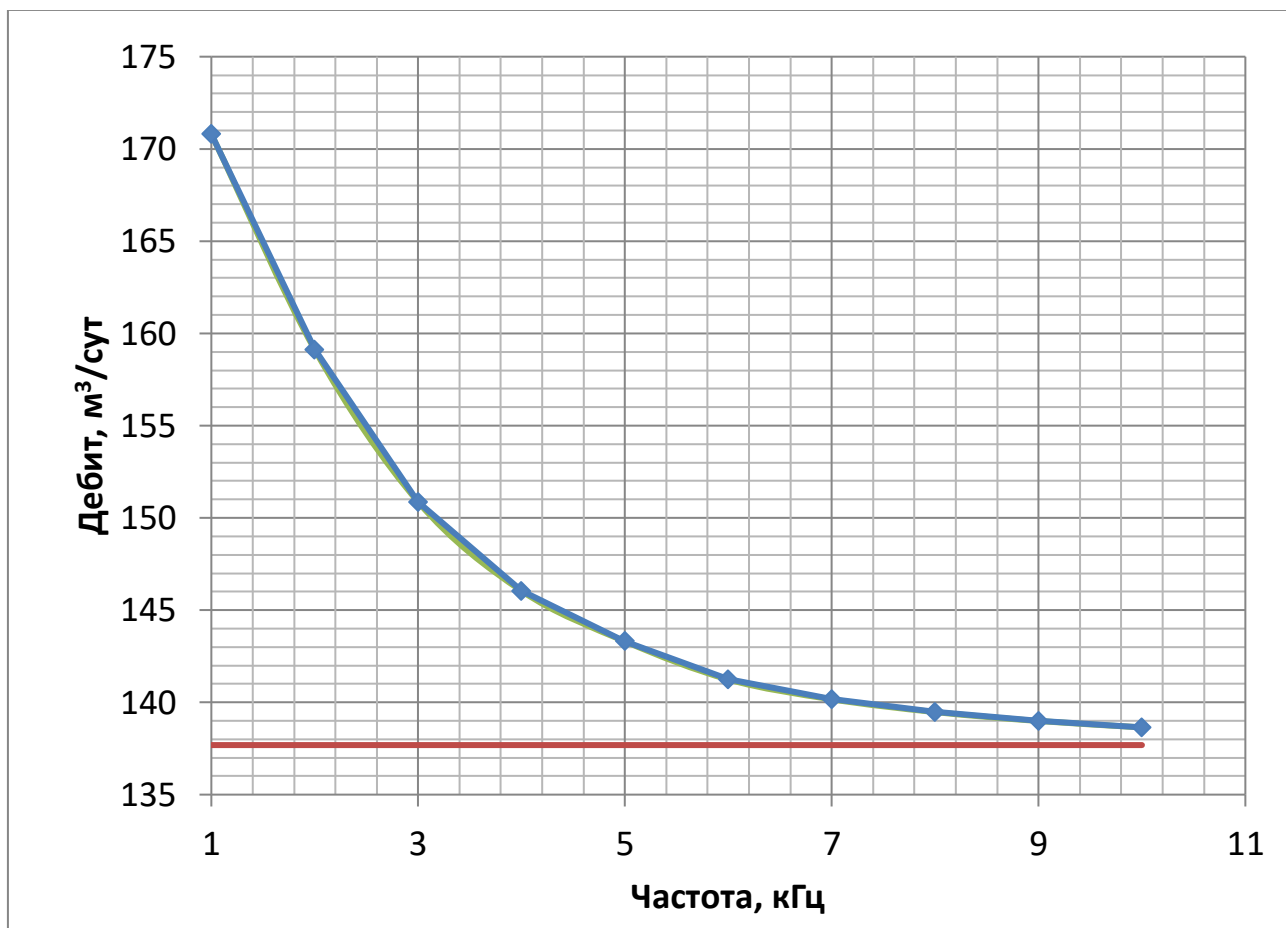


Рис. 3.9. График зависимости дебита вертикальной скважины от частоты акустических колебаний (для больших частот), где красной линией указан дебит скважины без волнового воздействия

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать следующий вывод: при волновом воздействии на нефтяную вертикальную скважину на частотах менее 1 кГц составляет в среднем 35%, для более высоких частот до 5 кГц прирост производительности падает до 4%. Для глубокого воздействия на продуктивный пласт на расстояниях в сотни метров, излучатели упругих колебаний должны быть довольно низкочастотными. Частота таких излучателей должна составлять порядка единиц кГц.

ГЛАВА 4. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ВОЛНОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

В данной главе мы имеем те же задачи, что и в прошлой. А именно, нам нужно рассмотреть изменение акустического давления в горизонтальном пласте и как это изменение повлияет на проницаемость и вязкость. Далее, все сводится к тому, что мы оцениваем как меняется производительность нашей горизонтальной скважины и закономерность этих изменений.

4.1 Постановка задачи.

Для определения производительности горизонтальной скважины при волновом воздействии, возьмем в качестве примера Ашальчинское месторождение. Ашальчинское месторождение находится в Альметьевском районе республики Татарстан и относится к классу мелких. На месторождении эксплуатируются 84 горизонтальные скважины. В данной работе для расчета будет использоваться одна из двухустьевых горизонтальных скважин пилотного участка мелкозалегающей залежи (78 м.), которое характеризуется своеобразным строением.

Имеется горизонтальная скважина с круговым контуром питания радиуса $R_k = 600$ м, толщиной пласта в центральной части $h = 25$ м и длиной горизонтального ствола $L = 150$ м. (Рис. 4.1). Центральная скважина радиуса $r_c = 0.1$ м, на забое которой поддерживается постоянное давление $p_c = 4.0$ МПа. На боковой поверхности также поддерживается постоянное давление $p_k = 8.4$ МПа. Начальная проницаемость пласта $k_0 = 2.6$ Д или $2.6 \cdot 10^{-12}$ м², а начальная вязкость нефти $\mu_0 = 27.35$ Па·с. Аксиально-симметричный источник,

расположенный в скважине воздействует на продуктивный пласт упругими колебаниями, которые порождают волновое поле.

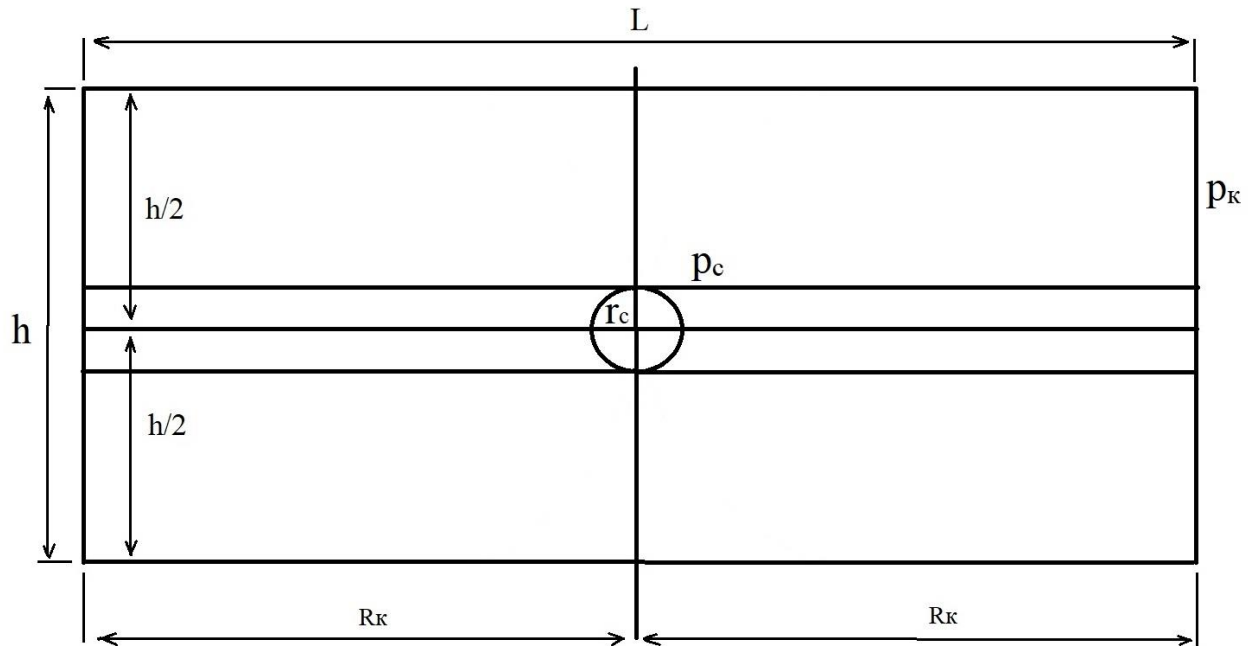


Рис.4.1. Схема горизонтальной скважины

Так как все нужные оценки уже были проведены в предыдущей главе, а именно: зависимость амплитуды колебаний от частоты и расстояния, пройденного в скважине, зависимость проницаемости пласта от частоты и расстояния, зависимость вязкости нефти от тех же частоты и расстояния, зависимость отношения k/μ от тех же параметров и зависимость этого отношения от величины акустического давления, можно приступить сразу к оценке производительности нашей горизонтальной скважины.

4.2 Оценка производительности горизонтальной скважины.

Как было сказано ранее, все оценки: амплитудные, оценка вязкости и проницаемости, будут такими же как и для вертикальной скважины. Отражениями волн от стенок продуктивного пласта было решено пренебречь,

так как они незначительны и не приносят существенный вклад к приросту производительности горизонтальной скважины.

Для начала воспользуемся выражением (1.11) для расчета дебита скважины в отсутствии волнового воздействия на нее. Дебит этой горизонтальной скважины при установившейся фильтрации составляет всего лишь 3.857 м³/сутки. Наша скважина является низкодебитной.

Чтобы посмотреть как волновое воздействие повлияет на производительность горизонтальной скважины, надо взять почти тот же самый интеграл, что и в выражении (3.8), только без одного коэффициента r в знаменателе, и само подынтегральное выражение оказывается перевернутым:

$$\int_r^R \frac{k_0 \left[1 + 0.7 \left(\frac{P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp\left(-\frac{\pi f}{15 c} (r - r_c)\right)}{0.05 \cdot \frac{P_K - P_c}{r \ln \frac{R_K}{r_c}}} \right)^{1.7} \right]}{\mu_0 \left[(0.80498 - 0.013468 \cdot \ln \left(\left(P_0 \sqrt{\frac{r_c}{r}} \exp\left(-\frac{\pi f}{15 c} (r - r_c)\right) \right) + 5.147 \cdot 10^{-7} \right) \right]} dr. \quad (4.1)$$

Для расчета интеграла пользуемся численными значениями и находим дебит скважины для различных частот, как и в предыдущей главе. Результаты расчетов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Значения дебита горизонтальной скважины для малых частот

| № | Частота (f), Гц | Дебит (Q), м ³ /сут |
|---|-----------------|--------------------------------|
| 1 | 100 | 6.605 |
| 2 | 200 | 6.291 |
| 3 | 300 | 6.087 |
| 4 | 400 | 5.966 |
| 5 | 500 | 5.875 |
| 6 | 600 | 5.824 |

| | | |
|----|------|-------|
| 7 | 700 | 5.788 |
| 8 | 800 | 5.759 |
| 9 | 900 | 5.738 |
| 10 | 1000 | 5.726 |

График зависимости суточного дебита ниже при волновом воздействии на малых частотах приведен ниже (Рис. 4.2).

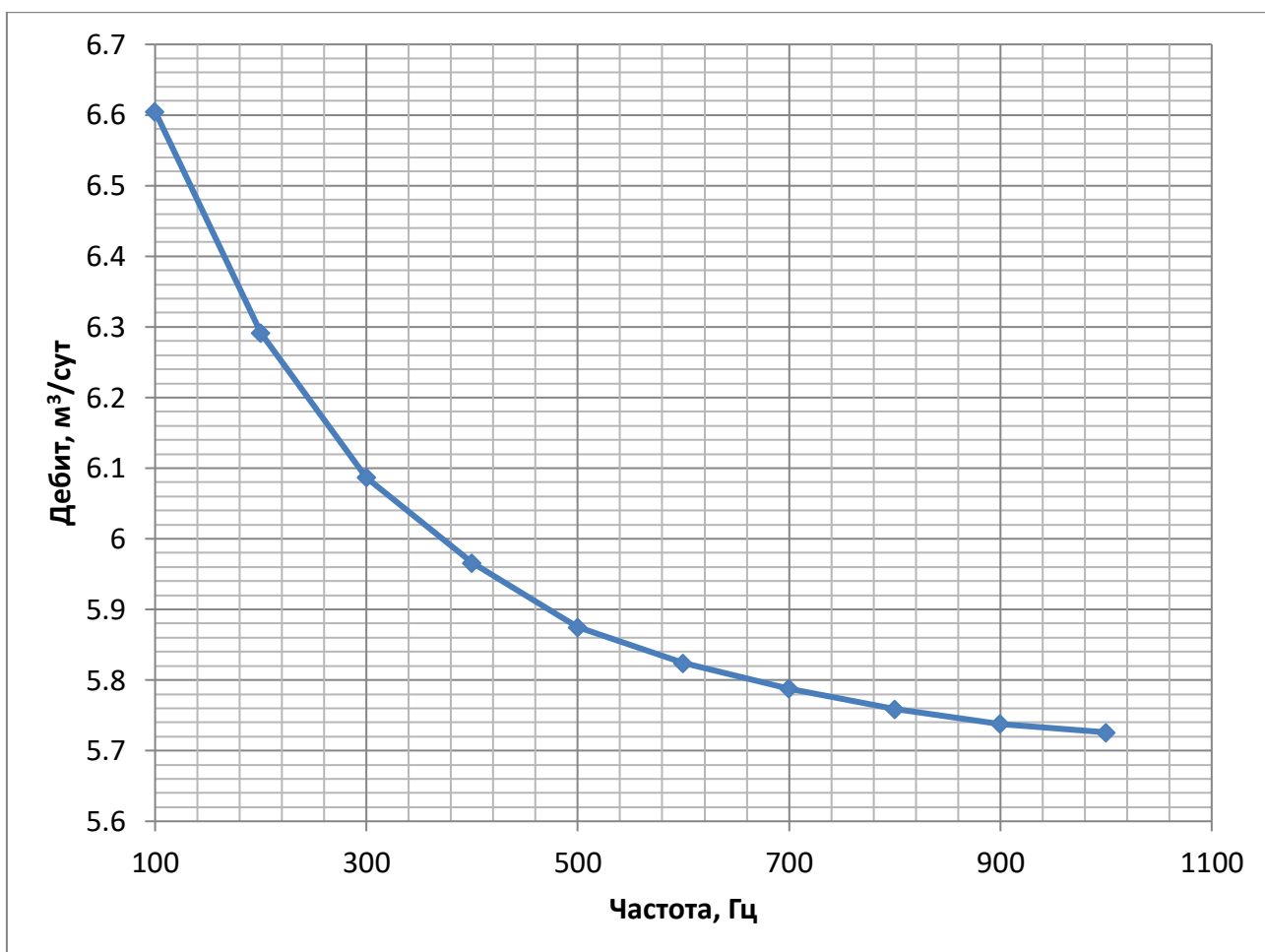


Рис. 4.2. График зависимости дебита горизонтальной скважины от частоты акустических колебаний (для малых частот)

Из графика видно, что дебит горизонтальной скважины при волновом воздействии ведет себя так же как и дебит вертикальной скважины. При низких частотах производительность скважины наиболее высокая.

Как и в предыдущей главе, для наглядности покажем на нашем графике начальный дебит горизонтальной скважины (Рис. 4.3).

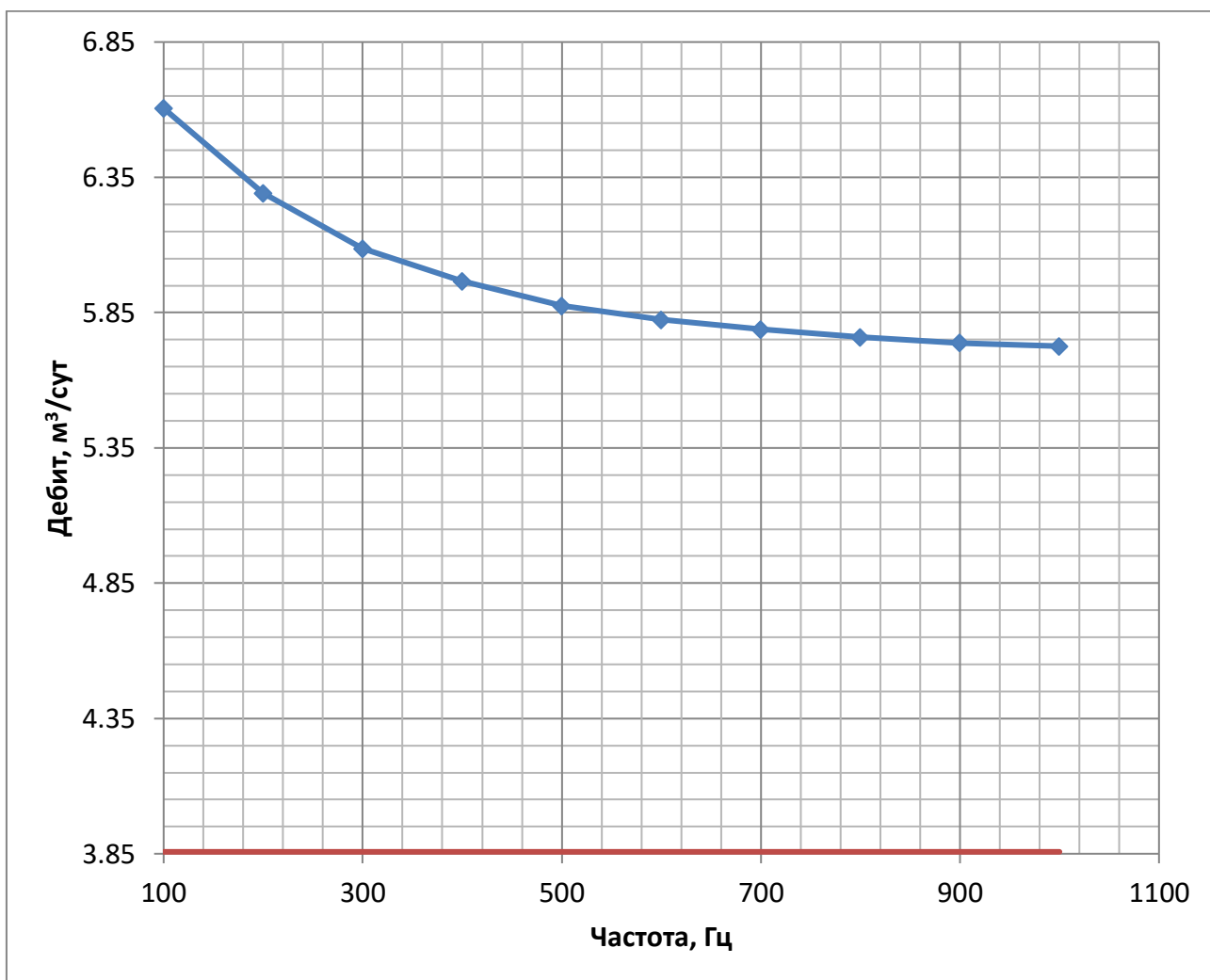


Рис. 4.3. График зависимости дебита горизонтальной скважины от частоты акустических колебаний (для малых частот) где красной линией указана начальная производительность скважины

Эта зависимость показывает нам, что при увеличении частоты прирост производительности горизонтальной скважины падает по экспоненте, что было и с вертикальной скважиной. На частоте в 100 Гц прирост производительности составляет 70%, в то время как для частоты в 1000 Гц этот прирост составляет почти 50%. В интервале частот от 100 до 1000 Гц средний прирост производительности для горизонтальной скважины при волновом воздействии составляет 60%.

Если сравнивать эти результаты с результатами вертикальной скважины, где средний прирост на малых частотах составлял всего 35% против 60% в горизонтальной скважине, видно, что производительность горизонтальной скважины при волновом воздействии растет быстрее чем производительность вертикальной скважины. Это объясняется тем, что у горизонтальной скважины более протяжная фильтровая зона, в отличии от вертикальной скважины, из-за которой увеличивается приток флюида и увеличивается зона действия упругих колебаний. Если сравнить наши скважины, то у вертикальной эта зона составляет всего лишь 8 метров против 150 метров у горизонтальной.

Как и в прошлой главе, рассмотрим прирост производительности скважины при волновом воздействии на больших частотах до 10 кГц. Расчеты дебита горизонтальной скважины на этих частотах приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Значения дебита горизонтальной скважины для больших частот

| № | Частота (f), кГц | Дебит (Q), м ³ /сут |
|----|------------------|--------------------------------|
| 1 | 1 | 5.726 |
| 2 | 2 | 5.198 |
| 3 | 3 | 4.834 |
| 4 | 4 | 4.577 |
| 5 | 5 | 4.391 |
| 6 | 6 | 4.238 |
| 7 | 7 | 4.118 |
| 8 | 8 | 4.019 |
| 9 | 9 | 3.934 |
| 10 | 10 | 3.859 |

График зависимости дебита горизонтальной скважины при волновом воздействии на пласт для высоких частот приведен ниже (Рис. 4.4). Он нам дает

понять, что прирост производительности на больших частотах падает, как и для вертикальной скважины. Если на частоте в 1 кГц прирост составлял около 50%, то на частоте в 10 кГц падает до 1%. Так же как и для вертикальной скважины этот прирост резко падает после 5 кГц. На частотах от 1 до 5 кГц, прирост производительности горизонтальной скважины падает с 50 до 10%.

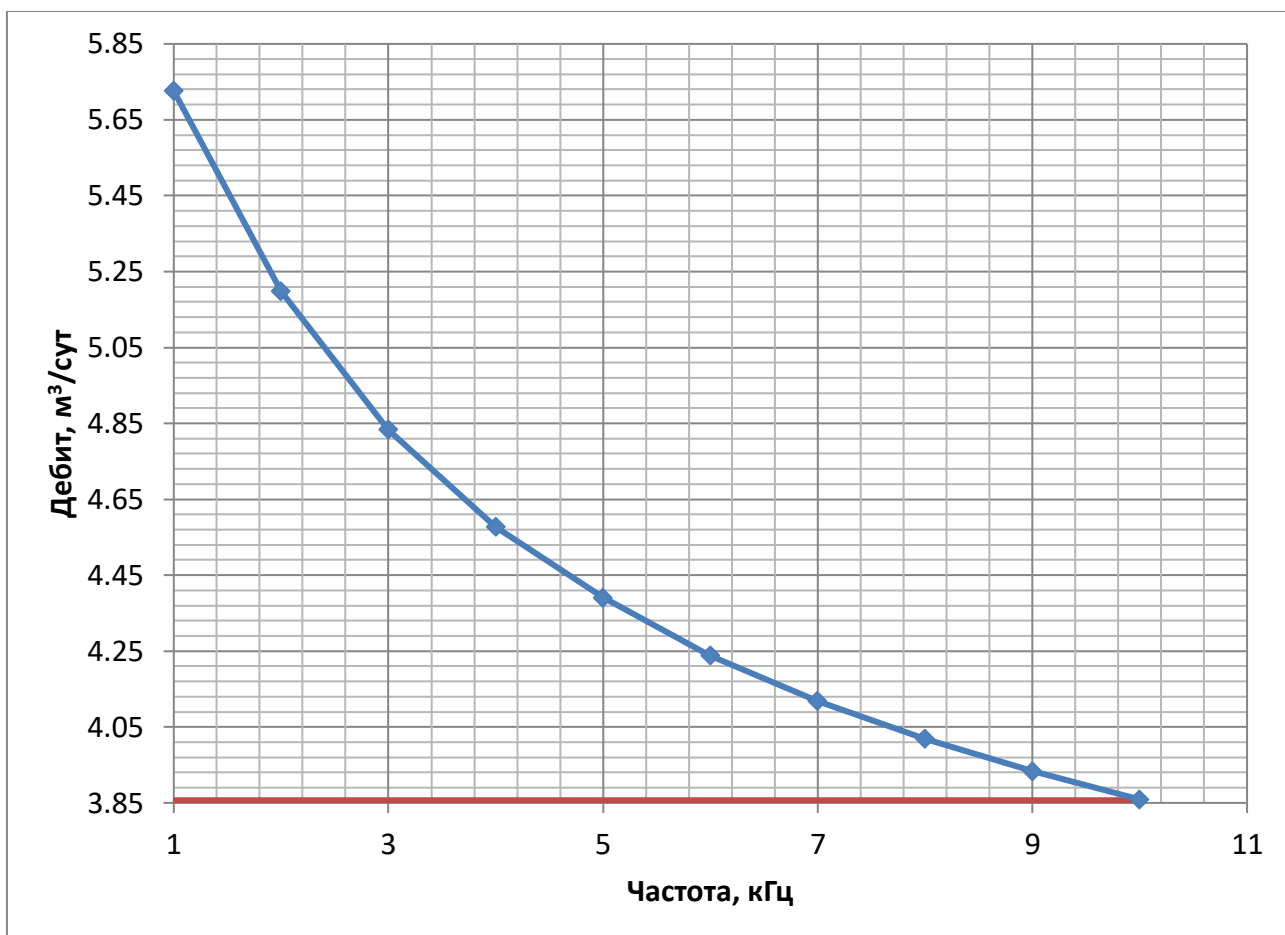


Рис. 4.4. График зависимости дебита горизонтальной скважины от частоты акустических колебаний (для больших частот), где красной линией указан начальный дебит горизонтальной скважины

Исходя из полученных результатов, можно сказать, что для глубокого воздействия на продуктивный пласт, излучатели колебаний должны быть низкочастотными, что для вертикальной, что для горизонтальной скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы по исследованию производительности вертикальных и горизонтальных скважин при воздействия на них упругих колебаний были получены следующие результаты:

1. Изучена зависимость акустического давления от пройденного волной расстояния в продуктивном пласте. Акустическое давление при низких частотах падает медленно при удалении от скважины, нежели на высоких частотах. Для глубокого воздействия на пласт порядка сотен метров, колебания должны быть низкочастотными порядка сотен герц или единиц килогерц.
2. Получена зависимость проницаемости пласта и вязкости нефти от амплитуды упругих колебаний. При удалении от скважины вязкость нефти растет, а проницаемость падет. Изменения этих параметров зависят от амплитуды и частоты колебаний похожим образом.
3. При волновом воздействии на продуктивный пласт дебит скважины увеличивается, как и предполагалось ранее. При воздействии волн различных частот характер изменения дебита остается таким же, но при большей частоте дебит несколько меньше, чем при воздействии колебаний меньшей частоты.
4. Прирост производительности вертикальной и горизонтальной скважин в интервале частот от 100 до 1000 Гц составляет в среднем 35% и 60% соответственно. На частотах от 1 до 5 кГц прирост равен от 10% до 20% для вертикальной и от 10% до 50% для горизонтальной скважин.

На практике эти зависимости будут немного отличаться от наших результатов, но характер изменений останется тем же. Это связано с тем что, подземная структура намного сложнее, чем предполагается.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Gray F. Petroleum Production in Nontechnical Language / Forest Gray. - 2nd edition. - Tulsa, OK, USA: Penn Well Publishing Company, 1995. - 416 p.
2. Пономарева И.Н. Подземная гидромеханика: Учебное пособие / И.Н. Пономарева, В.А. Мордвинов. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. – 137 с.
3. Куштанова Г.Г. Подземная гидромеханика. Учебно-методическое пособие для магистрантов физического факультета по направлению «Радиофизические методы по областям применения» / Г.Г. Куштанова, М.Н.Овчинников.– Казань: Изд-во Казан.(Приволж.) федер. ун-та, 2010. - 67 с.
4. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский, В.П. Табаков. — М.: Недра, 1964. - 200 с.
5. Li W. Vibration-induced mobilization of trapped oil ganglia in porous media: Experimental validation of a capillary-physics mechanism / W. Li, R. Vigil, I.A. Beresnev, P. Iassonov, R. Ewing // Journal of Colloid and Interface Science. - 2005. - № 289. - P.193–199.
6. Губайдуллин А.А. Экспериментальное исследование вибро-акустического воздействия на фильтрацию углеводородных систем в пористых средах / А.А. Губайдуллин, С.А. Конев, С.Н. Саранчин // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы всероссийской научно-технической конференции. - 2009, - Т.1. - Тюмень. – С.70-72.
7. Басниев К.С. Механика насыщенных пористых сред / К.С. Басниев, А.Т. Горбунов, Г.А. Зотов, В.Н. Николаевский – М.: Недра, 1980. - 339 с.

8. Elkhoury J. E. Laboratory observations of permeability enhancement by fluid pressure oscillation of in situ fractured rock / J.E. Elkhoury, N. Andre, E.E. Brodsky, C. Marone // *Journal of Geophysical Research.* – 2011. - 116(B2). - P. 2-16.
9. Shi, Z. Hydrological response to multiple large distant earthquakes in the Mile well, China / Z. Shi, G. Wang // *Journal of Geophysical Research: Earth Surface.* - 2014. - 10.1002/2014JF003184. - P. 2448-2459.
10. Biot M. A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. I. Low frequency range. II. High frequency range / M. A. Biot // *J. Acoust. Soc. Am.* - 1956. - № 28. - P. 168–178.
11. Сеймов В. М. Колебания и волны в слоистых средах / В. М. Сеймов, А. Н. Трофимчук, О. А. Савицкий - Киев: Наукова думка, 1990. - 224 с.
12. Молотков Л. А. Исследование распространения волн в пористых и трещиноватых средах на основе эффективных моделей Био и слоистых сред / Л. А. Молотков - СПб.: Наука, 2001. - 248 с.
13. Максимов Г.А. Требования к скважинным излучателям на основе аналитической оценки излучаемых ими акустических полей / Г.А. Максимов // *Акустический журнал.* - 2013. - том 59, № 3. - С. 301 -306.
14. Владимиров А.И. Разработка волновой технологии и оборудования для транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов / А.И. Владимиров // Учетный номер в БД источника 022000500271. № 01200307565. 17. 01. 2005.
15. Муллакаев М.С. Влияние условий ультразвуковой обработки на свойства парафинистой нефти / М.С. Муллакаев, В.О. Абрамов, Ю.А. Салтыков, Р.В. Ануфриев, Г.И. Волкова // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.* - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. - № 12. - С. 18-21.

16. Mullakaev M. Influence of Ultrasound and Heat Treatment on the Rheological Properties of Ust-Tegusskoe Oil / M. Mullakaev, D. Asylbaev, V. Prachkin, G. Volkova // Chemical and Petroleum Engineering.– 2014. – Vol. 47. – Issue 9–10. – P. 584–587.
17. Pfiffer J.Ph. Asphaltic bitumen as colloid system / J.Ph. Pfiffer, R.N.J. Saal // J. Phys. Chem. - 1940. - V. 44. - P. 139.
18. Ten Fu Yen. Investigation of the structure of petroleum asphaltenes by Xray diffraction / Ten Fu Yen, J.G. Erdman, S.S. Pollack // J. Anal. Chem. - 1961. - V. 33. № 11. - P. 345.
19. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация технологических процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и грунтов / М. С. Муллакаев // Дис. докт. техн. наук. М.: Московский государственный университет инженерной экологии. - 2011.
20. Galimzyanova. A.R. The inflow of liquid to a horizontal well with acoustic impact on the formation / A.R. Galimzyanova, E.A. Marfin, B.R. Fasfiev // Engineering and Mining Geophysics. - 2018. - DOI: 10.3997/2214-4609.201800531.
21. Петрашень Г.И. Волны в слоисто-однородных изотропных упругих средах II ч. / Г.И. Петрашень, Л.А. Молотков, П.В. Крауклис - Л.: Наука, 1985. - 288 с.
22. Максимов Г.А. Расчет плотности акустической энергии в окрестностях скважины и дебита нефти при акустическом воздействии на пласт / Г.А. Максимов, А.В. Радченко // Сб. тр. XI сессии РАО. М.: ГЕОС. - 2001. - Т. 2. - С. 67-71.
23. Максимов Г.А. Затухание волны Стоунли и высших Лэмбовских мод вследствие их рассеяния на двумерных неровностях стенок флюидозаполненной скважины / Г.А. Максимов, Е. Ортега, Е.В. Подъячев // Акуст. журн. - 2007. - Т. 53. № 1. - С. 20- 24.