

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра механики многофазных систем

На правах рукописи

УДК532.5-1/-9

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему:

**«ИССЛЕДОВАНИЕ МАСШТАБА НЕОДНОРОДНОСТИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СИНТЕТИЧЕСКИХ
МОДЕЛЕЙ КЕРНА»**

Направление «Физика» (03.04.02) – *«Техническая физика в нефтегазовых
технологиях»*

Исполнитель:

магистрант 2 курса

очной формы обучения

Шевнина Юлия Андреевна

Научный руководитель:

к.ф.-м.н., доцент кафедры ММС ТюмГУ,

Степанов Сергей Викторович

Тюмень, 2016

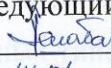
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
 МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
 ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
 ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра механики многофазных систем

УДК 532.5-1/-9

На правах рукописи

Допущено к защите в ГЭК
 Заведующий кафедрой ММС

 А.Б. Шабаров
 14.06 2016 года

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему:

**«ИССЛЕДОВАНИЕ МАСШТАБА НЕОДНОРОДНОСТИ С
 ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СИНТЕТИЧЕСКИХ
 МОДЕЛЕЙ КЕРНА»**

Направление «Физика» (03.04.02) – «Техническая физика в нефтегазовых
 технологиях»

Исполнитель:
 магистрант 2 курса
 очной формы обучения
 Шевнина Ю.А.


 (подпись)

Научный руководитель:
 к.ф.-м.н., доцент кафедры ММС ТюмГУ,
 Степанов С.В.


 (подпись)

Тюмень, 2016

АННОТАЦИЯ

Магистерская диссертация посвящена исследованию масштабов неоднородности с использованием фильтрационных синтетических моделей керна.

В работе на основе моделирования керновых потоковых экспериментов на гидродинамическом симуляторе (Eclipse/tNavigator) было проведено исследование элементарного представительного объема (ЭПО) в масштабе мезонеоднородностей. Кроме того, ЭПО был определен путем анализа изменения коэффициента пористости (K_p) и коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от линейных размеров модели при рассмотрении различных типов неоднородностей на данном масштабном уровне.

Структура магистерской диссертации представлена введением, списком условных обозначений и сокращений, четырьмя главами, разделёнными на параграфы, заключением и библиографическим списком на 89 страницах.

Во введении раскрывается актуальность темы исследования, определяются цель и задачи, объект и предмет исследования, методологическая, теоретическая и практическая основы исследования, научная новизна исследования.

Первая глава магистерской диссертации посвящена обзору литературы по экспериментальным и теоретическим исследованиям, которые проводились как отечественными, так и зарубежными учеными. Раскрываются основные понятия, которые являются основополагающими в данной работе.

Во второй главе приведена постановка задачи, которая решалась в ходе проведения исследования, а именно создание синтетической и гидродинамической модели мезонеоднородной пористой среды. В этой части рассказывается об этапах и методике работы.

Третья глава посвящена анализу полученных результатов по определению размера ЭПО для K_p и K_{pr} для различных случаев неоднородностей в пористой среде.

В заключении подводятся итоги работы, выводы и рекомендации.

СОДЕРЖАНИЕ	66
АННОТАЦИЯ	2
ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ	5
СПИСОК РИСУНКОВ	6
СПИСОК ТАБЛИЦ	9
ВВЕДЕНИЕ	10
ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ И ТЕОРЕТИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ. ОПЫТ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ УЧЕНЫХ	12
1.1. Горная порода. Общие сведения. Виды и классификации	12
1.2. Пористая среда. Основные характеристики и параметры	15
1.3. Различные масштабы неоднородности среды	27
1.4. Расчетно - теоретический аспект исследования элементарного представительного объема	26
1.5. Фильтрация. Однофазное течение в пористой среде	31
1.5.1. Закон Дарси	34
1.5.2. Уравнение неразрывности	38
1.5.3. Фильтрация в слоисто-неоднородном пласте	42
1.5.4. Фильтрация в зонально-неоднородном пласте	45
ГЛАВА 2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗМЕРА ЭЛЕМЕНТАРНОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО ОБЪЕМА В МАСШТАБЕ МЕЗОНЕОДНОРОДНОСТИ	51
2.1. Создание синтетической численной модели мезонеоднородной пористой среды (стандартный керн) на основе реальных данных	52
2.2. Гидродинамическое моделирование однофазной фильтрации для разных размеров области фильтрации (вложенные модели) с определением $K_{пр}$ на основе закона Дарси	55
ГЛАВА 3. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ НА ФИЛЬТРАЦИОННО -	

ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД	66
3.1. Исследование элементарного представительного объема для пористости и абсолютной проницаемости (на основе реальных данных и лабораторных зависимостей)	66
3.2. Исследование элементарного представительного объема для абсолютной проницаемости (на основе гидродинамического моделирования)	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	86

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

- ЭПО (REV) – элементарный представительный объем.
- $K_{пр}$ – абсолютная проницаемость.
- $K_p (m)$ – пористость.
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.
- ВНК – водо-нефтяной контакт.

СПИСОК ТАБЛИЦ

1	Таблица 1.1. - Список основных осадочных пород.	14
2	Таблица 1.2. - Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород.	18
3	Таблица 1.3. - Размерности параметров уравнения Дарси в различных системных единицах.	38
4	Таблица 2.1. - Поддерживаемые единицы в программном продукте.	65
5	Таблица 3.1. - Распределение литотипов в рассматриваемой модели – «неоднородные пласты».	66
6	Таблица 3.2.-Распределение литотипов в рассматриваемой модели – слоистая неоднородность.	67
7	Таблица 3.3. -Распределение литотипов в рассматриваемой модели – зональная неоднородность.	67
8	Таблица 3.4. -Распределение пористости в рассматриваемой модели – «неоднородные пласты».	68
9	Таблица 3.5.-Распределение пористости в рассматриваемой модели – слоистая неоднородность.	68
10	Таблица 3.6.-Распределение пористости в рассматриваемой модели – зональная неоднородность.	69
11	Таблица 3.7.-Распределение проницаемости в рассматриваемой модели – «неоднородные пласты».	70
12	Таблица 3.8.-Распределение проницаемости в рассматриваемой модели – слоистая неоднородность.	70
13	Таблица 3.9.-Распределение проницаемости в рассматриваемой модели – зональная неоднородность.	71

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазоносные породы, как природные резервуары, имеют весьма сложное строение. Полезный объем и пути движения в них жидкостей и газов имеют достаточно резкую изменчивость. Изменения литолого-фациальных свойств нефтегазоносного пласта определяют его неоднородность. Изучение характера неоднородности пород в пределах залежи нефти и газа имеет большое значение для подсчета запасов нефти и газа, проектирования и анализа разработки, контроля за воздействием на пласт. Результаты моделирования позволяют установить закономерности изменения проводящих свойств в зависимости от вероятностных характеристик неоднородностей системы и ее размеров, получение которых на реальных образцах керна связано с достаточно большими трудозатратами или невозможно в принципе (например, в лабораторном эксперименте). Установленные закономерности могут использоваться при обосновании петрофизических моделей проводящих свойств пород.

В связи с вышеперечисленным, актуальность данной работы связана с необходимостью создания научно-методической основы для изучения влияния масштабных эффектов на уровне мезонеоднородностей на фильтрационно-емкостные свойства горной породы.

Целью данной работы является исследование зависимости ЭПО для пористости и абсолютной проницаемости, и сопоставление зависимости $K_{пр}$ (K_p), полученной по результатам моделирования с зависимостями, полученными по лабораторным исследованиям.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- 1) изучение и анализ опыта отечественных и зарубежных ученых по данному направлению;
- 2) исследование влияния неоднородностей на фильтрационно-емкостные свойства горных пород в масштабе мезонеоднородности;

- 3) анализ результатов расчетов, проведенных при создании синтетической и гидродинамической моделей;
- 4) Определение размера ЭПО для K_p , K_{pr} для различных типов неоднородности.

ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ И ТЕОРЕТИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ. ОПЫТ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ УЧЕНЫХ

1.1. Горная порода. Общие сведения. Виды и классификации

Горная порода – это скопление зёрен минералов, которые являются более или менее постоянными в количественном и качественном отношении. Они образуются в результате естественных физико-химических процессов в земной коре и прилегающих к ней оболочках. В настоящее время известно около 1000 разновидностей горных пород [1].

Состав и строение горных пород являются важнейшими характеристиками:

а) химический состав горных пород, который оценивается валовым химическим анализом, потому что горные породы не имеют химических формул;

б) минеральный состав горных пород очень разнообразный, но для каждой конкретной породы постоянный. Минералы, которые входят в состав горных пород разделяют по количественному содержанию на:

- главные (породообразующие), каждый составляет не менее 10% от объёма породы и определяет её свойства;
- второстепенные (акцессорные) - не более 10% от объёма породы, не являются её неотъемлемой частью, но могут сильно влиять на свойства горной породы.

В зависимости от количества породообразующих минералов горные породы разделяют на мономинеральные и полиминеральные. Один и тот же минерал может быть в одной породе главным, а в другой – второстепенным.

Структура (от лат. *structura* - строение, порядок) – вторая важнейшая характеристика горных пород, которая отражает их внутреннее строение. Она определяется размером и формой минеральных частиц, количественным

соотношением слагающих породу элементов и характером их взаимодействия друг с другом. Структура показывает условия образования горной породы.

Текстура (от лат. *textura* - ткань, строение, сплетение, сложение) - третья важнейшая характеристика горной породы, отражающая её внешний облик. Она определяется взаимным расположением составных частей породы, характером и способом заполнения пространства.

Коллекторами газа и нефти являются горные породы, обладающие способностью вмещать эти флюиды и отдавать их при разработке. Горные породы расчленяются на три основные группы: изверженные, осадочные и метаморфические. Последние – результат более или менее глубокого изменения изверженных и осадочных пород [2].

1) Изверженные породы

Такие породы являются продуктом остывания расплавленной магмы (интрузивные), которая внедрялась в земную кору из залегающей ниже мантии, также выделяют и эффузивные (вулканогенные), которые претерпевали быстрое остывание на поверхности и вблизи поверхности (рис.1.1.).

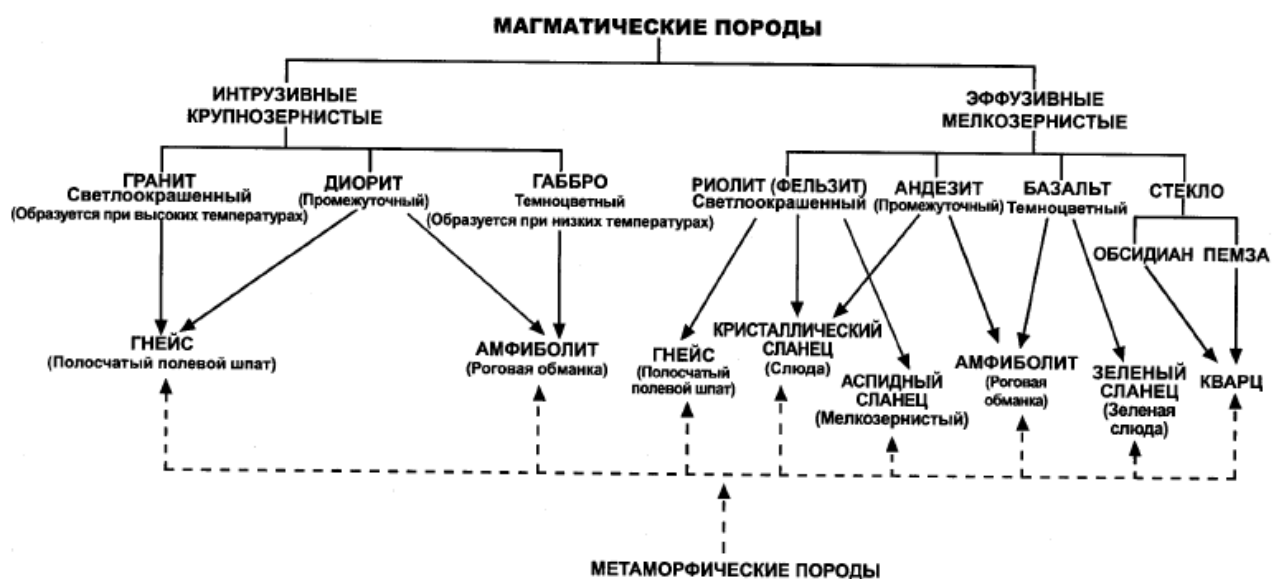


Рис.1.1.- Образование метаморфических пород.

2)Осадочные породы

Все осадочные породы являются основным объектом исследования в петрофизике и в нефтепромысловомделе. Их образование можно рассматривать как процесс разрушения пород. Классификация может быть построена по их происхождению, а именно механическому, химическому и биологическому. Кроме того, такие породы разделяют и по составу:

Таблица 1.1.

Список основных осадочных пород

Осадочные породы		
Механизм формирования	Порода	Состав
Механическое выветривание	Песчаник	Кварцевый – кварцевые зерна. Аркозовый – 20% полевых шпатов. Граувакковый – плохо отсортированные зерна других пород с полевым шпатом. Известняковый – обломки известняка.
	Рыхлый песчаник	Обломочный материал –плохо сцементированные зерна разных пород.
	Неконсолидированный песок	Обломочный материал- несвязанные зерна разных пород.
	Алевролит	Обломочный материал – уплотненные, сцементированные обломки с размером зерен меньше 1/16 мм.
	Конгломерат	Гравий и галька
Химическое выветривание	Глинистый сланец	Глинистые частицы – уплотненные тонкозернистые размером меньше 1/256 мм. Содержит кероген.
	Эвапориты	Соли и некоторые известняки: гипс, ангидрит, кремнистый сланец, галит, известняк.
	Доломит	Карбонат – из известняка.
	Известняк	Карбонат, химическое осаждение в виде CaCO_3 .

Биогенное накопление	Рифы	Карбонаты – окаменелые остатки морских организмов.
	Диатомит	Силикаты-силикатные остатки микроскопических растений.

Источник: [3].

Плотность осадочных горных пород весьма разнообразна (от 250 кг/м³ у диатомитов до 3000 кг/м³ у известняков).

Важной характеристикой осадочных горных пород является пористость, оказывающая влияние на прочностные и водные свойства ОГП (песчаники 10 -15%, ракушечник 30 - 40%, пески 30 - 40%, глины и суглинки 40 - 50%, ил 70 -80%).

3)Метаморфические породы

Образование таких пород происходило благодаря механическим, термическим и химическим изменениям изверженных пород. Механические изменения на поверхности и вблизи поверхности Земли происходят из-за расширения воды в трещинах и порах, воздействия корней растений и роющих животных.

Главные (породообразующие) минералы метаморфических пород- кварц, полевые шпаты, роговая обманка, слюды, кальцит, магнезит, доломит, магнетит, гематит и др.; второстепенные (акцессорные) - тальк, хлорит, глинистые минералы и др. Среди них также встречаются и мономинеральные (мрамор, кварцит), и поли-минеральные (гнейс)[4].

В природных условиях залежи нефти и газа чаще всего приурочены к терригенным и карбонатным отложениям. Породы, которые образовались при высокой температуре (изверженные и метаморфические), не могут служить коллекторами для углеводородов. Присутствие в этих породах нефти и газа является следствием миграции их в выветрелую часть пород, в которых в результате выщелачивания или выветривания, а также действия тектонических сил могли образоваться вторичные поры и трещины.

Коллекторы изверженных и метаморфизованных пород относят к группе смешанных коллекторов[5].

Коллекторы нефти и газа бывают в основном двух типов: гранулярные и трещинные. Обычно гранулярные коллектора-песчано-алевритовые породы, которые характеризуются гранулярной пористостью и межзерновой проницаемостью; часть известняков и доломитов с оолитовой и трубчатой структурой пор подобны гранулярным коллекторам.

Большая часть нефтяных и газовых подземных резервуаров сложена породами осадочного происхождения: песчаниками, известняками и доломитами. Другие горные породы только иногда служат коллекторами нефти.

1.2. Пористая среда. Основные характеристики и параметры

Под пористой средой понимается множество твердых частиц, которые тесно прилегают друг к другу. Они могут быть сцементированными или несцементированными, а пространство между ними (поры, трещины) может быть заполнено жидкостью или газом.

Поровое пространство природного пласта, ввиду сложности и нерегулярности его структуры, можно рассматривать как систему с большим числом однородных элементов, слабо связанных между собой.

Макроскопическое фильтрационное течение пластовых флюидов проявляется как совокупность множества отдельных микродвижений в неупорядоченной системе поровых «каналов». Пористая среда и насыщающие ее флюиды образуют сплошную среду, т.е. заполняют любой выделенный элементарный объем непрерывно[6].

Рассмотрим основные характеристики пористой среды:

1) Коэффициент пористости (m , K_n)

Пористость горной породы - наличие в ней пустот(пор, каверн, трещин), не заполненных твердым веществом. Такая пористость носит

название полной пористости. *Полная (общая, абсолютная)* пористость включает абсолютно все поры горной породы (открытые и закрытые) независимо от их формы, величины и взаимного расположения.

Количественно *полная* пористость характеризуется коэффициентом полной пористости m , который представляет собой отношение суммарного объема пор $V_{\text{пор}}$ в образце к видимому его объему $V_{\text{обр}}$:

$$m_{\text{п}} = \frac{\sum V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \times 100\%. \quad (1.1)$$

Коэффициент *открытой пористости* (m_o) зависит от объема сообщающихся между собой пор ($V_{\text{сообщ.пор}}$):

$$m_o = \frac{\sum V_{\text{сообщ.пор}}}{V_{\text{обр}}} \times 100\%. \quad (1.2)$$

Коэффициент *эффективной пористости* ($m_{\text{эф}}$) оценивает фильтрацию в породе жидкости или газа и зависит от объема пор ($V_{\text{пор.фильтр}}$), через которые идет фильтрация:

$$m_{\text{эф}} = \frac{\sum V_{\text{пор.фильтр}}}{V_{\text{обр}}} \times 100\%. \quad (1.3)$$

Рис. 1.2.-Среднезернистый кварцевый пескокюрского возраста месторождения Джаксымай, Эмба, $m_{\text{эф}} = 22,31$.

Для зернистых пород, содержащих малое или среднее количество цементирующего материала, общая и эффективная пористость примерно равны. Для пород, содержащих большое количество цемента, между эффективной и общей пористостью наблюдается существенное различие.

Для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение:

$$m_{\text{п}} > m_o > m_{\text{эф}}. \quad (1.4)$$

Коэффициент пористости одинаков для геометрически подобных сред. Он не характеризует размеры пор и структуру порового пространства. Единицы измерения - доли или проценты объема породы. Пористость является одним из важных параметров, необходимых для оценки запасов нефти и изучения процессов фильтрации в пористой среде.

Таблица 1.2

Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород

Горная порода	Пористость, %
Глинистые сланцы	0,54-1,4
Глины	6,0-50,0
Пески	6,0-52,0
Песчаники	13,0-29,0
Известняки	до 33,0
Доломиты	до 39,0

Источник: [7].

2) Проницаемость (k , $K_{пр}$)

Проницаемость – параметр, характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями [8].

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при существующих в нефтяных пластах сравнительно небольших перепадах давлений многие породы из-за малых размеров пор в них оказываются практически мало- или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.). Считается, что флюиды движутся к скважинам в основном по порам, с диаметром более 1 мкм.

Хорошо проницаемыми породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а также глины,

имеющие массивную пакетную упаковку (рис. 1.3.).

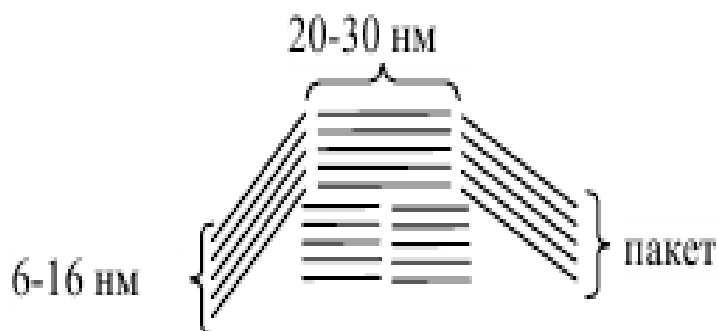


Рис.1.3.-Пример массивной пакетной упаковки глин – фильтрация происходит через каналы между пакетами.

К плохо проницаемым породам относятся глины с упорядоченной пакетной упаковкой (рис. 1.4.), глинистые сланцы, мергели, песчаники с обильной глинистой цементацией, соли, особенно сульфаты за счёт способности поглощать воду и увеличивать свой объём, некоторые эвапориты, плотные доломиты и известняки[9].

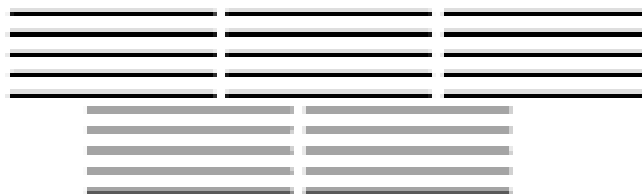


Рис.1.4.-Пример массивной пакетной упаковки глин – фильтрация происходит через каналы между пакетами.

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство этих пород, кроме субкапиллярных пор, складывается также порами большего размера. По экспериментальным данным диаметры подавляющей части пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 мкм. В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газовилииных смесей – совместное движение нефти, воды и газа или воды и

нефти, нефтии газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемости.

Чтобы охарактеризовать физические свойства пород используется абсолютная проницаемость. Под *абсолютной проницаемостью* понимают проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Для оценки обычно используют воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей.

Фазовой проницаемостью называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит как от физических свойств пород, так и от степени насыщенности порового пространства нефтью, водой или газом и от их физико-химических свойств.

Относительная проницаемость - отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной [10].

По характеру проницаемости (классификация Теодоровича Г. И.) различают следующие виды коллекторов:

- равномерно проницаемые;
- неравномерно проницаемые;
- трещиноватые.

По величине проницаемости (мкм^2) для нефти выделяют 5 классов коллекторов:

- очень хорошо проницаемые (>1);
- хорошо проницаемые ($0,1 - 1$);

- средне проницаемые (0,01 – 0,1);
- слабопроницаемые (0,001 – 0,01);
- плохопроницаемые (<0,001).

1.3 Различные масштабы неоднородности среды

Неоднородность коллекторов - одно из практически важнейших и наиболее общих их свойств – с давних времен привлекает внимание многих ученых. Благодаря разработке нефтяных месторождений было установлено, что продуктивные пласты не являются однородными пористыми и проницаемыми средами. В связи с этим выработка запасов и движение ВНК по отдельным пластам и пропласткам происходят с различной скоростью, что приводит к разному обводнению добываемой продукции и преждевременному выходу скважин из эксплуатации. Это обуславливает образование не вырабатываемых при данной системе разработки участков залежи, за счет чего могут возникнуть значительные потери нефти[11].

Рис.1.5.- Неоднородный керн.

Неоднородность продуктивных пластов - изменчивость литолого-фациального и минералогического состава, агрегатного состояния и физических свойств пород, слагающих продуктивный горизонт.

Неоднородность нефтяных залежей исследуется в трудах многих авторов с геологической точки зрения, так как она обусловлена в основном геологическими процессами, в результате которых изменяются литология, петрография, а также с гидродинамической – основой являются физические свойства пород и насыщающих их флюидов. Довольно часто в специальной литературе и в проектах разработки указывается, что те или иные расчеты проведены с учетом неоднородности пласта. При этом специально не оговаривается, какой конкретно вид неоднородности

учитывается, и не дается обоснование учета данного вида неоднородности, исходя из постановки задач. В подобных случаях правомерность учета неоднородности и получаемые результаты могут оказаться сомнительными.

Если изучать характер неоднородности, то следует учитывать тот факт, что существуют две разновидности - *явные* и *функциональные* (скрытые). *Явными* считают существенные изменения свойств по площади и разрезу, которые можно зафиксировать различными геолого-геофизическими методами. К *функциональным* относятся существенные изменения зависимостей между анализируемыми параметрами или отклонения от выявленных функций, трендов, распределений и т.д.

В качестве одной из важнейших характеристик при изучении неоднородности следует рассматривать *масштаб*. Объекты более высокого масштабного уровня, как правило, характеризуются появлением новых свойств, из-за чего приходится вносить корректировку в методологию их исследований, благодаря чему увеличивается количество информативных методов. Кроме того возникают методические проблемы корректного учета результатов исследований объектов более низкого масштабного уровня. Как с естественно - исторической точки зрения, так и исходя из потребностей практики, классификацию пород необходимо строить на основании масштабов ее проявления. В нефтегазопромысловой геологии особый интерес вызывают три масштабных уровня исследований: *микро* (порода), *мезо* (слой) и *макро* (пласт, залежь)[12],[13],[14].

- *Масштаб микро-уровня*

Рис.1.6.- Фотография шлифа с микронеоднородностями.

Строение пустотного пространства зависит от:

- а. Структурно-текстурных особенностей породы, типа и содержания цемента и характера развития

постседиментационных преобразований. Проницаемость, остаточную водонасыщенность и нефтенасыщенность в большей степени определяют неоднородности строения пород и пустотного пространства. Оценка неоднородности пустотного пространства осуществляется на основании петрографических исследований шлифов и пришлифовок, порометрии и томографии. Кроме того отчетливо проявляется изменчивость в строении пустотного пространства.

- б. В одном образце может сосуществовать несколько генетических разновидностей пустот, формирование которых, в ряде случаев, осуществлялся практически независимо друг от друга.
 - в. При изучении шлифов прослеживается изменчивость структурно-морфологических особенностей даже пустот одинакового происхождения.
 - г. Часть пустот, существовавших на более ранних стадиях развития отложений, в настоящее время прекратили свое существование в результате проявления процессов вторичного минералообразования.
 - д. Достаточно часто фиксируется анизотропия распространения петрофизических свойств в породе. Неоднородности микро-уровня во многом определяют величину коэффициента вытеснения [15].
- *Масштаб мезо-уровня*

Рис.1.7.- Фотография керна с неоднородностями.

Для него проводится изучение петрофизических и литологических свойств слоя. Результаты определения литолого-петрофизических свойств керна при наличии представительной выборки могут быть использованы для определения неоднородности рассматриваемых свойств слоя по площади и

по разрезу. Также анализируются результаты интерпретации промыслово-геофизических данных, для которых слой, по существу, является минимальным объектом исследования. В рассматриваемом случае промыслово-геофизические материалы используются для прослеживания характера латеральных изменений свойств слоя[11].

- *Масштаб макро-уровня*

Исследованиями неоднородности продуктивных пластов нефтяных залежей занимались многие ученые, среди которых следует отметить работы М.А. Жданова [16], А.П. Крылова [17], В.С. Мелик-Пашаева [18], М.И. Максимова [19], Ю.П. Борисова[20], М.Л. Сургучева[21], Л.Ф. Дементьева[22], Р.Х. Муслимова[23] и др. Но на данный момент нет единой точки зрения по вопросам терминологии, классификации и оценки неоднородности строения нефтяных залежей, в связи с чем выделяется множество классификаций и подгрупп.

В литературе существуют различные классификации неоднородности горных пород. Например, выделяют два типа неоднородности продуктивного пласта на основе использования геологического и физико-гидродинамического признаков:

- 1) литолого-фациальная неоднородность продуктивного горизонта (пласта);
- 2) неоднородность по физическим (коллекторским) свойствам продуктивного пласта.

По коллекторским свойствам выявлены следующие виды неоднородности пластов-коллекторов:

- по проницаемости;
- по пористости;
- по распределению остаточной водонасыщенности;
- параметрическую неоднородность.

Использование в гидродинамических расчетах производных параметров, образующихся за счет одновременного учета геолого-

физических свойств пласта, приводит к необходимости выделения дополнительных видов неоднородности:

- по проводимости пласта;
- по гидропроводности пласта;
- по коэффициенту продуктивности и т.д.

В гидродинамических расчетах реальную залежь приходится заменять расчетной схемой или моделью. В связи с этим для обоих типов неоднородности на разных масштабных уровнях следует выделить еще три очень важных вида неоднородности:

1. Слоистая неоднородность.

В таком случае пласт разделяется по толщине на несколько слоев, каждый из которых обладает однородными фильтрационными характеристиками, но отличными от фильтрационных характеристик соседних слоев. Другими словами - неоднородными по толщине пласты. Границы раздела слоев с различными проницаемостями считаются плоскими. Таким образом, в модели пласта со слоистой неоднородностью предполагается, что проницаемость, пористость только по толщине пласта и являются кусочно-постоянными функциями вертикальной координаты. Кроме того можно считать, что отдельные слои-пропластки разделены непроницаемыми границами (случай гидравлически изолированных слоев), либо учитывать перетоки между слоями (случай гидродинамически сообщающихся пропластков). В первом случае возможен расчет характеристик фильтрационных потоков по одномерным схемам течения. Во втором случае точный расчёт требует, вообще говоря, решения двумерных задач фильтрации.

2. Зональная неоднородность.

При зональной неоднородности пласта фильтрационные свойства меняются в плоскости залегания, т.е. пласт состоит из нескольких зон (областей пласта). В пределах каждой из зон фильтрационные свойства в

среднем считаются одинаковыми, но на границе двух зон фильтрационно-емкостные свойства меняются скачкообразно.

3.Пласты с непрерывной или случайной неоднородностью («неоднородные пласты»).

На практике нередко можно встретить пласты, где ФЕС-ы изменяются непрерывным или случайным образом, когда происходит переход от одной точки пласта к другой.

Обычно, при решении прямых задач подземной гидромеханики фильтрационно-емкостные свойства считаются заданными, то для пластов с непрерывной или случайной неоднородностью эти свойства считаются заданными известными непрерывными или случайными функциями координат точек области фильтрации.

Например, при бурении скважин буровой раствор фильтруется в пласт с углеводородным сырьем и ухудшает его фильтрационные свойства. Проникновение раствора в пласт происходит равномерно при бурении, и фильтрационные свойства ухудшаются непрерывно от скважины вглубь пласта. Но подобную неоднородность можно моделировать и как зональную, и как с непрерывной неоднородностью[24].

1.3 Расчетно- теоретический аспект исследования элементарного представительного объема

В настоящей работе исследуется понятие элементарного представительного объема (REV/ЭПО), который описывает объем рассмотрения, включающий все характерные особенности среды, независимо от увеличения масштабов рассмотрения[25]. На практике возникает проблема выбора такого объема в рамках гипотезы сплошности. С одной стороны он должен быть достаточно малым, по сравнению с размерами пористого тела, чтобы обеспечивать допустимую погрешность при аппроксимации дифференциального объема фиктивной сплошной среды. С другой стороны,

он должен быть достаточно велик, чтобы при осреднении обеспечивать такие же макроскопические характеристики, как и пористая среда в целом с заданным уровнем доверительной вероятности[26].

Исследование представительного объема за рубежом проводится достаточно долгий период, а у нас в стране эта тематика привлекла к себе внимание сравнительно недавно. Работы как теоретические, так и расчетные, на данный момент ограничиваются однофазным случаем [27],[28],[29],[30].

Размеры ЭПО можно оценить практически [31], путем анализа зависимости измеряемого свойства среды ($K_{пр}$, $K_{п}$) от линейного размера образца. В случае варьирования размеров образца на масштабах, сопоставимых с размерами неоднородностей, будут наблюдаться флуктуации, в то время как при увеличении масштабов они становятся минимальными. Размер, при котором флуктуации становятся мало заметными, характеризует размер ЭПО [32].

Следует отметить, что, измеряемое свойство будет постоянным (флуктуации минимальные) лишь на некотором интервале изменения размера (рис. 1.8.), так как объем может быть выявлен на различных масштабах рассмотрения.

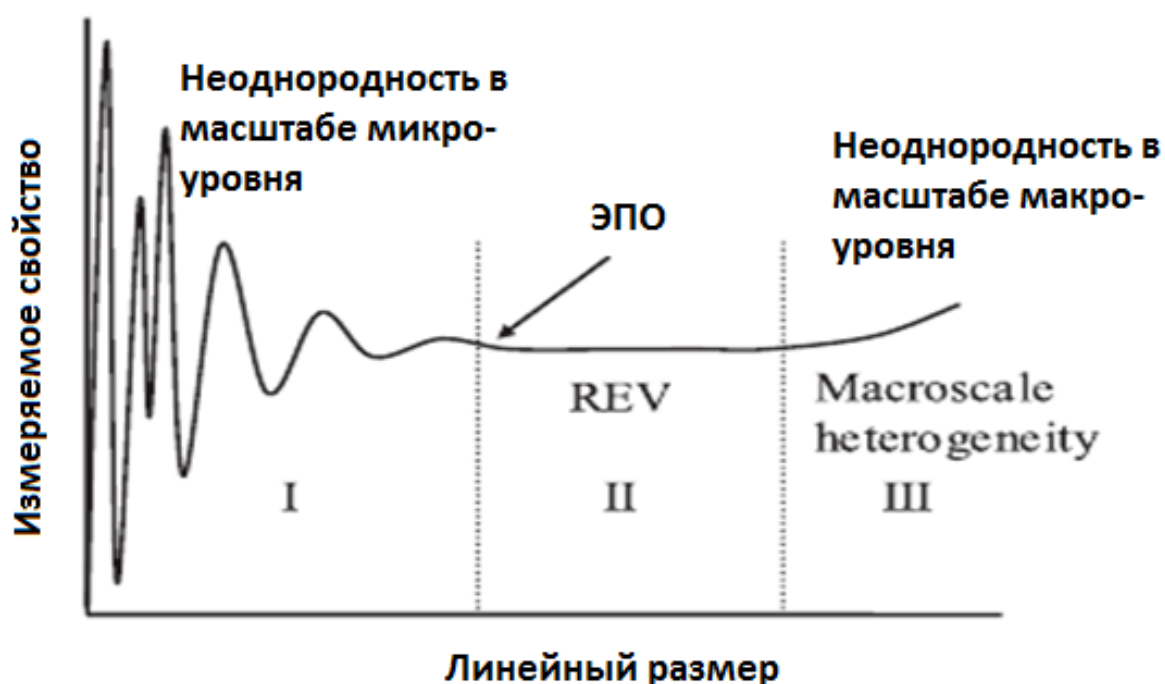


Рис. 1.8.- Оценка ЭПО для Кп.

Как показано на рис. 1.8. для пористости в идеализированной системе на малых пространственных масштабах (область I) будут наблюдаться случайные флуктуации, связанные с неоднородностью в масштабе пор и капилляров. Проведенные измерения на данном масштабном уровне не являются показательными для ЭПО. Для однородной пористой среды, (REV) ограничивается левой частью области II. Пористость в этом масштабе является масштабно-независимой и описывает большую систему [33]. Для гетерогенных пористых сред, REV теоретически может быть достигнут в промежуточном масштабе между беспорядочными флуктуациями области I и макроскопической неоднородностью области III, хотя наличие области II для реальных гетерогенных систем достаточно сложно определить [34],[35],[36].

Norris и Lewis (1991) [37] представили в своей работе классификацию для REV, в которой существуют три определенных масштабных уровня: слой, литофации и совокупность фаций.

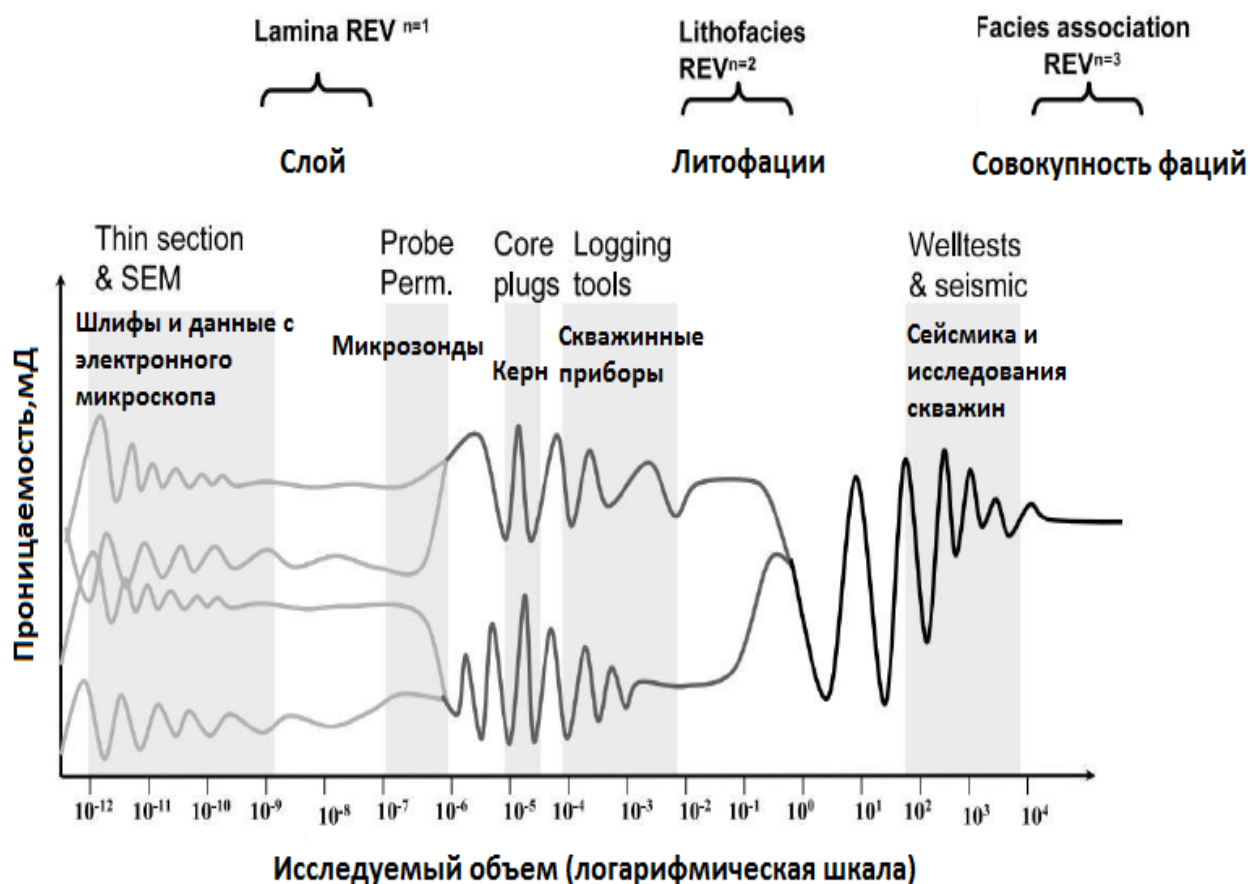


Рис.1.9.- Диапазон проницаемости на различных масштабах рассмотрения. Показано существование ЭПО на трех масштабах: слой, литофации, совокупность фаций.

Например, в работах [38], [39] проведено исследование образцов, размеры которых оказались меньше представительного объема, что вызвало трудности при распространении измеренных свойств на больший масштаб. Поэтому вопрос оценки ЭПО представляет определенный интерес.

На рисунках (1.10-1.12) показаны результаты исследования Р. Mostaghimi [33]. Им была получена зависимость изменения пористости, удельной площади поверхности и проницаемости от линейного размера образца для двух образцов керн (LV60A и F42A).

Рис.1.10.-ЭПО для пористости.

Рис.1.11.- ЭПО для удельной поверхности.

Рис.1.12.-ЭПО для проницаемости.

Были задействованы различные объемы рассмотрения. Исследования проводились на уровне микронеоднородностей. Пунктирные линии показывают диапазон изменения интенсивности флуктуаций от наименьшей к наибольшей, рассчитанной для пористости, удельной площади поверхности и проницаемости. Стоит отметить, что размер 50x50x50 вокселей, соответствующий линейному размеру 0,5мм достаточно велик, чтобы описывать пористость и удельную площадь поверхности. Тем не менее, для проницаемости обоих типов зерна наблюдается сходимость к REV для выделенных объемов размером более 110x110x110 вокселей, соответствующий линейному размеру 1,1 мм [40].

1.5.Фильтрация. Однофазное течение в пористой среде

Фильтрацией называется движение жидкостей, газов, их смесей в пористых и трещиноватых средах, а именно в твердых телах, пронизанных системой сообщающихся между собой пор и микротрещин. Фильтрация жидкостей и газов по сравнению с движением в трубах и каналах характеризуется некоторыми специфическими особенностями:

- происходит по чрезвычайно малым в поперечных размерах поровым каналам при очень малых скоростях движения жидкостей;

- силы трения при движении жидкости в пористой среде очень велики, так как площади соприкосновения жидкости с твердыми частицами огромны[41].

Объемный расход Q - объем жидкости, прошедший через поперечное сечение за единицу времени:

$$Q = \frac{V}{t}. \quad (1.5)$$

Массовый расход Q_m - масса жидкости, прошедшая через поперечное сечение за единицу времени:

$$Q_m = \frac{m}{t}. \quad (1.6)$$

Массовый расход равен произведению плотности ρ на объемный расход:

$$Q_m = \rho Q. \quad (1.7)$$

Скоростью фильтрации u называется отношение объемного расхода жидкости к площади поперечного сечения:

$$u = \frac{Q}{\omega}. \quad (1.8)$$

Скоростью фильтрации называют такую скорость, с которой двигалась бы жидкость, если бы пористая отсутствовала среда ($m = 1$). В действительности фильтрация жидкости или газа происходит по просветам, поэтому действительная скорость v больше скорости фильтрации определяется:

$$v = \frac{Q}{\omega_{\text{пр}}} = \frac{\omega}{\omega_{\text{пр}}} \frac{Q}{\omega} = \frac{u}{\bar{n}} = \frac{u}{m}. \quad (1.9)$$

При плоскопараллельном потоке векторы скоростей параллельны друг другу, вследствие чего фильтрация происходит только вдоль одной оси, которую можно принять за ось x . В любом поперечном сечении плоскопараллельного потока давление, скорость и её направление одинаковы, но в разных поперечных сечениях они разные и являются функцией координаты этой оси $p(x)$, $u(x)$. Плоскопараллельное движение имеет место в двух следующих случаях:

1. В лабораторных условиях при фильтрации через цилиндрический керн или в трубе диаметром D , заполненной пористой средой (рис. 1.13).

Рис.1.13. - Модель пласта. Плоскопараллельный поток.

Площадь поперечного сечения представляет собой площадь круга и равна:

$$\omega = \frac{\pi D^2}{4}. \quad (1.10)$$

2. На некоторых участках продуктивного пласта, которые можно представить в виде параллелепипеда, верхние и нижние грани (кровля и подошва пласта), ближняя и дальняя грань – являются непроницаемыми для жидкости. Во всех точках левой грани поддерживается постоянное давление P_k , а во всех точках правой грани поддерживается постоянное давление P_r . Расстояние между кровлей и подошвой пласта - толщина пласта (h). Расстояние между ближней и дальней гранью называется шириной (B). Расстояние между левой и правой гранью - длина и обозначается L . Этот случай плоскопараллельного движения часто называют галереей, а величины h , B и L называют толщиной, шириной и длиной галереи.

Рис.1.14.- Галерея. Плоскопараллельный поток.

Площадь поперечного сечения галереи равна:

$$\omega = Bh. \quad (1.11)$$

Основные уравнения, которые описывают однофазную фильтрацию (однокомпонентной или гомогенной смеси) в пористой среде – уравнение неразрывности и закон Дарси [42].

1.5.1. Закон Дарси

Движение однородной жидкости в пористой среде определяется силами давления и силами тяжести. Основное уравнение теории фильтрации – закон Дарси, который устанавливает связь между скоростью фильтрации вдоль линии тока и силами, действующими в жидкости.

Рисунок 1.15.- Установка Анри Дарси для исследования течения воды через вертикальные песчаные фильтры.

Первые экспериментальные наблюдения за движением воды в трубах, заполненных песком, произвели А.Дарси (1856 г.) и Ж.Дюпюи (1848–1863 гг.). Этими работами было положено начало теории фильтрации. Именем Дарси назван линейный закон фильтрации, который он установил, будучи мэром города и создавая первую совершенную систему водоснабжения в г. Дижоне (Франция)[43].

Анри Дарси исследовал течение воды через вертикальные песчаные фильтры (рис. 1.14.).

В результате проведенных экспериментов был установлен получивший широкую известность закон:

$$Q = k_{\phi} \frac{H_1 - H_2}{L} S = k_{\phi} \frac{\Delta H}{L} S, \quad (1.12)$$

где

Q - объемный расход жидкости через песчаный фильтр, м³/с;

L - длина песчаного фильтра, м;

S – площадь сечения, м²;

$\Delta H = H_1 - H_2$ – разность гидравлических напоров воды над фильтром и у его основания;

k_{ϕ} – коэффициент пропорциональности.

Коэффициент пропорциональности в формуле (1.12) изначально был назван коэффициентом водопроницаемости, затем коэффициентом фильтрации, который зависит и от природы пористой среды, и от свойств фильтрующейся жидкости. Из равенства (1.12) следует, что коэффициент фильтрации имеет размерность скорости и характеризует скорость потока через единицу площади сечения, перпендикулярного к потоку, под действием единичного градиента напора[39].

Коэффициент фильтрации k_{ϕ} используется обычно в гидротехнических расчетах, где приходится иметь дело с одной жидкостью – водой. При исследовании фильтрации газа, нефти и их смесей следует разделить влияние свойств пористой среды и флюида. Поэтому для данной операции равенство (1.12) представляют в ином виде:

$$Q = \frac{k}{\mu} \rho g \frac{\Delta H}{L} S \quad (1.13)$$

или

$$Q = \frac{k}{\mu} \frac{p_1 - p_2}{L} S, \quad (1.14)$$

где

μ – коэффициент динамической вязкости флюида;

$p^* = p g H = p + p g z$ – приведенное давление;

k – коэффициент проницаемости, который не зависит от свойств жидкости и является динамической характеристикой только пористой среды.

Коэффициент проницаемости определяется из формулы (1.14):

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot S}. (1.15)$$

Обычно соотношения (1.12) или (1.14) называют законом Дарси.

Для количественного определения проницаемости горных пород пользуются *линейным законом фильтрации Дарси*: линейная скорость фильтрации жидкости в породе пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости. Коэффициент пропорциональности k в этом уравнении называют коэффициентом проницаемости породы:

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{-dp}{dL} \right), (1.16)$$

где

v – линейная скорость фильтрации в м/с;

k – коэффициент проницаемости породы в Д;

q – объёмный расход жидкости м³/с;

S – площадь поперечного сечения керна в м²;

μ – динамическая вязкость газа в Па·с;

$\frac{-dp}{dL}$ – перепад давления на единицу длины керна в Па/м.

Откуда

$$k = \frac{Q \mu}{S \left(\frac{-dp}{dL} \right)}. (1.17)$$

Закон Дарси справедлив при соблюдении следующих условий:

- a) пористая среда мелкозерниста и поровые каналы достаточно узки;
- b) скорость фильтрации и градиент давления малы;
- c) изменение скорости фильтрации и градиента давления малы.

Проницаемость крупнозернистых песчаников, а таких нефтяных или газовых пластов составляет $10^{-12} - 10^{-15}$ м². На практике до сих пор

проницаемость измеряется устаревшими единицами, называемыми Дарси (Д или Дарси). С введением системы единиц СИ использовать эту единицу запрещено. Для перевода в систему СИ используется соотношение: 1 Дарси = $1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,02 \text{ мкм}^2$.

Коэффициент динамической вязкости жидкости зависит только от свойств

жидкости и имеет размерность: $\text{Па} \cdot \text{с} = \text{кг}/\text{м} \cdot \text{с}$. Для большинства реальных жидкостей 1 $\text{Па} \cdot \text{с}$ величина достаточно большая, поэтому используется другая -

$$1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Таблица 1.3

Размерности параметров уравнения Дарси в различных системных единицах

Параметры уравнения	Размерность		
	СИ	СГС	НПГ
Объемный дебит, Q	$\text{м}^3 / \text{с}$	$\text{см}^3 / \text{с}$	$\text{см}^3 / \text{с}$
Площадь поперечного сечения фильтра, F	м^2	см^2	см^2
Длина фильтра, L	м	см	см
Перепад давления, ΔP	Па	$\text{дн} / \text{см}^2$	атм
Вязкость жидкости, μ	$\text{мПа} \cdot \text{с}$	$\text{дн} \cdot \text{с} / \text{см}^2$	спз (сантипуаз)
Коэффициент проницаемости, k	м^2	см^2	Д (дарси)

Источник: [42].

1.5.2 Уравнение неразрывности

Уравнение неразрывности потока представляет собой закон сохранения массы для элементарного объема пористой среды. Выделим мысленно в

пористой среде, в которой происходит движение однородной сжимаемой жидкости или газа, объем в виде прямоугольного куба, грани которого параллельны осям координат. Оси этого куба обозначаются (x_1, x_2, x_3) , а его длина в x_i - направлении x_i , $i= 1, 2, 3$ (рис. 1.16). Найдем массу, которая входит в выделенный объем вдоль оси x за время Δt . Обозначим левую и правую грани индексами 1 и 2. Через левую грань войдет масса $(\rho u_x)_1 \Delta y \Delta z \Delta t$, соответственно через правую грань войдет масса $(\rho u_x)_2 \Delta y \Delta z \Delta t$ [42].

Рис.1.16.- Схема элемента пласта.

Тогда внутри объема останется масса, которая будет равна разности этих масс $d m_x$. Если расстояние между гранями Δx устремить к нулю, то эта разность будет иметь вид [41]:

$$\begin{aligned} \lim_{\Delta x \rightarrow 0} ((\rho u_x)_1 - (\rho u_x)_2) \Delta y \Delta z \Delta t &= - \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{((\rho u_x)_1 - (\rho u_x)_2)}{\Delta x} \Delta y \Delta z \Delta t = \\ &= - \frac{\partial(\rho u_x)}{\partial x} dx dy dz dt = d m_x. \end{aligned} \quad (1.18)$$

Аналогичным образом можно найти массы, находящиеся внутри объема при движении вдоль осей y и z . Таким образом, общая масса, которая осталась внутри объема, равна сумме этих масс:

$$d m_x + d m_y + d m_z = - \left(\frac{\partial(\rho u_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho u_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho u_z)}{\partial z} \right) dx dy dz dt \quad (1.19)$$

С другой стороны, масса жидкости, которая находится внутри порового пространства выделенного объема, равна произведению плотности ρ , пористости m и объема. Увеличение массы для бесконечно малого промежутка времени равно:

$$\begin{aligned} \lim_{\Delta t \rightarrow 0} ((\rho m)_{1+\Delta t} - (\rho m)_t) \Delta x \Delta y \Delta z &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{((\rho m)_{1+\Delta t} - (\rho m)_t)}{\Delta t} \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t = \\ &= \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} dx dy dz dt. \end{aligned} \quad (1.20)$$

Приравнивая эти массы и преобразовывая полученное уравнение, получим

дифференциальное уравнение неразрывности потока:

$$\left(\frac{\partial(\rho t)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho u_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho u_z)}{\partial z} \right) = 0. \quad (1.21)$$

Первое слагаемое в этом уравнении отвечает за нестационарность движения, если оно равно нулю, то движение будет стационарным. Остальные слагаемые - за движение вдоль соответствующих осей. Необходимо отметить, что уравнение неразрывности потока справедливо только в том случае, когда поток неразрывен, а именно в потоке нет других жидкостей или газов, а также нет источников или стоков, выделяющих или поглощающих флюид (химических реакций, фазовых превращений и т. д.).

В дивергентном виде это уравнение записывается следующим образом:

$$\frac{\partial(\rho t)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{u}) = 0. \quad (1.22)$$

В частных случаях уравнение упрощается. Для плоскопараллельного потока (приток к галерее) оно имеет вид:

$$\frac{\partial(\rho t)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u_x)}{\partial x} = 0. \quad (1.23)$$

При стационарном движении уравнение неразрывности можно записать в интегральном виде. Для этого выберем элементарную струйку или поток, боковые поверхности которого непроницаемы для жидкости, а торцевые представляют собой поперечные сечения (перпендикулярные направлению скорости). Проинтегрируем уравнение неразрывности потока по объему между этими сечениями и применим теорему Остроградского –

Гаусса, то есть перейдем от интеграла по объему к интегралу по боковой поверхности этого объема:

$$\int_W \left(\frac{\partial(\rho m)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{u}) \right) dW = \int_W (0 + \operatorname{div}(\rho \vec{u})) dW = \int_S (\rho \vec{u}) d\vec{S} = \int_{S_B} (\rho \vec{u}) d\vec{S} + \int_{\omega_1} (\rho \vec{u}) d\vec{\omega} + \int_{\omega_2} (\rho \vec{u}) d\vec{\omega} = 0 - (\rho u \omega)_1 + (\rho u \omega)_2 = -Q_{m1} + Q_{m2} = 0. \quad (1.24)$$

В уравнении (1.24) производная по времени стала нулем, так как движение стационарное. Интеграл по боковой поверхности равен нулю, потому что S_B скалярное произведение вектора скорости и нормали к боковой поверхности равно нулю (угол между этими векторами составляет 90° из-за того что граница непроницаема). В первом поперечном сечении угол между вектором скорости и нормали к поперечному сечению составляет 180° , поэтому косинус этого угла в скалярном произведении равен минус единице. Откуда интеграл по поверхности первого поперечного сечения является массовым расходом в этом поперечном сечении с отрицательным знаком.

Аналогичным образом интеграл по поверхности второго поперечного сечения представляет собой массовый расход в этом сечении, но с положительным знаком, так как угол между вектором скорости и нормали к поперечному сечению равен нулю. Из полученного выражения следует, что массовый расход в любом поперечном сечении потока при стационарном движении – величина постоянная:

$$Q_{m1} = Q_{m2} = \rho Q = \rho u \omega = \rho_1 u_1 \omega_1 = \rho_2 u_2 \omega_2 = \rho_{\text{ат}} Q_{\text{ат}} = \text{const}. \quad (1.25)$$

В случае движения несжимаемой жидкости плотность в разных сечениях будет оставаться постоянной. Поэтому для несжимаемой жидкости будет постоянным не только массовый расход, но и объемный расход:

$$\frac{Q_m}{\rho} = Q = u \omega = u_1 \omega_1 = u_2 \omega_2 = \text{const}. \quad (1.26)$$

1.5.3. Фильтрация в слоисто-неоднородном пласте

Пусть горизонтальный пласт толщиной h и шириной B состоит из n пропластков толщиной h_i (с проницаемостью k_i и пористостью m_i , $i=1,2,3,\dots,n$) (рис.1.). Пласт насыщен жидкостью или газом.

Рис.1.17.-Прямолинейно-параллельный поток в слоисто-неоднородном пласте.

На контуре питания поддерживается постоянное давление P_k , на другой его границе - на галерее, которая находится на расстоянии L от контура питания, поддерживается постоянное давление P_r (при этом $P_k > P_r$). Тогда, в случае отсутствия перетоков между пропластками, в каждом из них будет прямолинейно-параллельный фильтрационный поток с расчётными формулами для давления, скорости фильтрации и дебита при фильтрации несжимаемой жидкости[45]:

$$\begin{aligned}
 p(x) &= p_k - \frac{P_k - P_r}{L} x, \\
 \omega_x &= -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} = -\frac{k}{\mu} C_1 = \frac{k}{\mu} \frac{P_k - P_r}{L}, \\
 \omega_x S &= Q = \frac{k}{\mu} \frac{P_k - P_r}{L} S,
 \end{aligned}
 \tag{1.27}$$

но с такой разницей, что формула для распределения давления будет одинакова для всех пропластков, а скорость фильтрации и дебит будут в каждом пропластке свои:

$$p(x) = p_k - \frac{P_k - P_r}{L} x \tag{1.28}$$

$$\omega^i = \frac{k_i}{\mu} \frac{P_k - P_r}{L} \tag{1.29}$$

$$Q^i = \frac{k_i}{\mu} \frac{P_k - P_r}{L} h_i B \quad (1.30)$$

В формулах (1.28)-(1.30) индекс i - номер пропластка, который может изменяться в диапазоне от 1 до n .

Отличие в формулах (1.29),(1.30) обусловлено тем, что депрессия на пласт во всех пропластках одинакова, а фильтрационные свойства и размеры пропластков различны. Стоит отметить, что там, где выше проницаемость, будет больше скорость фильтрации, а дебит будет больше там, где больше размеры сечения пропластка и выше проницаемость.

Используя аналогию между фильтрацией несжимаемой жидкости и газа, получим формулы, выраженные через функцию Лейбензона, справедливые и при фильтрации газа:

$$P(x) = P_k - \frac{P_k - P_r}{L} x, \quad (1.31)$$

$$\rho \omega^i = \frac{k_i}{\mu} \frac{P_k - P_r}{L}, \quad (1.32)$$

$$Q_m^i = \frac{k_i}{\mu} \frac{P_k - P_r}{L} h_i B. \quad (1.33)$$

Следовательно, если предположить, что фильтруется совершенный газ и подставить в (1.31)-(1.33) выражение для функции Лейбензона, то получим формулы для расчёта фильтрации совершенного газа в слоисто-неоднородном пласте:

$$p(x) = \sqrt{p_k^2 - \frac{p_k^2 - p_r^2}{L} x}, \quad (1.34)$$

$$\rho \omega^i = \frac{k_i \rho_{am}}{2\mu \rho_{am}} \frac{p_k^2 - p_r^2}{L} = \frac{k_i \rho(x)}{2\mu \rho(x)} \frac{p_k^2 - p_r^2}{L}, \quad (1.35)$$

$$Q_m^i = \frac{k_i \rho_{am}}{2\mu \rho_{am}} \frac{p_k^2 - p_r^2}{L} h_i B. \quad (1.36)$$

Далее воспользуемся аналогией между фильтрацией несжимаемой жидкости и газа и проведём выкладки в общем виде и для жидкости, и для газа.

Массовый расход всего пласта можно рассчитать как сумму расходов во всех отдельных пропластках:

$$Q_m = \sum_1^n Q_m^i = \frac{B(P_k - P_r)}{\mu L} \sum_1^n k_i h_i . \quad (1.37)$$

Для гидродинамических расчётов удобно заменить формулу для потока флюида в неоднородном пласте на формулу в однородном пласте тех же размеров, но со средней проницаемостью k_{cp} , величину которой можно определить из условия равенства дебитов:

$$Q_m = \frac{k_{cp}(P_k - P_r)}{\mu L} Bh = \frac{B(P_k - P_r)}{\mu L} \sum_1^n k_i h_i , \quad (1.38)$$

откуда

$$k_{cp} = \sum_1^n \frac{k_i h_i}{h} , \quad h = \sum_1^n h_i . \quad (1.39)$$

Следовательно, средняя проницаемость в слоисто-неоднородном пласте не будет зависеть от флюида и останется одинакова как для несжимаемой жидкости, так и для газа.

Подставив из (1.38) значение функции Лейбензона для несжимаемой жидкости и совершенного газа, получим формулы для дебита всего слоисто-неоднородного пласта:

для несжимаемой жидкости:

$$Q_m = \frac{B\rho_0(p_k - p_r)}{\mu L} \sum_1^n k_i h_i . \quad (1.40)$$

для газа

$$Q_m = \frac{B\rho_{am}(p_k^2 - p_r^2)}{2\mu\rho_{am}L} \sum_1^n k_i h_i . \quad (1.41)$$

1.5.4. Фильтрация в зонально-неоднородном пласте

Пусть горизонтальный пласт постоянной толщины h и постоянной ширины B состоит из n зон различной проницаемости k_i , пористости m_i , длины l_i , $i=1,2,3,\dots,n$. На границах пласта поддерживаются постоянные давления p_k и p_r ($p_k > p_r$). Границы каждой зоны пласта перпендикулярны фильтрационному потоку, который направлен вдоль оси x .

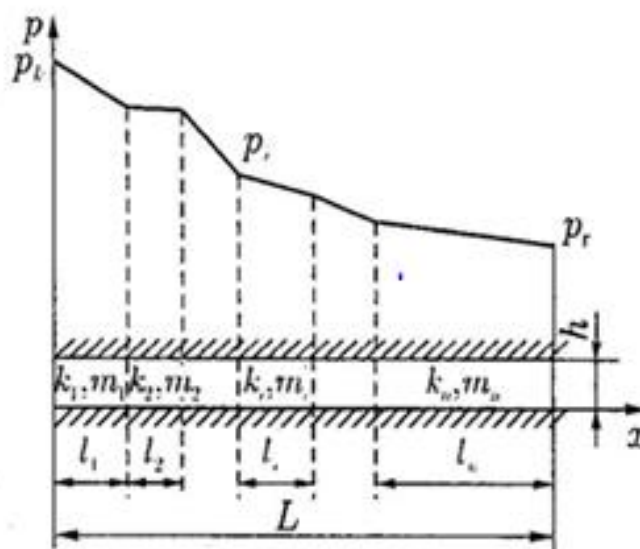


Рис.1.18.- Прямолинейно-параллельный поток в зонально-неоднородном пласте.

Рассмотрим одномерное установившееся фильтрационное течение флюида. В каждой из зон зонально-неоднородного пласта имеем прямолинейно-параллельный фильтрационный поток всё с теми же расчётными формулами для движения, скорости фильтрации и дебита. Допустим, при фильтрации несжимаемой жидкости:

$$p(x) = p_k - \frac{p_k - p_r}{L} x, \quad (1.42)$$

$$\omega^i = \frac{k_i}{\mu} \frac{p_k - p_r}{L}, \quad (1.43)$$

$$Q^i = \frac{k_i}{\mu} \frac{p_k - p_r}{L} h_i B, \quad (1.44)$$

где в качестве давления на контуре питания и галерее принимаются давления в начале и в конце зоны, соответственно, а длина равна длине зоны.

По сравнению со слоисто-неоднородным пластом, в котором формула для распределения давления была одинаковой для всех пропластков, но в разных пропластках были разные скорости фильтрации и дебиты, в данном случае в каждой зоне будут одинаковы скорость фильтрации и дебит, а формула для распределения давления для каждой зоны будет своя. Необходимо отметить, что сколько втекает в пласт через контур питания, столько и вытекает из пласта через галерею[46]. Такой вывод следует из закона сохранения массы при установившемся течении для трубки тока. Следовательно, объемный дебит будет во всех зонах один и тот же, но сечение пласта будет иметь постоянную площадь, поэтому и скорость фильтрации во всех зонах тоже одинакова. Таким образом, формулы для распределения давления, скорости фильтрации и дебита при зонально-неоднородной прямолинейно-параллельной фильтрации в каждой зоне неоднородности пласта имеют вид:

$$p_i(x) = p_i - \frac{p_i - p_{i+1}}{l_i} x \quad (1.45)$$

$$\omega = \frac{k_i}{\mu} \frac{p_i - p_{i+1}}{l_i} \quad (1.46)$$

$$Q = \frac{k_i}{\mu} \frac{p_i - p_{i+1}}{l_i} hB \quad (1.47)$$

Из равенства (1.45) значения градиента давления в каждой зоне:

$$\frac{dp_i(x)}{dx} = -\frac{p_i - p_{i+1}}{l_i}, \quad x_i < x < x_{i+1}. \quad (1.48)$$

Таким образом, градиент давления в каждой зоне будет постоянным, но различным в разных зонах. Поэтому график распределения давления представляется в виде ломаной линии, состоящей из отрезков прямых, наклоненных под разными углами (рис.1.18.).

Для постановки задачи достаточно задать давления только на контуре питания и на галерее. Поэтому известны только $p_1 = p_k$ при $x_1=0$ и $p_{n+1}=p_r$ при

$x_{n+1} = L = \sum_1^n l_i$. Следовательно, чтобы воспользоваться для расчета формулами (1.45)-(1.48), необходимо вычислить давление на границе всех зон. Для определения этих давлений найдем формулу для дебита, которую выразим через заданные параметры. Разрешим относительно депрессии формулы (1.48) для всех зон

$$\begin{aligned} p_k - p_2 &= \frac{Q\mu l_1}{k_1 B h}, \\ p_2 - p_3 &= \frac{Q\mu l_2}{k_2 B h}, \\ &\dots\dots\dots \\ p_n - p_r &= \frac{Q\mu l_n}{k_n B h}. \end{aligned} \quad (1.49)$$

После сложения равенств (1.45), получим следующее уравнение:

$$p_k - p_r = \frac{Q\mu}{B h} \sum_1^n \frac{l_i}{k_i}. \quad (1.50)$$

Разрешив это соотношение относительно Q, получим формулу для дебита в зонально-неоднородном пласте при прямолинейно-параллельной фильтрации несжимаемой жидкости:

$$Q = \frac{B h}{\mu} \frac{p_k - p_r}{\sum_1^n \frac{l_i}{k_i}}. \quad (1.51)$$

Из (1.48) и (1.51) можно определить значение давления на границах зон. Для нахождения p_2 используем формулу (1.48) для первой зоны и формулу (1.51). Получим равенство:

$$k_1 \frac{p_k - p_2}{l_1} = \frac{p_k - p_r}{\sum_1^n \frac{l_i}{k_i}}, \quad (1.52)$$

где единственной неизвестной величиной является давление на границе первой и второй зон (все остальные величины заданы). Поэтому решив его относительно p_2 , получим:

$$p_2 = p_k - \frac{l_1}{k_1} \frac{p_k - p_r}{\sum_1^n \frac{l_i}{k_i}}. \quad (1.53)$$

Если неоднородный пласт состоит из двух зон неоднородности, из полученного соотношения имеем выражение для определения давления на границе зон:

$$p_2 = \frac{p_k \frac{l_2}{k_2} - p_r \frac{l_1}{k_1}}{\sum_1^2 \frac{l_i}{k_i}}. \quad (1.54)$$

Аналогично можно определить давление на остальных границах зон неоднородности.

Далее определяем среднюю проницаемость неоднородного пласта

$$Q = \frac{Bh}{\mu} \frac{p_k - p_r}{\sum_1^n \frac{l_i}{k_i}} = \frac{k_{cp}}{\mu} \frac{p_k - p_r}{L} Bh. \quad (1.55)$$

Из последнего соотношения следует формула для k_{cp} :

$$k_{cp} = \frac{L}{\sum_1^n \frac{l_i}{k_i}}. \quad (1.56)$$

Таким образом, среднее значение проницаемости в зонально-неоднородном пласте определяется по иному закону, отличному от закона для средней проницаемости в слоисто-неоднородном пласте.

Используя аналогию между фильтрацией несжимаемой жидкости и газа, получим формулы, выраженные через функцию Лейбензона для установившейся прямолинейно-параллельной фильтрации газа в зонально-неоднородном пласте [47]:

$$P_i(x) = P_i - \frac{P_i - P_{i+1}}{l_i} x, \quad x_i < x < x_{i+1}, \quad (1.57)$$

$$\rho\omega = \frac{k_i}{\mu} \frac{P_i - P_{i+1}}{l_i}, \quad (1.58)$$

$$Q_m = \frac{k_i}{\mu} \frac{P_i - P_{i+1}}{l_i} hB, \quad (1.59)$$

$$Q_m = \frac{Bh}{\mu} \frac{P_k - P_r}{\sum_1^n \frac{l_i}{k_i}}. \quad (1.60)$$

Подставив в равенства (1.57)-(1.60) функцию Лейбензона для совершенного газа, получим формулы для распределения давления, массовой скорости, массового расхода и объёмного расхода, приведенного к атмосферным условиям, при установившемся прямолинейно-параллельной фильтрации совершенного газа в зонально-неоднородном пласте:

$$p_i(x) = \sqrt{p_i^2 - \frac{p_i^2 - p_{i+1}^2}{l_i} x}, \quad x_i < x < x_{i+1}, \quad (1.61)$$

$$\rho\omega = \frac{k_i \rho_{am}}{2\mu \rho_{am}} \frac{p_i^2 + p_{i+1}^2}{l_i} \quad (1.62)$$

$$Q_m = \frac{k_i \rho_{am}}{2\mu \rho_{am}} \frac{p_i^2 - p_{i+1}^2}{l_i} hB \quad (1.63)$$

$$Q_m = \frac{Bh \rho_{am}}{2\mu \rho_{am}} \frac{p_k^2 - p_r^2}{\sum_1^n \frac{l_i}{k_i}} \quad (1.64)$$

Заметим, что с помощью формулы (1.64) можно определить среднее значение проницаемости в зонально-неоднородном пласте при фильтрации

газа. Стоит отметить, что получим то же соотношение, что и при фильтрации несжимаемой жидкости. Такой результат представляется очевидным, если вспомнить, что проницаемость является характеристикой пористой среды и не зависит от свойств флюида (при отсутствии химического взаимодействия и при линейных режимах фильтрации).

С помощью формул (1.63) и (1.64) можно определить давления на границах зон при фильтрации газа. Для нахождения p_2 приравняем их и получим равенство

$$k_1 = \frac{p_k^2 - p_2^2}{l_1} = \frac{p_k^2 - p_r^2}{\sum_1^n \frac{l_i}{k_i}} \quad (1.65)$$

в котором единственной неизвестной величиной является давление на границе первой и второй зон. Аналогичным образом можно определить и остальные значения давления на границах зон неоднородности.

ГЛАВА 2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗМЕРА ЭЛЕМЕНТАРНОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО ОБЪЕМА В МАСШТАБЕ МЕЗОНЕОДНОРОДНОСТИ

Основной задачей данной работы являлось проведение исследования ядерных потоковых экспериментов на основе моделирования на гидродинамическом симуляторе (Eclipse/tNavigator) и создания синтетических численных моделей. Объектом интереса был элементарный представительный объем, который на данный момент в масштабе

мезонеоднородностей остается малоизученным. Важным аспектом работы является определение элементарного представительного объема для пористости и проницаемости и при рассмотрении различных типов неоднородности на данном масштабном уровне.

Алгоритм работы:

1. Создание синтетической численной модели мезонеоднородной пористой среды на основе реальных данных для различных видов неоднородностей в породе, а именно: слоистой, зональной и «неоднородных пластов».
2. Исследование ЭПО для пористости.
3. Исследование ЭПО для абсолютной проницаемости (на основе лабораторных зависимостей $K_{пр}(K_{пор})$).
4. Создание гидродинамической модели мезонеоднородной пористой среды.
5. Гидродинамическое моделирование однофазной фильтрации для разных размеров области фильтрации (вложенные модели) с определением $K_{пр}$ на основе закона Дарси.
6. Исследование ЭПО для абсолютной проницаемости (на основе гидродинамического моделирования).

2.1 Создание синтетической модели мезонеоднородной пористой среды (стандартный керн) на основе реальных данных

Рис.2.1.-Разновидности образцов керна.

Создание синтетической модели мезонеоднородной пористой среды производилось на основе реальных данных неокомских отложений одного из месторождений Западной Сибири.

Рис.2.2.-Концептуальная литологическая характеристика пластов Б8.

В данном исследовании рассматривался пласт Б8, который представляет собой различные типы горных пород. Песчаники пласта серые с буроватым оттенком, мелкозернистые, алевритистые, прослоями среднезернистые, полимиктовые, с глинистым цементом, реже – цемент глинисто-карбонатный. В тонкие прослои аргиллита и песчаника. Имеются редкие включения растительных остатков. Алевролиты крепкие, мелкозернистые, слюдистые, с глинистым цементом, реже – цемент глинисто-карбонатный. Аргиллиты плотные, хрупкие, слюдистые. Анализ гранулометрического состава указывает на заглинизированность коллекторов.

Рис. 2.3. - Фото шлифов объекта.

В интервале пластов преобладают средне-мелкозернистые песчаники, которые характеризуются относительно высоким содержанием песчаной фракции до 66%. Каркас пород образуют кварц, полевые шпаты и обломки пород.

Диапазон изменения открытой пористости пород по пласту Б8 составляет от 0.012 до 0.27 д.ед. при медианном значении $K_p = 0.229$ д.ед. (рис.2.4.).

Абсолютная газовая проницаемость по керну по пласту изменяется в диапазоне 0.02 – 1969.4 мД при среднем геометрическом значении $K_{пр} = 19.1$ мД.

Рис.2.4.- Гистограмма распределения $K_{п}$ по данным керн в интервале пласта.

Согласно литологической характеристике по данному пласту, которая была выявлена при построении петрофизической модели (рис.2.2.), было выделено три литотипа:

- Литотип ($K_{п} = 0.15-0.2$ д.е.),
- Плитотип ($K_{п} = 0.21-0.24$ д.е.),
- Шлитотип ($K_{п} = 0.25-0.27$ д.е.).

Алгоритм оценки $K_{пр}$ с учетом классификации зависимости $K_{пр} = f(K_{п})$ по литотипам, позволил повысить достоверность оценки проницаемости. Уравнения для расчета $K_{пр}$ с учетом петротипов имеют вид:

$$K_{прI \text{ литотип}} = 10^{(430.1958 * K_{п}^3 - 422.0468 * K_{п}^2 + 170.9563 * K_{п} - 15.80965)}, \quad (2.1)$$

$$K_{прII \text{ литотип}} = 10^{(705.2144 * K_{п}^3 - 581.8496 * K_{п}^2 + 144.0558 * K_{п} - 13.98623)} \quad (2.2)$$

$$K_{прIII \text{ литотип}} = 10^{(269.8918 * K_{п}^3 - 342.0972 * K_{п}^2 + 134.7192 * K_{п} - 13.55422)}. \quad (2.3)$$

Рис.2.5-Графики зависимостей «керна-керна» коэффициента проницаемости от коэффициента пористости для литотипов, выделенных в интервале пласта Б8.

2.2. Гидродинамическое моделирование однофазной фильтрации для разных размеров области фильтрации (вложенные модели) с определением $K_{пр}$ на основе закона Дарси

Следующим этапом исследования было создание гидродинамической модели мезонеоднородной пористой среды, целью которого являлось

показать влияние неоднородностей на абсолютную проницаемость. Моделирование однофазной фильтрации для разных размеров области фильтрации (вложенные модели) с определением $K_{пр}$ на основе закона Дарси производилось на гидродинамическом симуляторе (Eclipse/tNavigator)[48],[49], [50].

Шаг 1. Создание гидродинамической модели для однофазного потока для образца горной породы (размер керна 30x30 мм) по данным пласта Б8 для различных типов неоднородностей. На рис. (2.6)-(2.20) представлены изображения с распределением литотипов, пористостей и проницаемостей в модели. Каждый литотип задан отдельным цветом: I –желтым, II – зеленым, III – белым. Ячейки, характеризующие K_p и $K_{пр}$, также выделены разными цветами в соответствии с диапазоном значений, которыми они определяются. Справа на рисунках стрелками показан ряд нагнетательных скважин, а слева точками-добывающих.

- «неоднородные пласты»;

Рис. 2.6 - Распределение литотипов в модели керна размером 30x30мм.

Рис. 2.7- Распределение пористости в модели керна размером 30x30мм.

Рис. 2.8 - Распределение проницаемости в модели керна размером 30x30мм.

- слоистая неоднородность;

Рис. 2.9. - Распределение литотипов в модели керна размером 30x30 мм

Рис. 2.10. - Распределение пористости в модели керна размером 30x30 мм

Рис. 2.11. - Распределение проницаемости в модели керна размером 30х30 мм

-зональная неоднородность

Рис. 2.12. - Распределение литотипов в модели керна размером 30х30мм.

Рис. 2.13. - Распределение пористости в модели керна размером 30х30мм.

Рис. 2.14. - Распределение проницаемости в модели керна размером 30х30мм.

Шаг 2. Увеличение масштаба от размеров стандартного образца керна до более крупных и получение зависимостей абсолютной проницаемости от эффективного размера исследования и их анализ.

- неоднородные пласты

Рис. 2.15. - Распределение литотипов в модели керна размером 170х170мм.

Рис. 2.16. - Распределение пористости в модели керна размером 170х170 мм.

Рис. 2.17. - Распределение проницаемости в модели керна размером 170х170 мм.

-слоистая неоднородность

Рис. 2.18.– Распределение литотипов в модели керна размером 170х170 мм.

Рис. 2.19. - Распределение проницаемости в модели керна размером 170x170 мм.

Рис. 2.20. - Распределение проницаемости в модели керна размером 170x170 мм.

-зональная неоднородность

Рис. 2.21. - Распределение литотипов в модели керна размером 170x170 мм.

Рис. 2.22.— Распределение пористости в модели керна размером 170x170 мм.

Рис. 2.23. - Распределение литотипов в модели керна размером 170x170 мм

Для проведения корректного моделирования была использована лабораторная система координат, единицы измерений которой для разных параметров указаны на рис. 2.11. Кроме того, были рассчитаны подходящие для модели перепады давления, с учетом реальных данных. При абсолютной проницаемости в 10 мД перепад давления должен быть 10 атм/м, откуда скорость фильтрации в таком случае - 10^{-5} м/с. Средняя проницаемость в модели без учета влияния неоднородностей была 500 мД, а соответствующий перепад давлений – 100 атм. При моделировании измеренные свойства образца переносились на ячейку расчетной сетки, характерные размеры которой порядка 1 мм по латерали и 1 мм по вертикали.

Поддерживаемые единицы в программном продукте

Параметр	SI	METRIC	FIELD	LAB
Длина, глубина, радиус	m	m	ft	cm
Время	s	day	day	hr
Плотность	kg/m ³	kg/m ³	lb/ft ³	gm/cc
Давление (абсолютное)	Pa	Barsa	Psia	Atma
Давление (разница)	Pa	Bars	Psi	Atm
Температура (абсолютная)	K	K	°R	K
Температура (разница)	°C	°C	°F	°C
Сжимаемость	1/Pa	1/Bars	1/Psi	1/Atm
Вязкость	Pa*s	cpoise	cpoise	cpoise
Проницаемость	m ²	mDarcy	mDarcy	mDarcy
Объем жидкости в поверхностных условиях	m ³	sm ³	stb	scf
Объем газа в поверхностных условиях	m ³	sm ³	Mscf	scf
Объем коллектора	m ³	rm ³	RB	rcc
Дебит жидкости в поверхностных условиях	m ³ /s	sm ³ /day	stb/day	scf/hr
Дебит газа в поверхностных условиях	m ³ /s	sm ³ /day	Mscf/day	scf/hr
Дебит в пластовых условиях	m ³ /s	rm ³ /day	RB/day	rcc/hr
Удельный расход на единицу площади	m ³ /s/m ²	m ³ /day/m ²	stb/s/ft ²	scf/hr/cm ²
Коэффициент объемного расширения (жидкость)	m ³ /m ³	rm ³ /sm ³	RB/stb	rcc/scf
Коэффициент объемного расширения (газ)	m ³ /m ³	rm ³ /sm ³	RB/Mscf	rcc/scf
газонефтяной фактор	m ³ /m ³	sm ³ /sm ³	Mscf/stb	scf/scf
нефтегазовый фактор	m ³ /m ³	sm ³ /sm ³	stb/Mscf	scf/scf
Проводимость	$\frac{m^3}{s * Pa}$	$\frac{cp * m^3}{day * Bars}$	$\frac{cp * RB}{day * Psi}$	$\frac{cp * cm^3}{hr * Atm}$

Источник: [49].

ГЛАВА 3. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

3.1 Исследование элементарного представительного объема для пористости и абсолютной проницаемости (на основе реальных данных и лабораторных зависимостей)

В работе было проведено исследование ЭПО для 3 типов неоднородностей, учитывая, что горная порода будет представлена 3

литотипами. Исходные данные относятся к пласту Б8неокомских отложений одного из месторождений Западной Сибири. На таблицах (3.1.-3.3.) показано, каким образом были заданы литотипы в модели.

Таблица 3.1.

Распределение литотипов в рассматриваемой модели – «неоднородные пласты»

Таблица 3.2.

Распределение литотипов в рассматриваемой модели – слоистая неоднородность

Таблица 3.3.

Распределение литотипов в рассматриваемой модели – зональная неоднородность

Каждый литотип окрашен разными цветами, согласно расположению неоднородностей в породе.

Для каждого литотипа выбирались соответствующие значения пористости, согласно концептуальной литологической характеристике пласта Б8 (рис. 2.2): I-мулитотипу присваивались значения для K_p в диапазоне (0.15-0.2д.е.), II-мулитотипу - K_p в диапазоне (0.21-0.24д.е.), III-мулитотипу присваивались значения для K_p в диапазоне (0.25-0.27д.е.). Один из полученных вариантов приведен в таблицах (3.4-3.6).

Таблица 3.4.

Распределение пористости в рассматриваемой модели – «неоднородные пласты»

Таблица 3.5.

Распределение пористости в рассматриваемой модели – слоистая
неоднородность

Таблица 3.6.

Распределение пористости в рассматриваемой модели – зональная
неоднородность

Далее использовались формулы (2.1)-(2.3), чтобы присвоить соответствующие значения для проницаемости. Примеры одних из полученных вариантов представлены ниже (таблицы (3.7)-(3.9)).

Таблица 3.7.

Распределение проницаемости в рассматриваемой модели – «неоднородные
пласты»

Таблица 3.8.

Распределение проницаемости в рассматриваемой модели – слоистая
неоднородность

Таблица 3.9

Распределение проницаемости в рассматриваемой модели – зональная неоднородность

Используя исходные данные из таблиц, указанных выше, было проведено исследование определения размера элементарного представительного объема для коэффициентов пористости и проницаемости.

Для оценки размера ЭПО были построены графики зависимостей, в которых было отражено поведение пористости и проницаемости при увеличении линейного размера образца.

На рис. (3.1)-(3.10) показаны по одному из вариантов получившихся в ходе исследования зависимостей по разным типам неоднородностей. В данной работе рассматривается масштаб мезонеоднородности, поэтому зависимости, получаемые ниже, будут иметь вид графика, как на рис. 1.8.

а) «неоднородные пласты»

Для того чтобы верно оценить размер ЭПО на рис. 3.2 показана совокупность зависимостей, где отчетливо видно в каком интервале флуктуации становятся минимальными, а значит, этот линейный размер и будет определять представительный объем.

Рис.3.1.-ЭПО для Кп.

Для того чтобы верно оценить размер ЭПО на рис. 3.2 показана совокупность зависимостей, где отчетливо видно в каком интервале флуктуации становятся минимальными, а значит, этот линейный размер и будет определять представительный объем.

Рис. 3.2.- Совокупность зависимостей ЭПО для Кп.

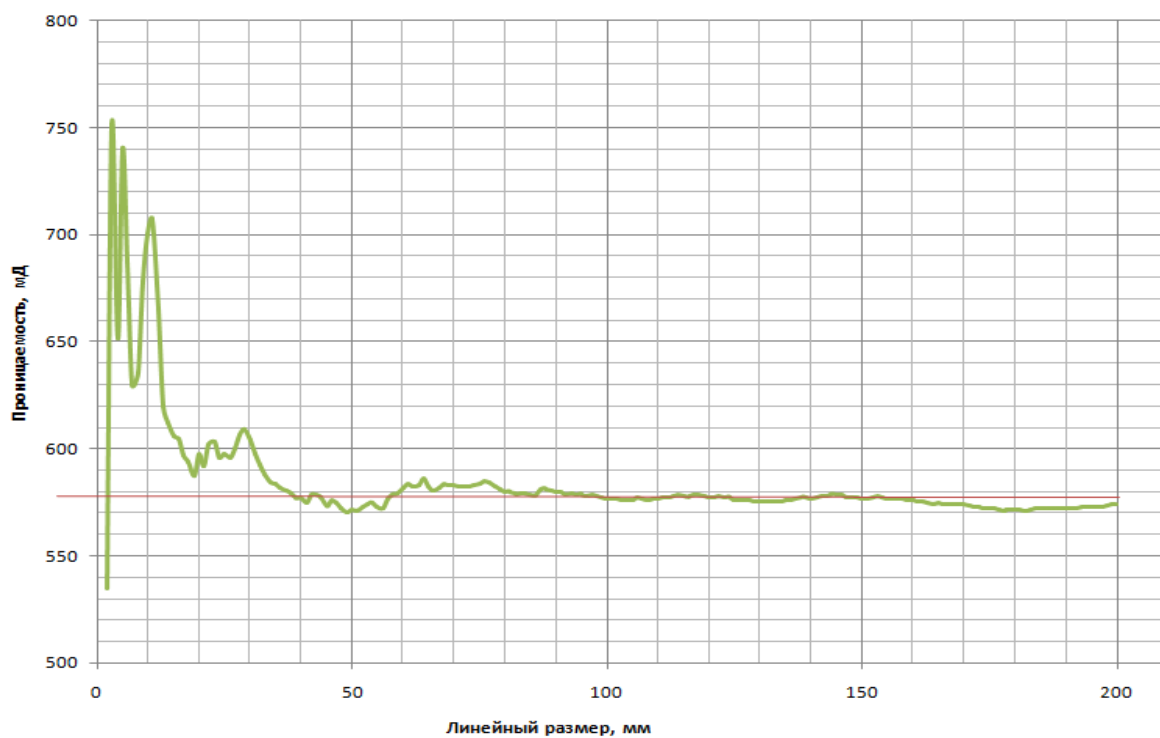


Рис.3.3.- ЭПО для Кпр.

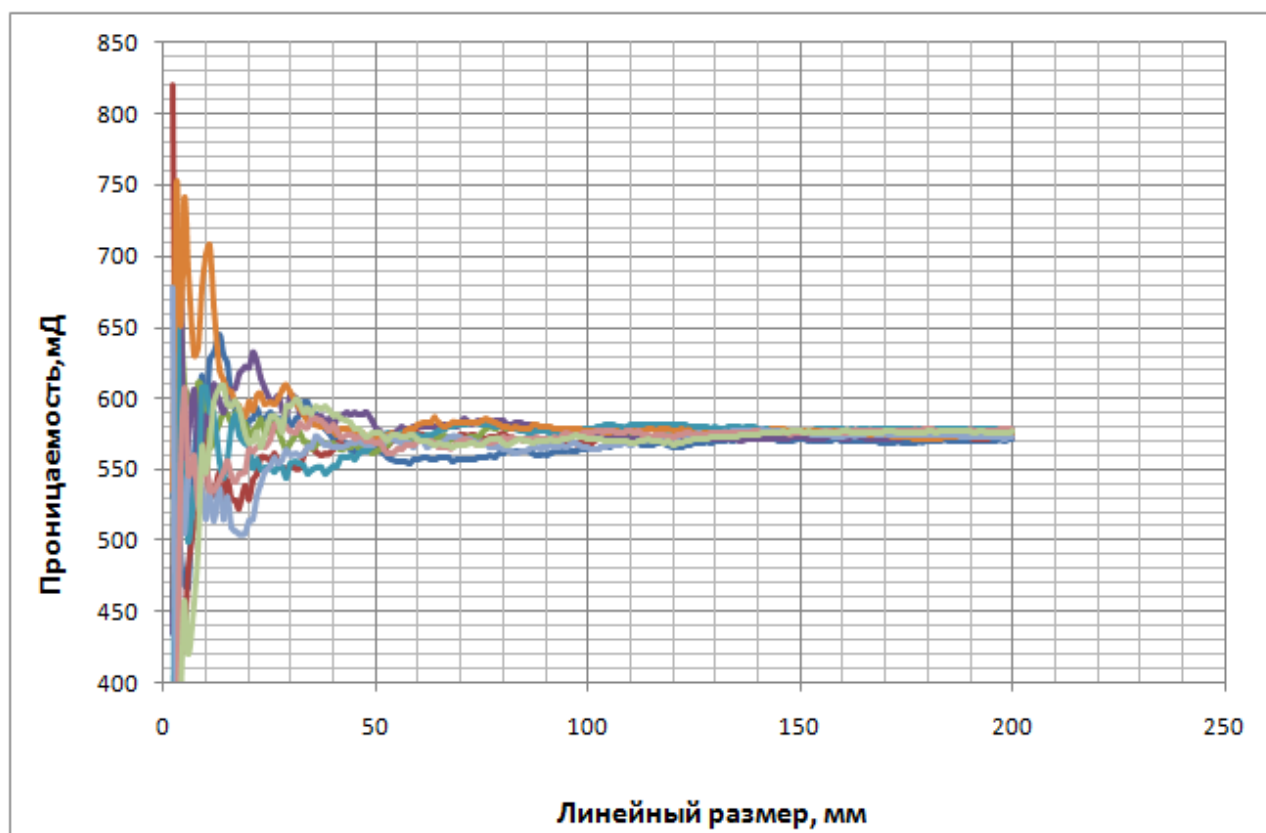


Рис. 3.4.- Совокупность зависимостей ЭПО для Кпр.

Исходя из графиков на рис. (3.1) и (3.2), следует сделать вывод, что линейный размер, определяющий ЭПО для Кп, - (90-110) мм.

Аналогичным образом, было проведено сопоставление совокупности зависимостей по проницаемости. Анализируя графики на рис. (3.3) и (3.4), следует сделать вывод, что линейный размер, определяющий ЭПО для Кпр, - (140-160) мм. Необходимо отметить тот факт, что ЭПО для пористости оказался меньше, чем ЭПО для проницаемости.

б) слоистая неоднородность

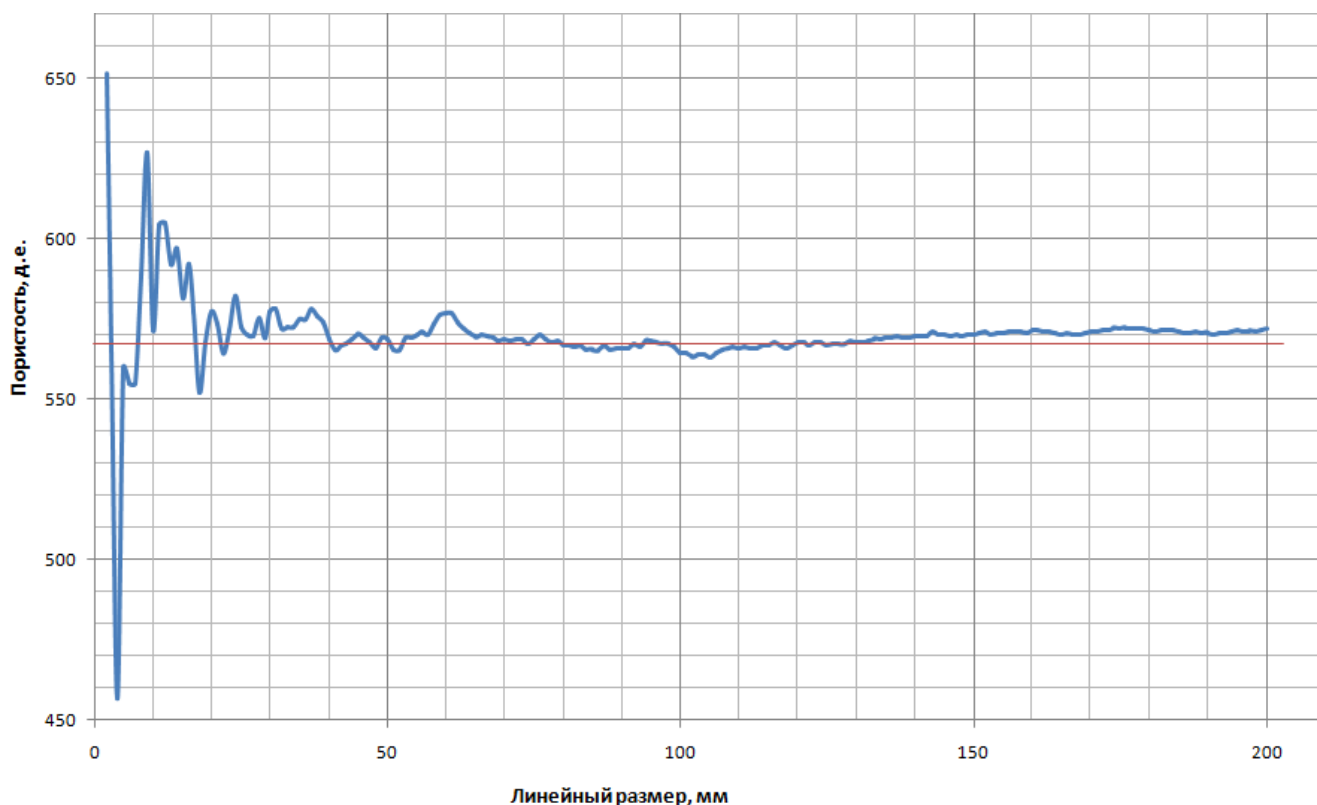


Рис.3.5.-ЭПО для Кп.

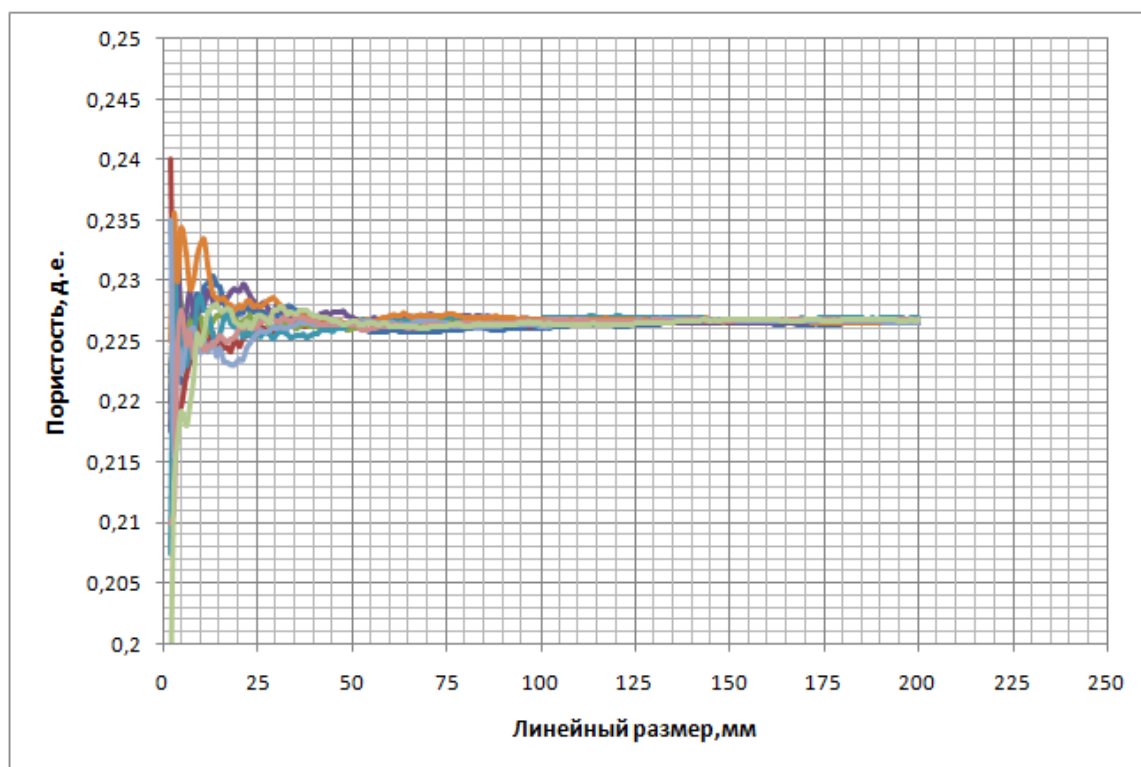


Рис. 3.6.- Совокупность зависимостей ЭПО для Кп.

Рис.3.7.-ЭПО для Кпр.

Рис. 3.8.- Совокупность зависимостей ЭПО для Кпр.

Исходя из графиков на рис. (3.5) и (3.6), следует сделать вывод, что линейный размер, определяющий ЭПО для Кп, - (100-120) мм.

Аналогичным образом, было проведено сопоставление совокупности зависимостей по проницаемости. Анализируя графики на рис. (3.7) и (3.8), следует сделать вывод, что линейный размер, определяющий ЭПО для Кпр, - (130-150) мм. Необходимо отметить тот факт, что ЭПО для пористости оказался меньше, чем ЭПО для проницаемости, как и в предыдущем случае.

б) зональная неоднородность

Рис.3.9.-ЭПО для Кп.

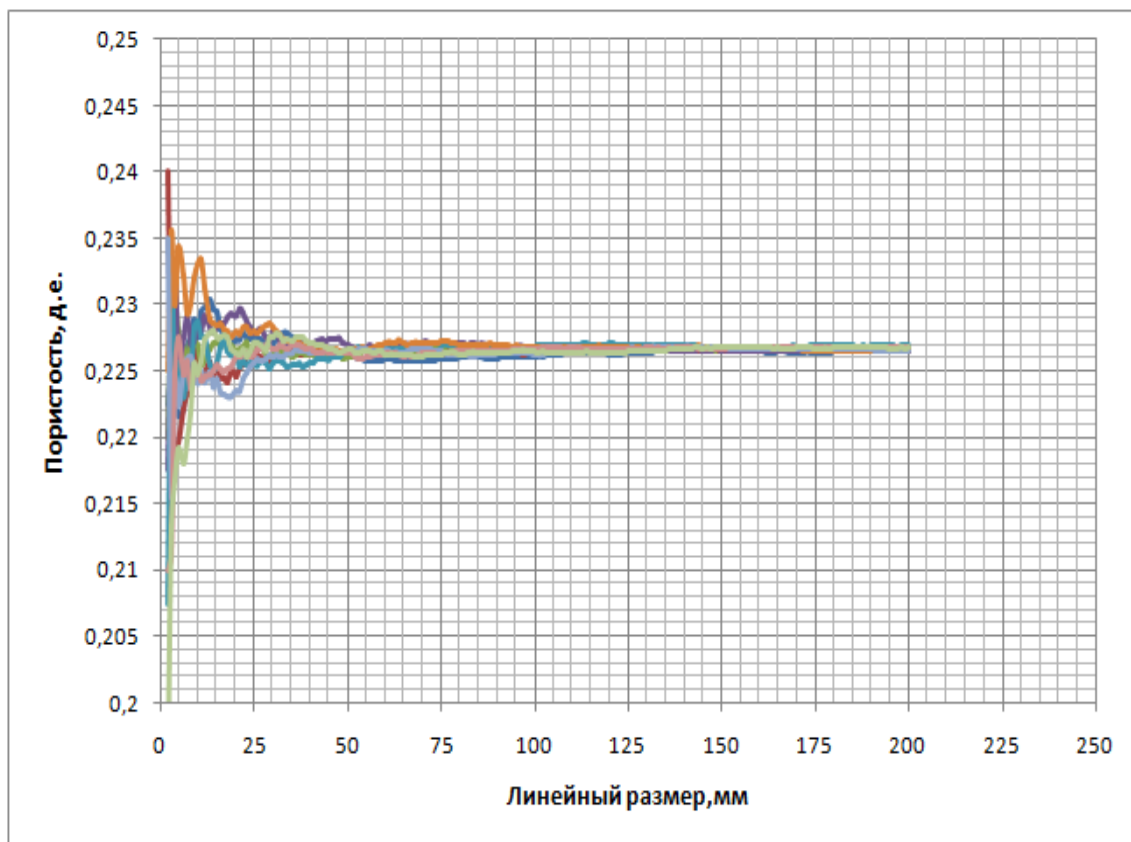


Рис. 3.10.- Совокупность зависимостей ЭПО для Кп

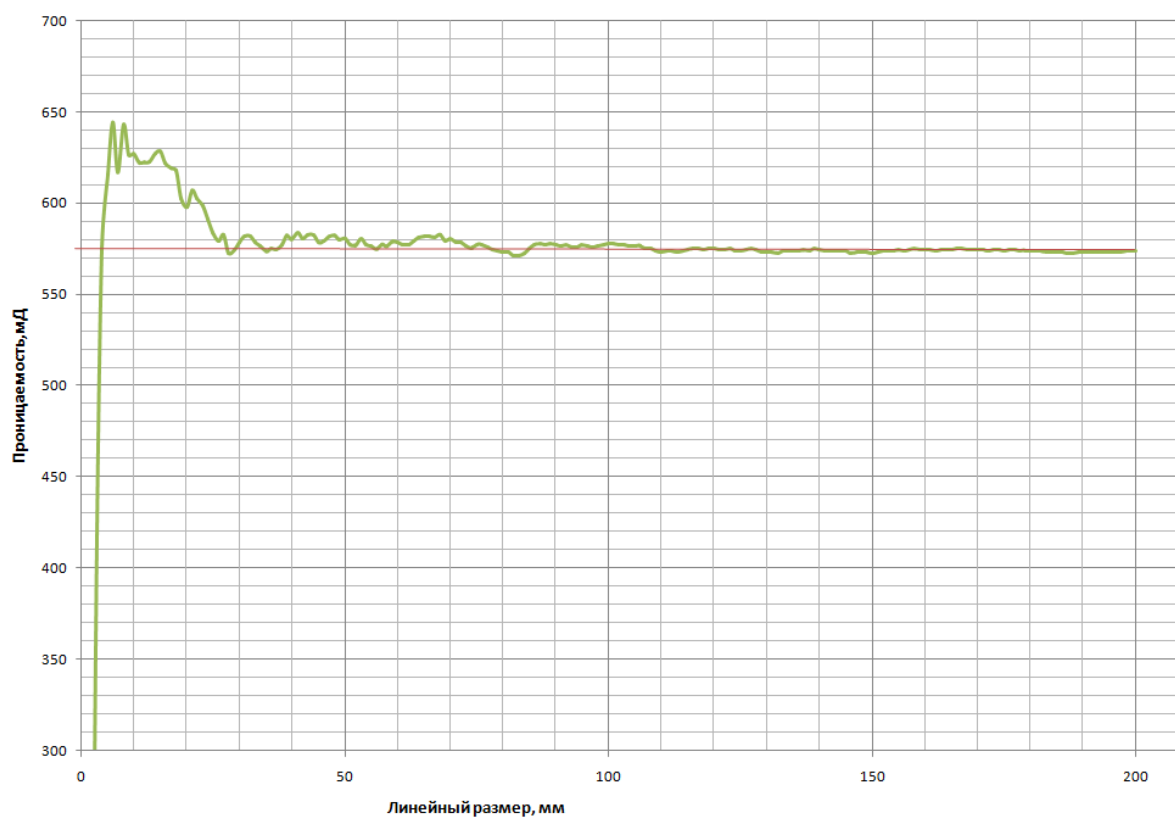


Рис.3.11.-ЭПО для Кпр.

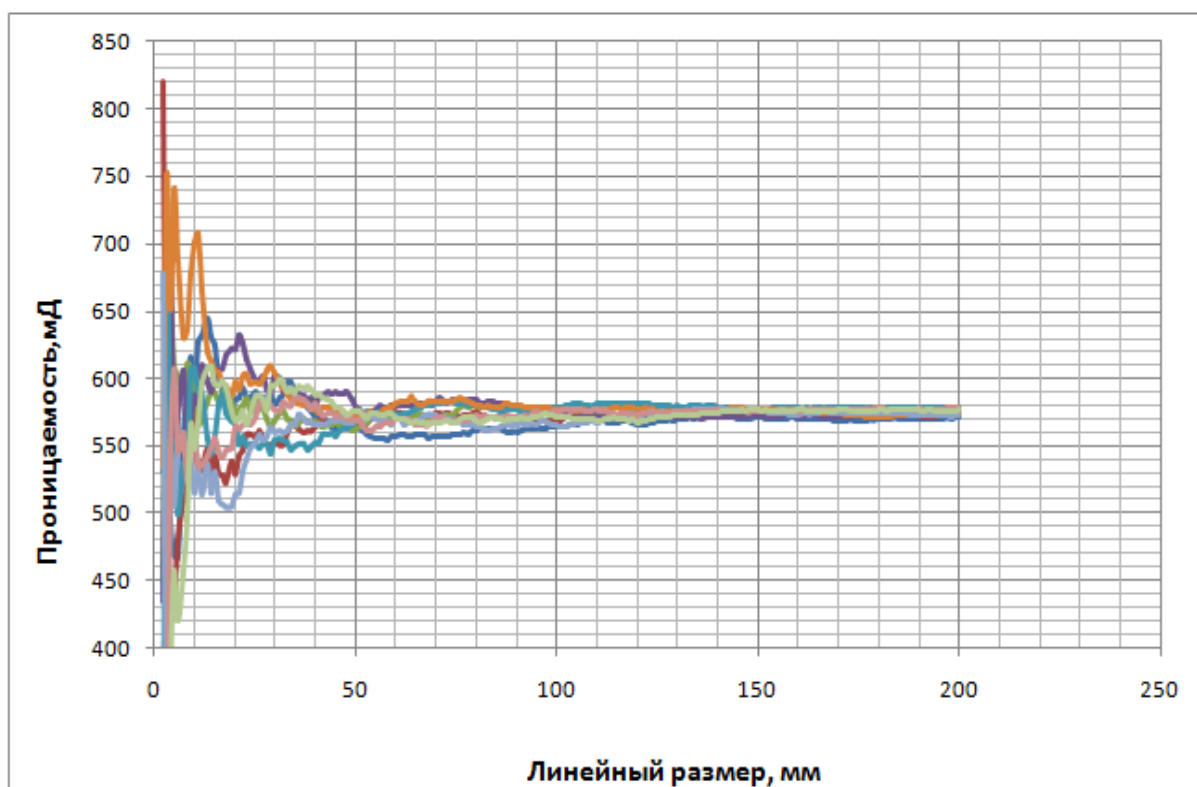


Рис. 3.12.- Совокупность зависимостей ЭПО для Кпр.

Исходя из графиков на рис. (3.9) и (3.10), следует сделать вывод, что линейный размер, определяющий ЭПО для Кп, - (110-120) мм.

Аналогичным образом, было проведено сопоставление совокупности зависимостей по проницаемости. Анализируя графики на рис. (3.11) и (3.12), следует сделать вывод, что линейный размер, определяющий ЭПО для Кпр, - (120-140) мм. Необходимо отметить тот факт, что ЭПО для пористости оказался немного меньше, чем ЭПО для проницаемости.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- Для любого типа неоднородности, рассмотренного в исследовании, выявляется элементарный представительный объем.
- Размер ЭПО для Кп для трех типов неоднородности лежит в диапазоне (110-120)мм.

- Размер ЭПО для $K_{пр}$ для трех типов неоднородности в среднем диапазоне (130-150)мм.

3.2. Исследование элементарного представительного объема для абсолютной проницаемости (на основе гидродинамического моделирования)

Для каждого типа неоднородностей было проведено гидродинамическое моделирование, исходными данными для которого были синтетические модели зерна. Задавая перепады давления, исследуемые размеры, параметры для нефти и горной породы, были произведены расчеты, в ходе которых, используя закон Дарси, было произведено определение коэффициента проницаемости. Для представительной выборки было создано по 50 вариаций синтетической численной модели, в пределах которой изменялись лишь пористость и проницаемость.

По полученным данным проницаемости для различных типов неоднородностей, можно сделать следующий вывод:

$$K_{пр}^{ср} > K_{пр}^{сл} > K_{пр}^{неод} > K_{пр}^{ср.геом} > K_{пр}^{зон}. \quad (3.1)$$

где $K_{пр}^{ср}$ рассчитывалось по формуле:

$$K_{пр}^{ср} = \frac{K_1 + K_2 + \dots + K_n}{n}, \quad (3.2)$$

а $K_{пр}^{ср.геом}$:

$$K_{пр}^{ср.геом} = \sqrt[n]{K_1 \cdot K_2 \cdot \dots \cdot K_n}. \quad (3.3)$$

Основная причина такого отличия значений заключается в том, что если пористость определяется на основе статических свойств горных пород, то проницаемость зависит от структуры потока, извилистости и связанности пор.

Следующим шагом работы было исследование ЭПО для абсолютной проницаемости, рассчитанной в модели. Некоторые из полученных графиков показаны на рис. 3.13.

-«неоднородные пласты»

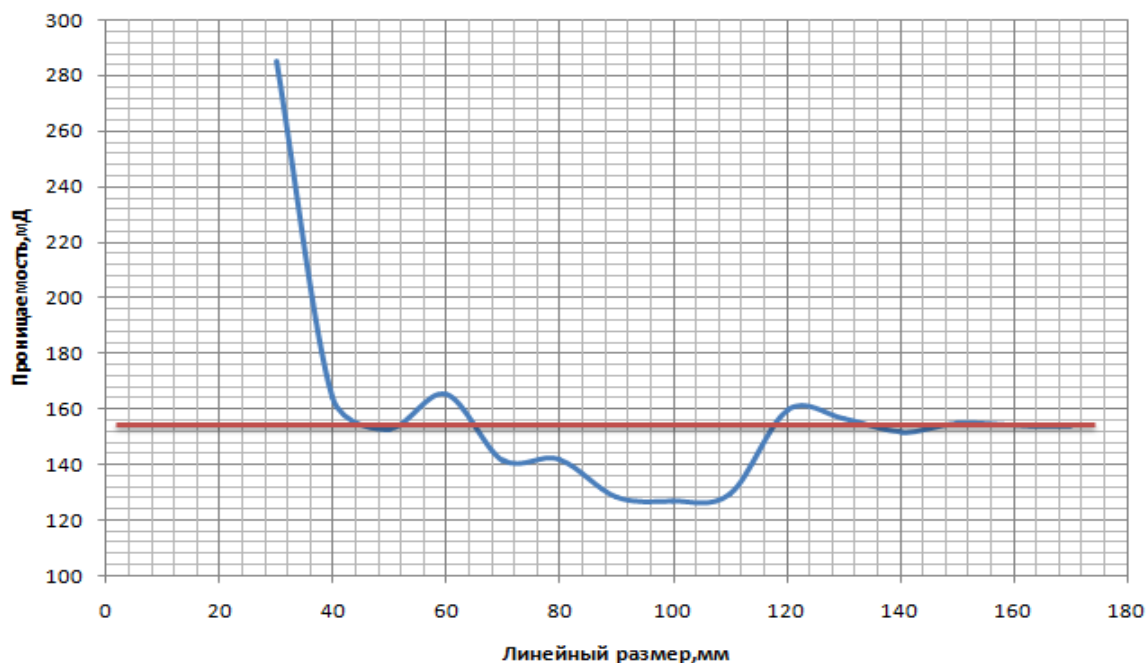


Рис.3.13 –ЭПО для Кпр.

Для того чтобы верно оценить размер ЭПО, как это было сделано выше, на рис. 3.13. показана совокупность зависимостей, где отчетливо видно в каком интервале флуктуации становятся минимальными, а значит, этот линейный размер и будет определять представительный объем.

Рис.3.14. –ЭПО для Кпр.

Исходя из графиков на рис. (3.13) и (3.14), следует сделать вывод, что линейный размер, определяющий ЭПО для Кпр, - (140-150) мм.

-слоистая неоднородность

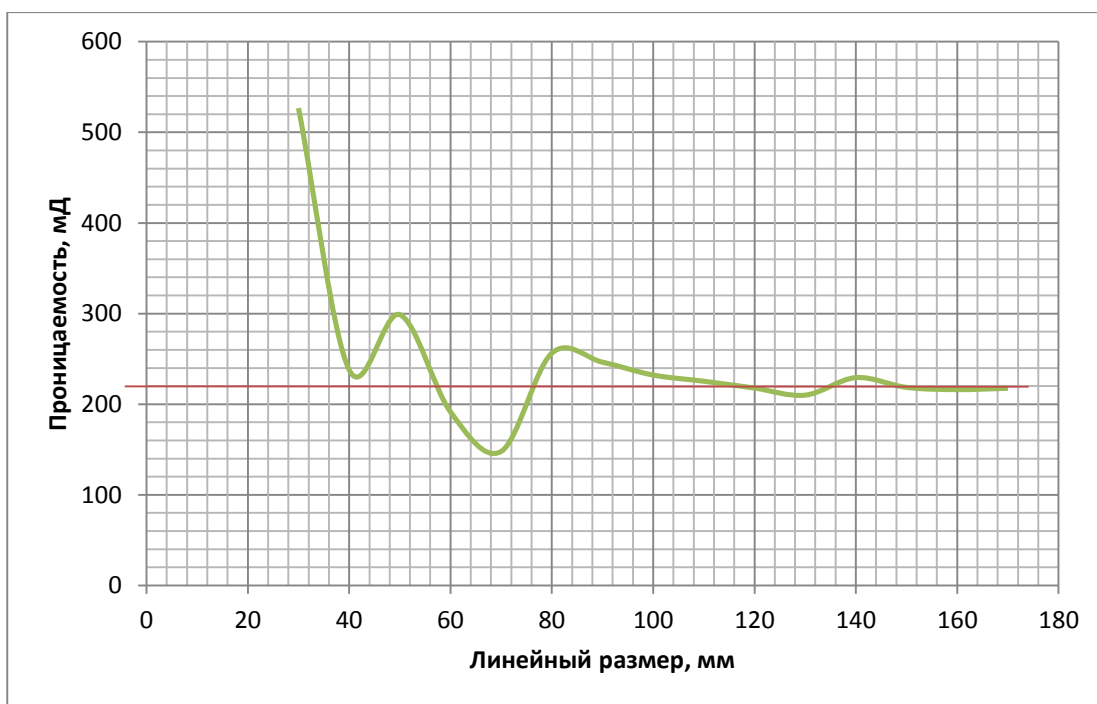


Рис.3.15. –ЭПО для Кпр.

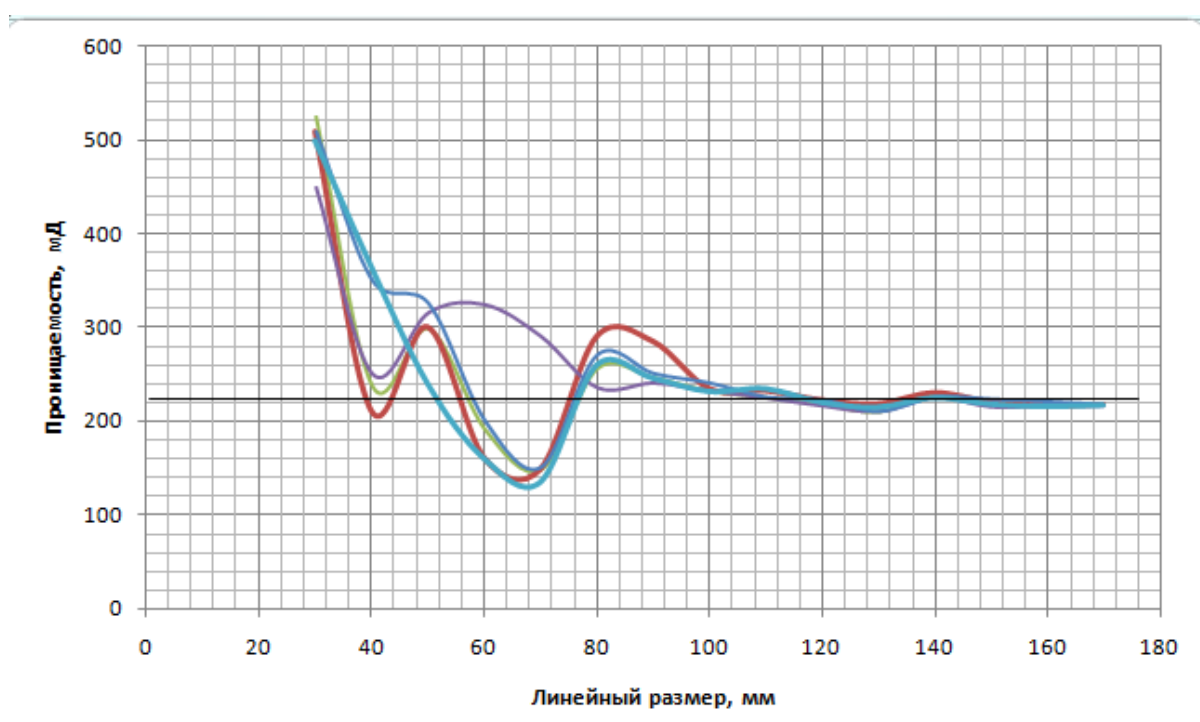


Рис.3.16. –ЭПО для Кпр.

Исходя из графиков на рис. (3.15) и (3.16), следует сделать вывод, что линейный размер, определяющий ЭПО для Кпр, - (130-140) мм.

-зональная неоднородность

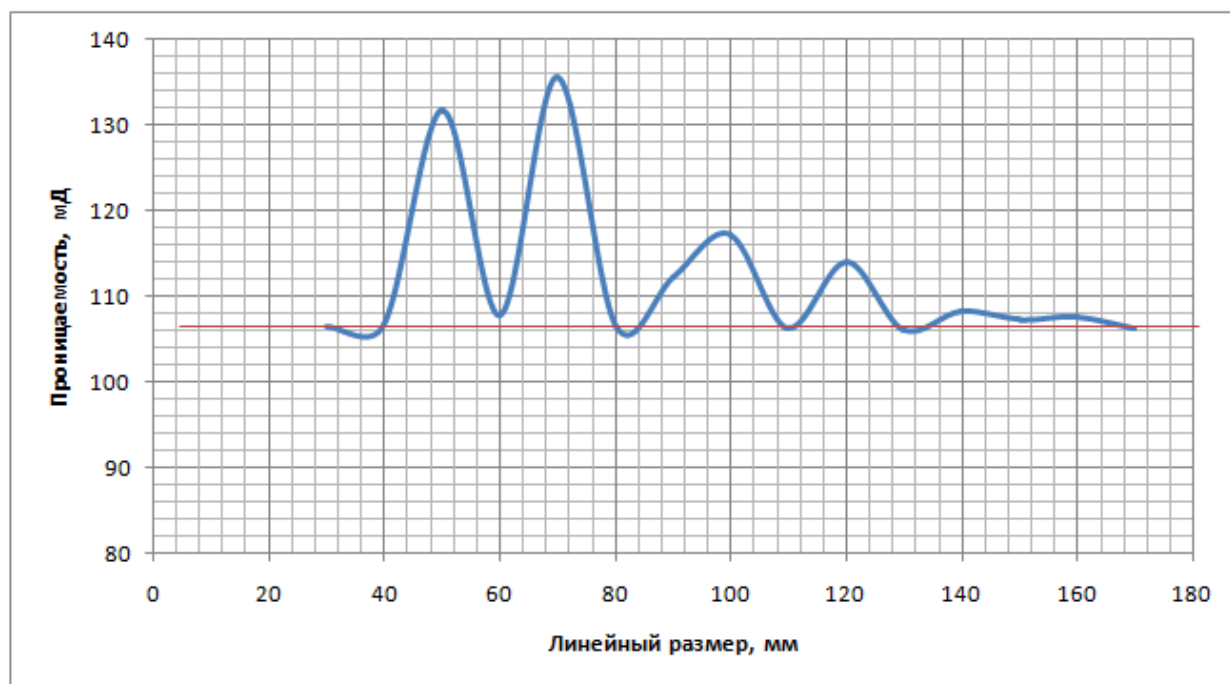


Рис.3.17. –ЭПО для Кпр.

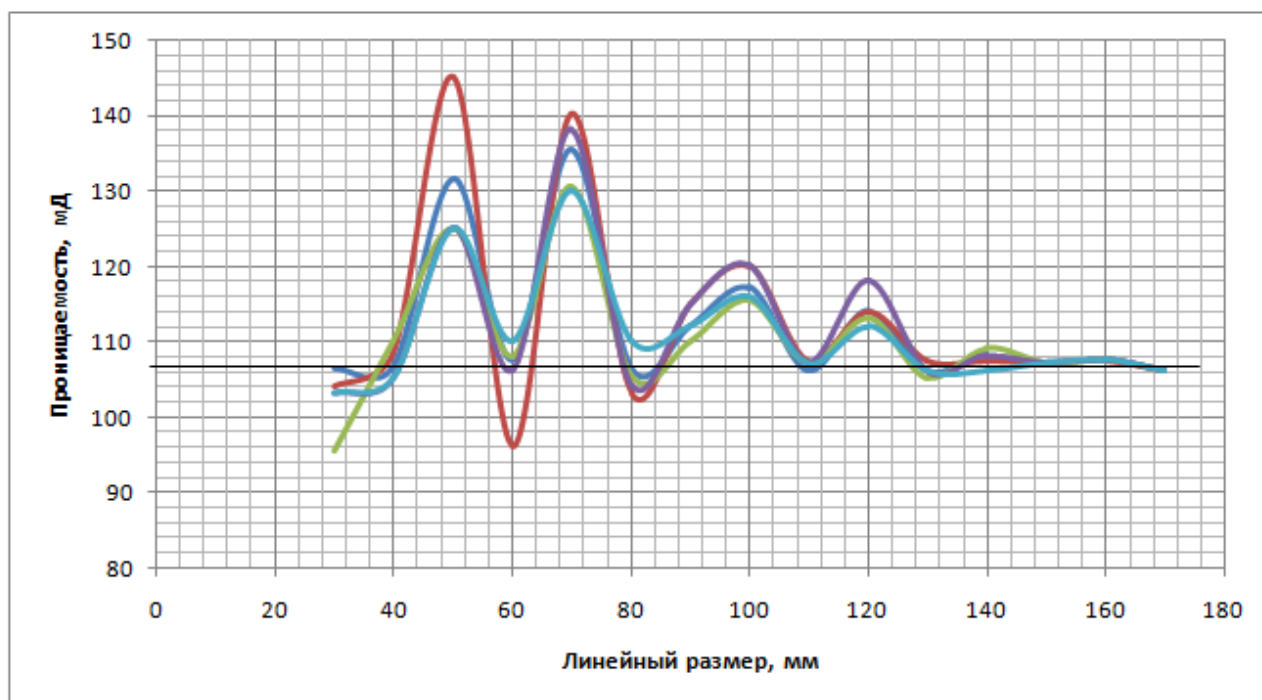


Рис.3.18. –ЭПО для Кпр.

Исходя из графиков на рис. (3.17) и (3.18), следует сделать вывод, что линейный размер, определяющий ЭПО для Кпр, - (150-160) мм.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- Размер ЭПО для Кпр («неоднородные пласты») лежит в диапазоне (140-150)мм.
- Размер ЭПО для Кпр(слоистая неоднородность) лежит в диапазоне (130-140)мм.
- Размер ЭПО для Кпр (зональная неоднородность) лежит в диапазоне (150-160)мм.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенного исследования было показано, что одним из параметров среды, который зависит от размера образца и характеризующих

его свойств, принимается элементарный представительный объем. Использование ЭПО является важным для оценки усредненных фильтрационно-емкостных свойств.

По итогам магистерской диссертации можно сделать следующие выводы:

1. Создана научно-методическая основа для изучения влияния масштабных эффектов уровня мезонеоднородности на фильтрационно-емкостные свойства горной породы.
2. Разработано 150 синтетических численных моделей мезонеоднородной пористой среды для различных типов неоднородности. Размеры моделей варьировались от 30x30мм до 170x170мм.
3. Получено, что для всех типов неоднородности в рамках использованных моделей ЭПО для K_p меньше, чем ЭПО для K_{pr} :
 - K_p для трех типов неоднородности лежит в диапазоне (110-120) мм.
 - K_{pr} для трех типов неоднородности лежит в диапазоне (130-150) мм.
4. Обнаружено, что коэффициент проницаемости, вычисленный для двухмерной гидродинамической модели керна пластов Б8, отличается от средней проницаемости, которая в свою очередь зависит от структуры потока, извилистости и связанности пор.

$$K_{pr}^{ср} > K_{pr}^{сл} > K_{pr}^{неод} > K_{pr}^{ср\ геом} > K_{pr}^{зон}.$$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Игашева С.П., Соседков Э.С. Геология. Учебное пособие к практическим и лабораторным работам по теме: «Горные породы, как грунты и их свойства» для студентов, обучающихся по направлению «Строительство» очной, заочной и заочной в сокращённые сроки форм обучения, Тюмень: РИО ФГБОУ ВПО «ТюмГАСУ», 2014. – 72 с.
2. Тиаб Дж., Дональдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов - М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. - 868 с.
3. Короновский Н.В., Якушова А.Ф. Основы геологии: Учеб. Для географ. спец. вузов. – М.: Высшая школа, 1991. - 416 с.
4. Белый Л. Д. Инженерная геология: Учебник для строит. спец. вузов. – М.: Высшая школа, 1985. – 231 с.
5. Маслов Н. Н., Котов М.Ф. Инженерная геология: Учебник для вузов. – М.: Изд. литер. постр-ву, 1971.
6. Басниев К.С., Кочина И.Н., В.М. Максимов Подземная гидромеханика – М.: Москва «Недра», 1993 – 415 с.
7. Сваровская Н.А. Физика пласта - Издательство ТПУ, Томск, 2003 - 155 с.
8. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта - М.: Недра, 1982-311 с.
9. Головин К.Б., Головин Б.А., Калининкова М.В. Типы и виды коллекторов – Учебно-методическое пособие, Саратов, 2014.
10. Бжицких Т.Г., Санду С.Ф., Пулькина Н.Э. Определение физических и фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород – Издательство томского политехнического института, 2008 – 92 с.
11. Хайфэн Ч. Моделирование петрофизической и гидродинамической неоднородности призабойной зоны в одиночной скважине при доизвлечении остаточных запасов нефти - Диссертация по геологии, кандидата геолого-минералогических наук - Москва - 1999 г.

12. Швецов М.С. Петрография осадочных пород – М.: Госгеолтехиздат, 1958.
13. Семин Е.И. Геологическая неоднородность пластов и некоторые способы ее изучения. – Труды ВНИИ, 1962, вып. 34, С. 3 – 43.
14. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии [Текст]: учебное пособие - Москва: Недра, 1988. - 203, [1] с.
15. Рац М.В. Неоднородность горных пород и их физических свойств – Наука, 1968, 1-110.
16. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа - М.: изд-во «Недра», 1970. — 488 с.
17. Крылов А.П., Глоговский М.М. Научные основы разработки нефтяных месторождений – Москва-Ижевск, 2004 – 416 с.
18. Мелик-Пашаев В.С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений - М.: Недра, 1979. - 334 с.
19. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений - М., Недра, 1976.
20. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Войнов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности – М.: Недра, 1976г.
21. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов - М.: Недра, 1985. - 308с.
22. Дементьев Л.Ф., Иванова М., Чоловский И. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа - М.: Недра, 1985.
23. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие— Казань: Фэн, 2012. — 664 с.
24. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта- Перевод с англ. М.: Гостоптехиздат, 1962. - 572 с.
25. Bear J., Dynamics of fluids in porous media. American Elsevier, New York, 1972.

26. Шитов В. В., Москалев П. В. Математическое моделирование пористых структур - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007 - 120 с.
27. Nordahl K., Ringrose P. S. Identifying the representative elementary volume for permeability in heterolithic deposits using numerical rock models - *Mathematical Geosciences*, 40, 2008.
28. Noetinger B. The effective permeability of a heterogeneous porous medium - *Transport in Porous Media*, 1994, 99-127.
29. Hurst A. Sedimentary flow units in hydrocarbon reservoirs: some shortcomings and a case for high-resolution permeability data: Quantitative description and modelling of clastic hydrocarbon reservoirs and outcrop analogues - *International Association of Sedimentologists Special Publication*, 1993, 191-204.
30. Hassanizadeh M., Gray W. G. General conservation equations for multiphase systems - Averaging procedure: *Advances in Water Resources*, 1979, 131-144.
31. Bachmat Y., Bear J. Macroscopic Modelling of Transport Phenomena in Porous Media - The Continuum Approach. *Transport in Porous Media*, 1, P. 213–240, 1986.
32. Томин П. Ю. О понятии Representative elementary volume – Москва, 2011.
33. Mostaghimi P. *Transport Phenomena Modelled on Pore-Space Images* - Imperial College London.
34. Costanza-Robinson M. S., Estabrook B. D., Fouhey D. F. Representative elementary volume estimation for porosity, moisture saturation, and air-water interfacial areas in unsaturated porous media - Data quality implications – *WATER RESOURCES RESEARCH*, VOL. 47, W07513, doi:10.1029/2010WR009655, 2011.
35. Zhang, D., R. Zhang, S. Chen, and W. E. Soll (2000), Pore scale study of flow in porous media: Scale dependency, REV, and statistical REV, *Geophys. Res. Lett.*, 27(8), 1195–1198, doi:10.1029/1999GL011101.

36. Baveye, P., H. Rogasik, O. Wendroth, I. Onasch, and J. W. Crawford (2002), Effect of sampling volume on the measurement of soil physical properties: Simulation with x-ray tomography data, *Meas. Sci. Technol.*, 13, 775–784.
37. Norris R. J., Lewis J. J. M. The geological modeling of effective permeability in complex heterolithic facies - SPE 22692, proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1999.
38. Jackson M. D., Muggeridge A. H., Yoshida S., Johnson H. D. Upscaling Permeability Measurements within Complex Heterolithic Tidal Sandstones. *Math. Geol.*, 35(5), P. 446–454, 2003.
39. Jackson M. D., Yoshida S., Muggeridge A. H., Johnson H. D. Three-dimensional reservoir characterization and flow simulation of heterolithic tidal sandstones. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, 89(4), P. 507–528, 2005.
40. Anguy Y., Bernard D., Ehrlich R. Towards Realistic Flow Modelling. Creation and Evaluation of Two-Dimensional Simulated Porous Media: an Image Analysis Approach. *Surveys in Geophysics*, 17, P. 265–287, 1996.
41. Пятибрат В. П. Основы подземной гидромеханики - Ухта: УГТУ, 2012. – 123 с.
42. Chen Z., Huan, Ma Y. Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media.
43. <http://www.gidroprivod-razn.ru/gidravlika/istoriya-poyavleniya-gidravliki-razvitiye-mechaniki-zhidkosti-v-xx-veke>
44. Леонтьев Н.Е. Основы теории фильтрации, 2009.
45. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем М.: Недра, 1982.
46. Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Подземная гидромеханика: Учебное пособие. – Пермь, Перм. гос. техн. ун-т, 2009. – 103 стр., ил. 19.
47. Юсупов К.С., Мишарин В.А. Практическое руководство по гидродинамическим методам исследования скважин и пластов, СибНИИНП, Тюмень, 1992.

- 48.Руководствопользователя Eclipse Schlumberger. ECLIPSE reservoir simulation software-2014.1.
- 49.RFDynamics. Программа для моделирования процессов разработки нефтегазовых месторождений tNavigator (версия 4.2). Техническое руководство. - Москва,2015. – 2097 с.
- 50.PettersenØ.. Basics of Reservoir Simulation With the Eclipse Reservoir Simulator-Dept. of Mathematics, Univ. of Bergen, 2006.

Отчет о проверке [Вернуться в кабинет](#)

Уважаемый пользователь!

Обращаем ваше внимание, что система Антиплагиат отвечает на вопрос, является ли тот или иной фрагмент текста заимствованным или нет. Ответ на вопрос, является ли заимствованный фрагмент именно плагиатом, а не законной цитатой, система оставляет на ваше усмотрение. Также важно отметить, что система находит источник заимствования, но не определяет, является ли он первоисточником.

Информация о документе:

Имя исходного файла: Шевнина.docx
 Имя компании: ТюмГУ
 Тип документа: Прочее
 Имя документа: Шевнина.docx
 Дата проверки: 23.06.2016 10:08
 Модули поиска: Интернет (Антиплагиат), Диссертации и авторефераты РГБ, Научные статьи Elibrary, ТюмГУ, Коллекция юридических документов

Текстовые

статистики:

Индекс читаемости: сложный
 Неизвестные слова: в пределах нормы
 Макс. длина слова: в пределах нормы
 Большие слова: выше нормы!

Уважаемый пользователь!

Появление этого сообщения говорит о том, что нужно внимательнее отнестись к оценке данного документа. Документ содержит признаки, типичные для искусственного завышения процента оригинальности за счет особенностей форматов документов. Что делать: в первую очередь сравнить текст, содержащийся в отчете и в документе, отправленном на проверку. Если, например, в отчете есть текст, не видимый в исходном документе, или слова «склеены» или в слова вставлены посторонние буквы, это означает, что систему и вас пытались обмануть. В то же время, появление данного знака НЕ ОБЯЗАТЕЛЬНО свидетельствует о том, что попытка обмана была. Возможно, текст содержит слишком много иностранных или очень длинных или не найденных в словаре слов. Это часто встречается в работах, где используется много терминов (жизни, юриспруденция и т.п.). В заголовке отчета дана информация, по какому критерию показан знак. НЕЛЬЗЯ ОРИЕНТИРОВАТЬСЯ ТОЛЬКО НА ПРОЦЕНТЫ И ПОЯВЛЕНИЕ ДАННОГО ЗНАКА, необходимо открывать отчет и внимательно просматривать его!

Тип отчета: Улучшенный [О типах отчетов](#)

Источники	Ссылка на источник	Коллекция/подуль/файл	Доля в отчете	Доля в тексте
[1] 6 СЕРИЯ «СОВРЕМЕННЫЕ...	http://www.dissers.ru/1/9766-6-seriya-sovremennye-neftegazov...	Интернет (Антиплагиат)	7.22%	7.22%
[2] Подземная гидромехан...	http://usinskuz.ru/biblio/posob/podzemgidromeh.pdf#1	Интернет (Антиплагиат)	5.57%	5.57%
[3] Задачи изучения неод...	http://megaobuchalka.ru/9/29403.html	Интернет (Антиплагиат)	3.17%	3.17%
[4] Дифференциальные ура...	http://megaobuchalka.ru/8/45274.html	Интернет (Антиплагиат)	0.54%	3.06%
[5] Уравнение неразрывно...	http://studopedia.net/9_66368_uravnenie-nerazrivnosti-potoka...	Интернет (Антиплагиат)	0.05%	2.89%
[6] Коллекторские свойст...	http://sfan.ru/wicvjob.php?id=2688	Интернет (Антиплагиат)	2.75%	2.75%
[7] Источник 2	http://window.edu.ru/resource/690/75690/files/study.pdf	Интернет (Антиплагиат)	2.53%	2.73%
[8] Физика пласта. Амик...	http://usinskuz.ru/biblio/posob/fizikaplasta.doc#1	Интернет (Антиплагиат)	0.47%	2.44%
[9] басниев к.с. кочина...	http://inethub.olvi.net.ua/ftp/library/share/%D1%82%D0%BE%D1...	Интернет (Антиплагиат)	2.3%	2.3%
[10] _ур_ горные_ породы_ .р...	http://www.tgasu.ru/content/tgasu_students/post-3129/files/_...	Интернет (Антиплагиат)	1.96%	2.13%
[11] Кремнистые породы - ...	http://works.doklad.ru/view/q0LWqOd6Uj1/all.html	Интернет (Антиплагиат)	1.38%	1.5%
[12] Леви, Владислав Бори...	http://dlib.rsl.ru/rs10100300000/rs101003376000/rs101003376...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	1.47%
[13] В неоднородных пласт...	http://refwin.ru/1326101927.html	Интернет (Антиплагиат)	0.17%	1.41%
[14] Страхов, Павел Никол...	http://dlib.rsl.ru/rs10100500000/rs101005094000/rs101005094...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	1.28%
[15] Виды неоднородности ...	http://studopedia.org/11-45552.html	Интернет (Антиплагиат)	1.05%	1.05%
[16] Крянев, Дмитрий Юрь...	http://dlib.rsl.ru/rs10100400000/rs101004420000/rs101004420...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.2%	0.96%
[17] Галамай, Ольга Влади...	http://dlib.rsl.ru/rs10100000000/rs101000243000/rs101000243...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.91%
[18] Чань Хайфан диссерт...	http://dlib.rsl.ru/rs10100000000/rs101000208000/rs101000208...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.88%	0.88%
[19] Широких, Федор Федор...	http://dlib.rsl.ru/rs10100200000/rs101002616000/rs101002616...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.09%	0.84%
[20] Томин, Павел Юрьевич...	http://dlib.rsl.ru/rs10100400000/rs101004971000/rs101004971...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.81%	0.81%
[21] Молокова, Наталья Ви...	http://dlib.rsl.ru/rs10100400000/rs101004946000/rs101004946...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.01%	0.75%

			РГБ		
<input checked="" type="checkbox"/>	[22] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	http://dobi.oglib.ru/bgl/5515/258.html	Интернет (Антиплагиат)	0.54%	0.72%
<input checked="" type="checkbox"/>	[23] МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВА...	http://netess.ru/3metodichki/1254376-1-ministerstvo-obrazova...	Интернет (Антиплагиат)	0.7%	0.7%
<input checked="" type="checkbox"/>	[24] Минкин, Александр Се...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003357000/rsl01003357...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.68%
<input checked="" type="checkbox"/>	[25] Исследование неоднор...	http://elibrary.ru/item.asp?id=17287129	Научные статьи Elibrary	0%	0.63%
<input checked="" type="checkbox"/>	[26] басниев к.с., кочина...	http://inethub.olvi.net.ua/ftp/library/share/%D1%82%D0%BE%D1...	Интернет (Антиплагиат)	0.06%	0.6%
<input checked="" type="checkbox"/>	[27] 21 век: фундаменталь...	http://elibrary.ru/item.asp?id=22769172	Научные статьи Elibrary	0.37%	0.59%
<input checked="" type="checkbox"/>	[28] Подземная гидромехан...	http://usinskvoz.ru/biblio/podob/podzemgidromeh.pdf#2	Интернет (Антиплагиат)	0.01%	0.46%
<input checked="" type="checkbox"/>	[29] Использование стохас...	http://elibrary.ru/item.asp?id=1557322	Научные статьи Elibrary	0.44%	0.44%
<input checked="" type="checkbox"/>	[30] Большакова, Евгения ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003356000/rsl01003356...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.42%	0.42%
<input checked="" type="checkbox"/>	[31] ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗО...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23129372	Научные статьи Elibrary	0%	0.4%
<input checked="" type="checkbox"/>	[32] Андреев, Александр К...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002296000/rsl01002296...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.01%	0.4%
<input checked="" type="checkbox"/>	[33] Усанина, Татьяна Вас...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003309000/rsl01003309...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.13%	0.35%
<input checked="" type="checkbox"/>	[34] Методы изучения неод...	http://earthpapers.net/metody/izucheniya-neodnorodnosti-achi...	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.35%
<input checked="" type="checkbox"/>	[35] Дузаев, Сатыбай Ква...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003304000/rsl01003304...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.03%	0.33%
<input checked="" type="checkbox"/>	[36] up gornye pogody .p...	http://www.tgasu.ru/content/tgasu_students/post-3129/files/...	Интернет (Антиплагиат)	0.33%	0.33%
<input checked="" type="checkbox"/>	[37] ЗАКОНОМЕРНОСТИ И ТЕН...	http://elibrary.ru/item.asp?id=24822463	Научные статьи Elibrary	0.01%	0.32%
<input checked="" type="checkbox"/>	[38] Душейко, Денис Петро...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002852000/rsl01002852...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.17%	0.29%
<input checked="" type="checkbox"/>	[39] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	http://dobi.oglib.ru/bgl/5432/26.html	Интернет (Антиплагиат)	0.26%	0.26%
<input checked="" type="checkbox"/>	[40] Some comments on the...	http://elibrary.ru/item.asp?id=1322816	Научные статьи Elibrary	0.24%	0.24%
<input checked="" type="checkbox"/>	[41] ref_BosetskayaE_S_25...		ТюмГУ	0.04%	0.22%
<input checked="" type="checkbox"/>	[42] Асташкин, Дмитрий Ал...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003299000/rsl01003299...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.05%	0.21%
<input checked="" type="checkbox"/>	[43] Чеславский, Ярослав ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006549000/rsl01006549...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.19%
<input checked="" type="checkbox"/>	[44] 2012 величкин.docx		ТюмГУ	0%	0.19%
<input checked="" type="checkbox"/>	[45] Косяков, Виталий Пет...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006613000/rsl01006613...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.18%
<input checked="" type="checkbox"/>	[46] ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗА...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23465988	Научные статьи Elibrary	0%	0.18%
<input checked="" type="checkbox"/>	[47] Правовое регулирован...		ТюмГУ	0%	0.17%
<input checked="" type="checkbox"/>	[48] Индрупский, Илья Мих...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004803000/rsl01004803...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.07%	0.17%
<input checked="" type="checkbox"/>	[49] О ФЕДЕРАЛЬНОЙ ЦЕЛЕВО...	http://online.lexpro.ru/document/1013545	Коллекция юридических документов	0.17%	0.17%
<input checked="" type="checkbox"/>	[50] Еще раз об оценке ос...	http://elibrary.ru/item.asp?id=14314694	Научные статьи Elibrary	0.16%	0.16%
<input checked="" type="checkbox"/>	[51] Образование, наука, ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23933908	Научные статьи Elibrary	0%	0.15%
<input checked="" type="checkbox"/>	[52] Борщев, Владимир Вла...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002301000/rsl01002301...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.04%	0.14%
<input checked="" type="checkbox"/>	[53] Методическое пособие...	http://elibrary.ru/item.asp?id=22959381	Научные статьи Elibrary	0.09%	0.09%
<input checked="" type="checkbox"/>	[54] ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=9287739	Научные статьи Elibrary	0%	0.09%
<input checked="" type="checkbox"/>	[55] К вопросу оценки коз...	http://elibrary.ru/item.asp?id=9501232	Научные статьи Elibrary	0%	0.07%
<input checked="" type="checkbox"/>	[56] Нашин, Михаил Юрьевич...	http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000225000/rsl01000225...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.07%

Пересчитать Другое действие Печать

Оригинальные блоки: 64.54%
 Заимствованные блоки: 35.29%
 Заимствование из "белых" источников: 0.17%
 Итоговая оценка оригинальности: **64.71%**