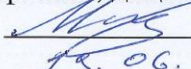


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
Кафедра Механики многофазных систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ  
ЗАИМСТВОВАНИЯ

И.о. заведующего кафедрой  
к.ф.-м.н., доцент кафедры ММС  
 П.Ю. Михайлов  
15.06. 2017 г

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

РАЗРАБОТКА ЭМПИРИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ  
ОБОСНОВАНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕ- И ВОДОНАСЫЩЕННОСТЕЙ

03.04.02 Физика

Магистерская программа «Техническая физика  
в нефтегазовых технологиях»

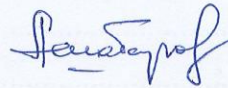
Выполнила работу  
Студент 2 курса  
очной  
формы обучения



(Подпись)

Иванов  
Максим  
Андреевич


Научный руководитель  
д.т.н., профессор



(Подпись)

Шабаров  
Александр  
Борисович

Рецензент  
Заведующий лаборатории  
ЦИК ООО «ТННЦ»



(Подпись)

Загоровский  
Алексей  
Анатольевич

г. Тюмень, 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ.....	6
Глава 1. Литературный обзор.....	7
1.1. Проницаемость.....	7
1.2. Фазовые проницаемости.....	9
1.3. Факторы влияющие на форму кривых ОФП.....	12
1.4. Методы определения ОФП.....	18
1.4.1. Классификация методов определения ОФП при решении задач многофазной фильтрации.....	18
1.4.2 Экспериментальные методы (керновые испытания).....	20
1.4.3 Расчётно-экспериментальные методы (в масштабе керна).....	25
1.4.4 Методы, основанные на решении обратных задач и использовании промысловых данных.....	27
1.4.5 Эмпирические и приближенные аналитические методы.....	29
Глава 2. Разработка эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей.....	31
2.1. Введение безразмерных параметров $C_a$ , $K_{ss}$ .....	31
2.2. Разработка эмпирических моделей граничных значений относительных фазовых проницаемостей.....	34
2.3 Выводы по главе 2.....	55
Глава 3. Экспериментальная проверка эмпирических моделей на керновом материале месторождений Западной Сибири.....	56
3.1.Описание экспериментальной установки. Метод измерений.....	56
3.2. Подготовка образцов к выполнению измерений.....	59
3.3. Выполнение измерений.....	64
3.4. Обработка результатов.....	67
3.5. Результаты измерений. Сопоставление результатов измерений и расчета по предложенным расчетным моделям.....	68
3.6 Выводы по главе 3.....	81

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ .....	82
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	83

## АННОТАЦИЯ

В данной работе рассмотрены вопросы, связанные с проблемами определения относительных фазовых проницаемостей при совместной фильтрации несмешивающихся флюидов. Целью работы являлась разработка и экспериментальное обоснование эмпирических моделей граничных значений относительных фазовых проницаемостей. Проведена систематизация данных лабораторных исследований ОФП по пластам Западной Сибири и разработаны эмпирические зависимости граничных значений ОФП от безразмерных параметров. Данные граничных значений ОФП, полученные с помощью эмпирических моделей сравнены с экспериментальными данными, полученными на сертифицированном стенде в лаборатории. На основе полученных результатов был сделан вывод о возможности использования эмпирических моделей для предварительной оценки граничных значений ОФП.

В первой главе описываются методы определения ОФП, а также факторы влияющие на форму кривых ОФП. Особое внимание уделено экспериментальным лабораторным методам определения.

Во второй главе представлены результаты проделанной работы по систематизации данных граничных значений ОФП и разработке эмпирических моделей.

Третья глава посвящена экспериментальной проверке полученных эмпирических моделей на керновом материале месторождений Западной Сибири. Подробно описан процесс проведения лабораторных исследований, процесс подготовки образцов к эксперименту, анализ полученных результатов. Представлено сравнение результатов лабораторных исследований и расчета по предложенным расчетным моделям. Определена относительная погрешность и сделаны выводы о возможности применения эмпирических моделей определения граничных значений ОФП.

## ВВЕДЕНИЕ

Фазовые проницаемости являются одной из важнейших характеристик процесса течения пластовых флюидов в породах-коллекторах нефти и газа.

Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в зависимости от насыщенности используются при решении большого числа геологопромысловых задач. Анализ и проектирование разработки месторождений углеводородов, как известно, во многом опирается на результаты математического моделирования, например, с использованием гидродинамических моделей (ГДМ). Качество ГДМ, в свою очередь, во многом зависит от качества и достоверности используемых функций ОФП. Данные о фазовых проницаемостях необходимы при обосновании кондиционных пределов петрофизических свойств пород, при промышленной оценке переходных нефтегазовых зон пластов, в газогидродинамических расчетах технологических показателей разработки, при выборе методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи, при анализе и контроле над разработкой залежей.

Экспериментальное получение ОФП дорогой и трудоемкий процесс. Лабораторные исследования длятся по несколько суток. А для проведения требуется сложное дорогостоящее оборудование, большое количество кернового материала и моделей флюидов. Также существует сложность, связанная с тем, что для некоторых пород и флюидов невозможно проведение лабораторных потоковых исследований, например для слабоконсолидированных пород или пород с низким значением проницаемости. В связи с этим актуальным является развитие вычислительных систем и методов получения ОФП по более доступным данным.

## ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Цель работы:

1. Разработка и экспериментальное обоснование эмпирических моделей граничных значений относительных фазовых проницаемостей.

Задачи:

1. На основе экспериментальных данных кривых капиллярного давления и по параметрам относительных фазовых проницаемостей при граничных значениях построить эмпирические формулы для расчета остаточной нефте- и водонасыщенности, фазовых проницаемостей по нефти при начальной водонасыщенности, относительных фазовых проницаемостей по воде при остаточной нефтенасыщенности.
2. Провести экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей в масштабе керна и проверить полученные модели методом стационарной фильтрации.

## Глава 1. Литературный обзор

### 1.1. Проницаемость

Проницаемость - это свойство горных пород-коллекторов пропускать (фильтровать) через себя флюиды (жидкости и газы) при наличии градиента давления. Почти все осадочные горные породы обладают проницаемостью, лучшую проницаемость имеют пески, песчаники и алевролиты. Глины, аргиллиты, известняки имеют тонкие капилляры, поэтому практически непроницаемы. [1]

Проницаемость коллектора для однородной фазы, полностью насыщающей поровое пространство, физически и химически инертной к породе, называется абсолютной.

Для количественного определения проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси:

$$v = \frac{Q}{F} = k_{пр} * \frac{\Delta P_{пл}}{\mu * \Delta L} \quad (1)$$

Где  $v$ -линейная скорость фильтрации;

$Q$  – объемный расход жидкости;

$F$  – площадь фильтрации;

$\mu$  - динамическая вязкость жидкости;

$\Delta P_{пл}$  - перепад давления;

$\Delta L$  - длина фильтрующей пористой среды.

В практике разведки и разработки месторождений нефти и газа коллектор, как правило, насыщен несколькими фазами, и проницаемость его для каждой из этих фаз называют фазовой либо эффективной. Фазовые проницаемости определяют при наличии в поровом пространстве породы более одной

фильтрующей фазы. В природных условиях пустоты могут быть заполнены водой, нефтью или газом. Поэтому проницаемость для каждой из этих фаз будет ниже абсолютной проницаемости и зависеть от большого количества факторов. В том числе и от соотношения объема фаз в породе и их вязкости. Вода является смачивающей фазой по отношению к породе.

Поскольку абсолютная и фазовая проницаемости коллекторов нефти и газа изменяются в широких пределах, более удобной формой их сопоставления является относительная фазовая проницаемость, представляющая собой отношение фазовой проницаемости к абсолютной.



## 1.2. Фазовые проницаемости

Понятие фазовой проницаемости впервые было введено Виковым и Ботсетом на основе результатов экспериментов по совместной фильтрации воды и газа через трубу, заполненную кварцевым песком. Левереттом это понятие было распространено на случай совместного течения нефти и воды.

Существуют два представления о механизме совместного течения пластовых флюидов в пористой среде. Согласно первому представлению, подробно описанному Маскетом, при течении двух несмешивающихся фаз через пористую среду часть поровых каналов и пространство у контактов зерен в крупных порах заняты смачивающей жидкостью, а по остальным каналам полностью или частично осуществляется движение несмачивающей жидкости. Причем в каналах больших размеров может находиться небольшое количество смачивающей фазы на поверхности пор, а также в тупиковых порах. Разному количеству поровых каналов, занятых соответственно первой и второй жидкостями, образующими непрерывные струи фильтрующихся фаз, соответствуют определенные величины насыщенности и проницаемости для этих флюидов. При изменении насыщенности увеличивается доля поровых каналов для движения одной фазы, насыщенность которой возрастает, и соответственно уменьшается количество поровых каналов для движения другой фазы. На основе представления о характере распределения жидкостей в поровом пространстве Маскет дал физическое объяснение особенностей кривых фазовых проницаемостей для двухфазных систем, которое сводится к следующему. [1]

При уменьшении насыщенности смачивающей фазой ниже единицы проницаемость для смачивающей фазы снижается сначала резко, а затем медленнее и становится равной нулю при величине насыщенности  $0,15 \dots 0,35$ . Одновременно проницаемость для несмачивающей фазы быстро увеличивается и достигает максимума до того, как насыщенность смачивающей фазой достигает нуля. Это объясняется тем, что несмачивающая фаза заполняет центральные

области поровых пустот, которые являются зоной наименьшего сопротивления течению потока. Поэтому появление даже незначительного количества несмачивающей фазы приводит к существенному уменьшению проницаемости для смачивающей фазы.

Дальнейшее увеличение насыщенности несмачивающей фазой происходит с непрерывно уменьшающейся эффективностью вытеснения смачивающей фазы, и скорость падения проницаемости для смачивающей фазы снижается. Наконец, наступает такое состояние, при котором насыщения смачивающей фазой недостаточно, чтобы создать непрерывное течение по всей пористой среде. Достигается остаточная насыщенность смачивающей фазой, которую называют также равновесной или критической.

Необходимо отметить, что величина остаточной насыщенности несмачивающей фазы, как правило, на 10...15% превышает так называемую неснижаемую насыщенность смачивающей фазы (связанной воды), определяемую прямыми или косвенными методами.

Такое представление о механизме совместного течения предполагает возможность использования информации о распределении пор по размерам для оценки динамики фазовых проницаемостей [13].

Другое представление о механизме совместной фильтрации предполагает течение несмешивающихся жидкостей по поровым каналам в форме четок одной жидкости в другой. При этом в зависимости от степени диспергирования жидкостей и от того, какая жидкость является дисперсной фазой или средой, будут различными фильтрационные сопротивления при тех же величинах насыщенности.

Предполагается, что при четочном режиме образуются эмульсии с аномально высокими значениями вязкости, что, в свою очередь, обуславливает высокие фильтрационные сопротивления в зоне смеси. Прочность эмульсии, продолжительность существования отдельных капель зависят от прочности

межфазных пленок в пластовых условиях, а степень дисперсности определяется структурными свойствами коллектора и скоростью фильтрации фаз.

Поскольку интенсивность образования эмульсии и ее свойства зависят от свойств жидкостей и характера взаимодействия их с породой, то какое-либо гидродинамическое моделирование этого процесса представляется невозможным. Следовательно, основываясь на втором представлении о природе ОФП, их определение может быть выполнено только экспериментально из опытов по совместному течению с воспроизведением пластовых условий. Причем методика опытов должна строиться таким образом, чтобы образование смеси происходило непосредственно в пористой среде на начальном участке образца, а замеры перепада давления проводились за пределами этого участка, т.е. в условиях течения сформировавшейся смеси.

Второе представление о фазовых проницаемостях разработано несколько слабее первого, хотя еще Леверетт и Маскет указывали на возможность существования капельного течения при низких значениях насыщенности несмачивающей фазой.

В реальных условиях могут существовать оба механизма течения, причем можно представить условия, при которых струйное течение может перейти в четочное (капельное) и наоборот. Так, при совместном течении нефти и воды последняя за счет более низкого значения вязкости может обогнать и защемить отдельные капли (ганглии) нефти, которые в последующем могут быть увлечены фильтрующейся водой и, сливаясь, вновь образовать непрерывную фазу.

### 1.3. Факторы влияющие на форму кривых ОФП

На основе результатов первых экспериментов по определению ОФП, проводимых, как правило, на насыпных моделях пористой среды, был сделан вывод о том, что ОФП являются однозначными функциями насыщенности. Однако позднее более тщательно проведенные эксперименты показали, что на характер ОФП оказывают влияние различные факторы, такие, как свойства коллектора, жидкостей и системы порода - жидкость.

Среди свойств коллектора, влияющих на характер ОФП, особая роль принадлежит структуре порового пространства, а также наличию и составу цемента. Установлено, что при близких значениях абсолютной проницаемости по воздуху в коллекторе с большим количеством мелких пор кривые ОФП смещаются вправо, в область повышенных значений насыщенности смачивающей фазы, и, кроме того, уменьшаются значения фазовых проницаемостей в крайних точках: проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности ( $K_{нво}$ ) и проницаемости для воды при остаточной нефтенасыщенности ( $K_{вно}$ ). Коллекторы с преобладанием пор большого размера характеризуются низкими значениями остаточной водонасыщенности ( $S_{во}$ ) высокими значениями  $K_{нво}$  и  $K_{вно}$  и более широким диапазоном совместного течения фаз. Пример влияния гидрофобности коллектора на форму кривых ОФП показано на рис. 1.1.

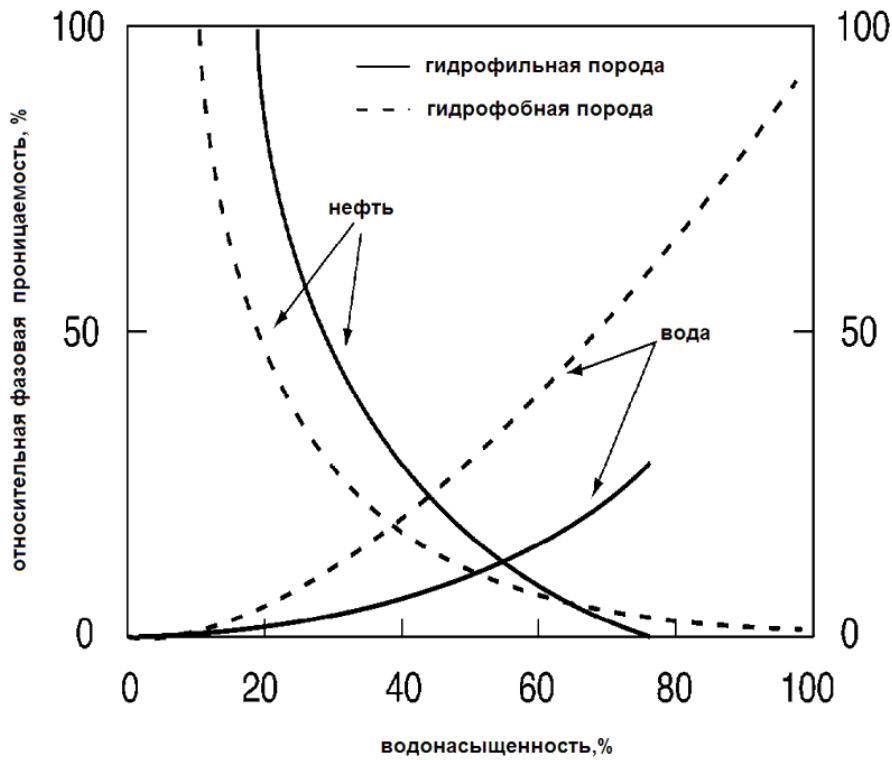


Рис. 1.1 - Влияние гидрофобности коллектора на форму кривых ОФП

На характер фазовых проницаемостей оказывают влияние межфазное и поверхностное натяжение на образцах. Пример влияния межфазного натяжения на кривые ОФП показаны на рис. 1.2

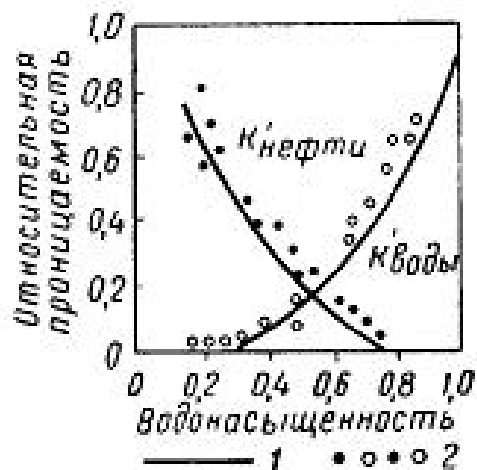


Рис.1.2 – Влияние межфазного натяжения на кривые ОФП. 1 – значение межфазного натяжения 24-34 мН/м, 2 – значение межфазного натяжения 2-4 мН/м

Таким образом, для получения достоверных значений ОФП следует

проводить их определение в условиях, моделирующих естественную физико-химическую обстановку пласта. Особое внимание необходимо соблюдать при отборе, транспортировке, хранении и подготовке керн с целью воспроизведения пластовых условий.

Рассмотренные выше факторы в значительной степени зависят от температуры, следовательно, на вид зависимости ОФП влияет температура.

При изменении температуры могут меняться коллекторские свойства пород в результате изменения размеров и формы пор (поскольку зерна минералов, составляющих скелет породы, имеют различные коэффициенты термического расширения), а также объема цемента и свойств глинистых минералов.

При повышении температуры меняются свойства жидкостей: понижается поверхностное натяжение на границе с поверхностью пор, а межфазное натяжение между жидкостями может как понижаться, так и повышаться в зависимости от состава жидкостей.

Полярные компоненты нефти, «севшие» на поверхность пор, могут десорбироваться при высокой температуре.

В большинстве случаев соотношение подвижностей уменьшается с увеличением температуры. Особенно это проявляется в системе нефть-газ, что приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности.

С изменением температуры изменяется смачиваемость - важнейшая характеристика системы порода - жидкость. С увеличением температуры возрастает гидрофильность коллекторов нефти и газа, что в свою очередь влияет на фазовые проницаемости.

Необходимо отметить, что влияние температуры на ОФП значительно слабее сказывается в несцементированных пористых средах.

Влияние смачиваемости на ОФП также проявляется в направлении

изменения насыщенности, реализуемого в экспериментах.

Как известно, впитывание жидкости - это процесс вытеснения несмачивающей фазы смачивающей. Этот термин часто используется для обозначения увеличения насыщенности водой в процессе эксперимента, что справедливо лишь для случая, когда вода является смачивающей фазой. Процесс впитывания принципиально отличается от процесса дренирования (уменьшения насыщенности смачивающей фазы в процессе вытеснения) по характеристикам вытеснения. Установлено, что в зависимости от таких факторов, как размер пор, извилистость, топология порового пространства, скорости вытеснения, для процессов впитывания или дренирования распределение нефти в поровом пространстве может быть различным.

Для процесса впитывания, реализуемого в опытах по вытеснению, отмечена зависимость остаточной нефтенасыщенности  $S_{но}$  от величины начального нефтенасыщения. Из этого следует, что для получения результатов, отвечающих реальным условиям, необходимо эксперименты начинать при значениях водонасыщенности  $S_{во}$ , близких к пластовым.

Кривые ОФП для одного и того же образца, полученные при пропитке и дренировании, несколько отличаются друг от друга (рис. 1.3). Этому явлению, называемому гистерезисом кривых ОФП, посвящено значительное число исследований, выявивших следующие закономерности.

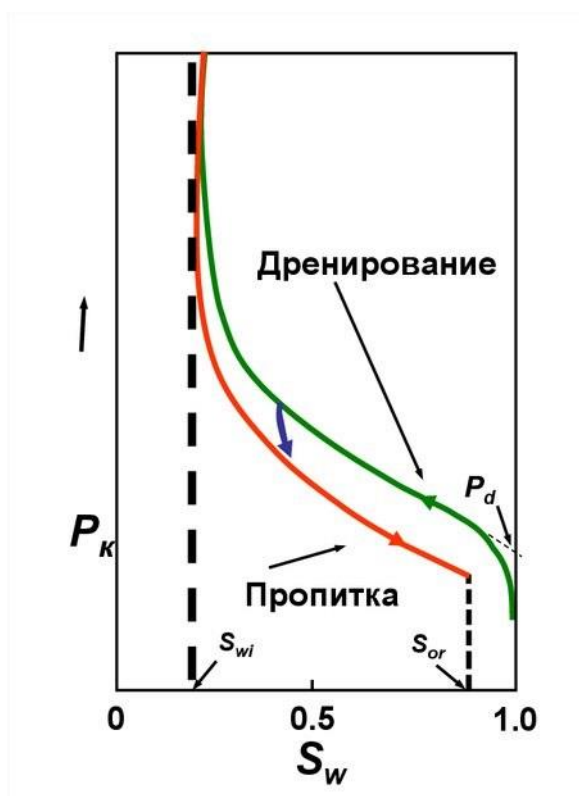


Рис. 1.3. – Пример гистерезиса кривых ОФП.  $S_w$  – остаточная водонасыщенность,  $P_k$  – проницаемость по нефти.

Гистерезис кривых ОФП сильнее проявляется для несмачивающей фазы и особенно при высоких значениях межфазного натяжения  $\gamma$ . Уменьшение и повышение температуры приводят к уменьшению гистерезиса кривых ОФП.

Исходя из общих представлений о процессе формирования залежей нефти и газа, в соответствии с которыми УВ скапливаются в ловушке, первоначально заполненной пластовой водой, наиболее правильным является следующий порядок экспериментального определения ОФП. Подготовка эксперимента должна включать насыщение образца пластовой водой, которая затем вытесняется нефтью (газом). В процессе самого эксперимента водонасыщенность должна увеличиваться от режима к режиму до прекращения вытеснения нефти и достижения остаточной нефтенасыщенности [11].

В случае, когда имеются данные об иных условиях формирования залежи, их необходимо учитывать при разработке методики определения ОФП конкретного месторождения.



Для системы нефть-вода с увеличением скорости фильтрации значения ОФП увеличиваются как для нефти, так и для воды. Физический смысл механизма этого явления не совсем ясен, однако его нельзя не учитывать при определении ОФП на образцах пород-коллекторов. Для получения наиболее достоверных данных об ОФП эксперимент необходимо проводить при линейной скорости течения, соответствующей средней скорости перемещения фронта (фактической и проектной) на конкретном месторождении.

Со скоростью фильтрации связан вопрос о возникновении концевых эффектов на входном и выходном торцах, а также на стыках отдельных образцов в случае, когда эксперимент проводится на составном образце. Концевой эффект проявляется в повышенной насыщенности смачивающей фазы на выходном торце. С увеличением скорости фильтрации зона распространения концевого эффекта уменьшается. Кроме регулирования скоростью, имеются и другие способы снижения влияния концевого эффекта на результаты лабораторного определения ОФП. Основным методическим приемом, хорошо апробированным в лабораторной практике, являются использование в экспериментах составных образцов достаточно большой длины и проведение измерений перепада давления и насыщенности на серединной части образца (составляющей примерно треть общей длины и равноудаленной от входа и выхода), где концевой эффект от входного и выходного торцов не сказывается. Для устранения концевых эффектов на стыках отдельных образцов их торцы тщательно шлифуются друг к другу, между ними прокладывается слой фильтровальной бумаги или слой тонкоизмельченной породы [14-16].

## 1.4. Методы определения ОФП

### 1.4.1. Классификация методов определения ОФП при решении задач многофазной фильтрации

На рис. 1.4 приведена классификация по А. Б. Шабарову [2].

Одним из наиболее эффективных методов расчета ОФП является построение геометрической модели ядра на основе кривых капиллярного давления (ККД), построение кластерной модели сети поровых каналов и квазиодномерный расчет течений двухфазной среды в каналах сетевой структуры [2]. Однако для использования данного метода необходимо экспериментально определить для данного ядра граничные значения ОФП. Для модернизации метода [2] целесообразно заменить экспериментальное определение  $S_*$ ,  $S^*$ ,  $f_{p*}$ ,  $f_w^*$ , обобщенными опытными данными, чему и посвящена настоящая диссертационная работа.

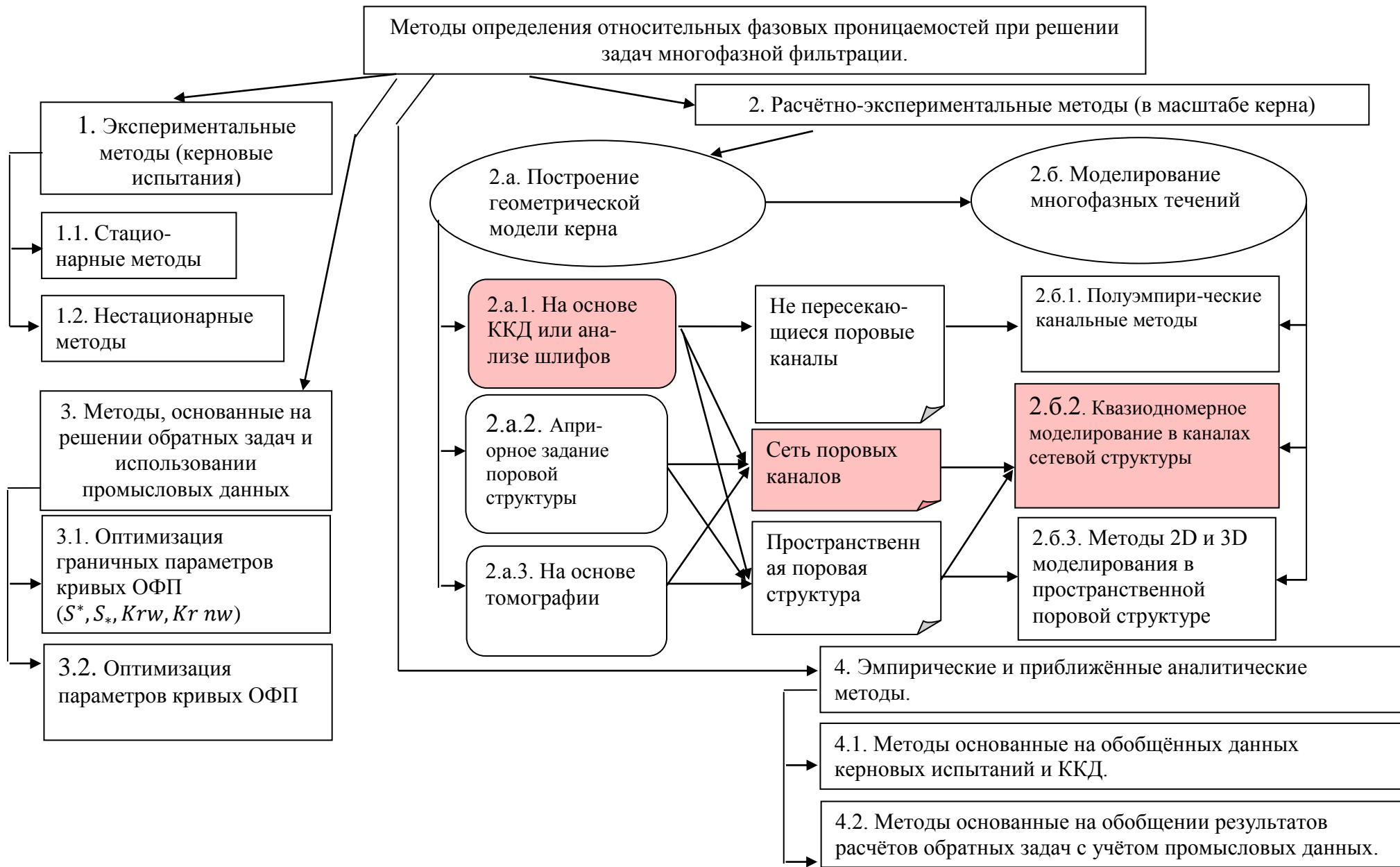


Рис. 1.4 – Классификация методов определения ОФП

### 1.4.2 Экспериментальные методы (керновые испытания)

Экспериментальные методы делятся на стационарные и нестационарные.

Стационарный метод представляет собой эксперимент по определению ОФП и включает в себя ряд опытов (режимов), при проведении которых нефть и вода подаются в образец в определенном соотношении, которое от опыта к опыту меняется при увеличении доли воды в потоке, тогда как суммарный расход обеих фаз остается постоянным.

Суммарный расход нефти и воды выбирается исходя из реальной (или проектируемой) промысловой скорости перемещения фронта вытеснения в данном пласте. Линейная скорость фильтрации жидкостей при проведении эксперимента вычисляется по формуле:

$$v_{\text{лин}} = \frac{864 * Q}{Fm (1 - S_{\text{во}} - S_{\text{но}})} \quad (2)$$

где  $v_{\text{лин}}$  - линейная скорость, м/сут,  $Q$  - суммарный расход нефти и воды, см /с,  $F$  - площадь поперечного сечения образца, см,  $m$  - пористость образца, доли единицы,  $S_{\text{во}}$ ,  $S_{\text{но}}$  - остаточная водо- и нефтенасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли единицы.

Каждый опыт продолжается до наступления установившегося стационарного режима фильтрации, который фиксируется по стабилизации показаний дифференциального манометра и замерам электрического сопротивления на рабочем участке образца, после чего начинается новый опыт при другом соотношении нефти и воды в потоке. Число режимов выбирается в каждом случае индивидуально, но должно быть не менее пяти. Заканчивается эксперимент при фильтрации пластовой воды до полного исчезновения нефти из образца.

По измеренным значениям перепада давления для фиксированных

соотношений нефти и воды в потоке рассчитываются фазовые проницаемости по уравнению Дарси:

$$K_n = \frac{Q_{ni} \cdot M_n \cdot l}{F \cdot \Delta P_i} \quad K_v = \frac{Q_{vi} \cdot M_v \cdot l}{F \cdot \Delta P_i} \quad (3)$$

где  $K_n, K_v$  - фазовые проницаемости для нефти и воды, мкм<sup>2</sup>,  $Q_{n,vi}$  - расходы нефти и воды на  $i$ -м режиме при определенном соотношении нефти и воды в потоке, см<sup>3</sup>/с,  $M_{n,v}$  - вязкость нефти и воды, МПа·с,  $l$  - длина рабочего участка, на котором производится измерение давления и электросопротивления, см,  $F$  - площадь поперечного сечения рабочего участка, см<sup>2</sup>,  $\Delta P_i$  - перепад давления при установившемся течении на  $i$ -м режиме, МПа.

Значения водонасыщенности образца, соответствующие каждому соотношению нефти и воды в потоке, рассчитываются по величине измеренного электрического сопротивления и зависимости параметра насыщения  $P_n$  от водонасыщенности  $S_v$ , построенной при подготовке эксперимента. В отдельных случаях вполне приемлемые результаты дает метод определения водонасыщенности (средней для всего образца) по балансу закачанных и вышедших жидкостей [9]. Пример полученных кривых ОФП методом совместной стационарной фильтрации двух несмешивающихся жидкостей на рис. 1.5.

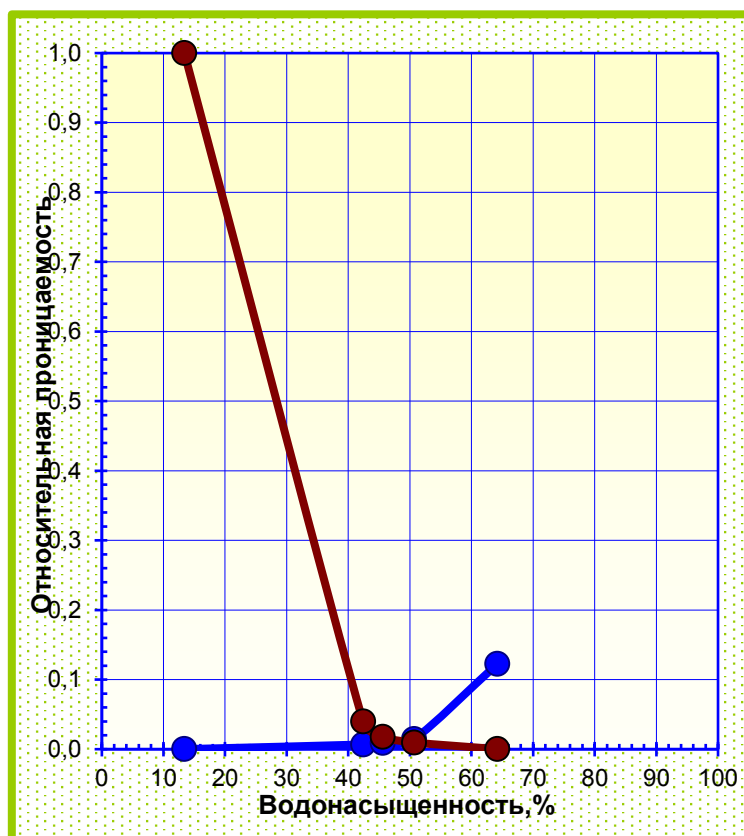


Рис. 1.5 – Пример полученных кривых ОФП методом стационарной фильтрации на образцах керна Лянтинского месторождения.

Основными измеряемыми в эксперименте характеристиками процесса нестационарной фильтрации, являются зависимости перепада давления и насыщенности от времени. Для того чтобы определить функции ОФП по данным лабораторных опытов вытеснения (замещения) нефти водой, нужно решить обратную задачу многофазной фильтрации, частным случаем которой является теория Баклея — Леверетта. Теория Баклея — Леверетта применима для описания линейного вытеснения несжимаемых несмешивающихся флюидов, когда капиллярным давлением и влиянием силы тяжести можно пренебречь. Как правило, методом нестационарной фильтрации, ОФП определяются в случае пропитки, т. е. при вытеснении нефти (несмачивающей фазы) водой (смачивающей фазой). Это обусловлено существованием при пропитке более узкой области совместной фильтрации после прорыва фронта вытеснения [3]. Далее для параметров вытесняемого флюида будем использовать индекс  $w$ , а для параметров вытесняющего — индекс  $n_w$ . Для горизонтального потока в случае

пренебрежения капиллярным давлением справедливо соотношение между средней насыщенностью несмачивающей фазы  $S_{nw,av}$  и насыщенностью на конце исследованного образца  $S_{nw2}$ : [16],

$$S_{nw} - S_{nw2} = f_{w2} Q_{nw} \quad (4)$$

Где  $f_{w2}$  — доля смачивающей фазы в общем потоке на конце образца;  $Q_{nw}$  — общее количество поровых объемов, закачанных в систему. Величины  $S_{nw}$  и  $Q_{nw}$  известны из условий эксперимента, а величина  $f_{w2}$  определяется как производная зависимости  $S_{nw}$  от  $Q_{nw}$ :

$$f_{w2} = dS_{nw} / dQ_{nw} . \quad (5)$$

Далее вычисляется ОФП смачивающей фазы:

$$k_{rw} = f_{w2} / \left( d\left(\frac{1}{Q_{nw} I_r}\right) / d\left(\frac{1}{Q_{nw}}\right) \right) \quad (6)$$

Где

$$I_r = \frac{Q_{nw} / \Delta P}{(Q_{nw} / \Delta P)_0} \quad (7)$$

$k_{rw}$  — относительная фазовая проницаемость смачивающей фазы;  $\Delta P$  — перепад давления на модели;  $(Q_{nw} / \Delta P)$  — начальная “инжеktivность” системы, соответствующая однофазной фильтрации вытесняемого флюида с эффективной проницаемостью, на величину которой нормируется ОФП.

Последнее соотношение, необходимое для замыкания системы уравнений выглядит следующим образом:

$$k_{rnw} = \frac{f_{nw2}}{f_{w2}} \frac{\mu_{nw}}{\mu_w} k_{rw} \quad (8)$$

Где  $\mu_{nw}$ ,  $\mu_w$  — вязкости смачивающей и несмачивающей фаз;  $k_{rnw}$  - относительная фазовая проницаемость несмачивающей фазы;  $f_{nw2}$  - доля несмачивающей фазы в общем потоке на конце исследуемого образца.

Система (4)–(8) в совокупности с измеряемыми в эксперименте по вытеснению зависимостями перепада давления и насыщенности от времени позволяет получить достаточно точные (в рамках используемых предположений) функции ОФП за относительно малое время.



### 1.4.3 Расчётно-экспериментальные методы (в масштабе зерна)

Для воспроизведения процессов совместного течения жидкостей в коллекторах с межзерновой пористостью широкое распространение получили капиллярные модели, в которых поровое пространство моделируется совокупностью капиллярных каналов. В зависимости от свойств моделируемой пористой среды и с целью более точного отражения их разработаны капиллярные модели различной степени сложности. Наиболее простые из них представляют поровое пространство горных пород в виде пучка непересекающихся капилляров [7].

Рассмотрим простую капиллярную модель для расчета ОФП по кривой капиллярного давления.

Кривая капиллярного давления может быть получена способами ртутной порометрии, центрифугирования, полупроницаемой мембраны, контактной эталонной порометрии и др.

Уравнение, предложенное У. Перселлом, устанавливает связь между проницаемостью  $K$ , пористостью  $m$  и кривой капиллярного давления  $P_K = f(S)$ :

$$K = \frac{m y^2 \cos^2 \theta}{8} \text{л} \int_0^1 \frac{dS}{P_K^2(S)} \quad (9)$$

где л - литологический множитель, учитывающий различие форм капилляров и реальных поровых каналов.

Если для получения кривой капиллярного давления используется метод нагнетания ртути, то, приняв  $y^2 \cos^2 \theta = \text{const}$ , формула (1) записывается в виде:

$$K = F m \text{л} \int_0^1 \frac{dS}{P_K^2(S)} \quad (10)$$

На основании сопоставления измеренных и расчетных значений коэффициента проницаемости было найдено среднее значение  $\mu$ , равное 0,216 [4].

Для расчета ОФП по данной капиллярной модели предполагается, что смачивающая фаза с ростом насыщенности последовательно заполняет поры от меньших к большим. Тогда формулы для расчета ОФП, дающие наиболее близкие к экспериментальным значения, имеют вид:

$$K_c = \left( \frac{S - S_{во}}{1 - S_{во}} \right) \frac{\int_0^S \frac{dS}{P_K^2(S)}}{\int_0^1 \frac{dS}{P_K^2(S)}} \quad (11)$$

$$K_{нс} = \left( 1 - \frac{S - S_{во}}{1 - S_{во} - S_{но}} \right) \frac{\int_S^1 \frac{dS}{P_K^2(S)}}{\int_0^1 \frac{dS}{P_K^2(S)}} \quad (12)$$

Методика расчета ОФП по кривым капиллярного давления сводится к следующему. Экспериментально определенные кривые капиллярного давления  $P_K = f(S)$  перестраиваются в функцию вида  $\frac{1}{P_K^2(S)} = f(S)$ . Для выбранных значений насыщенности рассчитывают значения соответствующих интегралов в формулах (22), (23). Причем значения искомых интегралов соответствуют площади под кривой  $\frac{1}{P_K^2(S)} = f(S)$  для заданных пределов интегрирования. Затем, задавая величины начальной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности, вычисляют соответствующие относительные фазовые проницаемости.

#### 1.4.4 Методы, основанные на решении обратных задач и использовании промысловых данных

Меньшее распространение получили методы расчета ОФП с использованием промысловых данных. Это вызвано неопределенностью в оценке распределения насыщенности в пласте, величин перепадов давления и дренируемых объемов[10].

Решение обратных гидродинамических задач позволило разработать технологию исследования скважин на неустановившихся и установившихся режимах фильтрации и получить формулы, связывающие параметры пластов, флюидов и технологические показатели работы скважин.

Известны две группы методов:

- 1) исследование скважин на основе интерпретации результатов наблюдения неустановившихся процессов (метод кривой восстановления забойного давления в добывающих скважинах или падения забойного давления в нагнетательных скважинах);
- 2) метод исследования на установившихся режимах.

В первом случае используется формула обработки бланка глубинного манометра, в простейшем случае формула обработки КВД без учета притока жидкости в ствол скважины после закрытия ее на устье:

$$\Delta P_{заб}(t) = \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{r_c^2}, \quad (13)$$

где  $Q$  - дебит скважины до остановки;  $h$  - эффективная работающая толщина пласта;  $\chi$  - пьезопроводность пласта;  $r_c$  - радиус скважины (с учетом ее гидродинамического несовершенства);  $t$  - время после остановки.

Преобразованный график забойного давления в системе координат  $\Delta P_{заб}(t) - \ln t$  (линеаризация кривой) позволяет по угловому коэффициенту  $i$  и отрезку  $A$  на оси  $\Delta P$  рассчитать параметры:

гидропроводности:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot i}, \quad (14)$$

и относительной пьезопроводности:

$$\frac{\chi}{r_c^2} = \frac{1}{2,25} \cdot e^{A/i}, \quad (15)$$

Подставив в:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot i}, \quad (16)$$

вязкость и эффективную толщину пласта, можно определить проницаемость пласта. Во втором случае (при построении индикаторной диаграммы по 3-4 режимам работы скважины) используют формулу Дюпийи в условиях соблюдения справедливости линейного закона фильтрации Дарси:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (17)$$

где  $P_{пл}$  - пластовое давление на период исследования скважины;  $P_{заб}$  - забойные давления соответствующих режимов работы скважины;  $R_k$  - радиус контура питания (обычно в группе интерферирующих скважин берется половина расстояний между ними; в случае одиночно работающей скважины в бесконечном пласте (на разведочных площадях) его величина гидродинамически обоснована для конкретных условий);  $r_c$  - радиус гидродинамически совершенной скважины[18].

#### 1.4.5 Эмпирические и приближенные аналитические методы.

К эмпирическим и приближенно аналитическим методом определения ОФП относятся методы, использующие в качестве исходных данных результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и/или промысловые данные. Несмотря на общепринятое мнение о преимуществе аналитических методов, практический опыт показывает, что у них существуют недостатки: невозможность получения данных для всего диапазона возможных изменений флюидонасыщенности и термобарических условий пласта [20], влияние на результат расчета различных геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи, проводимых на объекте[5].

Прежде чем рассмотреть основные аналитические методы определения ОФП, стоит учесть что нет одной универсальной модели, которая смогла бы точно описать кривые ОФП. И наиболее точным методом определения ОФП являются экспериментальные методы (керновые испытания). Следовательно, применять эмпирические и приближенные аналитические методы следует только в качестве первоначального приближения при макронастройке моделей на историю разработки.

Рассмотрим основные эмпирические и приближенно аналитические методы определения ОФП.

Метод Иктисанова (по ГДИС). Для реализации метода необходимы следующие данные: вязкости нефти и воды, дебиты нефти и воды, суммарная гидропроводность (определяется по КВД), проницаемость, суммарная толщина горизонтов [19]. Существенный недостаток метода: нет сведений для определения зависимости кривых ОФП от водонасыщенности, т.е. нет однозначной связи между относительной фазовой проницаемостью и насыщенностью.

Метод Элланского. Для реализации метода Элланского необходимо знать значение ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности и ОФП нефти при

остаточной водонасыщенности [21]. В данном методе вид кривых заведомо задан, а значит, не зависит от фильтрационно-емкостных свойств пород.

Методы Маскета и Чень Чжун-сяна, данные фирмы Шлюмберже (1989 г.), основаны на осреднении большого числа исследований по определению относительных фазовых проницаемостей. Эти эмпирические формулы могут быть использованы для определения ОФП при наличии исходных данных только по значениям остаточных нефте- и водонасыщенностей. Методы применимы лишь в частных случаях (в особенности Чень Чжун-сяна) и не являются универсальными.

Методика Степанова. Необходимые данные при расчётах: остаточная нефтенасыщенность и водонасыщенность. Однако вид кривых ОФП устанавливается варьированием неизвестных параметров, что вносит значительную неопределенность. Причем в результате получаются нормированные ОФП, требующие перенормировки [22]

Глава 2. Разработка эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей.

### 2.1. Введение безразмерных параметров $Ca$ , $K_{ss}$

В связи дороговизной получения ОФП прямым методом, актуальным является разработка численных, теоретических и теоретико-эмпирических методик, способных воспроизвести или частично (полностью) заменить традиционный лабораторный эксперимент. [2-8]

Были поставлены задачи определить эмпирическую зависимость остаточной нефтенасыщенности  $1 - S^*$ , ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности  $f_w$ , остаточную водонасыщенность  $S_*$  фазовую проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности  $f_p$ , от безразмерных параметров. В качестве безразмерных параметров предложено рассмотреть капиллярное число ( $Ca$ ) и безразмерный коэффициент проницаемости ( $K_{ss}$ ), полученных из более доступных лабораторных исследований.

Капиллярное число существенно влияет на остаточную нефтенасыщенность, поэтому необходимо введение параметра  $Ca$ , которое определяется как отношение вязких сил к капиллярным, устанавливает основное выражение для количественного сопоставления этих сил. Капиллярное число зависит от скорости  $\omega$ , вязкости  $\mu$  и межфазного натяжения  $\sigma$  смачивающего флюида и часто представляется в виде:

$$Ca = \frac{\omega * \mu}{\sigma} \quad (18)$$

Где  $\omega$  – скорость фильтрации,  $\mu$  - вязкость нефти,  $\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения.

Безразмерный параметр  $K_{ss}$  определяется следующим образом:

$$K_{ss} = \frac{K_0}{m * D^2} \quad (19)$$

где  $K_0$  – абсолютная проницаемость,  $m$  – пористость,  $D^2$  – среднерасходный диаметр больших каналов образца керна.

Среднерасходный диаметр большого  $D$  каналов определяется по гистограммам распределения пор по диаметрам, которые строятся по данным экспериментов определения кривых капиллярного давления (Рис. 2.1).

По гистограмме определяются величины  $n_j = n_j(d_j \pm \Delta_j)$ , где  $n_j = V_j/V$  – доля объема поровых каналов с диаметрами  $d_j \pm \Delta_j$  в объеме пор,  $S_j$  и  $S_{\text{пор}}$  – площади сечения пор  $j$  сорта и всех пор соответственно. Точка  $j_{\text{min}}$  соответствует началу отсчета «активных» пор ( $d \geq d'$ ). Число поровых каналов  $j$  сорта рассчитывается по формуле

$$N_j = \frac{n_j S_{\text{пор}}}{\pi d_j^2 / 4}. \quad (20)$$

Приняв соотношение между числом малых  $N_M$  и больших  $N_B$  капилляров

$\beta=4-12$  (среднее 8) и подсчитав общее число капилляров  $N$ ,

$$\begin{cases} \frac{N_M}{N_B} = \beta, \\ N_M + N_B = N, \end{cases} \quad (21)$$

получаем расчетные выражения для искомым диаметров капиллярного кластера:

$$\begin{cases} d = \left( \frac{1}{N_M} \sum_{j_{\text{min}}}^{N_{\text{INTM}}} N_j d_j^4 \right)^{0.25}, \\ D = \left( \frac{1}{N_B} \sum_{N_{\text{INTM}+1}}^{N_{\text{INT}}} N_j D_j^4 \right)^{0.25}, \\ \sum_{j_{\text{min}}}^{N_{\text{INTM}}} N_j \leq N_M \leq \sum_{j_{\text{min}}}^{N_{\text{INTM}+1}} N_j. \end{cases} \quad (22)$$

Число кластеров в образце по (21), (22) равно  $N_c = N_M / \beta$  [2]



По результатам кривых капиллярного давления характеристика  $D^2$  в основном определяет площадь прохождения сечений флюидов и соответственно влияет на проницаемость. Однако реальные поровые каналы существенно отличаются от прямолинейных цилиндров. Поэтому необходимо введение безразмерного параметра, который характеризует отличие формы цилиндрических каналов от реальных.

Нужно получить следующие эмпирические зависимости:

$$(1 - S^*) = f_1(Ca, K_{SS})$$

$$f_w = f_2(Ca, K_{SS})$$

$$f_p = f_3(Ca, K_{SS})$$

$$S_* = f_4(Ca, K_{SS})$$

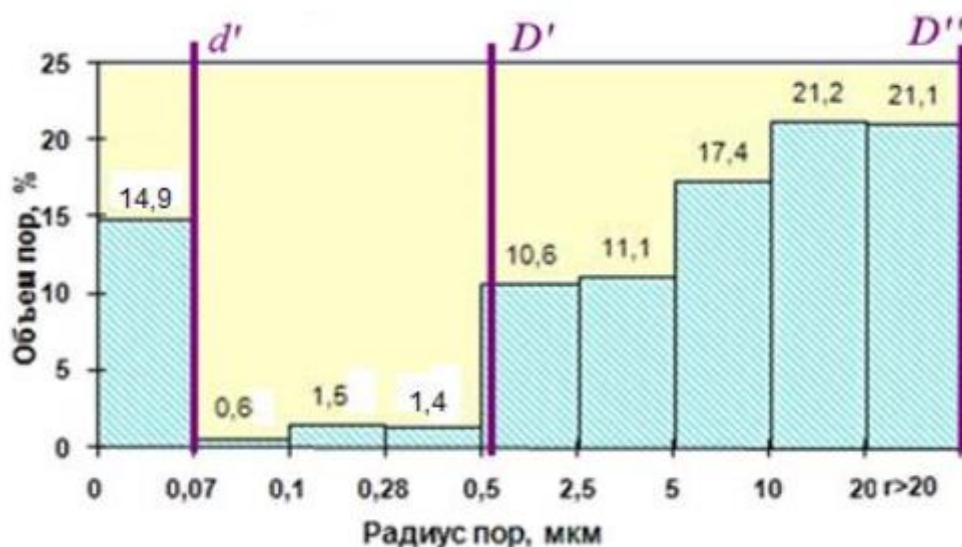


Рис. 2.1 – Исходная характерная гистограмма распределения пор по диаметрам.

## 2.2. Разработка эмпирических моделей граничных значений относительных фазовых проницаемостей

Были проанализированы результаты экспериментального определения относительных фазовых проницаемостей на 77 образцах керна. Образцы керна имеют схожее литологическое описание. Анализовали образцы пластов Западной Сибири Ю2, Ю3, Ю4, проницаемостью 4.1 – 805 мД, (проницаемость определялась с учетом поправки Клинкинберга), пористостью 12,9 – 24,5%. Сопоставлены с данными кривых капиллярных давлений, полученных на образцах керна взятых с таких же месторождений и скважин, с похожей проницаемостью (разница в абсолютной проницаемости образцов взятых из экспериментов по определению ОФП и кривых капиллярных давлений составляет менее 15%), с одного места взятия и интервала отбора керна. Получены безразмерные параметры  $Ca$ ,  $K_{ss}$  для каждого образца. Результаты расчетов и сопоставление их с экспериментальными данными граничных значений ОФП представлены в таблице 2.1.

Безразмерные параметры  $Ca$ ,  $K_{ss}$  определяются формулами:

$$Ca = \frac{\omega * \mu}{\sigma} \quad (23)$$

$$K_{ss} = \frac{K_0}{m * D^2} \quad (24)$$

где  $\omega$  – скорость фильтрации м/сут,  $\mu$  – вязкость нефти мПа\*с,  $\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения,  $K_0$  – абсолютная проницаемость с поправкой Клинкинберга мД,  $m$  – пористость,  $D^2$  – среднерасходный диаметр больших каналов образца керна.

Таблица 2.1

Таблица исходных данных полученных экспериментальным путем и результатов расчета безразмерных параметров  $K_{ss}$  и  $Ca$ 

№ обр шифр	Пористость, %	Проницаемость по Клинкенбергу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	1-S* остаточная нефтенасыщенность	относительная проницаемость по воде	S начальная водонасыщенность %	проницаемость по нефти мД	Пласт	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литология	вязкость нефти мПа*с	скорость м/сут	K <sub>ss</sub>	Ca 10*6
1	17,7	21,28	28	0,069	28,2	9,9	Ю2	2797,0-2809,0	5,15	Песчаник мелко-среднезернистый, нефтенасыщенный, массивный	0,43	0,16	0,0602	0,000022751
2	17,6	21	28	0,069	28,2	9,9	Ю2	2797,0-2809,0	5,15	Песчаник мелко-среднезернистый, нефтенасыщенный, массивный	0,43	0,16	0,0598	0,000022751
3	16,8	18,34	28	0,069	28,2	9,9	Ю2	2797,0-2809,0	5,15	Песчаник мелко-среднезернистый, нефтенасыщенный, массивный	0,43	0,16	0,0547	0,000022751
4	16,5	8,8	####	0,016	31,5	2,44	Ю3	2912-2924	11,67	Песчаник мелкозернистый, с УРД, слабонефтенасыщенный	1,41	0,16	0,0404	0,000074603
5	16,5	7,8	####	0,016	31,5	2,44	Ю3	2912-	11,67	Песчаник	1,41	0,16	0,035	0,0000746

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
								2924		мелкозернистый, с УРД, слабонефтенасыще нный			8	03
6	16	7,3	####	0,016	31,5	2,44	Ю3	2912- 2924	11,67	Песчаник мелкозернистый, с УРД, слабонефтенасыще нный	1,41	0,16	0,034 5	0,0000746 03
7	16,3	39,4	38,2	0,083	23	6,28	Ю4- 1	2948- 2960	10,51	Песчаник средне- мелкозернистый, с УРД, слабонефтенасыще нный	1,41	0,16	0,182 9	0,0000746 03
8	16,3	32,0	38,2	0,083	23	6,28	Ю4	2948- 2960	10,51	Песчаник средне- мелкозернистый, с УРД, слабонефтенасыще нный	1,41	0,16	0,148 5	0,0000746 03
9	15,9	34,2	38,2	0,083	23	6,28	Ю4	2948- 2960	10,51	Песчаник средне- мелкозернистый, с УРД, слабонефтенасыще нный	1,41	0,16	0,162 8	0,0000746 03

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
10	16	14,7	34,7	0,063	28,5	5,64	Ю4	2917- 2929	9,71	Песчаник среднезернистый, алевритистый, с редкими включениями УРД, неравномерно слабо нефтенасыщенный	1,41	1,2	0,035 0	0,0005595 24
11	12,9	11,8	34,7	0,063	28,5	5,64	Ю4	2917- 2929	9,71	Песчаник среднезернистый, алевритистый, с редкими включениями УРД, неравномерно слабо нефтенасыщенный	1,41	1,2	0,034 8	0,0005595 24
12	15,9	7,56	31,4	0,024	29,8	1,35	Ю4	2917- 2929	10,82	Песчаник среднезернистый, алевритистый, неравномерно слабо нефтенасыщенный	1,41	0,26	0,038 8	0,0001212 30
13	15,7	6,45	31,4	0,024	29,8	1,35	Ю4	2917- 2929	10,82	Песчаник среднезернистый,	1,41	0,26	0,033 6	0,0001212 30

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
										алевритистый, неравномерно слабо нефтенасыщенный				
14	15,4	6,41	31,4	0,024	29,8	1,35	Ю4	2917- 2929	10,82	Песчаник среднезернистый, алевритистый, неравномерно слабо нефтенасыщенный	1,41	0,26	0,034 0	0,0001212 30
15	18,4	58,8	37,1	0,120	16,7	41,03	Ю2	2781,5- 2789,75	2,53	Песчаник средне- мелкозернистый нефтенасыщенный	1,36	1,31	0,079 1	0,0005891 53
16	19,6	57,5	37,1	0,120	16,7	41,03	Ю2	2781,5- 2789,75	2,53	Песчаник средне- мелкозернистый нефтенасыщенный	1,36	1,31	0,072 6	0,0005891 53
17	19,3	56,7	37,1	0,120	16,7	41,03	Ю2	2781,5- 2789,75	2,53	Песчаник средне- мелкозернистый нефтенасыщенный	1,36	1,31	0,072 7	0,0005891 53
18	15,8	6,77	28,5	0,026	25,9	3,263	Ю2	2781,50 - 2789,75	0,25	Песчаник среднемелкозернис тый нефтенасыщенный	1,36	1,31	0,032 4	0,0005891 53

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
19	16,5	6,62	28,5	0,026	25,9	3,263	Ю <sub>2</sub>	2781,50 - 2789,75	0,25	Песчаник среднемелкозернис тый нефтенасыщенный	1,36	1,31	0,030 4	0,0005891 53
20	15,4	4,64	28,5	0,026	25,9	3,263	Ю <sub>2</sub>	2781,50 - 2789,75	0,25	Песчаник среднемелкозернис тый нефтенасыщенный	1,36	1,31	0,022 8	0,0005891 53
21	22,5	477	32,8	0,047	22,3	297,5	Ю <sub>2</sub>	2543,1- 2555,1	5,05	Песчаник нефтенасыщенный, мелкозернистый	3,88	3	0,237 3	0,0038492 06
22	22,1	445	32,8	0,047	22,3	297,5	Ю <sub>2</sub>	2543,1- 2555,1	5,05	Песчаник нефтенасыщенный, мелкозернистый	3,88	3	0,225 0	0,0038492 06
23	22,4	407	32,8	0,047	22,3	297,5	Ю <sub>2</sub>	2543,1- 2555,1	5,05	Песчаник нефтенасыщенный, мелкозернистый	3,88	3	0,203 8	0,0038492 06
24	15,5	4,5	29,7	0,070	32	1,291	Ю <sub>4</sub>	2572,60 - 2580,40	0,26	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный, с атритом	3,88	0,31	0,026 9	0,0003980 59
25	15,1	4,26	29,7	0,070	32	1,291	Ю <sub>4</sub>	2572,60 - 2580,40	0,26	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный,	3,88	0,31	0,026 1	0,0003980 59

№ обр шифр	Пористость, %	Проницаемость по Клинкенбергу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщенность	относительная проницаемость по воде	S начальная водонасыщенность %	проницаемость по нефти мД	Плост	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литология	вязкость нефти мПа*с	скорость м/сут	Kss	Ca 10*6
										с атритом				
26	15,7	4,25	29,7	0,070	32	1,291	Ю4	2572,60 - 2580,40	0,26	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный, с атритом	3,88	0,31	0,0250	0,000398059
27	18,8	48,6	32,9	0,059	35	19,9	Ю4	2580,4-2589,4	0,85	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный, с углиторастительным детритом и фрагментами углефицированной древесины	3,88	2,51	0,0511	0,003222993
28	18,2	42,5	32,9	0,059	35	19,9	Ю4	2580,4-2589,4	0,85	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный, с углиторастительным детритом и фрагментами углефицированной	3,88	2,51	0,0462	0,003222993



№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
										древесины				
29	18,2	42,5	32,9	0,059	35	19,9	Ю4	2580,4- 2589,4	0,85	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный, с углиторастительн ым детритом и фрагментами углефицированной древесины	3,88	2,51	0,046 2	0,0032229 93
30	14,9	4,79	31,3	0,043	30,7	1,62	Ю4	2529,00 - 2547,00	16,05	Песчаник средне- мелкозернистый алевритистый, нефтенасыщенный	3,80	0,31	0,006 8	0,0003895 50
31	15	4,28	31,3	0,043	30,7	1,62	Ю4	2529,00 - 2547,00	16,05	Песчаник средне- мелкозернистый алевритистый, нефтенасыщенный	3,80	0,31	0,006 0	0,0003895 50
32	14,9	4,1	31,3	0,043	30,7	1,62	Ю4	2529,00 - 2547,00	16,05	Песчаник средне- мелкозернистый алевритистый,	3,80	0,31	0,005 8	0,0003895 50

№ обр шифр	Пористость, %	Проницаемость по Клинкенбергу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщенность	относительная проницаемость по воде	S начальная водонасыщенность %	проницаемость по нефти мД	Пласт	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литология	вязкость нефти мПа*с	скорость м/сут	Kss	Ca 10*6
										нефтенасыщенный				
33	20,3	125,10	31,8	0,092	26,9	88,7	Ю4	2529,0-2547,0	9,15	Песчаник средне-мелкозернистый, нефтенасыщенный	3,80	2,51	0,0792	0,003154101
34	20,2	110,60	31,8	0,092	26,9	88,7	Ю4	2529,0-2547,0	9,15	Песчаник средне-мелкозернистый, нефтенасыщенный	3,80	2,51	0,0706	0,003154101
35	20,4	110,30	31,8	0,092	26,9	88,7	Ю4	2529,0-2547,0	9,15	Песчаник средне-мелкозернистый, нефтенасыщенный	3,80	2,51	0,0696	0,003154101
36	23,5	805	35	0,056	23,2	667	Ю2	2496,0-2514,0	1,23	Песчаник средне-мелкозернистый алевритистый с зернами сидерита, нефтенасыщенный	3,8	3	15,7083	0,003764881
37	24,5	802	35	0,056	23,2	667	Ю2	2496,0-2514,0	1,23	Песчаник средне-мелкозернистый алевритистый с зернами сидерита, нефтенасыщенный	3,8	3	15,0153	0,003764881
38	23,7	703	35	0,056	23,2	667	Ю2	2496,0-2514,0	1,23	Песчаник средне-мелкозернистый алевритистый с зернами сидерита,	3,8	3	13,5983	0,003764881

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
										нефтенасыщенный				
39	20,2	184,08	33,7	0,180	27,9	126,8	Ю2	2483,8- 2501,6	1,80	Песчаник мелкозернистый массивный с глинистым цементом нефтенасыщенный	3,8	1,86	7,649 1	0,0023342 26
40	20,6	178,2	33,7	0,180	27,9	126,8	Ю2	2483,8- 2501,6	1,80	Песчаник мелкозернистый массивный с глинистым цементом нефтенасыщенный	3,8	1,86	7,261 0	0,0023342 26
41	20,9	171,92	33,7	0,180	27,9	126,8	Ю2	2483,8- 2501,6	1,80	Песчаник мелкозернистый массивный с глинистым цементом нефтенасыщенный	3,8	1,86	6,904 5	0,0023342 26
42	18,7	131	34,4	0,178	30,6	65,24	Ю2	2483,8- 2501,6	2,94	Песчаник мелкозернистый с прослоями углисто- глинистого	3,8	1,86	5,591 4	0,0023342 26

№ обр шифр	Пористость, %	Проницаемость по Клинкенбергу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	1-S* остаточная нефтенасыщенность	относительная проницаемость по воде	S начальная водонасыщенность %	проницаемость по нефти мД	Плост	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литология	вязкость нефти мПа*с	скорость м/сут	Kss	Ca 10*6
										материала нефтенасыщенный				
43	19,2	111	34,4	0,178	30,6	65,24	Ю2	2483,8-2501,6	2,94	Песчаник мелкозернистый с прослоями углисто-глинистого материала нефтенасыщенный	3,8	1,86	4,614 4	0,0023342 26
44	18,9	106	34,4	0,178	30,6	65,24	Ю2	2483,8-2501,6	2,94	Песчаник мелкозернистый с прослоями углисто-глинистого материала нефтенасыщенный	3,8	1,86	4,476 5	0,0023342 26
45	19,8	66,3	26,4	0,019	36,4	30,3	Ю2	2483,8-2501,6	6,31	Песчаник мелкозернистый алевритистый массивный слабо нефтенасыщенный	3,8	1,12	2,672 6	0,0014055 56
46	19,9	61,1	26,4	0,019	36,4	30,3	Ю2	2483,8-2501,6	6,31	Песчаник мелкозернистый алевритистый массивный слабо нефтенасыщенный	3,8	1,12	2,450 6	0,0014055 56

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
47	19,6	58,9	26,4	0,019	36,4	30,3	Ю2	2483,8- 2501,6	6,31	Песчаник мелкозернистый алевритистый массивный слабо нефтенасыщенный	3,8	1,12	2,398 6	0,0014055 56
48	19,3	104	32,6	0,029	22,7	62,52	Ю2	2452- 2470	11,44	Песчаник среднемелкозернис тый нефтенасыщенный, массивный	4,6	1,482	4,201 8	0,0022540 39
49	19,7	108	32,6	0,029	22,7	62,52	Ю2	2452- 2470	11,44	Песчаник среднемелкозернис тый нефтенасыщенный, массивный	4,6	1,482	4,274 8	0,0022540 39
50	18,9	104	32,6	0,029	22,7	62,52	Ю2	2452- 2470	11,44	Песчаник среднемелкозернис тый нефтенасыщенный, массивный	4,6	1,482	4,290 7	0,0022540 39
51	19,7	73,4	35,7	0,026	28,2	52,1	Ю2	2452- 2470	11,06	Песчаник среднемелкозернис тый нефтенасыщенный,	4,6	1,482	2,905 3	0,0022540 39

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
										массивный				
52	20,1	80,7	35,7	0,026	28,2	52,1	Ю <sub>2</sub>	2452- 2470	11,06	Песчаник среднемелкозернис тый нефтенасыщенный, массивный	4,6	1,482	3,130 6	0,0022540 39
53	18,7	74,4	35,7	0,026	28,2	52,1	Ю <sub>2</sub>	2452- 2470	11,06	Песчаник среднемелкозернис тый нефтенасыщенный, массивный	4,6	1,482	3,102 3	0,0022540 39
54	16,2	5,92	38,4	0,017	27	2	Ю <sub>1</sub>	2443,5- 2452,0	2,13	Песчаник мелкозернистый однородный массивный с глинистым цементом.	4,6	0,47	0,036 6	0,0007076 10
55	15,5	5,62	38,4	0,017	27	2	Ю <sub>1</sub>	2443,5- 2452,0	2,13	Песчаник мелкозернистый однородный массивный с глинистым цементом.	4,6	0,47	0,036 3	0,0007076 10

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
56	15,4	5,27	38,4	0,017	27	2	Ю <sub>1</sub>	2443,5- 2452,0	2,13	Песчаник мелкозернистый однородный массивный с глинистым цементом.	4,6	0,47	0,034 2	0,0007076 10
57	18,8	32,9	36,5	0,065	15,8	15,9	Ю <sub>4</sub>	2677,1- 2686,0	4,73	Песчаник тёмно- бурый среднезернистый с глинистым цементом, н/н,с мелким углистым детритом в массе породы	4,4	1,482	0,033 5	0,0021560 37
58	19,0	32,7	36,5	0,065	15,8	15,9	Ю <sub>4</sub>	2677,1- 2686,0	4,73	Песчаник тёмно- бурый среднезернистый с глинистым цементом, н/н,с мелким углистым детритом в массе породы	4,4	1,482	0,033 0	0,0021560 37

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
59	18,3	32,2	36,5	0,065	15,8	15,9	Ю4	2677,1- 2686,0	4,73	Песчаник тёмно- бурый среднезернистый с глинистым цементом, н/н,с мелким углистым детритом в массе породы	4,4	1,482	0,033 7	0,0021560 37
60	23,8	494,56	30,4	0,253	19,6	382,3	Ю2	2770,00 - 2781,00	8,42	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный	4,70	1,29	13,74 35	0,0020049 60
61	23,1	483,17	30,4	0,253	19,6	382,3	Ю2	2770,00 - 2781,00	8,42	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный	4,70	1,29	13,83 12	0,0020049 60
62	22,6	480,43	30,4	0,253	19,6	382,3	Ю2	2770,00 - 2781,00	8,42	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный	4,70	1,29	14,04 27	0,0020049 60
63	19,5	92,651	31,4	0,103	29	58	Ю2	2770,00 - 2781,00	7,73	Песчаник мелкозернистый, с углисто- растительным детритом, с мелким раковинным детритом,	4,70	1,482	0,052 8	0,0023030 39



№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
										нефтенасыщенный				
64	20	84,621	31,4	0,103	29	58	Ю2	2770,00 - 2781,00	7,73	Песчаник мелкозернистый, с углисто- растительным детритом, с мелким раковинным детритом, нефтенасыщенный	4,70	1,482	0,047 0	0,0023030 39
65	18,5	76,824	31,4	0,103	29	58	Ю2	2770,00 - 2781,00	7,73	Песчаник мелкозернистый, с углисто- растительным детритом, с мелким раковинным детритом, нефтенасыщенный	4,70	1,482	0,046 2	0,0023030 39
66	21,6	289	30,9	0,087	21,5	159,6	Ю4	2638- 2665	6,91	Песчаник среднезернистый, однородный, нефтенасыщенный	4,6	1,29	0,156 2	0,0019623 02

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
67	21,7	277	30,9	0,087	21,5	159,6	Ю <sub>4</sub>	2638- 2665	6,91	Песчаник среднезернистый, однородный, нефтенасыщенный	4,6	1,29	0,149 0	0,0019623 02
68	22,2	260	30,9	0,087	21,5	159,6	Ю <sub>4</sub>	2638- 2665	6,91	Песчаник среднезернистый, однородный, нефтенасыщенный	4,6	1,29	0,136 7	0,0019623 02
69	22,3	481	32,5	0,083	17,3	289,1	Ю <sub>2</sub>	2583- 2610	15,35	Песчаник мелкозернистый, массивный, нефтенасыщенный	4,6	1,29	19,96 44	0,0019623 02
70	23	461	32,5	0,083	17,3	289,1	Ю <sub>2</sub>	2583- 2610	15,35	Песчаник мелкозернистый, массивный, нефтенасыщенный	4,6	1,29	18,55 19	0,0019623 02
71	22,5	440	32,5	0,083	17,3	289,1	Ю <sub>2</sub>	2583- 2610	15,35	Песчаник мелкозернистый, массивный, нефтенасыщенный	4,6	1,29	18,10 03	0,0019623 02
72	22,6	170	24,6	0,059	24,8	80	Ю <sub>2</sub>	2583- 2610	15,67	Песчаник мелкозернистый, массивный, нефтенасыщенный	4,6	1,482	0,153 5	0,0022540 39

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
73	22,5	158	24,6	0,059	24,8	80	Ю <sub>2</sub>	2583- 2610	15,67	Песчаник мелкозернистый, массивный, нефтенасыщенный	4,6	1,482	0,143 3	0,0022540 39
74	21	143	24,6	0,059	24,8	80	Ю <sub>2</sub>	2583- 2610	15,67	Песчаник мелкозернистый, массивный, нефтенасыщенный	4,6	1,482	0,138 9	0,0022540 39
75	19,8	92,4	31,7	0,042	26,7	49,1	Ю <sub>2</sub>	2583- 2610	10,15	Песчаник м/зернистый, алевр-ый, глинистый, биотурбирован, пятнисто нефте- насыщенный	4,6	1,482	0,073 2	0,0022540 39
76	20,3	81,5	31,7	0,042	26,7	49,1	Ю <sub>2</sub>	2583- 2610	10,15	Песчаник м/зернистый, алевр-ый, глинистый, биотурбирован, пятнисто нефте- насыщенный	4,6	1,482	0,062 9	0,0022540 39
77	20,2	69,6	31,7	0,042	26,7	49,1	Ю <sub>2</sub>	2583- 2610	10,15	Песчаник м/зернистый,	4,6	1,482	0,054 0	0,0022540 39

№ обр шиф р	Пори с- тость , %	Проницаемо сть по Клинкенбер гу *10-3 мкм2	1-S* остаточная нефтенасыщен ность	относитель ная проницаемо сть по воде	S начальная водонасыщенн ость %	проницаемо сть по нефти мД	Пла ст	Интерв ал отбора керна, м	Мест о взяти я, м	Литология	вязкос ть нефти мПа*с	скорос ть м/сут	Kss	Ca 10*6
										алевр-ый, глинистый, биотурбирован, пятнисто нефте- насыщенный				

Эмпирические зависимости остаточной нефтенасыщенности  $1 - S^*$ , ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности  $f_w$ , остаточной водонасыщенности  $S_*$ , фазовой проницаемости по нефти при остаточной водонасыщенности  $f_p$ , от безразмерных критериев  $Ca$  и  $K_{ss}$  определяется с помощью расширенного пакета анализа (содержит инструменты для анализа научных и финансовых данных) microsoft excel следующим образом:

1. Строится корреляционная таблица с различными вариациями взаимодействия безразмерных параметров.

2. С помощью матрицы выбирается результативный фактор влияния (критерий, имеющий наибольшую сходимость с экспериментальными данными)

3. Из оставшихся вариаций критериев выбирается наиболее результативный параметр, с помощью построения матрицы значений исключая критерий 1.

4. Определяются коэффициенты безразмерных параметров и свободный член в формулах (25-28)

5. Определяется относительная погрешность.

Полученные эмпирические зависимости представлены в виде формул:

$$1 - S^* = 11.918 * 10^3 * \frac{Ca}{K_{ss}} - 1.2 * 10^{-18} \frac{1}{Ca^3} + 0.07 \quad R = 0.926 \quad (25)$$

$$f_w = 2.37 * 10^{-5} * \frac{K_{ss}}{Ca} - 0.3 * 10^{-3} * K_{ss}^2 + 0.052 \quad R = 0.928 \quad (26)$$

$$S_* = 80.3 * Ca * K_{ss} - 0.56 * K_{ss} + 27.20 \quad R = 0.86 \quad (27)$$

$$f_p = 0.788 * K_0 - 13.839 \quad R = 0.97 \quad (28)$$

Относительная погрешность рассчитывается по формуле:

$$R = 1 - \left| \frac{F_1 - F_2}{F_1} \right| \quad (29)$$

где  $F_1$  – экспериментальное значение,  $F_2$  – значение полученное эмпирическим методом

### 2.3 Выводы по главе 2

1. Предложены безразмерные критерии для построения эмпирических зависимостей граничных значений ОФП. В качестве критериев приняты  $Ca = \frac{\omega * \mu}{\sigma}$ ,  $K_{SS} = \frac{K_0}{m * D^2}$
2. Проанализированы и систематизированы экспериментальные данные по граничным значениям ОФП по 77 образцам пластов Западной Сибири.
3. Проведен расчет безразмерных критериев на основе собранных экспериментальных данных для каждого образца керна.
4. Разработаны эмпирические зависимости для  $1 - S^*$ ,  $f_w$ ,  $S_*$ ,  $f_p$ , с применением которых по методу [2] могут быть построены кривые ОФП.

## Глава 3. Экспериментальная проверка эмпирических моделей на керновом материале месторождений Западной Сибири

### 3.1. Описание экспериментальной установки. Метод измерений

Измерения выполнялись на установке по моделированию двухфазного потока через несколько составленных вместе образцов керна в условиях повышенных давления и температуры. Гидравлическая блок схема представлена на рисунке 3.1.

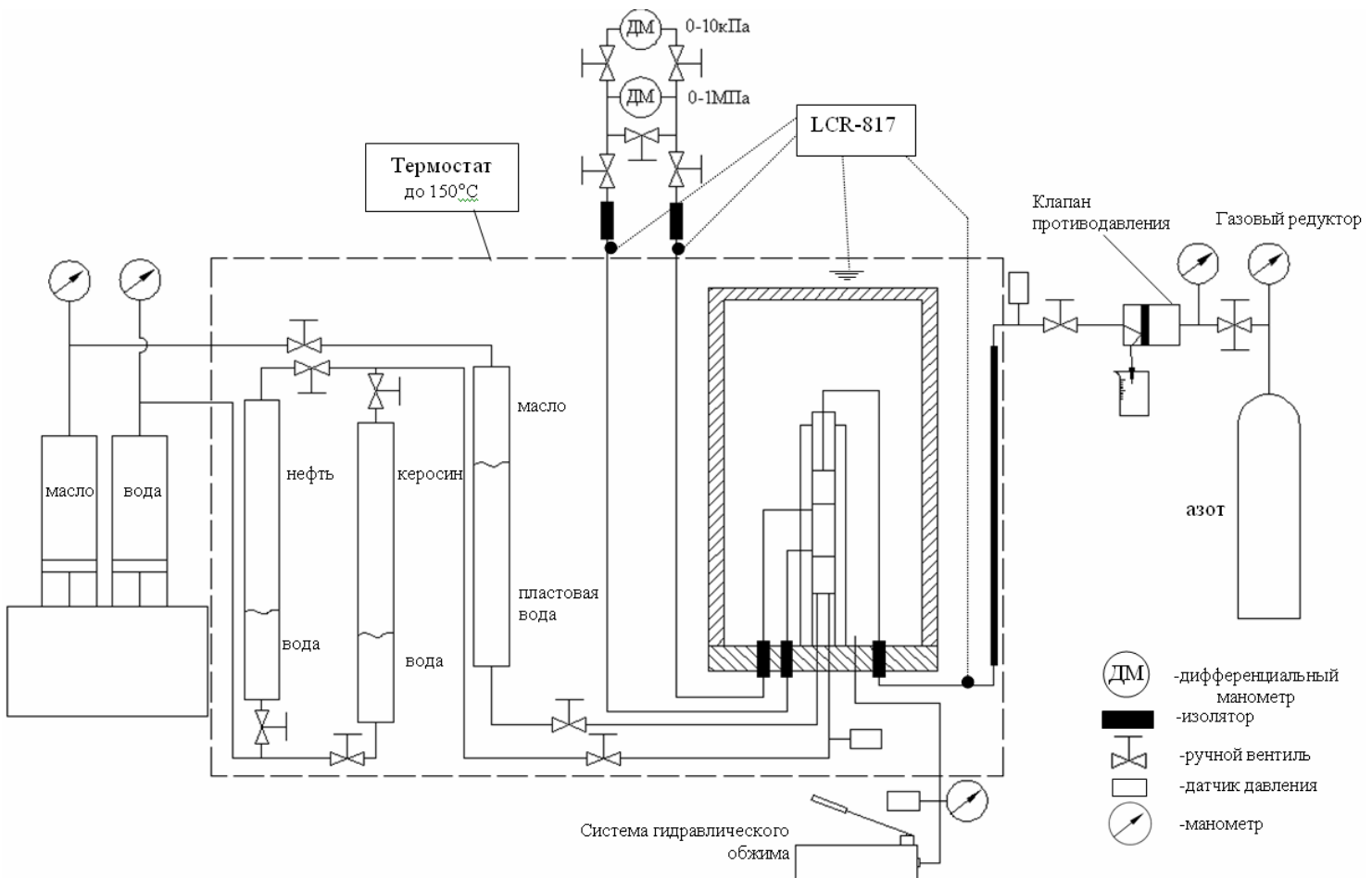


Рис. 3.1. – гидравлическая блок схема установки

Установка включает механическую систему прессов (дозировующих насосов), обеспечивающую подачу в образец при пластовом давлении нефти



и воды в различных соотношениях при постоянном суммарном расходе.

Кернодержатель предназначен для установки в нем исследуемого образца в резиновой манжете и должен обеспечивать надежную стыковку отдельных цилиндрических образцов, действие всестороннего обжима, ввод жидкостей в образец и замер на серединной рабочей части образца перепада давления и электрического сопротивления.

Контейнеры жидкостные предназначены для помещения в них рабочих жидкостей. Они оборудуются вентилями и в некоторых случаях разделительными поршнями.

Клапан противодействия служит для создания противодействия и сбора, вытесненных из образца нефти и воды. Она оборудуется вентилями и двумя патрубками в нижней части для ввода жидкостей и перевода их в мерную бюретку (БМ) после каждого режима. Давление в клапане создается и при необходимости поддерживается с помощью газа.

Кернодержатель, контейнер с рабочими жидкостями, сборная и мерная бюретки помещаются в воздушном термостате, обеспечивающем поддержание пластовой температуры с точностью до  $+1^{\circ}\text{C}$ .

Перепад давления измеряется высокоточными дифференциальными манометрами (ДМ), практически не имеющими «мертвых» объемов и исключают отток жидкости из образца в систему дифманометра. Дифманометры оборудуются вентилями и имеют 2 уровня точности (0-10 кПа, 0-1МПа).

Для определения водонасыщенности образца используется 4-электродный электрометрический метод, в качестве электродов используются соединительные трубки, которыми оборудован образец. На гидравлических коммуникациях ставятся электрические изоляторы. Определение сопротивления производится с помощью измерителя иммитанса GwInstek LCR-817.

Метод измерений коэффициента фазовой проницаемости по нефти и воде при их совместной стационарной фильтрации в пластовых условиях основан на измерении гидравлических сопротивлений возникающих при течении нефти и воды через пористые среды. При известном значении перепада давления на измерительном участке керна при заданном объемном расходе нефти и воды, рассчитываются фазовые проницаемости по воде и по нефти. Коэффициент относительной фазовой проницаемости получают, разделив соответствующие фазовые проницаемости по нефти и воде на базовую проницаемость. В ходе проведения испытания должно обеспечиваться сохранение или воспроизведение естественных физико-химических характеристик системы горная порода - пластовые жидкости и поддерживаются термобарические условия, соответствующие пластовым. Скорость совместного течения нефти и воды подбирают в соответствии со значениями (фактическими или проектируемыми) скорости перемещения фронта вытеснения при выработке залежи.

Коэффициент относительной фазовой проницаемости - есть величина, численно равная отношению проницаемости по нефти и воде к базовой проницаемости. За базовую проницаемость, относительно которой производится нормировка всех определённых в испытании проницаемостей (по нефти и воде), принимают проницаемость по нефти при однофазной её фильтрации и остаточной водонасыщенности.

Коэффициент относительной фазовой проницаемости зависит от водонасыщенности горной породы. Водонасыщенность горной породы создаётся в начале эксперимента методом центрифугирования. Во время двухфазной фильтрации водонасыщенность определяют расчетным методом по измерениям электрического сопротивления. Для этого, измерительные установки (стенды) оснащены 4-х электродным LCR измерителем. В конце проведения испытания водонасыщенность определяют с помощью аппарата Дина-Старка согласно СТО 11-23-2014 (ТННЦ).

### 3.2. Подготовка образцов к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений проводились следующие работы:

Перед началом измерений я подготовил программу выполнения измерений коэффициентов относительной фазовой проницаемости для нефти и воды (ОФП Н-В), в которой указаны исходные данные по объекту на котором проводится испытание:

- давление гидравлического обжима модельного пласта (колонок образцов керна);
- поровое давление;
- температура;
- объемная скорость совместной фильтрации (градиент давления);
- физико-химические свойства флюидов (вязкость, плотность, минерализация пластовой воды).

Для выполнения измерений коэффициента ОФП Н-В необходимо использовать образцы. Отбор и изготовление образцов горных пород осуществлялся по ГОСТ 26450.0. Мною были отобраны 8 колонок образцов (24 образца) с проницаемостью вычисленной с поправкой по Клинкинбергу от 7.3 до 805  $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$

Изготовленные образцы были помещены в стеклянные аппараты Сокслета, и проведена их очистка от нефти спирто-бензольной смесью (соотношение компонентов 1:3) в течение 650 часов. Обессоливание производилось в стеклянной посуде дистиллированной водой при температуре течение 96 часов, со сменой воды каждые 2 часа. После отмывки от углеводов и солей образцы проветрили, высушили в сушильном шкафу при температуре +105 °С. На образцах определена пористость, объём пор ( $V_p$ ) по ГОСТ 26450.1 и газопроницаемость по ГОСТ 26450.2.

По известным значениям газопроницаемости отдельных образцов, которые измеряются в соответствии с ГОСТ 26450.2-85 на установке АР-608 по СТП 11-05-2014, однородного литологического состава, скомпонировали составную колонку таким образом, чтобы по направлению течения флюидов каждый последующий образец имел меньшую проницаемость. Различие проницаемости отдельных образцов в составной модели пористой среды, не должно превышать 50 % от среднего значения проницаемости.

Высушенные образцы поместили в эксикатор с прокаленным силикагелем, охладили до комнатной температуры и взвесили.

При подготовке образцов керна к выполнению измерений, создании остаточной водонасыщенности и выполнении измерений ОФП Н-В, использовали профильтрованную пластовую воду.

Поместили сухие образцы керна в систему для вакуумирования, насытили их пластовой водой до полного насыщения порового пространства жидкостью. При помощи аналитических весов взвешивают образцы в воздухе и в насыщающей жидкости, рассчитывают объём пор, объём образца и коэффициент пористости по формулам (30 – 31).

Объём пор  $V_{пор}$  рассчитывают по формуле:

$$V_{пор} = (P_2 - P_1) / g_v, \quad (30)$$

где  $P_2$  - масса образца с водой в воздухе, г;  $P_1$  - масса сухого образца, г;  $g_v$  - плотность воды, г/см<sup>3</sup>.

Объём образца  $V_{обр}$  рассчитывают по формуле:

$$V_{обр} = (P_2 - P_3) / g_v, \quad (31)$$

где  $P_3$  - масса образца с водой в воде, г.

Коэффициент пористости образца  $K_p$  рассчитывают по формуле:

$$K_{п} = (V_{пор} / V_{обр}) \times 100\% = ((P_2 - P_1) / (P_2 - P_3)) \times 100\%, \quad (32)$$

Создали на образцах керна остаточную водонасыщенность, соответствующую её значению, исходя из реального природного насыщения горной породы-коллектора, с помощью ультрацентрифуги, согласно СТП 11-18-2014 (ТННЦ). При использовании метода создания остаточной водонасыщенности с помощью отгонки воды на центрифуге насыщенные пластовой водой образцы составной колонки поместили в центрифугу рефрижераторного типа, и отгонять воду в поле сил вращения в течение 45 минут при режиме вращения ротора 9000 оборотов в минуту. После остановки центрифуги, взвесили образцы с остаточной водой в воздухе и рассчитать остаточную водонасыщенность.

Коэффициент остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  рассчитывают по формуле

$$K_{во} = (V_{во} / V_{пор}) \times 100\%, \quad (33)$$

где  $-V_{во} = (P_3 - P_1) / g_v$  - объем остаточной воды в образце, см<sup>3</sup>,  $V_{пор}$  - объем пор в образце, см<sup>3</sup>.

Для моделирования начальной нефтенасыщенности, образцы с остаточной водонасыщенностью помещают в резервуар сатуратора AST-SM-500 с керосином для замещения воздуха на керосин. Далее, образцы вакуумируют и дожимают давлением (18 ÷ 20) МПа, для растворения и выноса оставшегося воздуха из порового пространства образцов.

Так как при проведении испытания все жидкости (нефть, вода) дегазированы, то коэффициент начальной нефтенасыщенности ( $K_{нн}$ ) рассчитывают по формуле:

$$K_{нн} = 100 - K_{во} \quad (34)$$

$$V_{н\ нач} + V_{во} = V_{пор}, \quad (35)$$

где  $V_{н\ нач}$  - объем начальной нефти в образце,  $см^3$

Начальную нефтенасыщенность  $K_{нн}$  можно рассчитать по формуле:

$$K_{нн} = (V_{н\ нач} / V_{пор}) \times 100\% \quad (36)$$

При проведении испытания по определению коэффициента относительной фазовой проницаемости, в качестве нефти использовали изовязкую дегазированную модель нефти. Модель нефти готовили разбавлением обезвоженной, очищенной от механических примесей устьевой нефти, путем растворения в ней керосина или гексана. Объем растворителя подбирают экспериментально таким образом, чтобы вязкость модели нефти при пластовых условиях, соответствовала вязкости газонасыщенной нефти в условиях пласта. Объем растворителя не должен превышать 30 % объема смеси.

Перед выполнением измерений заполнили контейнеры керосином в объеме (1,0-1,5)  $дм^3$ , нефтью в объеме (0,5-1,0)  $дм^3$ , и водой в объеме (1,5-2,0)  $дм^3$  в соответствующие жидкостные контейнеры. Все гидравлические линии, коммуникации, емкостной сепаратор были тщательно промыты от соленой воды и нефти предыдущего эксперимента. Для промывки применялись органические растворители: бензол, толуол, ацетон и раствор этилового спирта.

При определении коэффициента ОФП Н-В и построении диаграмм ОФП от водонасыщенности, последнюю определяли косвенным методом - по значениям электрического сопротивления частично насыщенного водой керна, с помощью измерителя иммитанса GwInstek LCR-817.

После помещения образцов керна в кернодержатель и заправки контейнеров жидкостями, воссоздавались пластовые условия проведения испытания: ручным прессом поднималось давление гидравлического обжима

керна, нефтяным насосом поднимали поровое давление, затем включили воздушный термостат установки, и довели в нём температуру до пластовой.

### 3.3. Выполнение измерений

При выполнении измерений коэффициентов ОФП Н-В выполнялись следующие операции.

Обнулили измерительный датчик дифференциального манометра установки, в режиме поддержания постоянного расхода нефти, затем включили нефтяной насос, профильтровали нефть в объёме 2-ух объёмов порового пространства и до постоянного перепада давления на измерительном участке центрального образца. Расход нефти выбирался исходя из реальных скоростей фильтрации на месторождении, которые прописывают в техническом задании для проведения испытания. При этом, перепад давления на измерительном участке не должен превышать 250кПа. В случае превышения перепада давления 250кПа, объёмный расход нефти снижался. Далее, объёмный расход нефти снижали на 20÷30%, и проводили фильтрацию нефти и измерение перепада давления на второй скорости фильтрации. Затем таким же образом проводили фильтрацию нефти ещё на трёх объёмных расходах. Всего выполнили измерения проницаемости по нефти на пяти объёмных расходах.

Во время фильтрации флюида (нефти; нефти и воды; воды), фиксировали значение наблюдаемого перепада давления на измерительном участке центрального образца  $dP$ , и сопротивление  $R_i$ . Перепад давления фиксировался при стабильности показаний  $dP$  в течение 30 минут. При этом независимо от стабилизации перепада давления, необходимо профильтровать на каждом выбранном режиме при постоянном значении расхода жидкости  $Q_{жi}$  не менее 1 объёма порового пространства  $V_n$ .

Затем выключили водяной насос и переходили на следующий, совместный режим фильтрации нефти и воды при объёмной доле воды в потоке 25 %. Расход жидкости выбирают исходя из реальных скоростей



фильтрации на месторождении, но не более 12 см<sup>3</sup>/час, проницаемости и пористости коллектора, вязкости жидкости, технического задания на выполнение измерений. Выполнение измерений коэффициентов ОФП Н-В при совместной стационарной фильтрации нефти и воды проводили при их различном соотношении в общем потоке. При фильтрации нефти и воды, доля воды в потоке составляла 25 %, 50 %, 75 %, 100 %.

Для вычисления текущих значений водонасыщенности на каждом режиме измерялось электрическое сопротивление на участке центрального образца горной породы с помощью измерителя иммитанса LCR-817  $R_i$ .

Расчет водонасыщенности на каждом  $i$ -том режиме фильтрации осуществлялось по формуле

$$P_H = K_B^{-n}, \quad (37)$$

где  $K_B$  – коэффициент водонасыщенности  $i$ -режима при совместной фильтрации нефти и воды, %;  $n$  - показатель смачиваемости, ( $n = -(\lg R_2 - \lg R_1) / (\lg K_{B2} - \lg K_{B0})$ ), отн. ед.; где  $R_2$  – сопротивление, зафиксированное на измерительном центральном участке керна, при остаточной нефтенасыщенности, Ом;  $R_1$  – сопротивление, зафиксированное на измерительном центральном участке керна, при остаточной водонасыщенности ( $K_{B0}$ ), Ом;  $K_{B2}$  – коэффициент водонасыщенности при остаточной нефтенасыщенности, %;  $K_{B0}$  - коэффициент остаточной водонасыщенности, %.

При расчёте  $n$ :

$$K_{B0} = 100 - K_{Hn} \quad (38)$$

$$K_{B2} = 100 - K_{H0} \quad (39)$$

На каждом режиме совместной фильтрации измерялся перепад давления  $dP_i$ , и сопротивление  $R_i$

На завершающем режиме через модель пористой среды фильтровалась только вода в количестве 3-ёх объёмов порового пространства, и до стабилизации  $Ri$  и  $dPi$ , что позволяет получить проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности ( $K_{но}$ ), и в конечном итоге, всю необходимую информацию для определения коэффициента ОФП Н-В по нефти и воде.

После чего увеличивали расход воды на 50% и профильтровали её в количестве 2-ух объёмов пор. Измерить  $Ri$  и  $dPi$ .

После проведения испытания образцы керна и все коммуникации остужали, до комнатной температуры, с поддержанием давлений порового и гидравлического обжима на прежних значениях. Водяным насосам в течение (3 ÷ 4) часов стравили поровое давление до атмосферного, одновременно опуская давление гидрообжима. Колонку керна размонтировали – извлекались из кернодержателя все образцы, взвешивали их, и помещали в камеры аппарата Дина-Старка (либо реторт).

Остаточную нефтенасыщенность на образцах керна определяли при помощи аппарата Дина-Старка (реторты) по СТО-11-23-14 (ТННЦ). Значение  $K_{но}$  рассчитывали по формуле:

$$K_{но} = 100 - (V_{в} / V_{пор}) \times 100\% \quad (40)$$

где -  $V_{в}$  – объём воды по результатам разгонки флюидов в реторте,  $см^3$ ;  
 $V_{пор}$  – объём пор исследуемого образца горной породы,  $см^3$ .

### 3.4. Обработка результатов

Обработку результатов измерений коэффициента ОФП Н-В выполняли следующим образом.

Проницаемость по нефти  $K_{oil}$ , мкм<sup>2</sup>, и проницаемость по воде  $K_w$ , мкм<sup>2</sup>, рассчитывали по закону Дарси для нефти и воды отдельно по формулам

$$K_{oil\ i} = (Q_{oil\ i} \times \mu_{oil} \times L) / (dP\ i \times F), \quad (41)$$

$$K_w\ i = (Q_w\ i \times \mu_w \times L) / (dP\ i \times F), \quad (42)$$

где  $-Q_{oil\ i}$ ,  $Q_w\ i$  – расход нефти и воды, на каждом совместном режиме, в условиях эксперимента, см<sup>3</sup>/с;  $\mu_{oil}$ ,  $\mu_w$  – вязкость нефти, воды, мПа×с;  $L$  – длина участка образца, на котором измеряется перепад давления, см;  $dP\ i$  – перепад давления при данном совместном расходе жидкости, 105Па;  $F$  – площадь поперечного сечения образца на измерительном участке образца, см<sup>2</sup>.

Коэффициент относительной фазовой проницаемости по нефти и воде на  $i$ -том режиме фильтрации вычисляли по формулам

$$K_{oil\ i\ отн} = K_{oil\ i} / K_{oil} \quad (43)$$

$$K_w\ i\ отн = K_w\ i / K_{oil} \quad (44)$$

где  $-K_{oil}$  – проницаемость по нефти на  $i$ -том режиме фильтрации, мкм<sup>2</sup>;  $K_w$  – проницаемость по воде на  $i$ -том режиме фильтрации, мкм<sup>2</sup>;  $K_{oil}$ , – базовая проницаемость по нефти при начальной нефтенасыщенности, мкм<sup>2</sup>.

Коэффициент водонасыщенности, соответствующий каждому совместному режиму фильтрации, определили по зафиксированным значениям электрического сопротивления на образце керна, по формуле (44).

3.5. Результаты измерений. Сопоставление результатов измерений и расчета по предложенным расчетным моделям

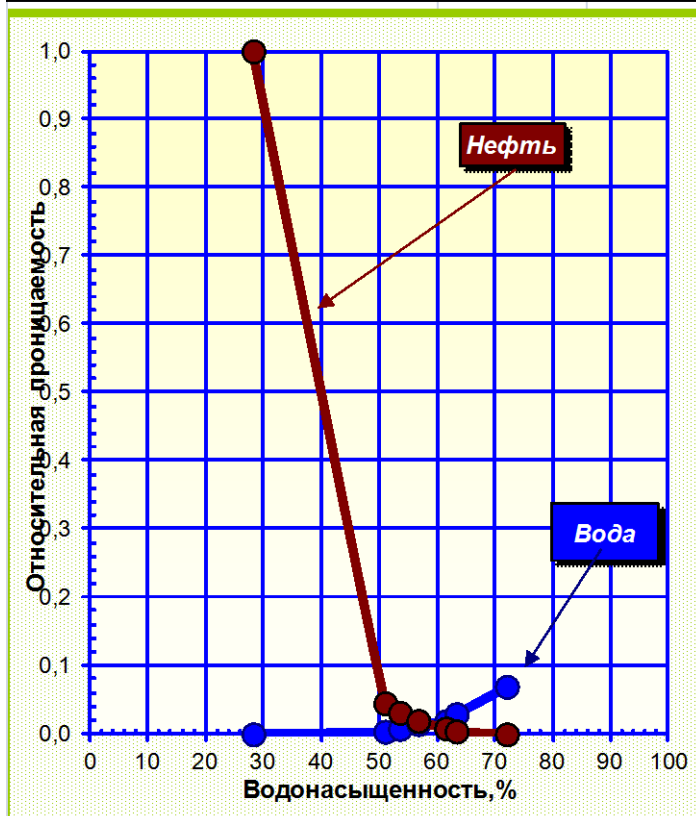
Результаты измерений представляются в виде таблицы № 3.1 – 3.8

## Результаты измерений

Месторождение	Скважина	Пласт	Интервал отбора кернa, м	Место взятия, м	Литология
х	х	Ю1	2797,0-2809,0	5,15	Песчаник мелко- среднезернистый, нефтенасыщенный, массивный

*Результаты испытания*

№ режима испытания	Насыщен- ность водой, %	Насыщен- ность нефтью, %	Проницае- мость по нефти*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по нефти	Проницае- мость по воде*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по воде	Функция Баклея- Лeverетта
1	28,2	71,8	9,90	1,000	0,000	0,000	0,00
2	51,0	49,0	0,45	0,045	0,038	0,004	0,10
3	53,5	46,5	0,31	0,032	0,080	0,008	0,25
4	56,7	43,3	0,20	0,020	0,15	0,015	0,50
5	61,5	38,5	0,08	0,008	0,19	0,019	0,75
6	63,3	36,7	0,04	0,004	0,29	0,029	0,90
7	72,0	28,0	0,00	0,000	0,69	0,069	1,00

*Коллекторские свойства*

Номер образца	Пористость, %	Проницаемость по Клинкабергу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
1	17,7	21,3
2	17,6	21,0
3	16,8	18,3

*Условия испытания*

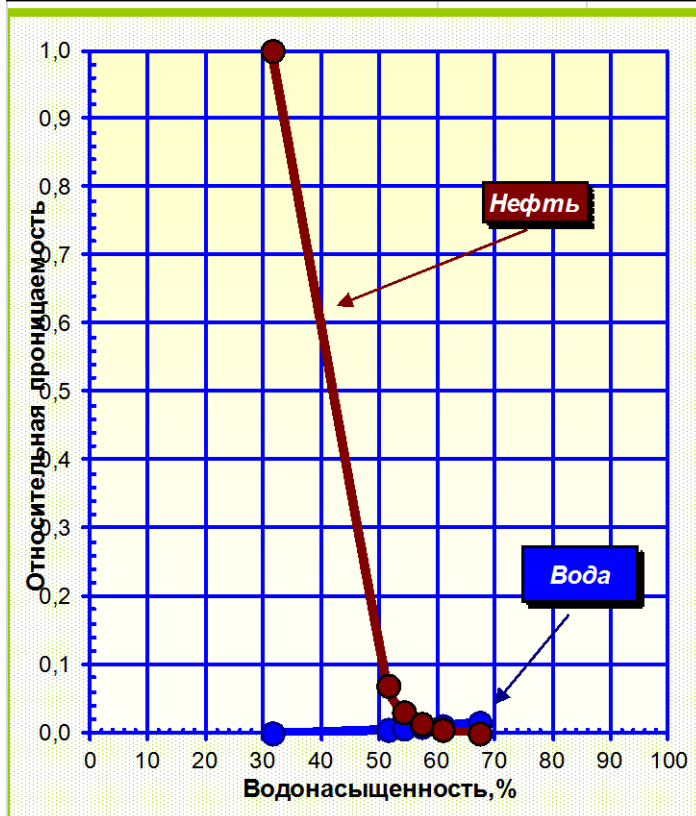
Температура, град С	92
Горное давление (гидрообжим), МПа	38,0
Пластовое (поровое) давление, МПа	7,0
Вязкость воды, мПа*с	0,33
Минерализация воды, г/л (NaCl)	26,0
Вязкость модели нефти, мПа*с	0,43

## Результаты измерений

Месторождение	Скважина	Пласт	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литоология
х	х	ЮЗ	2912-2924	11,67	Песчаник мелкозернистый, с УРД, слабонефтенасыщенный

*Результаты испытания*

№ режима испытания	Насыщенность водой, %	Насыщенность нефтью, %	Проницаемость по нефти*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относительная проницаемость по нефти	Проницаемость по воде*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относительная проницаемость по воде	Функция Баклея- Леверетта
1	31,5	68,5	2,44	1,000	0,000	0,000	0,00
2	51,5	48,5	0,170	0,070	0,013	0,005	0,25
3	54,2	45,8	0,076	0,031	0,018	0,007	0,50
4	57,3	42,7	0,034	0,014	0,024	0,010	0,75
5	60,9	39,1	0,013	0,005	0,026	0,011	0,90
6	67,3	32,7	0,00	0,000	0,038	0,016	1,00

*Коллекторские свойства*

Номер образца	Пористость, %	Проницаемость по Клинкаенбергу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
4	16,5	8,8
5	16,5	7,8
6	16,0	7,3

*Условия испытания*

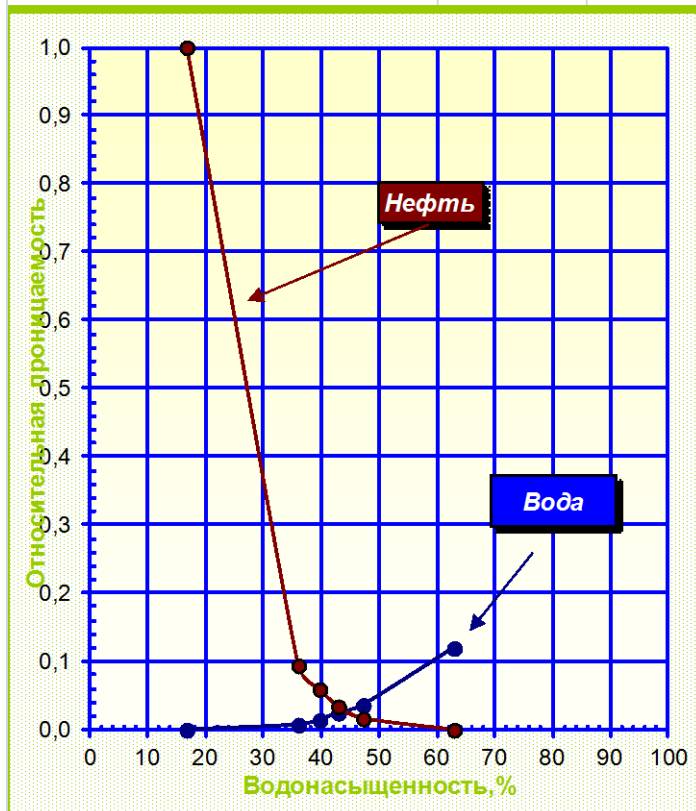
Температура, град С	93
Горное давление (гидрообжим), МПа	38,0
Пластовое (поровое) давление, МПа	7,0
Вязкость воды, мПа*с	0,33
Минерализация воды, г/л (NaCl)	26,0
Вязкость модели нефти, мПа*с	1,41

## Результаты измерений

Месторождение	Скважина	Пласт	Интервал отбора керн, м	Место взятия, м	Литология
х	х	Ю <sub>2</sub>	2781,5-2789,75	2,53	Песчаник средне- мелкозернистый нефтенасыщенный

*Результаты испытания*

№ режима испытания	Насыщен- ность водой, %	Насыщен- ность нефтью, %	Проницае- мость по нефти*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по нефти	Проницае- мость по воде*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по воде	Функция Баклея- Лeverетта
1	16,7	83,3	41,0	1,000	0,000	0,000	0,00
2	36,0	64,0	3,87	0,094	0,313	0,008	0,25
3	39,7	60,3	2,45	0,060	0,594	0,014	0,50
4	42,9	57,1	1,42	0,034	1,030	0,025	0,75
5	47,2	52,8	0,68	0,017	1,490	0,036	0,90
6	62,9	37,1	0,0	0,000	4,915	0,120	1,00

*Коллекторские свойства*

Номер образца	Порис- тость (вода), %	Проницаемость по Клинкенбергу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
7	18,4	58,8
8	19,6	57,5
9	19,3	56,7

*Условия испытания*

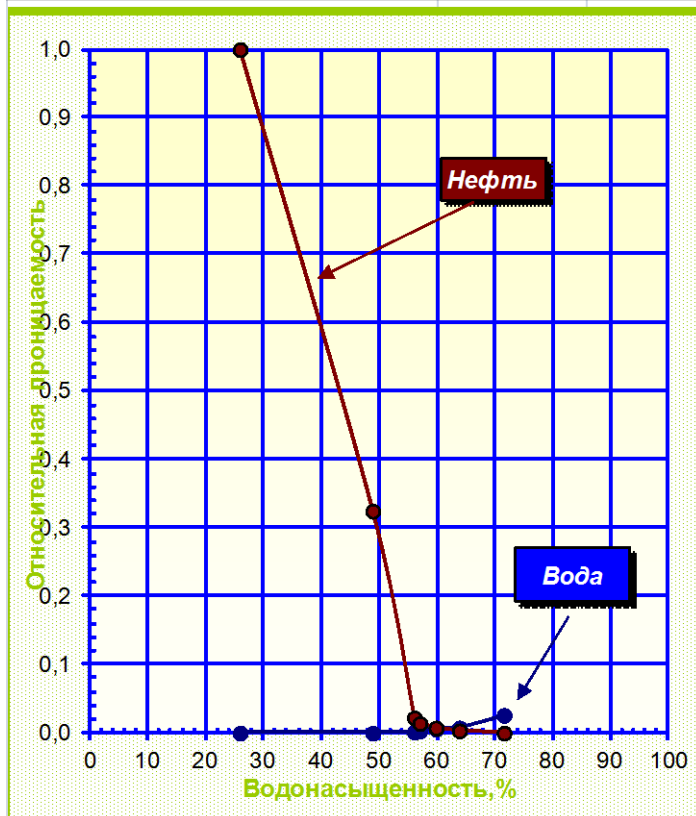
Температура, град С	92
Горное давление (гидрообжим), МПа	38,0
Пластовое (поровое) давление, МПа	7,0
Вязкость воды, мПа*с	0,33
Минерализация воды, г/л (NaCl)	26
Вязкость модели нефти, мПа*с	1,36

## Результаты измерений

Месторождение	Скважина	Пласт	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литология
х	х	Ю <sub>2</sub>	2781,50-2789,75	0,25	Песчаник среднезернистый нефтенасыщенный

*Результаты испытания*

№ режима испытания	Насыщен- ность водой, %	Насыщен- ность нефтью, %	Проницае- мость по нефти*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по нефти	Проницае- мость по воде*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по воде	Функция Баклея- Левретта
1	25,9	74,1	3,26	1,000	0,000	0,000	0,00
2	48,8	51,2	1,06	0,325	0,000	0,000	0,00
3	56,0	44,0	0,07	0,022	0,006	0,002	0,25
4	57,0	43,0	0,05	0,014	0,011	0,003	0,50
5	59,7	40,3	0,03	0,008	0,019	0,006	0,75
6	63,8	36,2	0,01	0,003	0,025	0,008	0,90
7	71,5	28,5	0,0	0,000	0,085	0,026	1,00

*Коллекторские свойства*

Номер образца	Пористость (вода), %	Проницаемость по Клинкенбергу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
10	15,8	6,77
11	16,5	6,62
12	15,4	4,64

*Условия испытания*

Температура, град С	92
Горное давление (гидрообжим), МПа	38,0
Пластовое (поровое) давление, МПа	7,0
Вязкость воды, мПа*с	0,33
Минерализация воды, г/л (NaCl)	26
Вязкость модели нефти, мПа*с	1,36

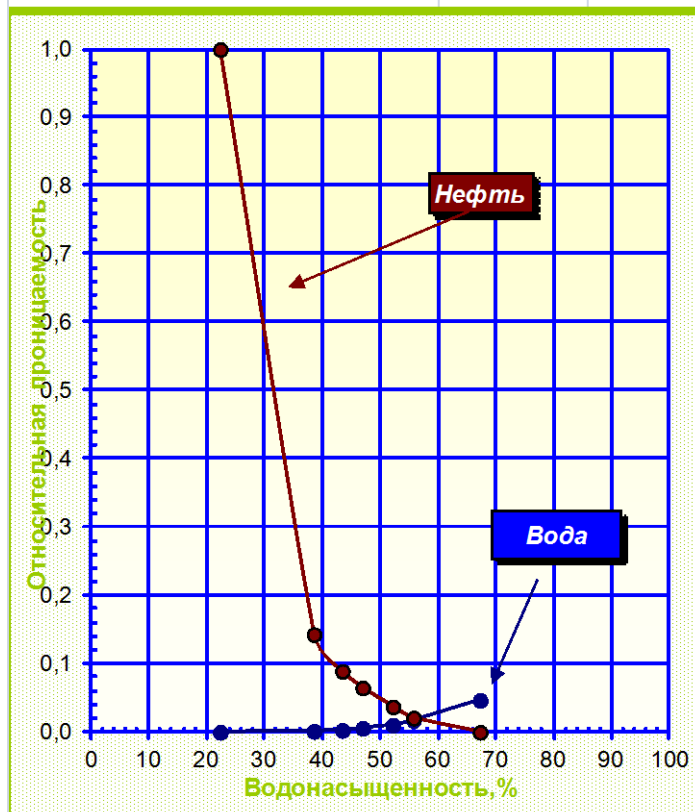


## Результаты измерений

Месторождение	Скважина	Пласт	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литология
х	х	Ю2	2543,1-2555,1	5,05	Песчаник нефтенасыщенный, мелкозернистый

*Результаты испытания*

№ режима испытания	Насыщен- ность водой, %	Насыщен- ность нефтью, %	Проницае- мость по нефти*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по нефти	Проницае- мость по воде*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по воде	Функция Баклея- Левверетта
1	22,3	77,7	298	1,000	0,000	0,000	0,00
2	38,5	61,5	42,6	0,143	0,439	0,001	0,10
3	43,4	56,6	26,6	0,089	0,822	0,003	0,25
4	46,9	53,1	19,3	0,065	1,793	0,006	0,50
5	52,1	47,9	11,1	0,037	3,090	0,010	0,75
6	55,7	44,3	6,22	0,021	5,194	0,017	0,90
7	67,2	32,8	0,00	0,000	13,92	0,047	1,00

*Коллекторские свойства*

Номер образца	Порис- тость (вода), %	Проницаемость по Клинкенбергу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
13	22,5	477
14	22,1	445
15	22,4	407

*Условия испытания*

Температура, град С	87,5
Горное давление (гидрообжим), МПа	36,0
Пластовое (поровое) давление, МПа	7,0
Вязкость воды, мПа*с	0,36
Минерализация воды, г/л (NaCl)	30
Вязкость модели нефти, мПа*с	3,88

## Результаты измерений

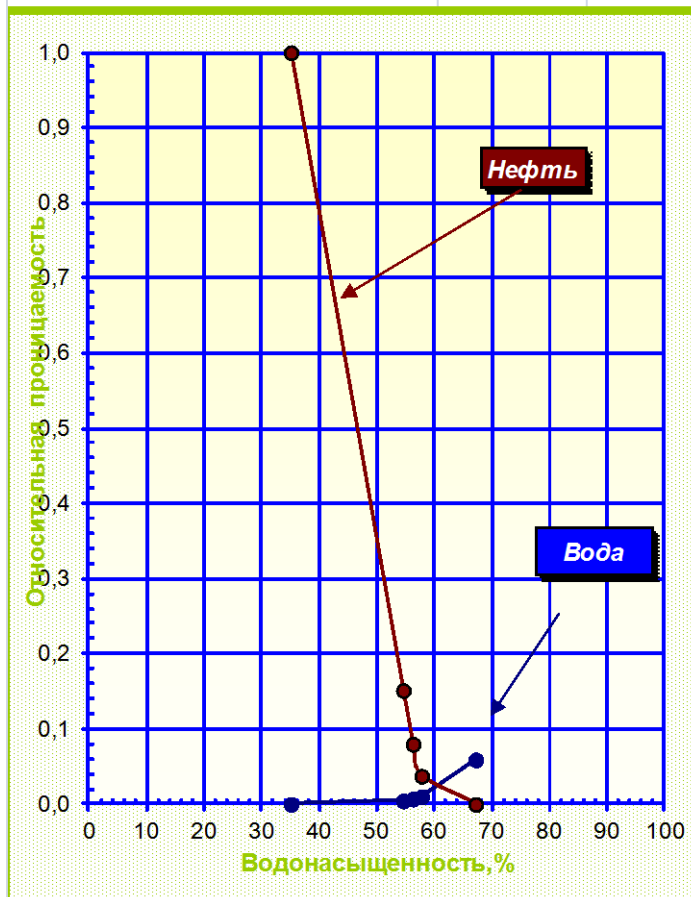
Месторождение	Скважина	Пласт	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литология
х	х	Ю4	2580,4-2589,4	0,85	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный, с углисторастительным детритом и фрагментами углефицированной древесины

## Результаты испытания

№ режима испытания	Насыщен- ность водой, %	Насыщен- ность нефтью, %	Проницае- мость по нефти*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по нефти	Проницае- мость по воде*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проница- емость по воде	Функция Баклея- Лeverетта
1	35,0	65,0	19,9	1,000	0,000	0,000	0,00
2	54,5	45,5	3,01	0,151	0,091	0,005	0,25
3	56,2	43,8	1,59	0,080	0,143	0,007	0,50
4	57,7	42,3	0,75	0,037	0,202	0,010	0,75
5	67,1	32,9	0,00	0,000	1,179	0,059	1,00

## Коллекторские свойства

Номер образца	Порис- тость (вода), %	Проницаемость по Клинкенбергу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
16	18,8	48,6
17	18,2	42,5
18	18,2	42,5



## Условия испытания

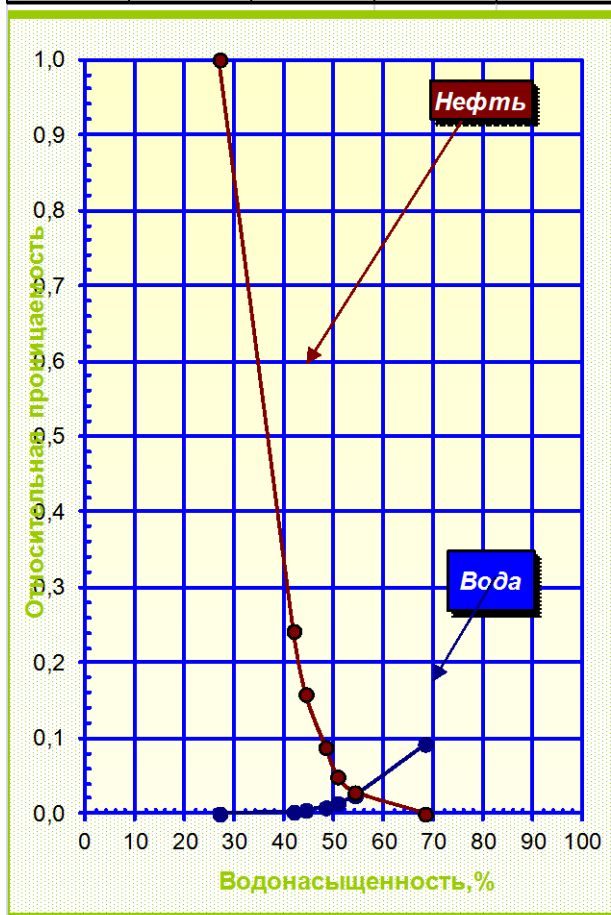
Температура, град С	87,5
Горное давление (гидрообжим), МПа	36,0
Пластовое (поровое) давление, МПа	7,0
Вязкость воды, мПа*с	0,35
Минерализация воды, г/л (NaCl)	30,0
Вязкость модели нефти, мПа*с	3,88

## Результаты измерений

Площадь	Скважина	Пласт	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литология
Х	Х	Ю4	2529,0-2547,0	9,15	Песчаник средне- мелкозерн истый, нефтенас ыщенный

## Результаты испытания

№ режима испытани я	Насыщен- ность водой, %	Насыщен- ность нефтью, %	Проницае- мость по нефти* 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проницае- мость по нефти	Проницае- мость по воде* 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проницае- мость по воде	Функция Баклея- Лeverетта
1	26,9	73,1	88,700	1,000	0,000	0,000	0,00
2	41,8	58,2	21,486	0,242	0,226	0,003	0,10
3	44,2	55,8	14,064	0,159	0,444	0,005	0,25
4	48,2	51,8	7,822	0,088	0,741	0,008	0,50
5	50,6	49,4	4,371	0,049	1,242	0,014	0,75
6	54,1	45,9	2,508	0,028	2,139	0,024	0,90
7	68,2	31,8	0,000	0,000	8,201	0,092	1,00



## Коллекторские свойства

Номер образца	Пористость (вода), %	Проницае- мость по Клинкенб ергу * 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
19	20,3	125,10
20	20,2	110,60
21	20,4	110,30

## Условия испытания

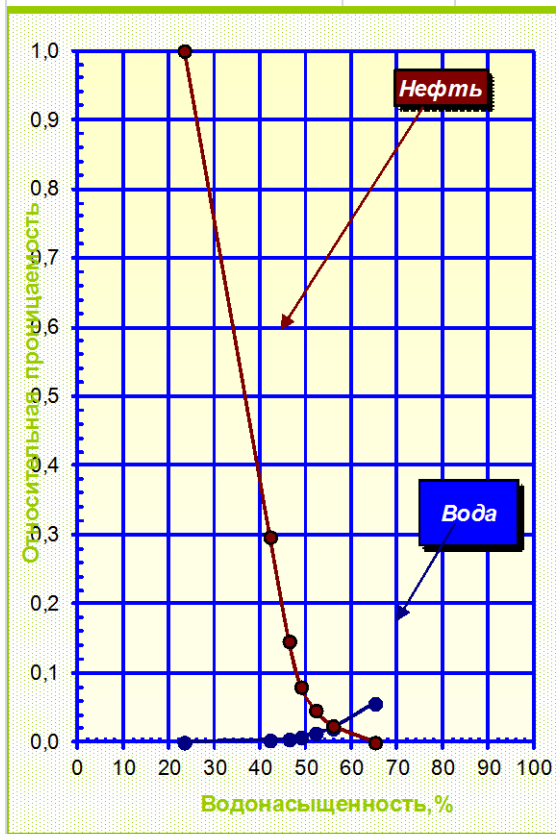
Температура, град С	88
Горное давление (гидрообжим), МПа	36
Пластовое (поровое) давление, МПа	7
Вязкость воды, мПа*с	0,36
Минерализация воды, г/л (NaCl)	30
Вязкость модели нефти, мПа*с	3,80

## Результаты измерений

Площадь	Скважина	Пласт	Интервал отбора керна, м	Место взятия, м	Литология
Х	Х	Ю <sub>2</sub>	2496,0-2514,0	1,23	Песчаник средне- мелкозерни- стый алевритис- тый с зернами сидерита, нефтенасы- щенный

## Результаты испытания

№ режима испытани- я	Насыщен- ность водой, %	Насыщен- ность нефтью, %	Проницае- мость по нефти*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проницае- мость по нефти	Проницае- мость по воде*10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относи- тельная проницае- мость по воде	Функция Баклея- Леверетта
1	23,2	76,8	667,000	1,000	0,000	0,000	0,00
2	42,0	58,0	198,171	0,297	2,086	0,003	0,10
3	46,2	53,8	97,552	0,146	3,081	0,005	0,25
4	48,8	51,2	53,518	0,080	5,070	0,008	0,50
5	52,0	48,0	30,950	0,046	8,796	0,013	0,75
6	55,8	44,2	15,890	0,024	13,548	0,020	0,90
7	65,0	35,0	0,000	0,000	37,441	0,056	1,00



## Коллекторские свойства

Номер образца	Порис- тость (вода), %	Проницае- мость по Клинкенб- ергу *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
22	23,5	805,00
23	24,5	802,00
24	23,7	703,00

## Условия испытания

Температура, град С	87,5
Горное давление (гидрообжим), МПа	36
Пластовое (поровое) давление, МПа	7
Вязкость воды, мПа*с	0,36
Минерализация воды, г/л (NaCl)	30
Вязкость модели нефти, мПа*с	3,80

Полученные экспериментальные данные сопоставлены с результатами, полученными расчетным методом по эмпирическим формулам. Результаты сравнения данных представлены на рис. 3.1 – 3.4

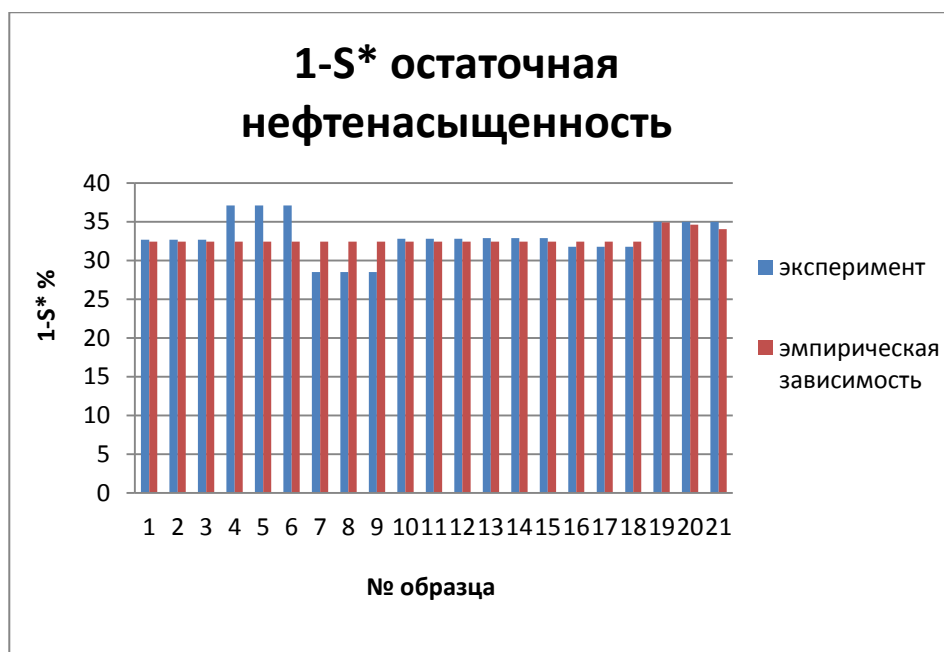


Рис. 3.1 – Гистограмма сравнения данных  $1-S^*$  остаточной нефтенасыщенности % полученной экспериментальным методом и с помощью эмпирической зависимости. Относительная погрешность составила 4,7%

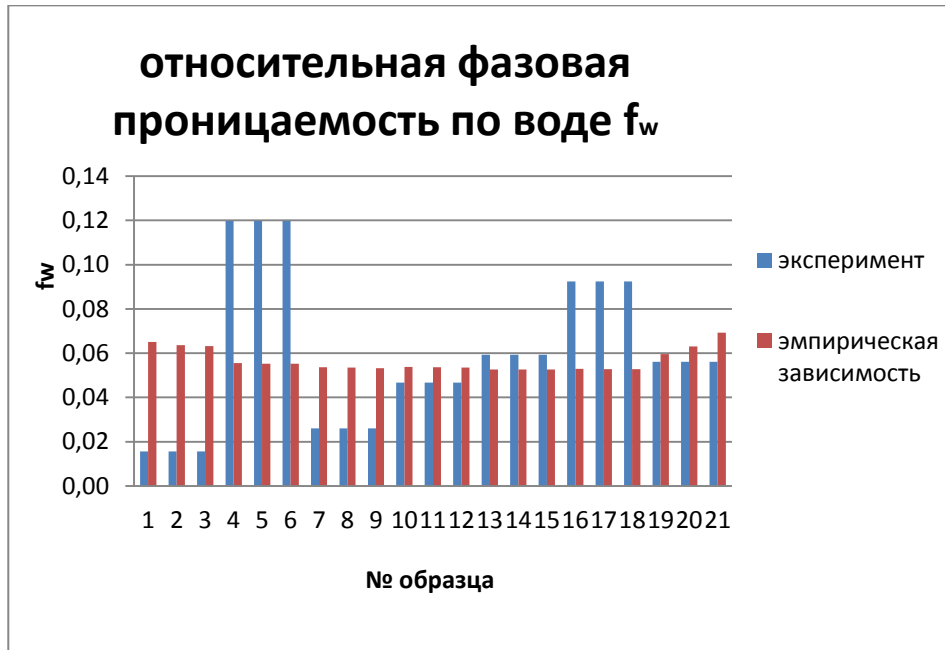


Рис. 3.2 – Гистограмма сравнения данных относительных проницаемостей по воде при остаточной нефтенасыщенности полученной экспериментальным методом и с помощью эмпирической зависимости. Относительная погрешность составила 50,8%

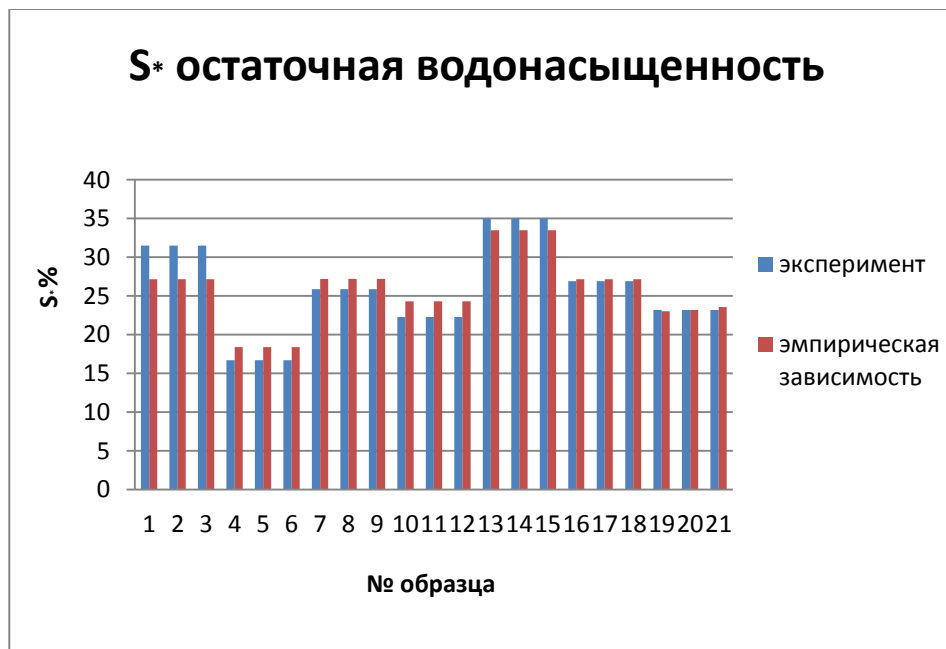


Рис. 3.3 – Гистограмма сравнения данных  $S$  начальной водонасыщенности полученной экспериментальным методом и с помощью эмпирической зависимости. Относительная погрешность составила 6,3%



Рис 3.4 – Гистограмма сравнения данных проницаемостей по нефти при остаточной водонасыщенности полученной экспериментальным методом и с помощью эмпирической зависимости. Относительная погрешность составила 44,6%

Относительные погрешности сравнения данных остаточной нефтенасыщенности  $1-S^*$ , относительной фазовой проницаемости по воде при остаточной нефтенасыщенности  $f_w$ , остаточной водонасыщенности  $S_*$ , фазовой проницаемости по нефти при остаточной водонасыщенности  $f_p$ , определялись по формуле:

$$R = \left( 1 - \left| \frac{F_1 - F_2}{F_1} \right| \right) * 100\% \quad (45)$$

где  $F_1$  – экспериментальное значение,  $F_2$  – значение полученное эмпирическим методом.

Из сравнения значений остаточной водо- и нефтенасыщенности, полученных экспериментальным методом и значениями полученными с помощью эмпирических зависимостей можно сделать вывод о возможности применения эмпирических зависимостей для первичной оценки граничных значений ОФП.

Однако, полученные эмпирические зависимости описывающие фазовые проницаемости в граничных значениях требуют обобщения данных по отдельным группам абсолютной проницаемости и введения в расчетные эмпирические формулы безразмерных параметров, зависящих от абсолютной проницаемости.



### 3.6 Выводы по главе 3

1. Проведен цикл экспериментальных исследований кривых ОФП для 24 образцов керна, не входящих в массив исходных экспериментальных данных по ОФП использованных для построения эмпирических зависимостей.

2. Разработанные эмпирические модели с удовлетворительной точностью описывают опытные данные и могут быть рекомендованы для предварительной оценки граничных значений ОФП и могут уточняться по мере накопления экспериментальных данных.

3. Для повышения точности определения граничных значений ОФП расчетным путем возможны два основных направления: обобщение данных по отдельным группам абсолютной проницаемости образцов и введением в расчетные эмпирические формулы параметра зависящего от абсолютной проницаемости.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Предложены безразмерные параметры для построения эмпирических зависимостей граничных значений относительных фазовых проницаемостей. В качестве параметров приняты  $C_a$ ,  $K_{ss}$ .
2. Проанализированы и систематизированы экспериментальные данные по граничным значениям ОФП по 77 образцам пластов Западной Сибири.
3. Проведен расчет безразмерных критериев на основе собранных экспериментальных данных для каждого образца керна.
4. Разработаны эмпирические зависимости для  $1 - S^*$ ,  $f_w$ ,  $S_*$ ,  $f_p$ , по которым возможно построение кривых ОФП.
5. Проведен цикл экспериментальных исследований кривых ОФП для 24 образцов керна, не входящих в массив исходных экспериментальных данных по ОФП, использованных для построения эмпирических зависимостей.
6. Разработанные эмпирические модели с удовлетворительной точностью описывают опытные данные и могут быть рекомендованы для предварительной оценки граничных значений ОФП и должны уточняться по мере накопления экспериментальных данных.
7. Для повышения точности определения граничных значений ОФП расчетным путем возможны два основных направления: обобщение данных по отдельным группам абсолютной проницаемости образцов и введением в расчетные эмпирические формулы параметра зависящего от абсолютной проницаемости.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Перевод с англ. / Амикс Д. // - М.: Гостоптехиздат, 1962. - 572 с.
2. Бриллиант Л. С., Рыков А. И., Тимошенко А. А., Выдрин О. С. Методы расчета относительных фазовых характеристик при проектировании // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: Сб. статей / Кол. авторов; Под общ. ред. Л.С. Бриллианта. Тюмень: Печатный Дом «ЦЕССИЯ», - 2008. - С. 125–135.
3. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород) / Добрынин В.М. 2004. – 368 с.
4. Зак С. А., Чен-Син Э. Определение относительных фазовых проницаемостей по капиллярным кривым с помощью теории перколяции. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Ст. ВНИИ вып 96 / С. А. Зак, Э. Чен-Син // 1986 г.
5. Иктисанов В. А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. / В. А. Иктисанов // М.: ВНИОЭНГ - 2001. - 212 с.
6. Ковалев А. Г., Кузнецов А. М., Покровский В. В. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / А. Г. Ковалев // Москва. - 1989.
7. Колмогоров В. Ф. Методика и аппаратура для определения относительных фазовых проницаемостей. Вопросы интенсификации разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В. Ф. Колмогоров // Тюмень. - 1986г.
8. Лялин В. Е., Санников В. А. Моделирование влияния капиллярного числа на относительные фазовые проницаемости флюидов с помощью метода линий тока / В. Е. Лялин, В.А. Санников // Вестник ИжГТУ. - 2011г. - №2(50)

9. Моисеев В. Д., Саломатин Е. Н., Шашков М. Ю. Лабораторное определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для коллекторов нефти и газа месторождений севера Тюменской области / В. Д. Моисеев, Е. Н. Саломатин // Доклад на научной конференции, посвященной 25-летию СибНИИНП. - 2000.
10. Овчаров В. В. Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов / В. В. Овчаров // Сборник статей ЗАО «ТИНГ». – 2010.
11. Овчаров В. В., Гладких М. А. Анализ методик восстановления функций относительных фазовых проницаемостей по кривым капиллярного давления / В.В. Овчаров, М. А. Гладких // Сборник статей ЗАО «ТИНГ». – 2010.
12. Орлов Д. М., Рыжов А. Е., Перунова Т. А. Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путем совместного физического и компьютерного моделирования / Д. М. Орлов, А. Е. Рыжов // Прикладная механика и техническая физика. - 2013. - №5.
13. Пранчев С. В., Молодых П. В., Мезенцев Д. Н., Аноп А. А. Особенности оценки и моделирования разработки недонасыщенных нефтяных коллектора на примере тагайского месторождения / С. В. Пранчев, П. В. Молодых // Западная Сибирь, Россия. SPE.
14. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород / Е. С. Ромм // Л.: 1985г.
15. Степанов С. В. Использование данных разработки месторождения нефти для получения кривых фазовых проницаемостей / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №4. С. 67–69.
16. Степанов С. В., Шабаров А. Б., Бембель Г. С. Вычислительная технология для определения функции межфазного взаимодействия на основе моделирования течения в капиллярном кластере / С.В. Степанов,

- А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. нефть, газ, энергетика. - 2016. - Том 2. № 1. С. 63-71.
17. Фатихов С. З. К вопросу вычисления относительных фазовых проницаемостей / С. З. Фатихов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. - № 1.
18. Хайдина М. П. Адаптация метода самосогласованного поля для расчета кривых фазовой проницаемости нефти и воды. Исследования и испытания методов увеличения нефтеотдачи пластов / М.П. Хайдин // М.: 1995г.
19. Хейфец Л. И., Нефмарк А. В. Многофазные процессы в пористых средах / Л. И. Хейфец, А. В. Нефмарк // М.: Наука, 1983 г.
20. Шабаров А. Б., Шаталов А. В. Потери давления при течении водонефтяной смеси в поровых каналах / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - 2016. - Том 2. № 2. С. 50–72.
21. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД / Р. Г. Шагиев // М.: Наука, 1998. - 304 с.
22. Элланский М. М., Избеков Б. И. Петрофизическая модель типичных терригенных отложений / М. М. Элланский, Б. И. Избеков // Каротажник. - 1999. - № 65. - С. 46-64.