

Учебный центр физического моделирования разработки
нефтяных и газовых месторождений

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами
направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело»



Опубликовано благодаря финансовой поддержке
ОАО «ТНК – ВР Менеджмент» в рамках Про-
граммы «Конкурс грантов профильных высших
учебных заведений Российской Федерации»

Томск 2008

УДК 622.276.031:53(075.8)

Б

Бжицких Т.Г., Санду С.Ф., Пулькина Н.Э.

Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 95 с.

ISBN

Практикум разработан для изучения основных физических свойств коллекторов нефти и газа, исследования влияния на эти свойства различных физико-химических параметров в процессе эксплуатации пласта.

Основной целью практикума является расширение диапазона знаний студентов и магистрантов в области физики пласта за рамки образовательных стандартов, развитие умения и навыков у будущих специалистов формулировать проблему, анализировать текущее состояние работ в решении данной проблемы, ставить задачи проведения научно-исследовательских работ, анализировать и обобщать полученные результаты.

Содержащиеся в практикуме задания могут выполняться студентами самостоятельно и под руководством преподавателя, а также могут использоваться в научных исследованиях по тематике нефтяной геологии.

УДК 622.276.031:53(075.8)

ISBN

© Оформление. Издательство
Томского университета, 2008

© Томский политехнический университет, 2008
Томского политехнического университета

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ИЗУЧЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД.....	6
1.1. Общее представление о гранулометрическом составе.....	6
1.2. Ситовой анализ гранулометрического состава горных пород	7
1.3. Седиментационный анализ гранулометрического состава горных пород.....	8
1.4. Микроскопический анализ гранулометрического состава горных пород.....	10
1.5. Гранулометрический анализ нефтесодержащих пород.....	16
1.5.1 Расчет коэффициента неоднородности и построение зависимости гранулометрического состава от диаметра частиц.....	17
1.5.2. Расчет эффективного диаметра частиц песка.....	25
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД.....	30
2.1. Общее представление о пористости, виды пористости.....	30
2.2. Определение полной пористости объемным способом.....	31
2.3. Определение полной пористости на основе закона Бойля-Мариотта и закона Шарля расширения гелия.....	33
2.4. Расчет коэффициента открытой пористости.....	34
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД.....	37
3.1. Общее представление о проницаемости и ее практическое значение.....	37
3.2. Определение абсолютной проницаемости.....	41
3.3. Определение фазовой проницаемости.....	43
3.4. Расчет коэффициентов абсолютной, фазовой и относительной проницаемости по опытным данным.....	44
3.4.1. Расчет коэффициента абсолютной проницаемости.....	44
3.4.2. Расчет коэффициента проницаемости по нефти.....	48
3.4.3. Расчет коэффициента относительной проницаемости...	51
3.5. Расчёт проницаемости неоднородного пласта.....	54
3.5.1. Расчёт средней проницаемости пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон.....	54
3.5.2. Расчёт средней проницаемости пласта при линейной фильтрации для изолированных зон.....	57

3.5.3. Расчёт средней проницаемости пласта при радиальной фильтрации для изолированных зон.....	60
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТИ КЕРНА.....	65
4.1. Распределение нефти и воды в нефтяных залежах.....	65
4.2. Определение водо- и нефтенасыщенности керна.....	67
4.3. Расчет коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности породы.....	68
5. ИЗМЕРЕНИЕ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ.....	73
5.1. Состояние переходных зон «нефть – вода», «нефть – газ» и «вода – газ».....	73
5.2. Лабораторный метод определения зависимостей «капиллярное давление – насыщенность пор смачивающей фазой».....	75
5.3. Групповой капилляриметр.....	76
5.4. Построение зависимостей «водонасыщенность – капиллярное давление».....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	94

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей связана с фильтрацией огромных масс жидкостей и газов в пористой среде к забоям скважин. От свойств пористых сред, пластовых жидкостей и газов зависят закономерности фильтрации нефти, газа и воды, дебиты скважин, продуктивность коллектора.

По мере эксплуатации залежей условия залегания нефти, воды и газа в пласте изменяются. Это сопровождается значительными изменениями свойств пород, пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей. Поэтому эти свойства рассматриваются в динамике – в зависимости от изменения пластового давления, температуры и других условий в залежах.

Современный инженер-нефтяник, занимающийся рациональной разработкой нефтяных и газовых месторождений, должен хорошо знать геологическое строение залежи, её физические характеристики (пористость, проницаемость, насыщенность и др.), физико-химические свойства нефти, газа и воды, насыщающих породы, уметь правильно обработать и оценить данные, которые получены при вскрытии пласта и при его последующей эксплуатации. Эти данные позволят определить начальные запасы углеводородов в залежи. Они необходимы для объективного представления о процессах, происходящих в пласте при его разработке и на различных стадиях эксплуатации.

Основная цель и задачи лаборатории физики пласта заключаются в том, чтобы расширить диапазон знаний студентов и магистрантов в области физики пласта за рамки образовательных стандартов, развивать умение и навыки у будущих специалистов формулировать проблему, анализировать текущее состояние работ в решении данной проблемы, ставить задачи проведения научно-исследовательских работ, анализировать и обобщать полученные результаты.

Содержание учебно-научных работ студентов в лаборатории физики пласта сориентировано, прежде всего, на изучение основных физических свойств коллекторов нефти и газа, исследование влияния на эти свойства различных физико-химических параметров в процессе эксплуатации пласта.

Учебно-научные экспериментальные исследования предполагается проводить на современном лабораторном оборудовании, приобретенном на средства Гранта ТНК-ВР и на собственные средства.

1. ИЗУЧЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД

1.1. Общее представление о гранулометрическом составе

Пласты, сложенные песками, состоят из разнообразных по размерам зерен неправильной формы. Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть *гранулометрическим составом*, от которого зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т. д. По механическому составу можно судить о геологических и палеогеографических условиях отложения пород залежи. Поэтому начальным этапом исследований при изучении генезиса осадочных пород является их гранулометрический анализ.

Так как размеры частиц песков обуславливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Гранулометрический состав песков важно знать в нефтепромышленной практике. Например, на основе механического анализа в процессе эксплуатации нефтяных месторождений для предотвращения поступления песка в скважину подбирают фильтры, устанавливаемые на забое.

Размер частиц горных пород изменяется от коллоидных частичек до галечника и валунов. Однако по результатам исследований размеры их для большинства нефтесодержащих пород колеблются в пределах 1 – 0,01 мм.

Наряду с обычными зернистыми минералами в природе широко распространены глинистые и коллоидно-дисперсные минералы с размерами частиц меньше 0,1 мкм (0,0001 мм). Значительное количество их содержится в глинах, лёссах и других породах.

В составе нефтесодержащих пород коллоидно-дисперсные минералы имеют подчиненное значение. Вместе с тем вследствие огромной величины их общей поверхности состав этих минералов влияет на процессы поглощения катионов (и анионов). От их количества в значительной степени зависит степень набухаемости горных пород в воде.

Механический состав пород определяют ситовым и седиментационным анализом. Ситовой анализ сыпучих горных пород применяется для отсева фракций песка размером от 0,05 мм и более. Содержание частиц меньшего размера определяется методами седиментации и микроскопического анализа.

1.2. Ситовой анализ гранулометрического состава горных пород

Ситовый анализ сыпучих горных пород применяют для определения содержания фракций частиц размером от 0,05 до 6–7 мм, а иногда и до 100 мм.

В лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,045; 0,056; 0,063; 0,1; 0,149; 0,125; 0,14; 0,16; 0,2; 0,25; 0,315 мм. Существуют и другие системы сит и всевозможных механических приспособлений для отсева.

Сита располагают при отсеве таким образом, чтобы сверху было сито с наиболее крупными размерами отверстий (рис.1.1). Для определения механического состава керна берут навеску образца 50 г, хорошо проэкстрагированного и высушенного при температуре 107° С до постоянной массы. Просеивание проводят в течение 15 мин. Увеличение или уменьшение продолжительности просева может привести к неправильным результатам.

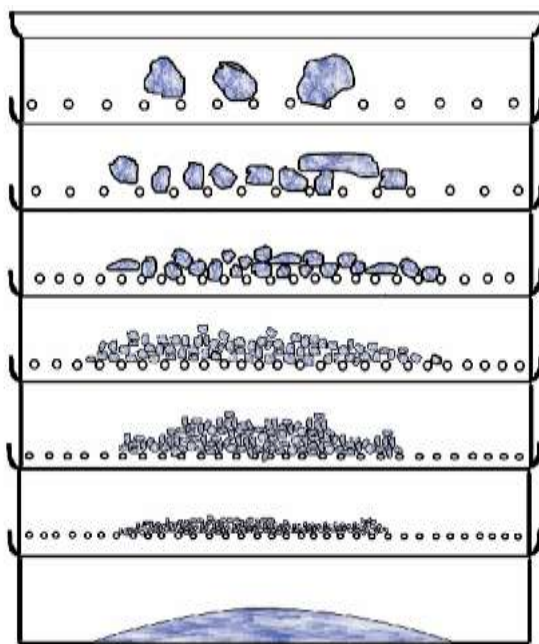


Рис. 1.1. Принципиальная схема ситового анализа горных пород

Для определения процентного содержания полученных фракций в исследуемом образце проводят их взвешивание на технических весах с точностью до 0,01 г (рис.1.2) . Сумма масс всех фракций после просеивания не должна отличаться от первоначальной массы образца более чем на 2%.



Рис. 1.2. Комплект оборудования для ситового анализа горных пород

Типичный комплект оборудования для проведения ситового анализа включает в себя:

- набор проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) в диапазоне 0,045 – 0,315мм;
- вибропривод с блоком управления;
- лабораторные весы для измерения массы фракций.

1.3. Седиментационный анализ гранулометрического состава горных пород

Седиментационное разделение частиц по фракциям происходит вследствие различия скоростей оседания зерен неодинакового размера в вязкой жидкости. По формуле Стокса скорость осаждения в жидкости частиц сферической формы

$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \cdot \left(\frac{\rho_n}{\rho_{ж}} - 1 \right) \quad (1.1)$$

где g – ускорение свободного падения;
 d – диаметр частиц;
 ν – кинематическая вязкость;
 $\rho_{ж}$ – плотность жидкости;
 ρ_n – плотность вещества частицы.

Формула (1.1) справедлива при свободном нестесненном движении зерен. Чтобы концентрация частиц не влияла на скорость их осаждения в дисперсной среде, массовое содержание твердой фазы в суспензии не должно превышать 1%.

В институте геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета разработан принципиально новый прибор анализа гранулометрического состава горных пород и буровых растворов на основе слоевой седиментации частиц из стартового слоя, который обеспечивает прямое измерение скорости осаждения частиц и веса накопленного осадка на приемной чашке (рис.1.3).

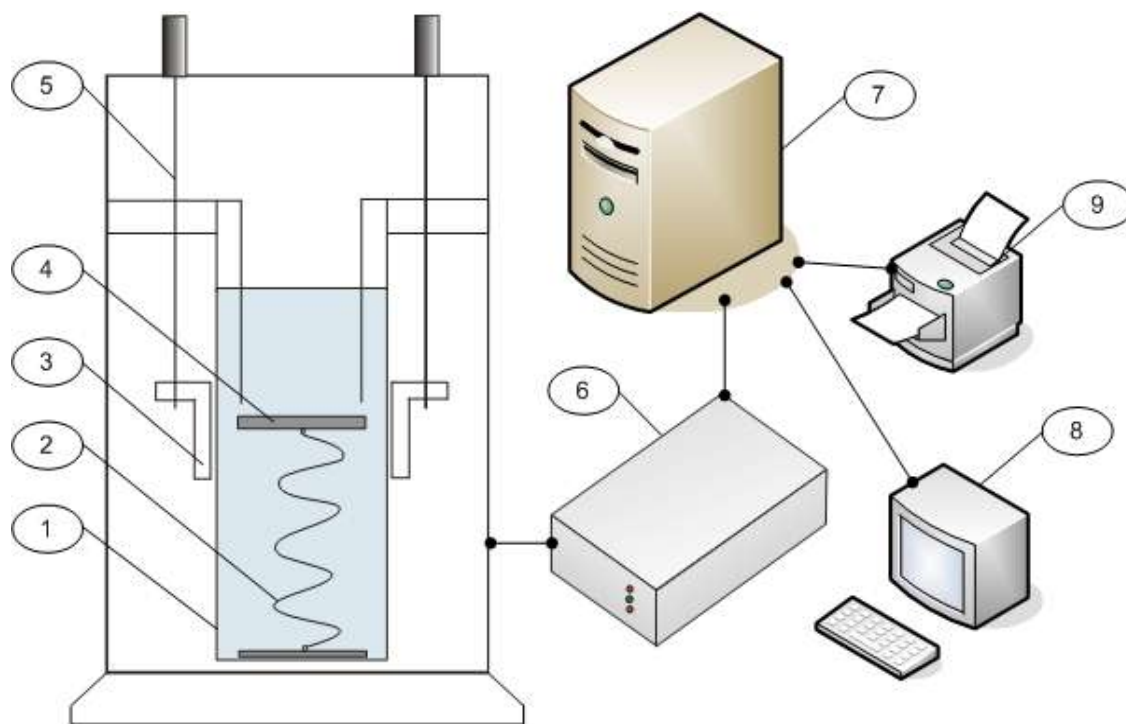


Рис. 1.3. Принципиальная схема программно-измерительного комплекса SDM-4:

1 – осадительный цилиндр; 2 – чувствительная система; 3 – датчик микроперемещений; 4 – чашка сбора осадка; 5 – штанги передвижения датчика относительно чашки; 6 – блок сопряжения седиментометра; 7 – сервер; 8 – дисплей; 9 – принтер

По сравнению с приборами седиментации из объема весовая седиментация из стартового слоя значительно расширяет диапазон измеряемых размеров частиц (0,001 – 0,5 мм), обеспечивает запись непрерывной кумулятивной функции накопления осадка и, соответственно, непрерывное распределение частиц по размерам без аппроксимации эмпирическими уравнениями, прямое измерение скорости осаждения частиц, в том числе и частиц неправильной формы.

Частицы анализируемой пробы оседают в жидкости с постоянной скоростью, которая в свою очередь зависит от размера частицы, плотности ее материала, плотности и вязкости жидкости. В процессе осажде-

ния на приемную чашку частицы непрерывно взвешиваются высокочувствительной системой. Данные измерений запоминаются компьютером во времени.

Компьютер через блок связи анализирует сигнал, пропорциональный количеству осевших частиц в зависимости от времени и в соответствии с физически обоснованными законами сопротивления и методами аппроксимации рассчитывает гранулометрический состав пробы. Расчет размеров частиц ведется не только по закону Стокса, но и по другим, более точными, законам в соответствии со скоростью осаждения частиц. Чувствительная система прибора, измеряющая количество осевших частиц во времени, работает строго в диапазоне закона Гука, когда микродисplacement чашки приема осадка прямо пропорционально весу осевших частиц.

Расчет процентного содержания фракции каждого размера ведется компьютером относительно общей массы данной пробы. Поэтому не требуется точное взвешивание пробы перед анализом.

1.4. Микроскопический анализ гранулометрического состава горных пород

Микроскопический анализ гранулометрического состава пород (метод оптической микроскопии) заключается в определении размеров частиц с помощью микроскопа через систему «окуляр-объектив» или по микрофотографиям исследуемых образцов и объектов. Многообразие природы материалов определяет разнообразие подходов к подготовке проб для микроскопического исследования. Обычно микроскопическому исследованию подвергаются дисперсные системы с размерами частиц от 0,5 до 300 мкм.

Нижний предел определяемых с помощью микроскопа размеров частиц зависит от его разрешающей способности, равной для прямого освещения половине длины волны падающего света λ . Для косого освещения разрешающая способность определяется отношением:

$$\frac{\lambda}{2n \cdot \sin \alpha}, \quad (1.2)$$

где n – показатель преломления среды между объективом и покровным стеклом;

α – половина угла, входящего конуса лучей.

Верхний предел измеряемых частиц – 300 – 1000 мкм, при минимальном увеличении микроскопа, обусловлен линейным полем зрения.

Однако на краях диапазонов точность анализа снижается при существенно возрастающей трудоемкости. Обычно в порошках мелких частиц содержится значительно больше, чем крупных. Для определения размеров и подсчета количества мелких частиц требуется большое увеличение микроскопа. При этом значительно уменьшается исследуемое поле препарата и крупные частицы могут не попасть в просматриваемые поля, что приведет к искажению результатов измерения. Необходимость в тщательном подсчете крупных частиц вызвана еще и тем, что весовой вклад каждой из них пропорционален кубу ее размера, таким образом, точность микроскопического анализа в целом определяется точностью измерения содержания и размеров крупных частиц, а также тщательной оценкой количества мелких частиц.

Метод микроскопии дает возможность определять линейный размер частиц, поскольку в поле зрения микроскопа мы видим плоскую двумерную картину; третий размер, характеризующий объем частицы, в каждом конкретном случае оговаривается отдельно. Ситуация усложняется тем, что природа веществ не предполагает правильной геометрической формы большинства частиц, которые отличаются весьма сложным строением. Поэтому в большинстве случаев, используя микроскопический метод анализа размеров частиц, оперируют понятиями эквивалентных размеров, пересчитывая полученные распределения по числу частиц в массовые, привлекая сопоставление полученных результатов с другими методами и внося коррективы.

Пересчет распределения по числу частиц в массовое распределение осуществляется по разным методикам. Одна из таких методик исходит из того, что каждая частица предполагается сферической, но с тем же объемом, что и исследуемая. Объем сферической частицы равен $\pi \frac{d^3}{6}$, где d – среднее арифметическое значение размера частиц данного интервала. Умножив объем отдельной частицы на плотность материала и на число частиц данной фракции, получают вес всех частиц этой фракции.

Главным преимуществом микроскопического метода анализа является непосредственное визуальное наблюдение и изучение формы частиц.

Форма частиц – характеристика, не связанная с размерами частиц, и считается постоянной при их измерении. Тем не менее, она весьма важна, так как определяет седиментационные и механические свойства конкретного материала. Форма частиц может быть оценена численно только безразмерными соотношениями между объемными и линейными

параметрами частицы, такими, как объем, поверхность, скорость оседания.

В числовом отношении форма частиц представляется различными факторами формы, коэффициентами несферичности и другими показателями и может зависеть от разных причин:

- некоторые порошки воспроизводят форму частиц минералов, из которых они получены;
- другие – приобретают свою структуру при измельчении в зависимости от воздействующего на них оборудования;
- третьи – обретают форму в процессе технологического производства (распыление расплава, конденсация, испарение).

Эти факторы с одной стороны, представляют целый спектр различных форм частиц, с другой – помогают идентифицировать полученные продукты переработки именно по характерной для них форме, цвету и т.п.

По форме частицы можно разделить на три следующих класса:

1. **Изометрические частицы**, у которых все три размера приблизительно одинаковы. К ним относят сферы, правильные многогранники, или близкие к ним частицы неправильной формы;
2. **Ламинарные частицы**, у которых два размера существенно преобладают над третьим (пластины, чешуи, листочки);
3. **Фибропластинчатые частицы**, у которых преобладающий размер один (волокна, иглы, призмы).

Кроме линейного размера и формы, с помощью микроскопических исследований можно определять так называемый усредненный параметр дисперсной системы – удельную поверхность частиц: отношение суммарной поверхности всех измеренных частиц к их суммарному объему или массе.

Итак, если в микроскопических исследованиях, удается измерить:

- все **три размера**, частицу характеризуют средним арифметическим из них: $\delta_1 = (l + b + h) / 3$;
- если **два**, то измеряют наибольшие размеры длины и ширины и средний размер получают как: $\delta_2 = \frac{l + b}{2}$.

Если речь идет об **эквивалентных размерах**, то отношения для диаметров в этом случае определяются следующими выражениями:

- если проекция частиц близка к кубу или квадрату $\delta_{31} = \sqrt{lb}$;
- для частиц в форме призмы $\delta_{32} = \frac{1}{6} \sqrt{b^2 + 4lb}$;

- по равновеликому объему частицы $\delta_{\text{э3}} = \sqrt[3]{\ell b^2}$.

При этом $\delta_{\text{э1}} > \delta_{\text{э2}} > \delta_{\text{э3}}$.

Иногда в качестве эквивалентного диаметра берут средний проектированный диаметр

$$\delta_n = \sqrt{\frac{4S_n}{\pi}}, \quad (1.3)$$

где S_n определяется по формуле:

$$S_n = \frac{\pi\delta^2}{4}. \quad (1.4)$$

В сканирующих системах автоматизированного счета и измерения частиц, где луч света пробегает изображение частицы по прямым линиям, пользуются понятиями статистических длин хорд. Изображение в данном случае преобразуется в ряд импульсов, длительность которых пропорциональна длинам хорд, образующихся при пересечении лучом изображения частицы.

При визуальных измерениях за статистическую хорду могут приниматься (рис.1.4.):

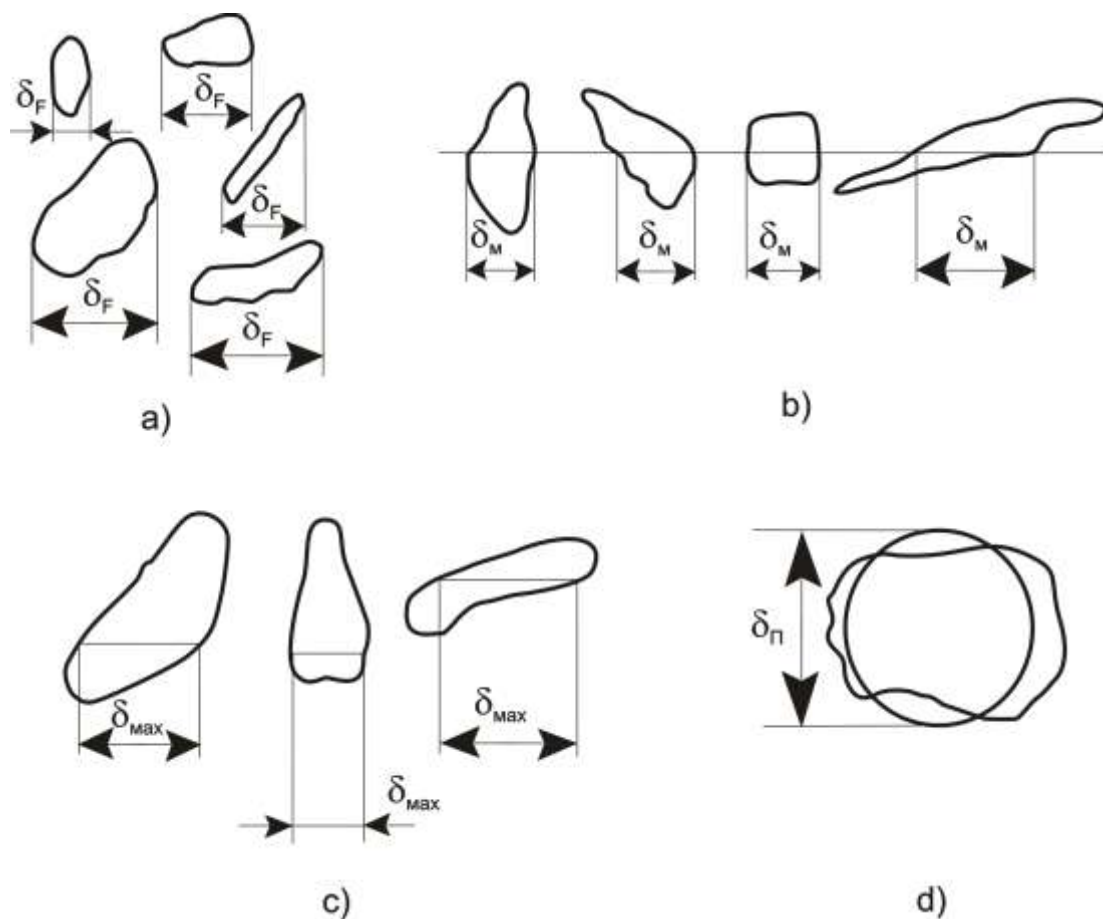
1. Длина проекции изображения частицы на прямую в заданном направлении, измеряемая как расстояние между касательными к контуру изображения, проведенными параллельно выбранному направлению (средний диаметр Фере) δ_F ;

2. Длина хорды в заданном направлении, делящая площадь проекции частицы на две равные части, измеряемая как длина поперечника частицы вдоль произвольно выбранного, но постоянного направления по линии АВ, делящей площадь изображения пополам (диаметр Мартина) δ_M ;

3. Наибольшая длина хорды в заданном направлении δ_{MAX} ;

4. Проектированный диаметр (диаметр круга, площадь которого примерно равна площади измеряемой частицы) $\delta_{\text{П}}$.

Между статистическими хордами существует соотношение $\delta_M < \delta_{\text{П}} < \delta_F$; причем статистический диаметр Мартина приближается к значениям эквивалентного диаметра, а диаметр Фере его превышает.



*Рис.1.4. Виды статических хорд:
 а–диаметр Фере; б–диаметр Мартина; с–наибольшая длина хорды в заданном направлении; д–проектированный диаметр*

Современные микроскопы (рис.1.5) оснащены устройствами, облегчающими работу оператора при подсчете большого числа частиц: созданы специальные сканирующие системы, разносящие частицы по соответствующим классам крупности, используются микрофотографии с высоким качеством разрешения. Микроскоп комплектуется программным обеспечением «Image Score S» для управления цифровой камерой и предварительного просмотра изображений на мониторе персонального компьютера (рис.1.6). Программное обеспечение позволяет также производить калибровку масштаба изображения, формирование на изображении «масштабного отрезка»; ручной подсчет объектов интереса; измерение длин отрезков, фильтрацию шумов.



Рис. 1.5. Микроскоп с фоторегистрацией

Единственной неразрешенной проблемой в микроскопических исследованиях является подготовка качественного микропрепарата, которая во многом зависит от квалификации оператора, а основной погрешностью – форма частиц. Определенные трудности возникают из-за дискретного характера информации о гранулометрическом составе материала (разнесение частиц по размерам в соответствии с выбранными границами интервалов), который либо затрудняет получение дополнительных данных о распределении, либо предоставляет ее в приближенном виде, годном лишь для качественных оценок.



Рис.1.6. Состав оборудования для оптической микроскопии дисперсных систем

1.5. Гранулометрический анализ нефтесодержащих пород

По гранулометрическому составу породы определяют размер отверстий забойного фильтра, эффективный диаметр частиц, судят о степени неоднородности породы.

Для установки связи между естественным грунтом и эквивалентным ему фиктивным водится понятие эффективного диаметра частиц $d_{эф}$. **Фиктивным грунтом** называется пористая среда, составленная из шаровидных частиц одинакового диаметра $d_{эф}$.

Фиктивный грунт (эквивалентный естественному) должен иметь гидравлическое сопротивление, оказываемое им фильтрующейся жидкости, такое же, что и данный естественный грунт, для которого определен этот эффективный диаметр $d_{эф}$.

Для определения эффективного диаметра по данным гранулометрического анализа имеются способы: среднего диаметра частицы, счета

и взвешивания частиц, веса средней частицы, способы Е.А. Зарина, А. Зауэрбрея и др.

Рассмотрим два наиболее распространенных способа определения $d_{эф}$.

1. В данном способе за эффективный диаметр принимается такой диаметр шарообразной частицы, при котором сумма весов всех фракций, начиная от нуля и кончая этим диаметром, составляет 10% от веса всех фракций (задача 1.5.1).

При этом коэффициент неоднородности k_n , равный d_{60} / d_{10} , должен быть не более пяти.

Этот способ определения $d_{эф}$ часто применяется при условии, что

$$0,01 \text{ см} \leq d_{эф} \leq 0,3 \text{ см}.$$

2. В этом способе исходят из того, что удельная поверхность фиктивного грунта, эквивалентного реальному, должна быть равна удельной поверхности реального грунта, т.е.

$$S_{yв} = k \cdot \frac{6 \cdot (1 - m)}{d_{эф}} = \frac{6 \cdot (1 - m)}{100} \cdot \sum \frac{\Delta g_i}{d_i} \quad (1.5)$$

где m – масса навески, г;

d_i – средний диаметр частиц, характеризующий данную фракцию;

Δg_i – доля веса каждой фракции в процентах.

Из этого следует:

$$d_{эф} = \frac{100}{\sum \frac{\Delta g_i}{d_i}} \quad (1.6)$$

1.5.1 Расчет коэффициента неоднородности и построение зависимости гранулометрического состава от диаметра частиц

Типовая задача

Определить коэффициент неоднородности, эффективный диаметр песка нефтесодержащих пород и подобрать размер щелей фильтра, служащего для ограничения поступления песка из пласта в скважину.

Данные ситового и седиментационного анализа приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

№ п/п	Диаметр частиц, d_i , мм		Масса навески, m_i , г
	от	до	
1	0,025	0,05	0,5
2	0,05	0,1	6,5
3	0,1	0,3	14,5
4	0,3	0,5	15,5
5	0,5	0,7	10,0
6	0,7	1,0	3,0

Решение:

Используя расчетные данные табл. 1.2, строят кривые суммарного состава (рис. 1.7.) и распределения зерен песка по размерам (рис. 1.8).

Для исследования гранулометрического состава необходимо построить логарифмическую зависимость диаметров частиц от суммарной массовой концентрации.

При построении кривой суммарного гранулометрического состава (рис. 1.7) по оси ординат откладывают нарастающие весовые проценты (данные графы 8, табл. 1.2), а по оси абсцисс – логарифмы диаметров частиц (графа 4, табл. 1.2).

При построении второго графика (рис. 1.8) по оси абсцисс откладывают диаметры частиц, а по оси ординат – содержание каждой фракции в исследуемой породе по весу (графы 7 и 3, табл. 1.2).

На кривой первого графика (рис. 1.7):

1. Точка **1** (рис.1.7), соответствующая размеру отверстия сита, на котором задерживается 10% более крупных фракций, а 90% более мелких фракций проходит через сито. Перпендикуляр, опущенный из этой точки на ось абсцисс, дает диаметр зерен песка d_{90} , по которому определяется размер щелей фильтра, служащего для ограничения количества песка, поступающего из пласта в скважину. Размеры отверстий различных фильтров и формулы их определения приведены в таблице 1.3. Для данного песка $d_{90} = 0,542$;

2. Точка **2** (рис.1.7), соответствующая 60% суммарному весовому составу, включая все более мелкие фракции, используется для определения неоднородности. Для данного песка $d_{60} = 0,3$;

3. Точка **3** (рис.1.7), соответствующая 10% суммарному весовому составу, включая все более мелкие фракции, дает так называемый **эффективный диаметр частиц**. Для данного песка $d_{10} = 0,064$.

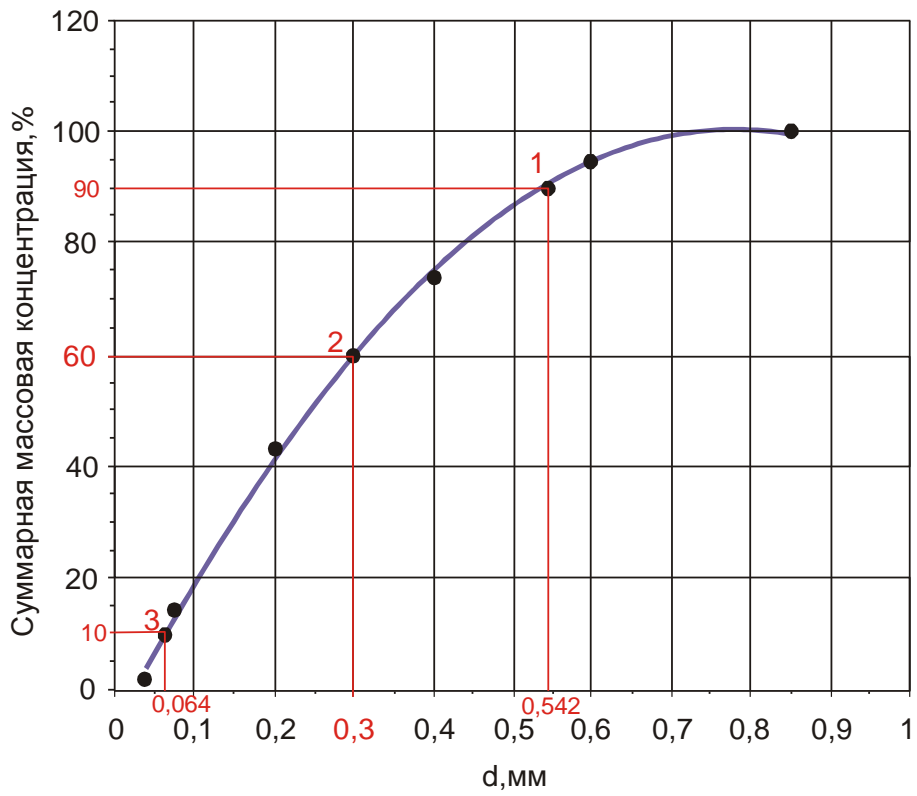


Рис. 1.7. Кривая суммарного гранулометрического состава

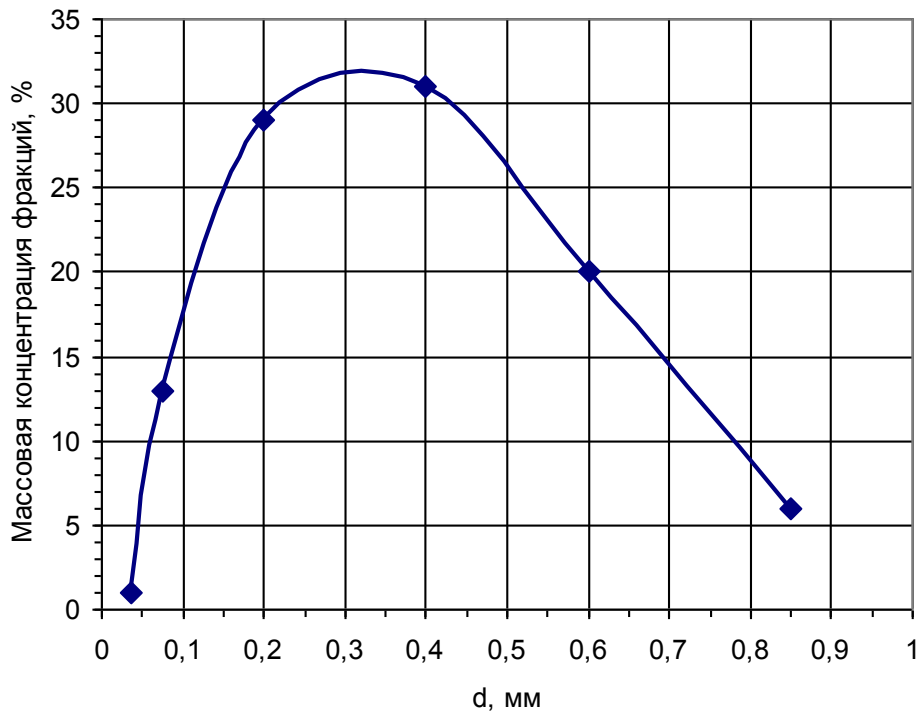


Рис. 1.8. Кривая распределения зерен породы по размерам

Таблица 1.2

Таблица расчетных данных

Диаметр частиц, мм		Средний диаметр частиц фракций, $d_{срi}$	$\lg d_{срi}$	Масса навески m_i , г	Суммарная масса навески $\sum m_i$, г	Массовая конц-ция фракций $C_{m_i} * 100\%$	Суммарная массовая концентрация $\sum C_{m_i} * 100\%$
от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8
d_1 0,025	d_2 0,05	$(d_1+d_2)/2$ 0,0375	$\lg d_{ср1}$ $\lg 0,0375$	m_1 0,5	m_1 0,5	$m_1 / \sum m_i$ 1	$m_1 / \sum m_i$ 1
d_2 0,05	d_3 0,1	$(d_2+d_3)/2$ 0,075	$\lg d_{ср2}$ $\lg 0,075$	m_2 6,5	m_1+m_2 $0,5 + 6,5 = 7,0$	$m_2 / \sum m_i$ 13	$m_1+m_2 / \sum m_i$ 14
d_3 0,1	d_4 0,3	$(d_3+d_4)/2$ 0,2	$\lg d_{ср3}$ $\lg 0,2$	m_3 14,5	$m_1+m_2+m_3$ 21,5	$m_2 / \sum m_i$ 29	$m_1+m_2+m_3 / \sum m_i$ 43
d_4 0,3	d_5 0,5	$(d_4+d_5)/2$ 0,4	$\lg d_{ср4}$ $\lg 0,4$	m_4 15,5	$m_1+m_2+m_3+m_4$ 37,0	$m_4 / \sum m_i$ 31	$m_1+m_2+m_3+m_4 / \sum m_i$ 74
d_5 0,5	d_6 0,7	$(d_5+d_6)/2$ 0,6	$\lg d_{ср5}$ $\lg 0,6$	m_5 10,0	$m_1+m_2+m_3+m_4+ m_5$ 47,0	$m_5 / \sum m_i$ 21	$m_1+m_2+m_3+m_4+ m_5 / \sum m_i$ 94
d_6 0,7	d_7 1,0	$(d_6+d_7)/2$ 0,85	$\lg d_{ср5}$ $\lg 0,85$	m_6 3,0	$m_1+m_2+m_3+m_4+ m_5+ m_6$ 50,0	$m_6 / \sum m_i$ 6	$m_1+m_2+m_3+m_4+ m_5+ m_6 / \sum m_i$ 100
d_i	d_{i+1}	$(d_i+d_{i+1})/2$	$\lg d_{срi}$	m_i	$m_1+m_2+\dots+m_i$	$m_i / \sum m_i$	$m_1+m_2+\dots+m_i / \sum m_i$
d_{i+1}	d_{i+2}	$(d_{i+1}+d_{i+2})/2$	$\lg d_{срi+1}$	m_{i+1}	$m_1+m_2+\dots+m_i+m_{i+1}$	$m_{i+1} / \sum m_i$	$m_1+\dots+m_i+m_{i+1} / \sum m_i$

Таблица 1.3

Наименование отверстий фильтра	Формула определения	Абсолютное значение
Ширина прямоугольных щелей щелевидных фильтров, мм	$2 \cdot d_{90}$	$2 \cdot 0,542 = 1,084$
Диаметр круглых отверстий фильтра, мм	$3 \cdot d_{90}$	$3 \cdot 0,542 = 1,626$
Диаметр зерен гравия в гравийных фильтрах, мм	$(10...12) \cdot d_{90}$	$11 \cdot 0,542 = 5,962$

Отношение d_{60} / d_{10} характеризует коэффициент неоднородности песка k_n . Для совершенно однородного песка, все зерна которого равны между собой, кривая суммарного состава выражается вертикальной прямой линией, а коэффициент неоднородности песка $k_n = d_{60} / d_{10} = 1$. Коэффициент неоднородности пород нефтяных месторождений России колеблется в пределах 1,1...20.

Данный песок следует приближенно отнести к однородным, т.к. его коэффициент неоднородности

$$k_n = d_{60} / d_{10} \quad (1.7)$$

$$k_n = 0,3 / 0,064 = 4,687$$

Следовательно, чем меньше коэффициент неоднородности, тем однородней по размерам будут частицы реальной породы и тем выше ее пористость.

Самостоятельные задания

Данные ситового и седиментационного анализа по вариантам приведены в таблице 1.4.

Исходные данные:

d_i – диаметр частиц, мм;

m_i – масса навески, г;

B – номер варианта.

Таблица 1.4

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
<i>d</i>₁	0,06	0,11	0,1	0,09	0,04	0,09	0,12	0,08	0,09
<i>d</i>₂	0,12	0,18	0,16	0,13	0,14	0,17	0,16	0,17	0,15
<i>d</i>₃	0,16	0,22	0,3	0,27	0,24	0,23	0,29	0,27	0,22
<i>d</i>₄	0,24	0,38	0,34	0,29	0,26	0,35	0,36	0,38	0,39
<i>d</i>₅	0,34	0,41	0,38	0,39	0,34	0,46	0,49	0,44	0,40
<i>d</i>₆	0,4	0,44	0,42	0,41	0,38	0,48	0,56	0,66	0,54
<i>d</i>₇	0,9	0,95	0,94	1,11	0,78	0,93	0,89	0,96	0,95
<i>m</i>₁	0,7	0,7	0,8	0,5	0,5	0,6	0,8	0,6	0,8
<i>m</i>₂	11,3	10,8	10,7	11,5	9,5	11,2	11,3	12,2	10,6
<i>m</i>₃	10,6	11,2	10,5	11,5	12,5	12,2	11,6	11,4	11,6
<i>m</i>₄	12,9	9,7	11,5	12,5	13,5	8,5	9,3	9,1	9,9
<i>m</i>₅	10,5	12,0	12,0	10,0	7,5	11,3	10,4	10,7	11,3
<i>m</i>₆	4,0	5,6	4,5	4,0	6,5	6,2	6,6	6,0	5,8
<i>B</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>
<i>d</i>₁	0,1	0,06	0,08	0,05	0,06	0,08	0,07	0,12	0,08
<i>d</i>₂	0,16	0,15	0,15	0,18	0,16	0,15	0,13	0,18	0,17
<i>d</i>₃	0,25	0,29	0,22	0,26	0,22	0,21	0,25	0,26	0,27
<i>d</i>₄	0,34	0,35	0,33	0,42	0,35	0,32	0,33	0,34	0,36
<i>d</i>₅	0,42	0,39	0,41	0,49	0,41	0,39	0,37	0,41	0,43
<i>d</i>₆	0,58	0,48	0,47	0,58	0,49	0,48	0,43	0,52	0,55
<i>d</i>₇	0,88	0,92	0,93	0,94	0,79	0,82	0,86	0,89	0,99
<i>m</i>₁	1,1	0,9	1,2	0,6	0,7	0,5	0,9	1,2	1,0
<i>m</i>₂	11,3	10,9	10,1	11,6	12,2	11,1	10,4	11,3	12,1
<i>m</i>₃	11,9	11,4	11,6	10,8	11,1	11,2	12,4	11,5	13,5
<i>m</i>₄	8,7	9,1	10,6	9,6	8,6	9,1	10,1	8,8	7,6
<i>m</i>₅	10,4	11,8	9,8	10,3	10,6	10,8	9,7	11,1	9,5
<i>m</i>₆	6,6	5,9	6,7	7,1	6,8	7,3	6,5	6,1	6,3

Продолжение таблицы 1.4

<i>B</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>
<i>d</i>₁	0,08	0,06	0,07	0,09	0,1	0,08	0,05	0,1	0,06
<i>d</i>₂	0,13	0,15	0,19	0,11	0,18	0,19	0,14	0,19	0,15
<i>d</i>₃	0,19	0,21	0,25	0,26	0,21	0,27	0,25	0,25	0,28
<i>d</i>₄	0,28	0,31	0,33	0,36	0,32	0,35	0,37	0,32	0,33
<i>d</i>₅	0,36	0,39	0,43	0,41	0,39	0,4	0,43	0,40	0,39
<i>d</i>₆	0,40	0,46	0,52	0,50	0,48	0,58	0,52	0,53	0,58
<i>d</i>₇	0,85	0,96	0,99	0,89	0,95	1,1	0,94	0,98	0,99
<i>m</i>₁	1,3	0,8	0,7	1,2	1,4	0,6	0,8	0,9	0,7
<i>m</i>₂	10,1	10,7	11,4	11,9	12,6	13,0	11,8	10,9	11,2
<i>m</i>₃	12,0	11,8	11,1	11,5	12,5	13,3	12,2	12,5	13,4
<i>m</i>₄	9,6	8,9	10,3	9,1	8,7	8,5	8,9	10,4	10,1
<i>m</i>₅	10,3	10,9	9,3	10,4	9,1	9,3	9,7	9,8	9,4
<i>m</i>₆	6,7	6,9	7,2	5,9	5,7	5,3	6,6	5,5	5,2
<i>B</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>
<i>d</i>₁	0,08	0,05	0,1	0,06	0,07	0,09	0,11	0,08	0,1
<i>d</i>₂	0,11	0,15	0,16	0,13	0,12	0,14	0,17	0,18	0,13
<i>d</i>₃	0,28	0,26	0,2	0,21	0,23	0,27	0,3	0,24	0,22
<i>d</i>₄	0,34	0,38	0,29	0,33	0,31	0,44	0,37	0,32	0,3
<i>d</i>₅	0,4	0,43	0,49	0,41	0,42	0,54	0,44	0,39	0,41
<i>d</i>₆	0,55	0,49	0,52	0,58	0,5	0,6	0,54	0,47	0,61
<i>d</i>₇	0,97	0,84	0,81	0,91	0,86	0,78	0,99	1,1	0,85
<i>m</i>₁	1,4	0,8	0,6	0,7	1,1	0,9	0,5	0,8	1,2
<i>m</i>₂	11,7	9,9	10	10,3	11,6	12,6	10,5	10,1	9,8
<i>m</i>₃	12,8	11,9	12,4	12,5	12,1	13,3	11,4	11,2	12
<i>m</i>₄	9,1	10,9	11,3	9,4	10,5	8,8	11,9	13,3	12,4
<i>m</i>₅	11	12	10,9	11	8,9	9,8	8,4	9,9	7,9
<i>m</i>₆	4	4,5	4,8	6,1	5,8	4,6	7,3	4,7	6,7

Продолжение таблицы 1.4

B	37	38	39	40	41	42	43	44	45
d₁	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12
d₂	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19
d₃	0,19	0,2	0,21	0,26	0,28	0,22	0,29	0,27	0,3
d₄	0,24	0,25	0,27	0,32	0,35	0,29	0,33	0,38	0,39
d₅	0,43	0,36	0,38	0,4	0,42	0,44	0,41	0,45	0,3
d₆	0,55	0,46	0,48	0,5	0,52	0,56	0,6	0,61	0,59
d₇	0,78	1,1	0,84	0,88	0,9	0,94	0,98	0,82	0,76
m₁	0,8	0,6	0,7	0,9	1	1,2	1,3	0,5	1,4
m₂	9,7	11	11,3	10,6	10,4	10,1	9,9	10,5	12
m₃	12,5	12,2	12,3	11,1	12,5	13,4	10,9	11,6	13,5
m₄	8,8	9,9	8,5	10,3	8,6	8,3	9,7	8,4	7,6
m₅	10,9	11,8	9,9	12	11,1	11,5	11,9	11,7	11,5
m₆	7,3	4,5	7,3	5,1	6,4	5,5	6,3	7,3	4
B	46	47	48	49	50	51	52	53	54
d₁	0,06	0,09	0,08	0,11	0,1	0,12	0,07	0,05	0,04
d₂	0,17	0,16	0,18	0,19	0,15	0,18	0,12	0,13	0,19
d₃	0,23	0,28	0,26	0,27	0,21	0,24	0,2	0,25	0,3
d₄	0,28	0,33	0,31	0,36	0,29	0,35	0,3	0,34	0,24
d₅	0,34	0,41	0,44	0,39	0,43	0,38	0,46	0,42	0,4
d₆	0,59	0,6	0,55	0,57	0,52	0,49	0,51	0,54	0,5
d₇	0,88	0,88	0,81	0,99	0,83	0,98	0,86	0,94	0,9
m₁	0,9	0,6	0,5	0,7	0,6	1,1	0,8	0,7	0,7
m₂	11,3	10,9	10,4	11,4	10,1	9,8	10,6	10,8	10,5
m₃	13,5	11,8	12,1	12,6	11,9	11	12,4	11,4	11,5
m₄	8,8	10,7	10,3	9,7	10,4	12,1	9	8,9	8,5
m₅	10,9	12	11,9	11,5	12	12	11,9	11,1	11,5
m₆	4,6	4	4,8	4,1	5	4	5,3	7,1	7,3

Продолжение таблицы 1.4

<i>B</i>	<i>55</i>	<i>56</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>
<i>d</i>₁	0,08	0,06	0,1	0,07	0,09	0,05
<i>d</i>₂	0,11	0,16	0,12	0,17	0,13	0,18
<i>d</i>₃	0,2	0,23	0,21	0,26	0,24	0,28
<i>d</i>₄	0,25	0,29	0,26	0,31	0,28	0,32
<i>d</i>₅	0,36	0,45	0,41	0,39	0,42	0,44
<i>d</i>₆	0,39	0,45	0,43	0,5	0,52	0,54
<i>d</i>₇	1,1	0,82	0,86	0,9	0,92	0,88
<i>m</i>₁	0,8	0,9	0,7	1,1	0,6	1,2
<i>m</i>₂	9,9	10,6	11	9,5	10,3	11,7
<i>m</i>₃	10,9	11,7	12,1	12,4	11,9	12,4
<i>m</i>₄	9,8	10,1	10,4	11,1	8,3	9,9
<i>m</i>₅	11,6	11,3	11,8	11,9	11,6	10,8
<i>m</i>₆	7	5,4	4	4	7,3	4

1.5.2. Расчет эффективного диаметра частиц песка

Типовая задача

Определить эффективный диаметр частиц песка.

Гранулометрический состав песка по фракциям приведен в таблице 1.5.

Таблица 1.5

Размер фракций, d_i , мм				Вес фракций в % к общему весу, Δg_i
от		до		
d_1	0,42	d_2	0,297	2,7
d_2	0,297	d_3	0,21	4,5
d_3	0,21	d_4	0,149	6,5
d_4	0,149	d_5	0,074	70,8
d_5	0,074	d_6	0,05	10,4
d_6	0,05	d_7	0,01	1,5
d_7	0,01	d_8	0,005	2,0
d_8	0,005	d_9	0	1,6

Решение:

Для расчета эффективного диаметра частиц используется формула (1.5):

$$d_{\text{эф}} = \frac{100}{\frac{2,7 \cdot 2}{0,42 + 0,297} + \frac{4,5 \cdot 2}{0,297 + 0,21} + \frac{6,5 \cdot 2}{0,21 + 0,149} + \frac{70,8 \cdot 2}{0,149 + 0,074} + \frac{10,4 \cdot 2}{0,074 + 0,05} + \frac{1,5 \cdot 2}{0,05 + 0,01} + \frac{2 \cdot 2}{0,01 + 0,005} + \frac{1,6 \cdot 2}{0,005 + 0}} = \frac{100}{1821,69} = 0,055 \text{ мм}$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

d_i – размер фракций, мм;

Δg_i – вес фракций в % к общему весу;

B – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6

B	1	2	3	4	5	6	7	8	9
d₁	0,45	0,424	0,442	0,395	0,452	0,55	0,78	0,71	0,67
d₂	0,288	0,29	0,320	0,288	0,310	0,281	0,67	0,68	0,55
d₃	0,22	0,218	0,199	0,19	0,24	0,23	0,58	0,51	0,48
d₄	0,154	0,149	0,152	0,156	0,150	0,141	0,144	0,35	0,29
d₅	0,079	0,079	0,069	0,084	0,081	0,087	0,33	0,28	0,17
d₆	0,06	0,06	0,06	0,04	0,09	0,08	0,2	0,19	0,08
d₇	0,02	0,01	0,03	0,03	0,01	0,03	0,091	0,088	0,05
d₈	0,004	0,009	0,008	0,007	0,006	0,009	0,006	0,003	0,006
d₉	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Δg₁	3,1	2,1	3,5	3,3	2,5	3,2	1,9	4,8	3,2
Δg₂	5,1	4,6	5,5	5,1	4,9	4,7	9,2	6,9	7,9
Δg₃	7,1	6,9	7,5	5,9	6,7	6,4	4,8	3,7	4,8
Δg₄	68,9	69,3	69,1	71,5	69,9	71,2	68,7	69,9	63,5
Δg₅	9,5	11,4	8,3	7,9	10,2	8,0	7,9	7,1	9,3
Δg₆	2,0	1,6	1,8	1,7	1,9	2,1	3,2	4,1	3,9
Δg₇	2,8	2,2	2,4	2,5	2,1	2,6	2,1	1,7	4,2
Δg₈	1,5	1,9	1,9	2,1	1,8	1,8	2,2	1,8	3,2

Продолжение таблицы 1.6

B	10	11	12	13	14	15	16	17	18
d₁	0,72	0,59	0,7	0,67	0,52	0,63	0,69	0,57	0,58
d₂	0,63	0,47	0,57	0,48	0,43	0,51	0,59	0,44	0,41
d₃	0,52	0,3	0,49	0,32	0,3	0,38	0,42	0,35	0,29
d₄	0,40	0,22	0,35	0,19	0,24	0,24	0,31	0,27	0,17
d₅	0,21	0,13	0,2	0,11	0,15	0,12	0,2	0,19	0,09
d₆	0,1	0,09	0,11	0,07	0,09	0,06	0,11	0,12	0,05
d₇	0,007	0,008	0,05	0,02	0,04	0,009	0,05	0,07	0,008
d₈	0,002	0,003	0,004	0,007	0,005	0,002	0,003	0,008	0,003
d₉	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Δg₁	3,1	3,5	4,6	3,9	3,8	3,1	4,4	3,2	2,4
Δg₂	5,1	6,3	9,1	9,5	8,6	9,6	8,3	7,7	9,6
Δg₃	3,7	5,2	9,7	5,6	6,7	5,8	4,9	5,8	4,2
Δg₄	74,3	72,6	59,5	67,4	68,9	69,6	69,1	70,3	69,7
Δg₅	7,6	6,3	8,0	5,6	4,2	4,4	5,1	4,8	5,5
Δg₆	3,3	3,1	2,9	3,3	3,1	2,8	3,6	3,3	3,8
Δg₇	1,8	1,7	4,1	2,8	2,9	3,3	2,7	2,5	2,7
Δg₈	2,1	1,3	2,1	1,9	1,8	1,4	1,9	2,4	2,1
B	19	20	21	22	23	24	25	26	27
d₁	0,62	0,63	0,53	0,75	0,68	0,57	0,71	0,395	0,64
d₂	0,57	0,49	0,32	0,57	0,57	0,41	0,59	0,288	0,52
d₃	0,43	0,38	0,47	0,48	0,42	0,35	0,42	0,19	0,39
d₄	0,31	0,29	0,32	0,39	0,31	0,21	0,31	0,142	0,29
d₅	0,22	0,13	0,069	0,069	0,11	0,13	0,18	0,09	0,19
d₆	0,18	0,09	0,06	0,09	0,10	0,05	0,11	0,05	0,09
d₇	0,009	0,07	0,05	0,009	0,07	0,01	0,03	0,009	0,02
d₈	0,007	0,002	0,007	0,008	0,006	0,005	0,006	0,007	0,003
d₉	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Δg₁	3,1	4,2	3,3	3,7	4,2	4,7	3,4	3,2	3,9
Δg₂	10,1	9,1	10,1	9,9	10,8	9,3	7,3	8,8	8,4
Δg₃	5,1	6,9	7,4	6,3	7,4	6,8	5,7	4,9	5,6
Δg₄	70,6	66,7	68,0	67,6	65,1	65,9	71,4	65,7	68,8
Δg₅	4,3	4,9	4,3	4,7	5,1	5,7	4,7	5,5	5,6
Δg₆	2,3	2,2	2,9	3,5	2,9	3,6	3,3	2,6	3,1
Δg₇	2,9	3,6	2,2	2,8	2,4	2,1	2,6	3,3	2,5
Δg₈	1,6	2,4	1,8	1,5	1,7	1,9	1,6	1,8	1,4

Продолжение таблицы 1.6

<i>B</i>	28	29	30	31	32	33	34	35	36
<i>d</i>₁	0,59	0,66	0,7	0,61	0,63	0,58	0,49	0,64	0,57
<i>d</i>₂	0,38	0,289	0,33	0,48	0,53	0,47	0,32	0,51	0,41
<i>d</i>₃	0,31	0,46	0,47	0,28	0,33	0,41	0,21	0,41	0,35
<i>d</i>₄	0,27	0,34	0,29	0,32	0,21	0,32	0,145	0,31	0,28
<i>d</i>₅	0,12	0,16	0,17	0,069	0,15	0,22	0,07	0,16	0,13
<i>d</i>₆	0,06	0,06	0,11	0,17	0,09	0,12	0,05	0,08	0,09
<i>d</i>₇	0,009	0,02	0,04	0,07	0,05	0,008	0,01	0,02	0,008
<i>d</i>₈	0,005	0,005	0,004	0,002	0,006	0,002	0,008	0,006	0,005
<i>d</i>₉	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Δg_1	4,1	4,3	3,5	3,1	3,7	3,9	4,5	4,7	3,8
Δg_2	9,8	10,2	8,4	9,1	10,4	9,6	9,2	8,8	10,1
Δg_3	5,4	5,5	7,4	6,6	6,8	4,9	5,8	6,3	7,1
Δg_4	67,6	68,4	69,1	70	71,1	68,8	66,8	68,5	67,9
Δg_5	4,8	5,1	5	4,9	4,5	5,2	5,4	4,8	4,6
Δg_6	3,5	3,7	2,8	3,1	3,7	2,9	3	3,6	2,6
Δg_7	2,3	2,8	3,1	2,2	3,6	2,1	2,6	3,3	2,5
Δg_8	1,7	1,9	2,1	1,5	1,8	1,6	1,9	0,64	1,7
<i>B</i>	37	38	39	40	41	42	43	44	45
<i>d</i>₁	0,489	0,69	0,54	0,46	0,52	0,64	0,395	0,55	0,45
<i>d</i>₂	0,55	0,6	0,36	0,31	0,46	0,51	0,24	0,32	0,3
<i>d</i>₃	0,39	0,22	0,26	0,2	0,34	0,37	0,149	0,23	0,23
<i>d</i>₄	0,27	0,141	0,2	0,156	0,25	0,159	0,141	0,2	0,154
<i>d</i>₅	0,079	0,17	0,071	0,078	0,19	0,074	0,081	0,11	0,075
<i>d</i>₆	0,06	0,06	0,05	0,07	0,11	0,15	0,09	0,01	0,09
<i>d</i>₇	0,02	0,008	0,009	0,008	0,03	0,11	0,01	0,091	0,02
<i>d</i>₈	0,004	0,002	0,005	0,004	0,006	0,009	0,006	0,005	0,008
<i>d</i>₉	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Δg_1	2,7	4,6	2,9	3,1	4,1	2,8	3,2	3,6	3,3
Δg_2	4,7	9,6	4,9	6,8	5,3	6,6	4,8	5,4	4,2
Δg_3	6,8	4,8	5,7	7,8	6,4	7,7	6,3	5,9	6,1
Δg_4	69,6	68,4	65,3	66,8	74,3	65,9	67,7	69,3	71,2
Δg_5	6,3	4,4	2,7	4,8	5,6	7,2	9,9	11,4	10,2
Δg_6	4,8	2,8	3,5	1,9	3,9	3,4	3,1	2,5	3,6
Δg_7	2,4	2,2	2,1	1,7	2,9	3,1	1,9	2,8	2,7
Δg_8	1,9	1,4	1,8	1,5	1,9	0,64	2,1	1,5	2

Продолжение таблицы 1.6

B	46	47	48	49	50	51	52	53	54
d₁	0,44	0,53	0,49	0,69	0,57	0,45	0,65	0,58	0,44
d₂	0,35	0,43	0,39	0,54	0,47	0,39	0,55	0,41	0,38
d₃	0,48	0,24	0,29	0,33	0,38	0,26	0,42	0,35	0,28
d₄	0,15	0,169	0,159	0,29	0,24	0,18	0,34	0,22	0,18
d₅	0,27	0,076	0,12	0,19	0,15	0,08	0,21	0,11	0,089
d₆	0,11	0,13	0,1	0,12	0,09	0,05	0,09	0,08	0,07
d₇	0,03	0,056	0,096	0,085	0,013	0,01	0,058	0,045	0,04
d₈	0,002	0,006	0,007	0,004	0,005	0,009	0,003	0,002	0,004
d₉	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Δg₁	2,9	3,4	4,4	3,7	3,2	4,2	3,9	3,1	3,6
Δg₂	5,1	4,8	5,6	6,9	4,4	5,7	6,4	5,2	4,8
Δg₃	6,7	6,6	6,9	7,1	6,8	7	7,4	6,1	7,2
Δg₄	64,2	72,2	70,5	68,1	67,1	64,8	71,3	67,9	69,9
Δg₅	5,5	9,8	9,3	9,1	8,1	6,9	7,4	8,3	9,9
Δg₆	4,5	3,3	2,7	3,1	2,1	3,4	3,5	2,2	3,8
Δg₇	2,2	2,5	3,2	2,9	1,8	2,6	2,4	1,9	2,8
Δg₈	1,9	1,4	2,4	1,6	1,5	1,9	1,7	1,5	1,6
B	55	56	57	58	59	60			
d₁	0,63	0,72	0,45	0,395	0,59	0,52			
d₂	0,43	0,63	0,288	0,288	0,38	0,43			
d₃	0,3	0,52	0,22	0,19	0,31	0,3			
d₄	0,2	0,4	0,154	0,142	0,27	0,24			
d₅	0,12	0,21	0,079	0,09	0,12	0,15			
d₆	0,09	0,1	0,06	0,05	0,06	0,09			
d₇	0,02	0,007	0,02	0,009	0,009	0,04			
d₈	0,003	0,002	0,004	0,007	0,005	0,005			
d₉	0	0	0	0	0	0			
Δg₁	3,5	3,1	3,8	3,1	3,9	4,2			
Δg₂	6,3	9,1	10,1	5,1	9,5	9,1			
Δg₃	5,2	6,6	7,1	7,1	5,6	6,9			
Δg₄	72,6	70	67,9	68,9	67,4	66,7			
Δg₅	6,3	4,9	4,6	9,5	5,6	4,9			
Δg₆	3,1	3,1	2,6	2	3,3	2,2			
Δg₇	1,7	2,2	2,5	2,8	2,8	3,6			
Δg₈	1,3	1,5	1,7	1,5	1,9	2,4			

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

2.1. Общее представление о пористости, виды пористости

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин), не заполненных твердым веществом. Такая пористость носит название полной пористости. **Полная (общая, абсолютная)** пористость включает абсолютно все поры горной породы (открытые и закрытые) независимо от их формы, величины и взаимного расположения.

Количественно **полная** пористость характеризуется коэффициентом полной пористости m , который представляет собой отношение суммарного объема пор в образце к видимому его объему:

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}}. \quad (2.1)$$

Измеряется коэффициент пористости в долях или процентах объема породы.

Пористость породы весьма важный параметр, необходимый для оценки запасов нефти и изучения процессов фильтрации в пористой среде.

Наряду с коэффициентом полной пористости введены еще понятия коэффициента **открытой** пористости, а также коэффициентов, характеризующих **статическую** полезную емкость и **динамическую** полезную емкость коллектора.

Коэффициентом **открытой** пористости принято называть отношение объема открытых, сообщающихся между собой, пор к объему образца.

$$m_o = \frac{V_{он}}{V_{обр}}. \quad (2.2)$$

Статическая полезная емкость коллектора характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом. Она определяется как разность открытой пористости и доли объема пор, занятой связанной водой:

$$m_{cm} = \frac{V_{он} - V_{св}}{V_{обр}}. \quad (2.3)$$

При существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении. Та или иная часть жидкости (молекулярно и капиллярно удерживаемая жидкость) не движется в порах. Таким образом, динамическая пористость в отличие

от полной и открытой пористости характеризует только относительный объем пор и пустот, через которые могут фильтроваться нефть, газ и вода в условиях, существующих в пласте.

Под коэффициентом динамической пористости понимается отношение объема пор, через которые возможно движение флюидов, к объему образца.

$$m_d = \frac{V_d}{V_{обр}}. \quad (2.4)$$

2.2. Определение полной пористости объемным способом

Из определения понятия коэффициента полной пористости вытекают следующие соотношения для его измерения:

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{зер}}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_{зер}}{V_{обр}}, \quad (2.5)$$

где $V_{обр}$ и $V_{зер}$ – объемы образца и зерен.

Учитывая, что масса образца равна массе слагающих его зерен, формулу (2.5) можно представить в виде:

$$m = 1 - \frac{\rho_{зер}}{\rho_{обр}}, \quad (2.6)$$

где $\rho_{обр}$ и $\rho_{зер}$ – плотность образца и зерен.

Из приведенных формул следует, что для определения коэффициента полной пористости надо знать объемы пор и образца, объемы зерен и образца или плотности образца и зерен.

Наиболее распространенным способом определения *объема образца* является определение его путем насыщения жидкостью и вытеснения той же жидкости. При этом образец должен быть сначала настолько насыщен жидкостью, чтобы при измерении она не проникала в его поры. Этот способ определения объема образца имеет два варианта.

В одном случае образец, насыщенный жидкостью (обычно керосином), погружают в такую же жидкость. Разность отсчетов объема по уровню жидкости до погружения образца и после представляет собою объем образца.

В другом случае образец, насыщенный жидкостью, взвешивают в воздухе и в той же жидкости. Делением разности весов на плотность жидкости определяют объем образца.

Этот способ является единственным, пользуясь которым, можно определить пористость маленьких кусочков породы неправильной формы.

Для определения полной пористости более целесообразным следует считать сведение определения *объема пор* к определению *объема частиц* (зерен), слагающих образец породы.

Одним из способов определения полной пористости, который применим к любым породам, является объемный способ, основанный на принципе насыщения образца керосином. Этот способ основан на определении объемов образца и зерен в специальном приборе – порозиметре.

Прибор (рис. 2.1) выполнен из стекла и состоит из градуированной трубки, имеющей на одном конце камеру 1, а на другом – расширение 2, притертое к стакану 3. У собранного прибора объем стакана до начала шкалы 4 равен объему камеры 1 до конца шкалы 5.

Для измерения объема образца и объема зерен используется три образца породы. Первый образец взвешивают с точностью до 0,01 г. Насыщение этого образца керосином до измерения его объема производится в вакуумной установке. Пока образец насыщается, в порозиметр наливают керосин, после чего прибор плотно закрывают стаканом, переворачивают и через 5–7 мин., сохраняя его в строго вертикальном положении в специальном штативе, производят отсчет. Насыщенный образец осушают, перекатывая его по стеклу, пока поверхность его не станет матовой и на стекле не перестанет оставаться мокрый след.

После этого порозиметр переворачивают, снимают стакан, давая керосину стечь с краев в трубку, помещают туда насыщенный керосином образец и плотно закрывают стаканом. Затем прибор переворачивают, дают стечь керосину и производят второй отсчет. Разность произведенных отсчетов равна объему образца. Зная вес и объем образца, определяют плотность породы.

Второй образец породы тщательно размельчают и в количестве 7–10 г взвешивают с точностью до 0,01 г.

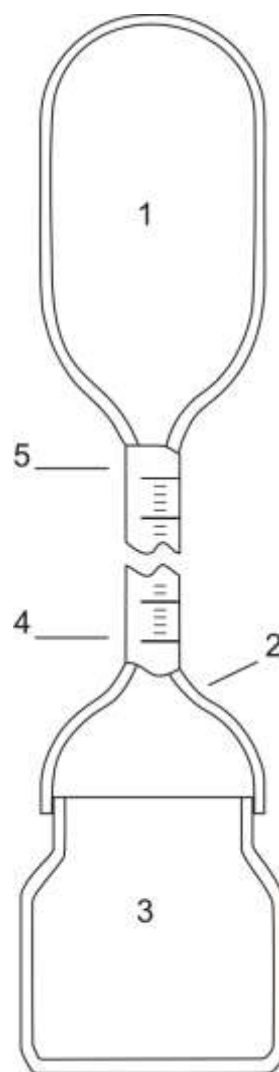


Рис.2.1. Прибор для определения пористости (порозиметр)

Объем порошка определяют так же, как и объем первого образца. Однако, прежде чем делать второй отсчет, необходимо вращением прибора в наклонном положении и встряхиванием удалить приставшие к частицам пузырьки воздуха. Зная вес и объем порошка, определяют плотность зерен и подсчитывают коэффициент полной пористости по формуле (2.6).

2.3. Определение полной пористости на основе закона Бойля-Мариотта и закона Шарля расширения гелия

Процесс изменения состояния термодинамической системы при постоянной температуре называют *изотермическим*. Для поддержания температуры газа постоянной необходимо, чтобы он мог обмениваться теплотой с большой системой – термостатом. Термостатом может служить атмосферный воздух, если температура его заметно не меняется на протяжении опыта. Согласно уравнению состояния идеального газа, в любом состоянии с неизменной температурой произведение давления газа на объем одно и то же:

$$pV = const \text{ при } t = const. \quad (2.7)$$

Для данной массы газа произведение давления газа на его объем постоянно, если температура газа не меняется.

Этот закон носит название закона Бойля - Мариотта. Он справедлив для любых газов, а также для смеси газов (например, для воздуха). Лишь при давлениях, в несколько тысяч раз больших атмосферного, отклонения от этого закона становятся существенными.

Процесс изменения состояния термодинамической системы при постоянном объеме называют *изохорным*. Из уравнения состояния газа вытекает, что отношение давлений газа данной массы при постоянном объеме равно отношению его абсолютных температур. Если в качестве одного из состояний газа выбрать состояние газа при нормальном давлении p_0 и температуре $T_0 = 273 \text{ К}$ (0°C), а другое – при p и T , получим:

$$p = p_0 \frac{1}{T_0} T. \quad (2.8)$$

Этот закон носит название закона Шарля: ***давление данной массы газа при постоянном объеме прямо пропорционально абсолютной температуре.***

Для определения объема частиц, составляющих образец породы, применяют ***объемометрический способ***, основанный на использовании закона Бойля-Мариотта. Проэкстрагированный и высушенный образец породы помещают в измерительную камеру известного объема, после

чего в системе прибора изменяют объем газа или давление и по полученным данным подсчитывают объем частиц.

Гелиевый порозиметр (рис.2.2), работающий на основе закона Бойля-Мариотта и законе Шарля расширения гелия, предназначен для прямого измерения при изотермических условиях объема зерен и объема пор в измерительной камере. Впоследствии пористость и плотность зерен могут быть определены по данным прямых измерений. Компьютерная станция для сбора данных позволяет выполнять запись результатов измерений и расчет параметров и данных калибровки прибора. Гелиевый порозиметр позволяет работать с цилиндрическими образцами керна диаметром 1' и 1,5'. В комплект прибора может быть добавлена дополнительная внешняя камера для работы с образцами полноразмерного керна. Прибор также включает порт расширения для подключения вспомогательного кернодержателя, который позволяет выполнять измерение пористости на цилиндрических образцах и полноразмерном керне при атмосферном и пластовом обжимном давлении. Измерительные камеры для образца взаимозаменяемы и снабжаются калиброванными эталонами из нержавеющей стали. Давление и температура регулируются и отображаются на дисплее.



Рис. 2.2. Гелиевый порозиметр и компьютерная станция для сбора данных

2.4. Расчет коэффициента открытой пористости

Типовая задача

Определить коэффициент открытой пористости образца породы по данным, приведенным в таблице 2.1 (данные измерений открытой пористости получены весовым методом).

Таблица 2.1

Наименование	Значение
Вес сухого образца на воздухе, P_c , г	26,8
Вес на воздухе образца, насыщенного керосином, P_{κ} , г	28,1
Вес в керосине образца, насыщенного керосином, $P_{\kappa.\kappa}$, г	20,7
Плотность керосина, ρ_{κ} , кг/м ³	716

Решение:

1) Определяем объем открытых взаимосвязанных пор:

$$V_{пор} = \frac{P_{\kappa} - P_c}{\rho_{\kappa}}. \quad (2.9)$$

$$V_{пор} = (28,1 - 26,8) / 0,716 = 1,82 \text{ см}^3$$

2) Определяем объём образца исследуемой породы:

$$V_o = \frac{P_{\kappa} - P_{\kappa.\kappa}}{\rho_{\kappa}}; \quad (2.10)$$

$$V_o = (28,1 - 20,7) / 0,716 = 10,34 \text{ см}^3.$$

3) Определяем коэффициент открытой пористости:

$$m_0 = \frac{V_{пор}}{V_o}; \quad (1.4)$$

$$m_0 = 1,82 / 10,34 = 0,176 \text{ или } 17,6\%.$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

P_c – вес сухого образца на воздухе, г;

P_{κ} – вес на воздухе образца, насыщенного керосином, г;

$P_{\kappa.\kappa}$ – вес в керосине образца, насыщенного керосином, г;

ρ_{κ} – плотность керосина, кг/м³.

B – номер варианта.

Таблица 2.2

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
<i>P_c</i>	27,4	19,3	25,3	23,3	20	19,5	18,7	20,1	19	21,6	23,5
<i>P_K</i>	29,2	20,7	27,7	25,3	22,4	22,1	21,2	23,4	21,9	23,7	26,1
<i>P_{K,K}</i>	20,7	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	11	11,6	12,2	13,5	16,2
<i>ρ_K</i>	716	716	716	716	716	684	686	705	705	734	715
	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>
<i>P_c</i>	19,5	20,4	25,5	27,2	19,5	25,3	22,3	20,5	19,7	19,7	20,1
<i>P_K</i>	21,2	23,2	28,1	29,5	20,7	28,7	24,3	22,4	22,1	22,2	22,4
<i>P_{K,K}</i>	14,5	14,5	17,2	21,2	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	12,1	11,6
<i>ρ_K</i>	695	695	684	695	716	716	716	705	684	686	705
<i>B</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>	<i>33</i>
<i>P_c</i>	19,5	21,6	23,5	19,8	20,4	25,5	26,2	27,4	27,2	19,1	25,1
<i>P_K</i>	21,9	23,7	26,1	22,2	22,2	27,1	27,5	29,7	29,5	21	28
<i>P_{K,K}</i>	12,2	13,5	16,2	14,5	14,5	17,2	21,2	20,7	21,1	13,6	15,8
<i>ρ_K</i>	705	734	715	715	695	695	684	716	712	716	705
<i>B</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>
<i>P_c</i>	23,1	19,8	19,3	18,5	19,9	18,8	21,4	23,3	19,3	20,2	25,3
<i>P_K</i>	25,6	22,7	22,4	21,5	22,7	21,2	24	25,8	21	22,1	28,4
<i>P_{K,K}</i>	16,2	12,7	11,2	11,4	12	12,6	13,9	16,6	14,9	14,9	17,6
<i>ρ_K</i>	704	674	681	700	700	698	715	712	710	695	700
<i>B</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>
<i>P_c</i>	27	19,3	25,1	22,1	20,3	19,5	19,5	19,9	19,3	21,4	23,5
<i>P_K</i>	28,8	21	29	24,6	22,7	22,4	22,5	22,7	22	24	26,4
<i>P_{K,K}</i>	21,6	13,6	15,8	16,2	12,7	11,2	12,5	12	12,6	13,9	16,6
<i>ρ_K</i>	702	714	708	712	711	711	705	701	698	695	708
<i>B</i>	<i>56</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>						
<i>P_c</i>	20,6	20,8	25,3	26	27,2						
<i>P_K</i>	22,5	22,5	27,4	27,8	29,5						
<i>P_{K,K}</i>	14,9	14,9	17,6	21,6	21,1						
<i>ρ_K</i>	712	715	711	707	705						

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

3.1. Общее представление о проницаемости и ее практическое значение

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

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при существующих в нефтяных пластах сравнительно небольших перепадах давлений многие породы из-за малых размеров пор в них оказываются практически мало- или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.).

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство этих пород, кроме субкапиллярных пор, складывается также пора́ми большего размера. По экспериментальным данным диаметры подавляющей части пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 мкм.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей – совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемости.

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

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

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород используется линейный **закон фильтрации Дарси**, согласно которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости :

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k_{np}}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (3.1)$$

где v – скорость линейной фильтрации, см/с;
 Q – объемный расход жидкости в единицу времени, см³/с;
 μ – коэффициент динамической вязкости флюида, мПа·с;
 F – площадь фильтрации, см²;
 ΔP – перепад давления, Па;
 L – длина пористой среды, см.

В этом уравнении (3.1) способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k_{np} , который называют проницаемостью. Для расчета коэффициента проницаемости k_{np} для жидкостей используется формула :

$$k_{np} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}. \quad (3.2)$$

При измерении проницаемости по газу учитываются его средний расход (\bar{Q}) через образец в условиях проведения эксперимента, среднее давление и средняя температура по закону Бойля – Мариотта (при $T = const$ $P \cdot V = const$):

$$\begin{aligned} V_{cp} \cdot P_{cp} &= V_o \cdot P_o = V_1 \cdot P_1 = V_2 \cdot P_2; \\ P_{cp} &= (P_1 + P_2)/2; \\ V_{cp} &= \frac{V_o \cdot P_o}{P_{cp}} = \frac{2 \cdot V \cdot P}{P_1 + P_2}. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Средний объемный расход газа (\bar{Q}) прямо пропорционален изменению линейной скорости фильтрации объема газа (V_{cp}) за время (продолжительность, τ) прохождения газа через породу:

$$\bar{Q}_{cp} = \frac{V_{cp}}{\tau} = \frac{2 \cdot V_o \cdot P_o}{P_1 + P_2 \cdot \tau}. \quad (3.4)$$

Уравнение для количественной оценки коэффициента проницаемости горных пород при линейной фильтрации газа запишется следующим образом:

$$k_{np} = \frac{2 \cdot V_o \cdot P_o \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot \tau}, \quad (3.5)$$

где P_1 и P_2 – соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него, Па;

Q_o – расход газа при атмосферном давлении P_o , м³/с $\Rightarrow Q_o = V_o/\tau$.

Таким образом, коэффициент проницаемости по газу рассчитывается по формуле :

$$k_{np} = \frac{2 \cdot Q_o \cdot P_o \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2)}. \quad (3.6)$$

В международной системе измерений Си **за единицу проницаемости в 1 м²** принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м², длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет 1 м³/с.

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

В нефтепромысловой практике **за единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д)** принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см² и длиной 1 см при перепаде давления 1 кг/см² расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет 1 см³/сек. Величина, равная 0,001 Д, называется миллидарси (мД). Учитывая, что 1 кг/см² = ~105 Па, 1 см³ = 10⁻⁶ м³, 1 см² = 10⁻⁴ м², 1 спз = 10⁻³ Па·сек, получим следующее соотношение:

$$1 \text{ Д} = \frac{10^{-6} \text{ м}^3/\text{с} \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} \cdot 10^{-2} \text{ м}}{10^{-4} \text{ м}^2 \cdot 10^5 \text{ Па}} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2.$$

Проницаемость пород нефтяных и газовых месторождений меняется от 0,001...3 ÷ 5 мкм². Наибольшее распространение имеют породы с проницаемостью от 0,2...1 мкм². Породы, имеющие проницаемость менее 0,03...0,5 мкм², слабопроницаемы и практически не вовлекаются в процесс фильтрации при существующих пластовых градиентах давлений.

Проницаемость песчаников обычно составляет 0,20 – 1,00 Д. Для алевролитов она изменяется от нескольких десятых до 0,02 – 0,03 Д.

В породах нефтяных и газовых месторождений одновременно присутствуют две или три фазы. При фильтрации проницаемость породы для одной какой-либо фазы меньше ее абсолютной проницаемости.

Исследования показывают, что фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенно-

сти порового пространства породы, физических и физико-химических свойств жидкостей и пористых сред.

Если часть пор занята какой-либо фазой, то проницаемость породы для другой фазы становится меньше. Величина фазовой проницаемости определяется главным образом степенью насыщенности пор разными фазами.

В условиях реальных пластов возникают различные виды многофазных потоков – движение смеси нефти и воды, фильтрация газированной жидкости или трехфазный поток нефти, воды и газа одновременно. Каждый из этих потоков изучается экспериментально. Результаты исследований обычно изображают в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от степени насыщенности порового пространства различными фазами (как основного фактора, определяющего значение относительной проницаемости). Эти зависимости широко используются в теории и практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Простейший их анализ позволяет сделать важные выводы о закономерностях притока нефти, воды и газа в скважины. Они используются при определении дебитов скважин, прогнозировании поведения пласта и режима работы скважин по мере эксплуатации залежи, при проектировании процесса разработки месторождений и решении многих технологических задач эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Если в несцементированном песке содержится 20% воды, относительная проницаемость для нее все еще остается равной нулю (т. е. вода является неподвижной фазой). Это связано с тем, что при небольшой водонасыщенности вода удерживается в мелких и тупиковых порах, в узких местах контактов зерен, не участвующих в фильтрации жидкостей, а также в виде неподвижных местных пленок и микрокапель располагается на поверхности породы. В некоторой части пор она все же содержится и поэтому фазовая проницаемость по нефти вскоре после начала увеличения водонасыщенности быстро уменьшается и в присутствии 30% связанной воды относительная проницаемость для нефти снижается уже в два раза. Из этого следует, что необходимо беречь нефтяные пласты и забои скважин от преждевременного обводнения. При проникновении в породу фильтрата бурового раствора возрастает их водонасыщенность в наиболее узкой части потока (в призабойной зоне пласта). В результате значительно уменьшается относительная проницаемость пород для нефти, а также уменьшается дебит скважины. Водные фильтраты бурового раствора (необработанные специальными веществами) обычно прочно удерживаются породами вследствие гидрофильных свойств последних и плохо удаляются из пор пласта при ос-

воении скважин. Поэтому теории фазовой проницаемости, смачиваемости и взаимодействия фильтра бурового раствора с породой используются при разработке рецептуры растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов и обеспечивающих сохранение естественных фильтрационных свойств пород.

Изменение физико-химических свойств жидкостей влияет на движение фаз. Известно, например, что с уменьшением поверхностного натяжения нефти на разделе с водой снижается капиллярное давление и увеличивается подвижность нефти и воды, в результате увеличиваются относительные проницаемости породы для жидкости.

Аналогично можно установить изменение относительных проницаемостей среды при совместной фильтрации нефти со щелочными и сильно минерализованными хлоркальциевыми водами. Поверхностное натяжение нефти и капиллярное давление менисков на границе со щелочными водами меньше, чем на границе с хлоркальциевыми. Щелочная вода способствует лучшему отделению пленок нефти от породы, и в результате относительные проницаемости на всем интервале изменения водонасыщенности оказываются большими и для нефти, и для щелочной воды. При высокой проницаемости пород с изменением вязкости нефти соотношение относительных проницаемостей для жидкостей изменяется незначительно. Оно зависит только от насыщенности.

3.2. Определение абсолютной проницаемости

Проницаемость пористой среды можно определить по образцам, отобранным из пласта, или непосредственным исследованием пласта. Для оценки проницаемости кернов в основном применяются два метода. Первый метод предусматривает использование небольших цилиндрических образцов диаметром примерно 20 мм и длиной 25 мм. Метод применим для определения проницаемости выдержанного по составу и достаточно однородного пласта. Вторым методом применяется на керне, отобранном непосредственно из скважины. Диаметр керна обусловлен типом колонкового долота, длина 30 – 50 см. В обоих случаях в качестве рабочего агента можно применять газ или любую жидкость, исключая химическое взаимодействие с минералами породы.

Проницаемость абсолютная (физическая) характеризует проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при выполнении следующих условий:

- отсутствие физико-химического взаимодействия между пористой средой и этим газом или жидкостью, фаза химически инертна по отношению к породе;

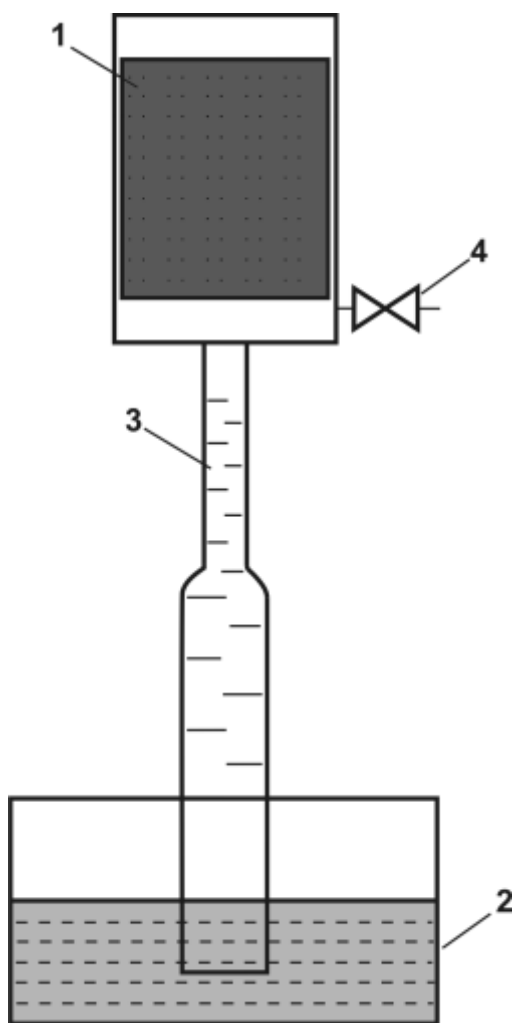


Рис.3.1. Схема прибора для определения проницаемости пород:

1 – кернодержатель; 2 – сосуд с водой;
3 – стеклянная трубка; 4 – вентиль

Одни приборы используются для определения проницаемости по воздуху, другие – по жидкости.

Абсолютную проницаемость пород принято определять с помощью воздуха или газа. Состав газа на проницаемость пород заметно влияет только при высоком вакууме (когда столкновения молекул редки по сравнению с ударами о стенки пор, т.е. когда газ настолько разрежен, что средняя длина пробега молекул сравнима с диаметром поровых каналов).

- полное заполнение всех пор среды этим газом или жидкостью.

Для определения абсолютной проницаемости горных пород используются различные приборы. Принципиальные схемы их устройства большей частью одинаковы.

Схема одного из упрощенных устройств для измерения проницаемости приведена на рис. 3.1.

Прибор для определения проницаемости состоит из:

- кернодержателя, позволяющего фильтровать жидкость и газы через пористую среду;
- устройства для измерения давления на входе и выходе из керна;
- расходомеров;
- приспособлений, создающих и поддерживающих постоянный расход жидкости или газа через образец породы.

Различаются приборы тем, что одни из них предназначены для измерения проницаемости при больших давлениях, другие – при малых, третьи – при вакууме.

3.3. Определение фазовой проницаемости

Устройство установок для определения фазовой проницаемости более сложное, так как необходимо моделировать многофазный поток, регистрировать насыщенность порового пространства различными фазами и расход нескольких фаз. Установки для исследования многофазного потока обычно состоят из следующих основных частей:

- приспособление для приготовления смесей и питания керна;
- кернадержатель специальной конструкции;
- приспособление и устройство для приема, разделения и измерения раздельного расхода жидкостей и газа;
- устройства для измерения насыщенности различными фазами пористой среды;
- приборы контроля и регулирования процесса фильтрации.

Модель пласта для определения фазовой проницаемости при движении газированной жидкости через пористую среду изготовлена из нержавеющей стальных труб, являющихся одновременно электродами. Electroды отделены друг от друга непроводящими муфтами из пластмассы. Цементированные образцы породы укрепляются в трубах при помощи сплава Вуда. Модель позволяет вести экспериментальные исследования при давлении до 30 кг/см^2 . Для измерения давления в различных точках модели пласта в стыках соединений металлических труб с непроводящими муфтами установлены образцовые манометры. Расход газа во время опытов измеряется реометром, а расход жидкости – цилиндром.

Модель пласта для определения фазовой проницаемости при движении двухкомпонентных жидкостей изготовлена из электроизоляционного материала – винипласта. Одна из жидкостей, используемых при исследовании, должна быть проводником электричества. В трубе из винипласта укреплены четыре стальных электрода. Крышки модели также служат электродами. Водонасыщенность пористой среды определяется измерением электрического сопротивления участков образца между электродами. Подача жидкостей в пористую среду производится через смеситель, присоединенный к входному концу модели пласта.

Для определения относительной фазовой проницаемости на цилиндрических образцах керна при комнатной температуре и пластовом обжимном давлении используется настольный жидкостный пермеаметр с ручным управлением (рис. 3.2).

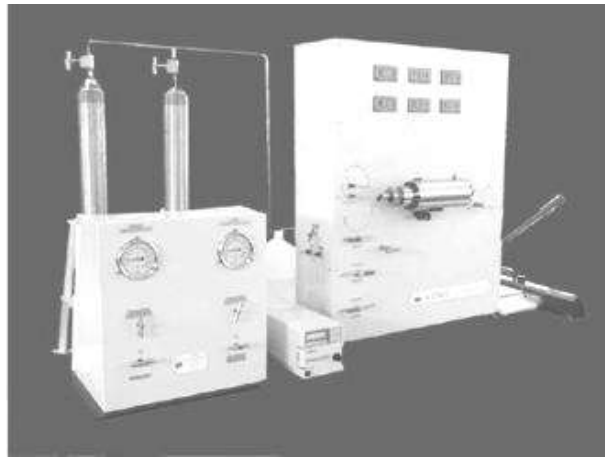


Рис. 3.2. Настольный жидкостный пермеаметр

Установка обеспечивает прямое измерение проницаемости при инъекции нефти, воды или солевого раствора. Она может быть сконфигурирована для измерения относительной фазовой проницаемости для газа.

3.4. Расчет коэффициентов абсолютной, фазовой и относительной проницаемости по опытным данным

3.4.1. Расчет коэффициента абсолютной проницаемости

Типовая задача

Определить коэффициент абсолютной проницаемости породы путем пропускания воздуха сквозь образец ($P_o = 1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$).

Исходные данные представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Наименование параметра	Значение параметра
1. Диаметр образца породы, d , см	3,0
2. Длина образца породы, L , см	4,5
3. Объем профильтрованного сквозь образец воздуха, $V_{\text{в}}$, см ³	3600
4. Время фильтрации воздуха, τ , с	180
5. Динамическая вязкость воздуха при 20 °С, $\mu_{\text{возд}}$, мПа·с	0,018
6. Давление на входе в образец, $P_{\text{вх}} \cdot 10^5$, Па	1,3
7. Давление на выходе из образца, $P_{\text{вых}} \cdot 10^5$, Па	1,0

Решение:

Коэффициент проницаемости по газу породы можно определять по формулам (3.5) или (3.6). Для условий задачи воспользуемся формулой (3.5):

$$k_{np} = \frac{2 \cdot V_o \cdot P_o \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot \tau},$$

или

$$k_{np} = \frac{2 \cdot V_o \cdot P_o \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_{вх}^2 - P_{вых}^2) \cdot \tau}; \quad (3.7)$$

$$F = \pi \cdot d^2 / 4; \quad (3.8)$$

$$F = 3,14 \cdot 0,01^2 / 4 = 7,065 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$k_{np} = \frac{2 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \cdot 10^5 \cdot 0,018 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5 \cdot 10^{-2}}{7,065 \cdot 10^{-4} \cdot (3 \cdot 10^5)^2 - (10 \cdot 10^5)^2 \cdot 180} = 0,665 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 0,665 \text{ Д}$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

d – диаметр образца породы, см;

L – длина образца породы, см;

V_в – объем профильтрованного сквозь образец воздуха, см³;

τ – время фильтрации воздуха, с;

μ_{возд} – динамическая вязкость воздуха при 20 °С, мПа·с;

P_{вх} · 10⁵ – давление на входе в образец, Па;

P_{вых} · 10⁵ – давление на выходе из образца, Па;

B, I, ..., 60 – номер варианта.

Исходные данные по вариантам приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_B</i>	3200	3800	4100	3500	3300	3100	3600	3900
<i>τ</i>	160	175	220	125	170	155	145	180
<i>μ_{ВОЗД}</i>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<i>P_{ВХ}</i>	1,7	1,5	2,2	2,1	2,6	2,3	1,9	1,6
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,2	1,0	1,6	1,7	2,1	1,8	1,3	1,1
<i>B</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_B</i>	4200	3100	3400	3700	4000	4300	3200	3500
<i>τ</i>	210	175	210	160	200	220	185	170
<i>μ_{ВОЗД}</i>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<i>P_{ВХ}</i>	1,8	1,5	1,8	1,7	2,1	2,2	1,6	2,6
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,2	1,0	1,3	1,2	1,5	1,6	1,1	2,1
<i>B</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_B</i>	3800	4100	3300	3600	3900	4200	4100	3500
<i>τ</i>	155	125	145	165	135	150	170	185
<i>μ_{ВОЗД}</i>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<i>P_{ВХ}</i>	1,8	2,1	1,9	2,3	2,2	2,0	1,4	1,5
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,2	1,7	1,5	1,8	1,7	1,6	1,0	1,1
<i>B</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_B</i>	3700	3200	3500	3800	4100	4400	4500	4300
<i>τ</i>	205	220	200	180	160	175	190	205
<i>μ_{ВОЗД}</i>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<i>P_{ВХ}</i>	1,9	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,6
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,3	2,0	1,7	1,6	1,3	1,3	1,1	1,2

Продолжение таблицы 3.2

<i>B</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_B</i>	4100	3900	3700	3500	3300	3100	3200	3400
<i>τ</i>	180	155	140	125	185	200	220	155
<i>μ_{ВОЗД}</i>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<i>P_{ВХ}</i>	1,8	1,5	1,7	2,0	2,2	2,4	2,6	2,1
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,3	1,1	1,2	1,5	1,8	2,0	2,1	1,7
<i>B</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_B</i>	3600	3800	4000	4200	4400	4000	4100	3900
<i>τ</i>	195	215	220	135	145	165	175	240
<i>μ_{ВОЗД}</i>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<i>P_{ВХ}</i>	2,4	1,5	1,8	2,1	2,4	2,3	2,0	1,7
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,8	1,1	1,3	1,5	2,0	1,8	1,5	1,3
<i>B</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>56</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_B</i>	3600	3300	3200	3500	3900	4100	3400	3800
<i>τ</i>	230	255	210	180	160	185	130	195
<i>μ_{ВОЗД}</i>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<i>P_{ВХ}</i>	1,4	1,8	2,2	2,6	2,3	2,5	2,0	2,1
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,0	1,4	1,7	2,0	1,8	1,9	1,6	1,5
<i>B</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>				
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0				
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5				
<i>V_B</i>	3700	3900	4200	4500				
<i>τ</i>	220	170	140	190				
<i>μ_{ВОЗД}</i>	0,018	0,018	0,018	0,018				
<i>P_{ВХ}</i>	2,3	1,8	1,6	1,7				
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,8	1,2	1,2	1,3				

3.4.2. Расчет коэффициента проницаемости по нефти

Типовая задача

Определить коэффициент проницаемости образца породы по нефти (k_n) по данным лабораторных исследований.

Исходные данные и результаты исследования приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Наименование параметра	Значение параметра
1. Диаметр образца породы, d , см	3,0
2. Длина образца породы, L , см	4,5
3. Объем профильтрованной сквозь образец нефти, V_n , см ³	313,2
4. Время фильтрации нефти, τ , с	60
5. Динамическая вязкость нефти, μ_n , мПа·с	4,5
6. Давление на входе в образец, $P_{вх} \cdot 10^5$, Па	1,4
7. Давление на выходе из образца, $P_{вых} \cdot 10^5$, Па	0,8

Решение:

Коэффициент проницаемости образца породы по нефти определяется по формуле (3.2):

$$k_{np} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F};$$

$$F = \pi \cdot d^2 / 4;$$

$$F = 3,14 \cdot 3,0^2 / 4 = 7,065 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$Q = \frac{V_n}{\tau}, \quad (3.9)$$

где k_{np} – коэффициент проницаемости, мкм²;
 Q – расход флюида сквозь породу, см³/с;
 ΔP – перепад давления на концах керна при заданном расходе, Па;
 F – площадь поперечного сечения породы, см²;
 μ – коэффициент динамической вязкости флюида, мПа·с.

$$k_{np} = \frac{(313,2 \cdot 10^{-6} / 60) \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5 \cdot 10^{-2}}{1,4 \cdot 10^5 - 0,8 \cdot 10^5 \cdot 7,065 \cdot 10^{-4}} = 24,936 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 24,936 \text{ мкм}^2$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

d – диаметр образца породы, см;

L – длина образца породы, см;

V_n – объем профильтрованной сквозь образец нефти, см³;

τ – время фильтрации воздуха, с;

μ_n – динамическая вязкость нефти, мПа·с;

$P_{вх} \cdot 10^5$ – давление на входе в образец, Па;

$P_{вых} \cdot 10^5$ – давление на выходе из образца, Па;

$B, 1, \dots, 60$ – номер варианта.

Исходные данные и результаты исследования по вариантам приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_n</i>	150	132	181	150	166	180	154	143
<i>τ</i>	51	48	74	87	56	84	77	69
<i>μ_n</i>	9,6	7,6	8,6	7,1	5,9	7,7	8,6	9,1
<i>P_{вх}</i>	2,2	1,5	1,9	2,6	1,6	1,7	2,1	1,8
<i>P_{вых}</i>	1,6	1,0	1,3	2,1	1,1	1,2	1,7	1,2
<i>B</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_n</i>	157	149	162	157	138	144	159	150
<i>τ</i>	61	45	74	54	49	68	62	73
<i>μ_n</i>	6,3	6,3	6,1	5,8	8,8	6,8	7,2	5,4
<i>P_{вх}</i>	2,3	1,7	1,6	1,5	2,1	2,1	1,8	1,8
<i>P_{вых}</i>	1,8	1,2	1,1	1,0	1,7	1,5	1,2	1,3

Продолжение таблицы 3.4

<i>B</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_H</i>	137	152	143	133	151	196	188	179
<i>τ</i>	79	86	58	63	68	77	54	49
<i>μ_H</i>	5,8	7,7	7,5	5,8	9,1	8,4	7,9	5,2
<i>P_{ВХ}</i>	2,6	2,2	2,3	1,9	1,9	1,5	2,2	1,4
<i>P_{ВЫХ}</i>	2,1	1,6	1,8	1,3	1,5	1,1	1,7	1,0
<i>B</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_H</i>	211	205	209	201	198	175	184	155
<i>τ</i>	63	50	53	56	59	62	65	68
<i>μ_H</i>	6,0	5,5	5,9	6,3	6,7	7,1	7,5	7,9
<i>P_{ВХ}</i>	2,0	1,5	1,8	2,0	2,1	2,5	2,3	1,7
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,6	1,1	1,2	1,5	1,6	2,0	1,9	1,3
<i>B</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_H</i>	144	130	159	189	177	179	145	210
<i>τ</i>	71	74	77	80	83	86	89	87
<i>μ_H</i>	8,3	8,7	9,1	9,5	9,9	7,8	8,0	8,2
<i>P_{ВХ}</i>	1,9	1,6	2,2	2,4	2,1	2,5	1,8	1,6
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,4	1,2	1,7	1,9	1,6	1,9	1,4	1,2
<i>B</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_H</i>	189	170	165	158	149	137	157	188
<i>τ</i>	90	85	80	75	70	60	66	73
<i>μ_H</i>	8,4	8,6	8,8	9,0	5,6	5,8	6,1	6,4
<i>P_{ВХ}</i>	1,9	2,2	2,5	1,7	1,6	2,0	2,1	2,3
<i>P_{ВЫХ}</i>	1,4	1,4	1,9	1,2	1,2	1,5	1,6	1,8

Продолжение таблицы 3.4

<i>B</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>56</i>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V_н</i>	207	191	175	163	152	144	175	182
<i>τ</i>	59	66	71	83	51	69	74	88
<i>μ_н</i>	6,8	7,5	5,8	7,3	8,2	8,6	6,1	6,5
<i>P_{вх}</i>	1,8	1,6	1,7	1,9	2,2	2,4	2,6	2,0
<i>P_{вых}</i>	1,3	1,2	1,2	1,4	1,8	2,0	2,1	1,6
<i>B</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>				
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0				
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5				
<i>V_н</i>	190	166	171	197				
<i>τ</i>	55	77	84	63				
<i>μ_н</i>	8,8	9,4	9,7	7,6				
<i>P_{вх}</i>	1,5	1,9	2,1	2,5				
<i>P_{вых}</i>	1,1	1,5	1,6	2,0				

3.4.3. Расчет коэффициента относительной проницаемости

Типовая задача

Сквозь образец пористой среды происходит фильтрация нефти и воды. Определить относительные проницаемости образца для фильтрующихся жидкостей и водонефтяной фактор.

Исходные данные представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5

Наименование параметра	Значение параметра
1. Абсолютная проницаемость, k , мкм ²	1,83
2. Динамическая вязкость нефти, μ_n , мПа·с	3,14
3. Динамическая вязкость воды, $\mu_в$, мПа·с	1,11
4. Коэффициент водонасыщенности, $S_в$, %	62

Решение:

1. Относительная проницаемость для нефти k_n' и воды $k_в'$ при водонасыщенности $S_в = 62\%$ определяется по зависимости относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства, полученной экспериментально для данного образца породы (рис. 3.3).

Таким образом, для нефти $k_n' = 0,18$, для воды $k_в' = 0,20$.

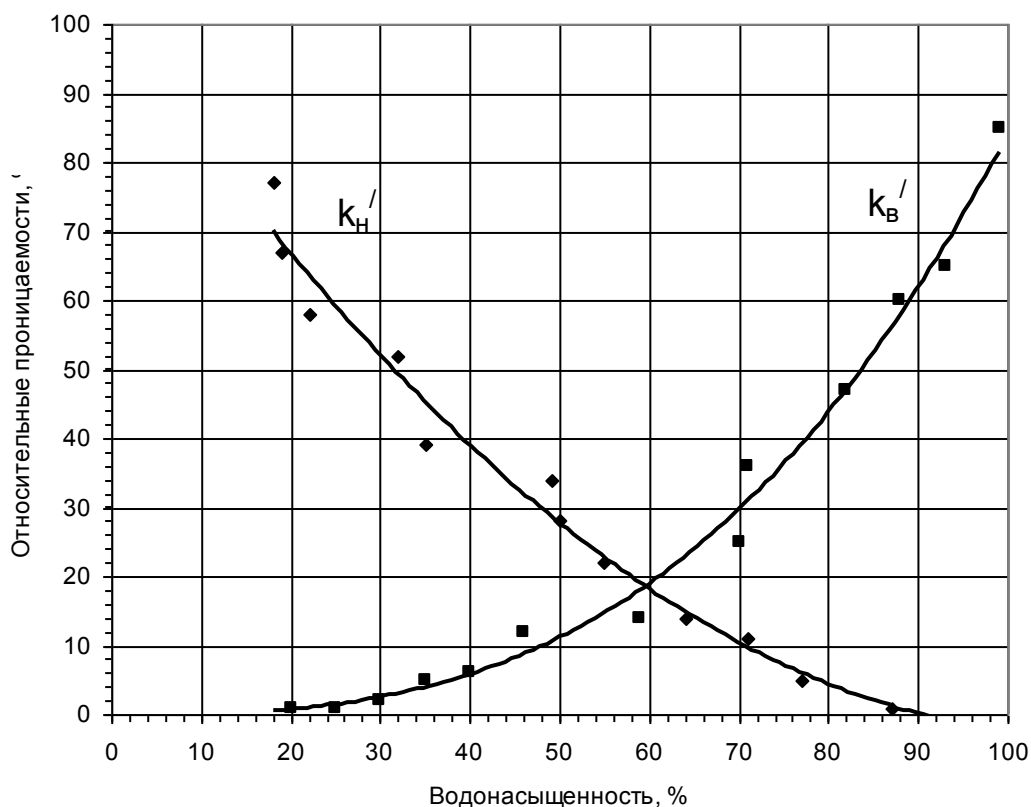


Рис. 3.3. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства

2. Фазовые проницаемости составят:

для нефти:
$$k_n = k_n' \cdot k \quad (3.10)$$

$$k_n = 0,18 \cdot 1,83 = 0,329 \text{ (мкм}^2\text{)},$$

для воды:
$$k_в = k_в' \cdot k \quad (3.11)$$

$$k_в = 0,20 \cdot 1,83 = 0,366 \text{ (мкм}^2\text{)}.$$

3. Водонефтяной фактор в процессе течения определим из закона Дарси:

$$\frac{Q_в}{Q_н} = \frac{k_в \cdot \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_в \cdot L}}{k_н \cdot \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_н \cdot L}} = \frac{k_в \cdot \mu_н}{k_н \cdot \mu_в} \quad (3.12)$$

$$\Rightarrow \frac{Q_в}{Q_н} = \frac{0,366 \cdot 3,14}{0,329 \cdot 1,11} = 3,143$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

k – абсолютная проницаемость, мкм²;

$\mu_н$ – динамическая вязкость нефти, мПа·с;

$\mu_в$ – динамическая вязкость воды, мПа·с;

$S_в$ – коэффициент водонасыщенности, %;

$B, 1, \dots, 60$ – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6

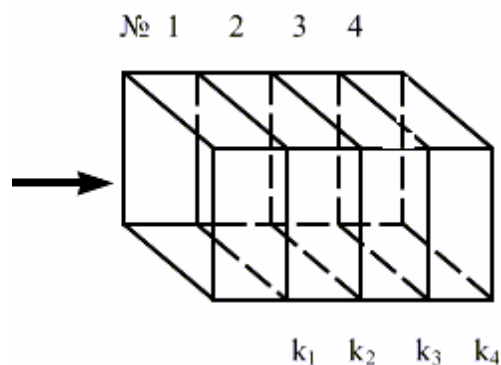
<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
<i>k</i>	2,31	2,95	2,71	3,32	3,47	4,11	2,85	3,00
$\mu_н$	2,71	2,45	4,75	4,31	3,65	4,17	2,47	3,11
$\mu_в$	1,07	1,14	1,03	1,09	1,13	1,04	1,10	1,07
$S_в$	47	54	35	67	38	44	73	56
<i>B</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
<i>k</i>	3,15	2,96	2,33	2,55	2,47	3,17	3,45	3,89
$\mu_н$	4,13	2,85	3,47	3,00	3,55	3,61	2,87	2,69
$\mu_в$	1,08	1,03	1,05	1,01	1,06	1,09	1,15	1,08
$S_в$	49	54	62	50	45	66	47	58
<i>B</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
<i>k</i>	2,55	2,11	2,09	3,40	4,12	3,65	2,88	2,61
$\mu_н$	3,50	4,16	3,53	4,22	4,77	3,69	2,99	2,37
$\mu_в$	1,06	1,04	1,03	1,00	1,05	1,07	1,11	1,13
$S_в$	61	69	39	54	37	44	51	62
<i>B</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>
<i>k</i>	3,52	4,05	2,85	2,77	2,44	3,59	3,80	2,65
$\mu_н$	3,57	4,55	3,17	2,99	3,18	4,25	4,80	3,95
$\mu_в$	1,08	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,13
$S_в$	57	47	50	53	56	59	62	65

B	33	34	35	36	37	38	39	40
k	3,15	4,20	2,95	3,28	4,18	3,21	3,48	2,69
μ_H	3,77	4,85	3,66	4,25	4,68	4,15	4,08	3,69
μ_B	1,15	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02
S_B	44	46	48	50	52	54	56	57
B	41	42	43	44	45	46	47	48
k	2,72	3,29	3,17	3,42	3,97	2,59	2,43	2,55
μ_H	3,68	3,95	3,88	4,18	4,42	3,78	3,61	3,49
μ_B	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,02	1,04
S_B	60	62	64	66	54	53	55	57
B	49	50	51	52	53	54	55	56
k	3,41	3,26	4,10	3,85	2,76	2,89	3,77	4,09
μ_H	4,14	4,27	4,55	4,18	3,47	3,92	4,25	4,36
μ_B	1,06	1,08	1,10	1,12	1,14	1,15	1,01	1,03
S_B	59	61	63	65	48	49	56	60
B	57	58	59	60				
k	3,78	3,47	2,55	2,75				
μ_H	4,47	4,13	3,69	3,78				
μ_B	1,01	1,12	1,15	1,07				
S_B	48	51	55	49				

3.5. Расчёт проницаемости неоднородного пласта

3.5.1. Расчёт средней проницаемости пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон

При горизонтально-линейной фильтрации жидкости, направленной перпендикулярно напластованию, через пласт, имеющий несколько параллельно-последовательно расположенных изолированных зон пористой среды различной проницаемости, средняя величина коэффициента проницаемости такого пласта рассчитывается с учетом протяженности (длины) фильтрации флюидов и ее направленности следующим выражением:



$$\bar{k}_{np} = \frac{L_{общ}}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{L_i}{k_i} \right)}, \quad (3.13)$$

где \bar{k}_{np} – средняя проницаемость пласта;
 k_i – проницаемость пропластков;
 L_i – длина i -го пропластка;
 $L_{общ}$ – общая длина пласта;
 $L_{общ} = \sum L_i$, (для данного случая $n = 4$).

Типовая задача

Рассчитать среднюю проницаемость пласта для условий:

Дано:

№ участка	L_i , м	k_i , мД
1	75	25
2	75	50
3	150	100
4	300	200

Найти: \bar{k}_{np}

Решение:

Коэффициент проницаемости \bar{k}_{np} рассчитать по формуле (3.13):

$$\bar{k}_{np} = \frac{\sum_{i=1}^4 L_i}{\sum_{i=1}^4 \frac{L_i}{k_i}}$$

$$\bar{k}_{np} = \frac{75 + 75 + 150 + 300}{\frac{75}{25} + \frac{75}{50} + \frac{150}{100} + \frac{300}{200}} = \frac{600}{7,5} = 80 \text{ мД}$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

L_i – длина i -го пропластка, м;

k_i – проницаемость i -го пропластка, мД;

N_i – номер пропластков;

$B, 1, \dots, 60$ – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7

<i>B</i>	<i>1</i>		<i>2</i>		<i>3</i>		<i>4</i>		<i>5</i>		<i>6</i>	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	25	60	48	100	180	58	15	280	280	150	316	80
2	150	150	60	150	140	46	185	100	120	100	130	110
3	65	200	120	45	95	120	49	120	90	80	160	140
4	180	15	320	300	220	300	120	240	115	300	42	320
<i>B</i>	<i>7</i>		<i>8</i>		<i>9</i>		<i>10</i>		<i>11</i>		<i>12</i>	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	98	40	145	150	25	60	180	150	65	150	115	80
2	122	50	280	80	48	100	150	80	120	150	42	110
3	130	300	46	260	180	50	260	280	220	46	240	80
4	240	250	38	185	15	280	150	300	49	100	38	300
<i>B</i>	<i>13</i>		<i>14</i>		<i>15</i>		<i>16</i>		<i>17</i>		<i>18</i>	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	49	140	120	150	42	60	145	300	15	300	25	140
2	90	95	65	140	240	85	300	140	150	120	65	240
3	160	120	180	160	115	300	212	120	48	140	115	180
4	130	180	160	80	39	250	55	215	34	90	220	212
<i>B</i>	<i>19</i>		<i>20</i>		<i>21</i>		<i>22</i>		<i>23</i>		<i>24</i>	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	120	319	128	300	130	200	120	200	82	95	142	140
2	220	300	143	140	160	400	42	350	34	115	25	160
3	48	205	240	30	39	150	65	180	35	280	48	80
4	50	140	160	220	55	80	240	190	49	330	160	320
<i>B</i>	<i>25</i>		<i>26</i>		<i>27</i>		<i>28</i>		<i>29</i>		<i>30</i>	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	25	150	25	100	32	80	34	80	49	80	130	30
2	45	100	19	150	64	120	64	120	54	120	160	300
3	65	120	105	180	90	180	80	150	90	150	30	90
4	70	140	110	230	110	240	110	185	100	240	65	220

Продолжение таблицы 3.7

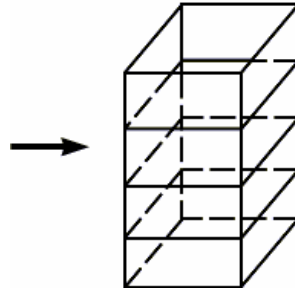
B	31		32		33		34		35		36	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	80	200	80	140	40	35	25	100	35	80	40	120
2	50	115	120	160	60	300	50	150	62	60	80	150
3	35	35	42	80	90	150	60	180	39	60	90	185
4	42	330	50	90	120	220	110	230	100	150	35	190
B	37		38		39		40		41		42	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	49	120	150	80	70	110	40	150	40	300	40	160
2	35	150	160	65	90	150	65	170	20	200	140	220
3	60	60	70	35	35	90	75	180	150	140	180	85
4	70	140	95	160	140	220	90	90	220	180	200	30
B	43		44		45		46		47		48	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	25	160	48	300	180	150	15	110	280	80	316	120
2	150	220	60	200	140	170	185	150	120	65	130	150
3	65	85	120	140	95	180	49	90	90	35	160	60
4	180	30	320	180	220	90	120	220	115	160	42	140
B	49		50		51		52		53		54	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	98	120	145	80	25	100	180	35	65	140	115	200
2	122	150	280	60	48	150	150	300	120	160	42	115
3	130	185	46	90	180	180	260	150	220	80	240	35
4	240	190	38	150	15	230	150	220	49	90	38	330
B	55		56		57		58		59		60	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i
1	49	30	120	80	42	80	145	80	15	100	25	150
2	90	300	65	120	240	120	300	120	150	150	65	100
3	160	90	180	150	115	150	212	180	48	180	115	120
4	130	220	160	240	39	185	55	240	34	230	220	140

3.5.2. Расчет средней проницаемости пласта при линейной фильтрации для изолированных зон

Рассмотрим случай линейно-горизонтальной фильтрации жидкости, направленной параллельно напластованию в пласте, состоящем из

нескольких изолированных слоев или пропластков пористой среды, разделенных между собой бесконечно тонкими непроницаемыми перегородками различной мощности и проницаемости

Слои и участки расположены параллельно. Допустим, длина и ширина у них одинаковые, а мощности пропластков (высоты) различны.



Средняя проницаемость пласта \bar{k}_{np} оценивается выражением:

$$\bar{k}_{np} = \frac{\sum_{i=1}^n (k_i \cdot h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (3.14)$$

где \bar{k}_{np} – средняя проницаемость пласта;
 k_i – проницаемость i -го пропластка;
 h_i – мощность (высота) i -го пропластка.

Типовая задача

Рассчитать среднюю проницаемость пласта для условий:

Дано:

№ участка	h_i , м	k_i , мД
1	6,0	100
2	4,5	200
3	3,0	300
4	1,5	400

Найти: \bar{k}_{np}

Решение:

Коэффициент проницаемости \bar{k}_{np} рассчитать по формуле (3.14):

$$\bar{k}_{np} = \frac{100 \cdot 6 + 200 \cdot 4,5 + 300 \cdot 3 + 400 \cdot 1,5}{6 + 4,5 + 3 + 1,5} = 200 \text{ мД}$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

h_i - мощность i -го пропластка, м;

k_i - проницаемость i -го пропластка, мД;

N_i - число пропластков;

$B, 1, \dots, 60$ - номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8

B	1		2		3		4		5		6		7	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,0	50	2,0	80	3,0	200	1,2	400	3,8	140	6,0	280	5,0	100
2	6,0	100	3,3	90	4,5	100	1,8	140	3,6	250	5,0	140	1,2	200
3	3,0	120	2,8	140	1,5	300	1,4	150	4,0	380	0,8	400	1,6	420
4	1,2	400	1,2	400	6,0	120	6,0	220	1,2	120	1,4	190	3,8	140
B	8		9		10		11		12		13		14	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,8	220	1,3	140	1,5	300	8,2	200	5,0	280	8,0	280	1,3	320
2	1,6	140	4,2	380	4,2	150	1,2	400	4,5	140	6,0	150	2,4	400
3	3,2	180	6,0	300	6,2	120	1,4	140	1,2	300	1,2	300	3,2	120
4	4,8	150	1,8	180	1,4	90	6,0	120	1,5	120	1,4	140	3,8	100
B	15		16		17		18		19		20		21	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	4,2	250	1,4	220	1,2	120	6,0	400	1,5	120	1,2	380	1,0	150
2	4,8	140	1,6	100	0,8	180	5,0	420	4,2	140	3,8	380	3,3	140
3	2,6	400	3,6	420	1,4	300	1,8	130	1,6	300	6,0	420	4,5	200
4	5,3	190	5,0	300	3,8	220	1,3	150	4,8	150	3,6	180	6,0	300
B	22		23		24		25		26		27		28	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	2,0	180	5,0	120	8,0	140	4,8	160	8,0	170	1,2	240	1,4	150
2	1,2	200	1,2	400	2,0	200	2,4	240	0,5	180	2,2	130	6,0	360
3	1,8	300	1,4	120	1,2	80	1,2	30	0,9	120	1,4	140	1,8	140
4	6,0	150	3,8	300	0,9	140	1,4	240	2,7	90	3,8	120	1,4	220

Продолжение таблицы 3.8

B	29		30		31		32		33		34		35	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,5	120	1,2	120	1,2	140	1,4	80	2,0	60	4,2	380	4,8	220
2	4,0	240	1,6	140	1,4	150	6,8	120	5,0	120	5,0	100	2,4	140
3	4,2	150	6,0	80	6,0	240	3,2	310	1,8	140	1,4	80	1,2	450
4	1,6	405	3,6	215	4,5	80	4,1	110	1,2	280	2,9	115	1,4	120
B	36		37		38		39		40		41		42	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	8,0	140	4,2	140	2,8	90	1,5	180	1,8	130	1,6	60	4,6	300
2	0,5	60	4,8	260	3,6	40	1,6	150	1,9	160	1,7	120	1,7	95
3	0,9	180	1,6	170	1,5	180	1,4	400	3,6	240	1,8	140	2,9	150
4	1,1	320	1,7	80	1,6	220	1,7	120	3,4	320	2,9	280	4,2	210
B	43		44		45		46		47		48		49	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,0	300	2,0	60	3,0	130	1,2	180	3,8	90	6,0	140	5,0	140
2	6,0	95	3,3	120	4,5	160	1,8	150	3,6	40	5,0	260	1,2	60
3	3,0	150	2,8	140	1,5	240	1,4	400	4,0	180	0,8	170	1,6	180
4	1,2	210	1,2	280	6,0	320	6,0	120	1,2	220	1,4	80	3,8	320
B	50		51		52		53		54		55		56	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,4	220	8,0	380	5,0	60	8,2	80	1,5	140	1,3	120	1,8	120
2	2,4	140	6,0	100	4,5	120	1,2	120	4,2	150	4,2	140	1,6	240
3	3,2	450	1,2	80	1,2	140	1,4	310	6,2	240	6,0	80	3,2	150
4	3,8	120	1,4	115	1,5	280	6,0	110	1,4	80	1,8	215	4,8	405
B	57		58		59		60							
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i						
1	4,2	150	1,4	240	1,2	170	6,0	160						
2	4,8	360	1,6	130	0,8	180	5,0	240						
3	2,6	140	3,6	140	1,4	120	1,8	30						
4	5,3	220	5,0	120	3,8	90	1,3	240						

3.5.3. Расчет средней проницаемости пласта при радиальной фильтрации для изолированных зон

Слои и участки представляют собой цилиндрические дренируемые зоны, изолированные между собой. Если радиус скважины обозна-

чить – r_c , а радиус контура питания – r_k , средняя проницаемость пласта оценивается выражением:

$$\bar{k}_{np} = \frac{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{k_i}} \quad (3.15)$$

где \bar{k}_{np} – средняя проницаемость пласта, мД;

k_i – проницаемость зон, мД;

r_i – радиус i -той зоны, м;

r_c – радиус скважины, см;

r_k – радиус контура питания, м.

Типовая задача

Рассчитать среднюю проницаемость пласта для условий:

Дано:

№ участка	r_i , м	k_i , мД
1	75	25
2	150	50
3	300	100
4	600	200
$r_c = 15 \text{ см} = 0,15 \text{ м}$		$r_k = 600 \text{ м}$

Найти: \bar{k}_{np}

Решение:

Коэффициент проницаемости \bar{k}_{np} рассчитать по формуле (3.15):

$$\bar{k}_{np} = \frac{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{k_i}}$$

$$\bar{k}_{np} = \frac{\ln\left(\frac{600}{0,15}\right)}{\frac{\ln\left(\frac{75}{0,15}\right)}{25} + \frac{\ln\left(\frac{150}{75}\right)}{50} + \frac{\ln\left(\frac{300}{150}\right)}{100} + \frac{\ln\left(\frac{600}{300}\right)}{200}} = 30,4 \text{ мД.}$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

r_i – радиусы дренируемых зон, м;

k_i – проницаемость дренируемых зон, мД;

r_c – радиус скважины, см;

r_k – радиус контура питания, м;

$B, 1, \dots, 60$ – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9

<i>B</i>	<i>1</i>			<i>2</i>			<i>3</i>			<i>4</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	60	45	<i>r_c</i> =	140	35	<i>r_c</i> =	80	45	<i>r_c</i> =	70	54	<i>r_c</i> =
2	300	80	18	180	90	20	180	60	15	210	80	15
3	400	120	<i>r_k</i> =	300	180	<i>r_k</i> =	400	120	<i>r_k</i> =	315	120	<i>r_k</i> =
4	650	220	650	550	300	550	600	200	600	450	220	450
<i>B</i>	<i>5</i>			<i>6</i>			<i>7</i>			<i>8</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	120	40	<i>r_c</i> =	90	60	<i>r_c</i> =	100	90	<i>r_c</i> =	90	85	<i>r_c</i> =
2	180	200	14	220	120	18	180	130	20	120	130	15
3	400	210	<i>r_k</i> =	420	200	<i>r_k</i> =	220	140	<i>r_k</i> =	400	230	<i>r_k</i> =
4	500	240	500	650	220	650	320	280	320	480	300	480
<i>B</i>	<i>9</i>			<i>10</i>			<i>11</i>			<i>12</i>		
<i>N_i</i>	<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>		<i>r_i</i>	<i>k_i</i>	
1	40	60	<i>r_c</i> =	60	80	<i>r_c</i> =	52	100	<i>r_c</i> =	45	40	<i>r_c</i> =
2	120	120	20	120	200	25	100	120	25	128	150	24
3	410	200	<i>r_k</i> =	320	400	<i>r_k</i> =	280	320	<i>r_k</i> =	340	300	<i>r_k</i> =
4	620	220	620	500	180	500	450	100	450	520	250	520

Продолжение таблицы 3.9

B	13			14			15			16		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	70	140	r_c=	50	120	r_c=	100	140	r_c=	120	320	r_c=
2	85	200	18	120	300	20	160	250	25	160	400	18
3	280	300	r_k=	240	150	r_k=	320	160	r_k=	420	200	r_k=
4	540	240	540	600	200	600	480	100	480	560	110	560
B	17			18			19			20		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	80	150	r_c=	40	100	r_c=	70	300	r_c=	60	400	r_c=
2	140	100	15	140	150	17	140	100	25	140	140	24
3	380	320	r_k=	240	160	r_k=	180	200	r_k=	280	150	r_k=
4	420	400	420	400	200	400	510	180	510	610	250	610
B	21			22			23			24		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	40	100	r_c=	60	200	r_c=	70	180	r_c=	40	40	r_c=
2	140	400	19	200	100	38	90	200	20	80	180	24
3	280	200	r_k=	310	220	r_k=	280	300	r_k=	315	200	r_k=
4	315	130	315	400	120	400	520	350	520	480	160	480
B	25			26			27			28		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	60	180	r_c=	70	400	r_c=	70	100	r_c=	90	100	r_c=
2	140	200	24	220	150	28	230	200	22	115	120	18
3	280	300	r_k=	415	220	r_k=	480	300	r_k=	410	140	r_k=
4	520	400	520	610	400	610	710	350	710	510	400	510
B	29			30			31			32		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	70	200	r_c=	110	180	r_c=	90	120	r_c=	70	150	r_c=
2	140	220	28	280	140	24	140	140	26	110	200	20
3	520	400	r_k=	315	300	r_k=	315	200	r_k=	450	140	r_k=
4	720	180	720	550	400	550	450	400	450	550	180	550
B	33			34			35			36		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	70	220	r_c=	40	320	r_c=	80	420	r_c=	60	320	r_c=
2	185	250	25	220	380	20	180	100	18	140	300	24
3	380	400	r_k=	315	100	r_k=	280	120	r_k=	220	400	r_k=
4	700	180	700	800	140	800	420	190	420	320	100	320

Продолжение таблицы 3.9

B	37			38			39			40		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	60	110	r_c=	60	140	r_c=	90	120	r_c=	40	140	r_c=
2	180	140	25	140	180	18	120	140	24	140	160	19
3	420	180	r_k=	540	200	r_k=	320	180	r_k=	480	180	r_k=
4	480	300	480	720	320	540	420	250	420	780	400	780
B	41			42			43			44		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	30	100	r_c=	60	120	r_c=	80	120	r_c=	90	120	r_c=
2	180	140	18	140	215	25	140	140	22	180	150	20
3	410	180	r_k=	420	280	r_k=	320	220	r_k=	250	220	r_k=
4	620	220	620	520	310	520	480	400	480	560	260	560
B	45			46			47			48		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	60	120	r_c=	60	120	r_c=	80	120	r_c=	70	100	r_c=
2	300	150	18	300	140	24	180	215	25	210	140	19
3	400	220	r_k=	400	220	r_k=	400	280	r_k=	315	180	r_k=
4	650	260	650	650	400	650	600	310	600	450	220	450
B	49			50			51			52		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	120	140	r_c=	90	120	r_c=	100	140	r_c=	90	110	r_c=
2	180	160	15	220	140	20	180	180	18	120	140	14
3	400	180	r_k=	420	180	r_k=	220	200	r_k=	400	180	r_k=
4	500	400	500	650	250	650	520	320	520	480	300	480
B	53			54			55			56		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	40	320	r_c=	60	120	r_c=	50	320	r_c=	45	220	r_c=
2	120	300	15	120	100	15	100	380	20	120	250	18
3	410	400	r_k=	320	120	r_k=	280	190	r_k=	340	400	r_k=
4	620	100	620	500	190	500	450	140	450	520	280	520
B	57			58			59			60		
N_i	r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i		r_i	k_i	
1	70	150	r_c=	50	120	r_c=	100	180	r_c=	120	200	r_c=
2	85	200	20	120	140	25	160	140	18	160	220	18
3	280	140	r_k=	240	200	r_k=	320	300	r_k=	420	400	r_k=
4	540	180	540	600	400	600	480	400	480	560	180	510

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТИ КЕРНА

4.1. Распределение нефти и воды в нефтяных залежах

При образовании нефтяных залежей в водном бассейне откладывались пески, которые затем цементировались минеральными веществами, осаждавшимися из водных растворов. Поры, образовавшиеся в процессе осаждения и последующей цементации пород, были заполнены водой. Появление в порах нефти должно было одновременно сопровождаться освобождением пор от содержащейся в них воды. Однако полного замещения воды нефтью не произошло вследствие различных капиллярных явлений. Часть поровых каналов (субкапилляры) от воды совсем не освобождалась, а та часть, которая заполнялась нефтью, содержала в себе остаточную воду в застойных областях и в пленочном состоянии в виде водного покрова на песчинках. Часть этой воды оставалась также в виде капелек в порах малого размера, окруженных пора́ми большого размера. Вытеснение воды нефтью происходило только из тех пор, в которых давление вытеснения превышало капиллярное давление водонефтяных менисков. В итоге коллекторы нефтяных залежей оказались заполненными водой и нефтью одновременно. Оставшаяся в пласте вода получила название связанной или остаточной ($S_{в.ост}$). Таким образом, нефть в пластах содержится только в тех порах, в которых происходило движение жидкостей в период формирования залежи.

Количество остаточной воды ($S_{в.ост}$) связано с генетическими особенностями формирования залежей нефти и газа. Ее величина зависит от содержания цемента в коллекторах, в частности, от содержания в них глинистых минералов: каолинита, монтмориллонита, гидрослюд.

Насыщенность – один из важных параметров продуктивных пластов, характеризует запасы нефти (газа и воды) в пласте, количественно оценивается величиной коэффициента S :

- водонасыщенностью – S_g ;
- газонасыщенностью – $S_г$;
- нефтенасыщенностью – S_n .

Обычно для сформированных нефтяных месторождений остаточная водонасыщенность ($S_{в.ост}$) изменяется в диапазоне от 6 до 35%. Соответственно, нефтенасыщенность (S_n) равная 65 % и выше (до 90 %), в зависимости от «созревания» пласта считается хорошим показателем залежи.

Подобная закономерность наблюдается далеко не для всех регионов. Например, в Западной Сибири встречается много, так называемых, недонасыщенных нефтью пластов. В залежах иногда наблюдаются пе-

реходные зоны (ПЗ), в которых содержится рыхлосвязанная вода. Толщины ПЗ могут достигать десятков метров.

При создании депрессий на забоях добывающих скважин вода из этих зон попадает в фильтрационные потоки и увеличивает обводненность продукции, что осложняет выработку запасов нефти.

Такие явления характерны для месторождений: Суторминского, Советско-Соснинского, Талинского, Средневазюганского и других. Очень часто это проявляется для малых малодебитных месторождений Западной Сибири.

В пределах нефтяных залежей большая начальная нефтенасыщенность отмечается в купольной части структур. К зоне водонефтяного контакта (ВНК) ее величина может значительно снижаться.

Количество углеводородов, содержащихся в продуктивном пласте, зависит от насыщенности порового пространства породы нефтью, газом и водой. Остаточная водонасыщенность, обусловленная капиллярными силами, не влияет на основную фильтрацию нефти и газа.

Коэффициентом водонасыщенности (S_w) породы называется отношение объема открытых пор в образце породы, занятых водой (V_w), к общему объему пор горной породы ($V_{пор}$). Коэффициент водонасыщенности (S_w) рассчитывается по формуле:

$$S_w = \frac{V_w}{V_{пор}} \cdot 100\%. \quad (4.1)$$

Коэффициентом нефтенасыщенности (S_n) породы называется отношение объема открытых пор в образце породы, занятых нефтью (V_n), к суммарному объему пустотного пространства ($V_{пор}$). Коэффициент нефтенасыщенности (S_n) рассчитывается по формуле:

$$S_n = \frac{V_n}{V_{пор}} \cdot 100\%. \quad (4.2)$$

Коэффициентом газонасыщенности (S_g) породы называется отношение объема открытых пор в образце породы, занятых газом (V_g), к суммарному объему пустотного пространства ($V_{пор}$). Коэффициент газонасыщенности (S_g) рассчитывается по формуле:

$$S_g = \frac{V_g}{V_{пор}} \cdot 100\%. \quad (4.3)$$

Параметр насыщенности нормирован и равен единице ($S=1$) или 100 %, т. е. для образцов пород, в случае фильтрации систем нефти, газа и воды, справедливы соотношения:

$$S_g + S_n + S_w = 1; \quad (4.4)$$

$$\Rightarrow S_g = 1 - (S_w + S_n). \quad (4.5)$$

От объема остаточной воды в залежи зависит величина статической полезной емкости коллектора. Статическая полезная емкость коллектора ($\Pi_{ст}$) характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом. Эта величина оценивается как разность объема сообщающихся пор ($V_{сообщ.пор}$) и объема, занятого остаточной водой ($V_{в.ост}$) по формуле:

$$\Pi = V_{сообщ.пор} - V_{в.ост}. \quad (4.6)$$

В зависимости от перепадов давлений, существующих в пористых средах, свойств фильтрующихся жидкостей, свойств поверхности пород, соприкасающихся с пластовыми флюидами, та или иная часть жидкости (неподвижные пленки у поверхности породы, капиллярно удерживаемая жидкость в порах) не движется в порах.

Величина порового пространства, занятая остаточной водой, влияет на динамическую полезную емкость коллектора. Динамическая полезная емкость коллектора ($\Pi_{дин}$) характеризует относительный объем пор и пустот, через которые может происходить фильтрация нефти или газа в условиях, существующих в пласте.

На практике насыщенность пород определяют в лабораторных условиях по керновому материалу в аппаратах Закса, Дина-Старка или по данным геофизических исследований в открытых стволах скважин.

4.2. Определение водо- и нефтенасыщенности керна

Наиболее распространенным и вместе с тем точным способом определения водо- и нефтенасыщенности керна является способ, основанный на определении потери в весе исследуемого образца после экстрагирования и просушки его при температуре 105–107°C и на определении объема отогнанной из него воды при кипячении в растворителе с точкой кипения 110°C. В качестве растворителей применяют бензол, спирто-бензольную смесь, четыреххлористый углерод, хлороформ, толуол и т.д. Лучшими из них являются четыреххлористый углерод и хлороформ. При отгоне воды применяют растворитель с температурой кипения выше 100°C.

Аппарат Дина-Старка (рис. 4.1) предназначен для количественного определения флюидонасыщенности керна методом отгонки. Метод основан на растворении испытуемого вещества с последующей его перегонкой при определенной температуре конденсации паров.

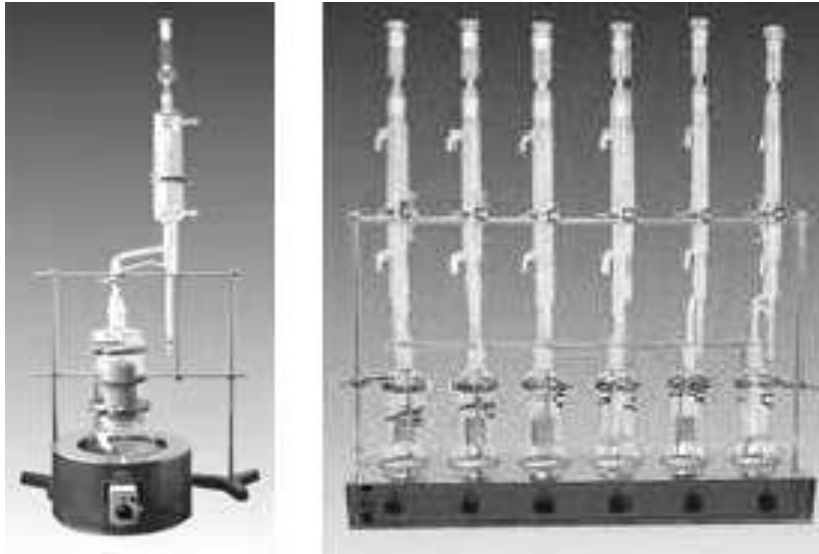


Рис 4.1. Аппарат Дина- Старка для экстрагирования и определения водонасыщенности керна

Нефтенасыщенность керна определяется по разности веса образца керна до и после анализа.

Водонасыщенность определяется волюмометрически по градуировке приемной пробирки.

4.3. Расчет коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности породы

Для подсчета запасов нефти и газа в пласте, текущего контроля за процессом разработки нефтяного месторождения необходимо иметь сведения о нефте-, водо- и газонасыщенности породы.

Объемы содержащейся в образцах породы воды и нефти определяются в лабораторных условиях при помощи аппаратов Закса, Дина-Старка. Используя эти данные, вычисляют коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности по следующим формулам:

коэффициент нефтенасыщенности (S_n):

$$S_n = \frac{V_n \cdot \rho_n}{m \cdot G}; \quad (4.7)$$

коэффициент водонасыщенности (S_e):

$$S_e = \frac{V_e \cdot \rho_e}{m \cdot G}; \quad (4.8)$$

коэффициент газонасыщенности (S_g):

$$S_g = 1 - (S_n \cdot b_n + S_w \cdot b_w), \quad (4.9)$$

где V_n, V_w – соответственно объемы содержащейся в образце нефти и воды, м^3 ;

ρ_n – плотность породы, $\text{кг}/\text{м}^3$;

m – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

G – масса жидкости, содержащейся в образце, кг ;

b_n, b_w – объемные коэффициенты нефти и воды соответственно, доли ед.

Типовая задача

Определить коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности породы.

Исходные данные представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Наименование параметра	Значение параметра
1. В образце породы содержится:	
- нефти, $V_n, \text{см}^3$	4,44
- воды, $V_w, \text{см}^3$	4,0
2. Масса содержащейся в образце жидкости, $G, \text{г}$	92
3. Плотность породы, $\rho_n, \text{г}/\text{см}^3$	2,0
4. Коэффициент пористости, m , доли ед.	0,25
5. Объемные коэффициенты:	
- нефти, b_n , доли ед.	1,15
- воды, b_w , доли ед.	1,02

Решение:

Коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности определяются по формулам (4.7), (4.8), (4.9):

$$S_n = \frac{4,44 \cdot 2}{92 \cdot 0,25} = 0,386 \text{ или } 38,6\%$$

$$S_w = \frac{4,0 \cdot 2}{92 \cdot 0,25} = 0,348 \text{ или } 34,8\%$$

$$S_g = 1 - (0,386 \cdot 1,15 + 0,348 \cdot 1,02) = 0,2 \text{ или } 20\%$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

V_H – объем нефти, см³;

V_B – объем воды, см³;

G – масса содержащейся в образце жидкости, г;

ρ_{II} – плотность породы, г/см³;

m – коэффициент пористости, доли ед.;

b_H – объемный коэффициент нефти, доли ед.;

b_B – объемный коэффициент воды, доли ед.;

$B, 1, \dots, 60$ – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
V_H	4,13	3,98	3,71	3,47	3,88	4,78	4,16	4,22
V_B	3,46	2,56	2,71	2,91	3,28	4,33	3,35	2,89
G	95	96	87	93	90	99	99	97
ρ_{II}	2,4	2,6	2,7	2,8	2,2	2,4	2,6	2,8
m	0,26	0,22	0,26	0,24	0,26	0,28	0,24	0,26
b_H	1,3	1,23	1,27	1,25	1,33	1,29	1,25	1,21
b_B	1,07	1,05	1,06	1,03	1,18	1,09	1,11	1,05
<i>B</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
V_H	3,67	3,13	3,03	3,88	3,92	3,77	3,68	3,56
V_B	2,35	2,66	2,41	2,08	3,31	3,28	3,17	3,03
G	95	93	91	89	96	88	90	92
ρ_{II}	3	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	2,2	2,5
m	0,25	0,23	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26
b_H	1,23	1,25	1,27	1,29	1,23	1,26	1,29	1,31
b_B	1,07	1,05	1,09	1,11	1,08	1,12	1,09	1,19

Продолжение таблицы 4.2

<i>B</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
<i>V_H</i>	3,03	3,17	3,71	4,11	3,99	3,81	4,09	4,18
<i>V_B</i>	2,09	2,13	3,16	3,07	2,38	2,29	2,33	2,41
<i>G</i>	94	96	98	90	93	95	85	96
<i>ρ_{II}</i>	2,8	3,1	2,9	2,5	2,4	2,7	2,3	2,5
<i>m</i>	0,2	0,23	0,26	0,25	0,22	0,24	0,22	0,21
<i>b_H</i>	1,3	1,28	1,26	1,24	1,22	1,2	1,18	1,21
<i>b_B</i>	1,16	1,08	1,09	1,04	1,07	1,05	1,02	1,04
<i>B</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>
<i>V_H</i>	3,97	4,04	3,46	4,11	3,74	4,45	3,16	4,37
<i>V_B</i>	2,49	2,66	3,04	2,28	2,15	2,99	2,77	3,05
<i>G</i>	91	83	95	87	98	97	93	95
<i>ρ_{II}</i>	2,6	2,2	2,5	2,8	3,1	2,4	2,8	2,7
<i>m</i>	0,24	0,22	0,2	0,25	0,21	0,23	0,26	0,25
<i>b_H</i>	1,23	1,24	1,18	1,12	1,16	1,29	1,24	1,14
<i>b_B</i>	1,06	1,12	1,08	1,04	1,02	1,14	1,18	1,09
<i>B</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>
<i>V_H</i>	3,68	3,55	3,48	3,89	3,77	3,89	3,99	3,97
<i>V_B</i>	3,06	2,26	2,39	3,11	3,18	3,22	3,55	3,15
<i>G</i>	97	99	84	91	94	91	96	98
<i>ρ_{II}</i>	2,2	3,2	2,7	2,7	2,5	2,3	2,8	3
<i>m</i>	0,24	0,22	0,23	0,26	0,24	0,22	0,26	0,25
<i>b_H</i>	1,32	1,15	1,27	1,25	1,23	1,21	1,18	1,14
<i>b_B</i>	1,19	1,12	1,08	1,11	1,14	1,09	1,06	1,08
<i>B</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>
<i>V_H</i>	3,22	3,38	3,09	3,87	3,29	3,07	3,51	4,09
<i>V_B</i>	2,66	2,81	3,21	2,99	2,81	2,45	3,09	3,17
<i>G</i>	95	93	97	88	91	90	89	94
<i>ρ_{II}</i>	3,1	2,4	2,7	2,5	2,8	3	2,5	2,9
<i>m</i>	0,23	0,18	0,22	0,25	0,22	0,21	0,23	0,26
<i>b_H</i>	1,2	1,1	1,26	1,18	1,21	1,16	1,22	1,22
<i>b_B</i>	1,11	1,09	1,14	1,12	1,09	1,03	1,12	1,05

Продолжение таблицы 4.2

<i>B</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>56</i>
<i>V_H</i>	3,31	3,14	3,02	4,16	3,78	3,71	3,28	4,32
<i>V_B</i>	2,61	2,71	2,41	3,65	2,79	3,05	2,86	3,62
<i>G</i>	93	86	89	93	97	99	98	89
<i>ρ_{II}</i>	3,2	3	2,7	2,4	2,6	2,8	3,1	2,2
<i>m</i>	0,26	0,25	0,22	0,26	0,24	0,24	0,22	0,25
<i>b_H</i>	1,21	1,25	1,29	1,33	1,31	1,27	1,14	1,26
<i>b_B</i>	1,11	1,14	1,16	1,19	1,15	1,14	1,02	1,15
<i>B</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>				
<i>V_H</i>	2,62	3,46	3,71	3,85				
<i>V_B</i>	2,06	2,82	3,15	3,45				
<i>G</i>	90	98	85	94				
<i>ρ_{II}</i>	3,1	2,8	2,5	2,3				
<i>m</i>	0,21	0,22	0,26	0,24				
<i>b_H</i>	1,22	1,25	1,3	1,31				
<i>b_B</i>	1,13	1,16	1,17	1,19				

5. ИЗМЕРЕНИЕ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ

5.1. Состояние переходных зон "нефть – вода", "нефть – газ" и "вода – газ"

Водонефтяной контакт в пласте представляет собой различной мощности переходную зону от воды к нефти. Строение этой зоны и распределение в ней воды и нефти определяются в основном гравитационными и капиллярными силами. Капиллярные силы находятся в сложной зависимости от свойств и состава пород и физико-химических свойств пластовых жидкостей. Большое многообразие свойств пород обуславливает значительные изменения мощности переходной зоны в одной и той же залежи. В песчаниках высокой проницаемости, отличающихся отсортированностью зерен, мощность переходной зоны не превышает нескольких десятков сантиметров. В мелкозернистых песчаниках с плохо отсортированными зернами ее мощность достигает 6 – 8 м.

Состояние свободной и связанной воды и нефти в переходной зоне также определяется свойствами всех фаз системы и степенью водонефтенасыщенности пород. Для оценки величины и строения переходной зоны, кроме геофизических методов, иногда используют экспериментальные усредненные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления (рис. 5.1), полученные путем вытеснения воды нефтью.

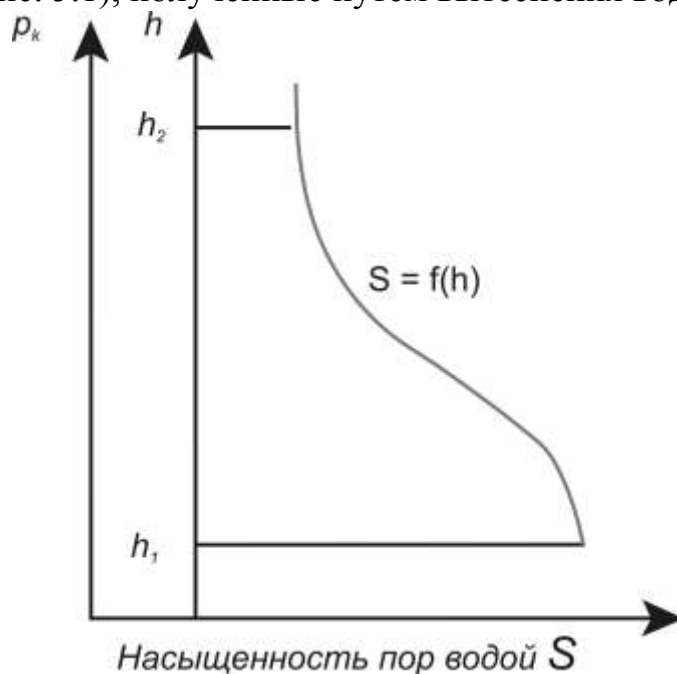


Рис. 5.1. Схема изменения водонасыщенности пород по вертикали

По этим зависимостям можно приближенно определить распределение нефти и воды по вертикали, а также среднюю водонасыщенность переходной зоны пласта. При этом предполагают, что под действием капиллярных сил вода в поровых каналах пласта проникла до высоты, на которой капиллярное давление уравновесилось гидростатическим столбом воды, т. е. справедливо соотношение:

$$P_{\kappa} = g \cdot h \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}), \quad (5.1)$$

где P_{κ} – капиллярное давление;

$\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{н}}$ – соответственно плотности пластовой воды и нефти;

g – ускорение силы тяжести;

h – высота над уровнем 100% насыщения пласта водой.

Отсюда

$$\Rightarrow h = \frac{P_{\kappa}}{g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})}. \quad (5.2)$$

Так как капиллярное давление P_{κ} – функция водонасыщенности $P_{\kappa} = f(S)$, тогда

$$h = \frac{f(S)}{g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})}. \quad (5.3)$$

Эта зависимость отличается от $P_{\kappa} = f(S)$ только постоянным множителем и, следовательно, кривая, выражающая зависимость водонасыщенности от высоты над уровнем воды, и зависимость $P_{\kappa} = f(S)$ будут одинаковыми, если на оси ординат вместо P_{κ} отложить в необходимом масштабе соответствующее данному значению P_{κ} расстояние от водонефтяного контакта h . Используя эту кривую (рис. 5.1), где капиллярное давление P_{κ} преобразовано в высоту столба h , которым уравновешивается данное капиллярное давление можно приближенно оценить распределение воды и нефти по вертикали в переходной зоне, а также среднее содержание воды по всей мощности пласта. Так, например, среднее содержание воды в порах пласта в интервале от h_1 до h_2 :

$$S_{\text{cp}} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} f(h) dh}{h_2 - h_1}. \quad (5.4)$$

Величина интеграла в этой формуле определяется площадью под кривой $S = f(h)$ между соответствующими значениями h_1 и h_2 .

5.2. Лабораторный метод определения зависимостей "капиллярное давление – насыщенность пор смачивающей фазой"

Для определения зависимостей $P_k = f S_{g-}$ в лабораторной практике широко пользуются методом вытеснения жидкости из образцов через полупроницаемые мембраны при различных перепадах давления. Считается, что метод полупроницаемых перегородок позволяет получить указанные зависимости наиболее близкие к пластовым условиям в связи с возможностью использования в опытах воды и нефти в качестве первоначально насыщающей образец фазы и вытесняющей среды. По смачивающим и другим свойствам модельная система приближается к пластовой.

При проведении опыта взвешиванием определяется количество вытесненной из образца жидкости при каждом давлении и строится кривая зависимости $P_k = f S_{g-}$ (рис. 5.2).

Получившаяся при этом минимальная водонасыщенность считается равной количеству остаточной воды в пласте, из которого был взят испытуемый образец породы. Характер указанной зависимости в значительной степени определяется проницаемостью k пористых сред. При этом большему значению проницаемости ($k_1 > k_2 > k_3$) соответствует меньшее значение остаточной водонасыщенности.

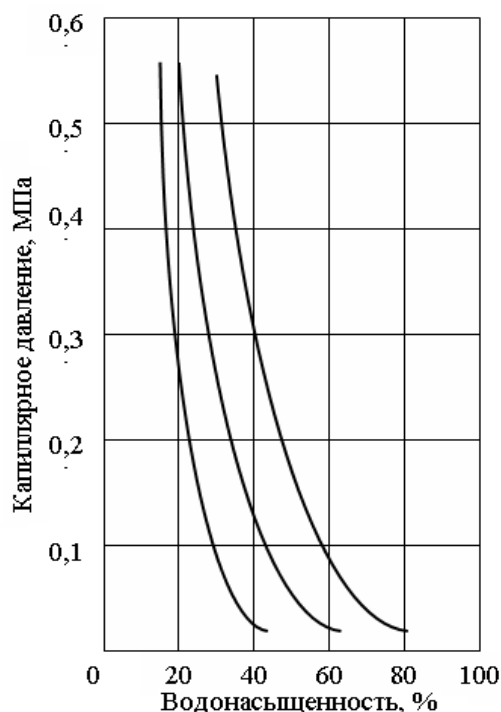


Рис. 5.2. Типичные кривые зависимости $P_k = f S_{g-}$

5.3. Групповой капилляриметр

Установление зависимости между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением представляет значительный интерес для характеристики коллекторских свойств породы. Она позволяет косвенным путем приближенно оценить содержание остаточной (связанной) воды в нефтеносной породе, а также выяснить размеры пор (точнее радиусы менисков) и их объемное участие (в общем объеме пор), что расширяет и дополняет знание о поровой структуре породы.

К косвенным методам исследования порового пространства относится метод полупроницаемых мембран. Групповой капилляриметр (рис. 5.3) предназначен для измерения капиллярного давления на образцах консолидированного керна методом полупроницаемой мембраны. Камера капилляриметра выполнена из нержавеющей стали и снабжена керамическими полупроницаемыми мембранами большого диаметра.

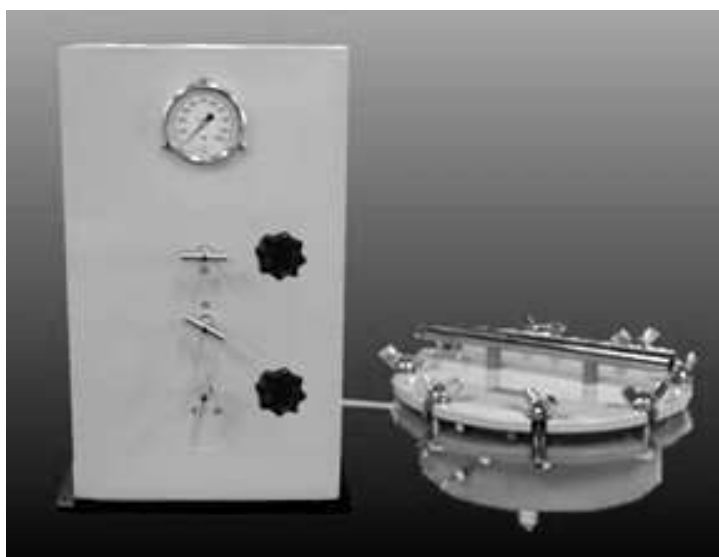


Рис 5.3. Групповой капилляриметр

Для измерения водонасыщенности керна используются прецизионные весы.

5.4. Построение зависимостей "водонасыщенности – капиллярное давление"

Используя метод полупроницаемых мембран, можно определить объем вытесненной воды из образца породы при различных значениях капиллярного давления.

Типовая задача

Характеристика исследуемого образца и дополнительные исходные данные приведены в таблицах 5.1, 5.2. Оценить минимальную остаточную водонасыщенность и построить зависимость между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением.

Таблица 5.1

Характеристика исследуемого керна

Наименование параметра	Абсолютные значения
1. Коэффициент открытой пористости, m_o , %	21,8
2. Длина образца, L , см	2,0
3. Диаметр образца, d , см	2,0

Таблица 5.2

Результаты опытных данных

№ п/п	Капиллярное давление, $P_{к}$, мм рт.ст.	Показания бюретки, V , см ³
1	2	3
1	10	4,00
2	20	4,00
3	30	3,98
4	40	3,93
5	50	3,88
6	60	3,75
7	70	3,65
8	80	3,35
9	100	3,08
10	120	3,00
11	140	2,96
12	160	2,89
13	180	2,85
14	200	2,83
15	230	2,80
16	260	2,78
17	290	2,75
18	330	2,73
19	360	2,71
20	390	2,71

Решение:

Для построения зависимости между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением по полученным данным необходимо произвести расчеты. Ниже приводится пример заполнения таблицы расчетных данных (табл.5.3).

Заполнение 4 графы таблицы 5.3: количество воды, вытесняемой из образца, получается вычитанием последующего значения из предыдущего (3 графа).

Заполнение 5 графы таблицы 5.3: принимая первоначальное количество воды V_o , поглощенной порами образца, равным объему открытых пор (в нашем примере $1,369 \text{ см}^3$), за 100% подсчитываем процентное содержание воды, соответствующее каждому значению 4 графы.

При расчете первоначального количества воды, поглощенной порами образца, используются формулы:

$$m = \frac{V_o}{V}; \quad (5.5)$$

$$V = m_o \cdot V; \quad (5.6)$$

$$V = \pi \cdot d^2 / 4 \cdot L. \quad (5.7)$$

Отсюда
$$V_o = m \cdot \pi \cdot d^2 / 4 \cdot L; \quad (5.8)$$

$$V_o = 0,218 \cdot 3,14 \cdot (2,0^2 / 4) \cdot 2,0 = 1,369 \text{ см}^3$$

Заполнение 6 графы таблицы 5.3: количество оставшейся в образце воды получается последовательным вычитанием из первоначального количества поглощенной воды, равного $1,369 \text{ см}^3$, каждого значения 4 графы.

Заполнение 7 графы таблицы 5.3: выводится процентное содержание для каждого значения шестой графы.

Заполнение 8 графы таблицы 5.3: радиусы менисков, условно отождествленные с радиусами пор, определяются по формуле Лапласа:

$$r = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{P_k}, \quad (5.9)$$

где σ – поверхностное натяжение воды на границе с воздухом,

$$\sigma = 72 \text{ дн/см};$$

θ – краевой угол избирательного смачивания, град ($\sigma = 0$ град);

P_k – капиллярное давление, мм рт.ст.

Выразим P_k в дн/см^2 на основании соотношения: 1 техническая атмосфера = $735,6 \text{ мм рт.ст.} = 981000 \text{ дн/см}^2$, тогда

$$1 \text{ мм рт.ст.} = 981000 / 735,6 = 1333 \text{ дн/см}^2,$$

$$r = \frac{2 \cdot 72}{1333 \cdot P_k} = \frac{0,108}{P_k} = \frac{0,108 \cdot 10000}{P_k} = \frac{1080}{P_k}. \quad (5.10)$$

По формуле (5.10) подсчитываем радиусы пор и заполняем восьмую графу:

$$r_1 = 1080 / 30 = 36 \text{ мкм};$$

$$r_2 = 1080 / 40 = 27 \text{ мкм};$$

.....

.....

$$r_{19} = 1080 / 360 = 3 \text{ мкм}.$$

Таблица 5.3

Таблица расчетных данных

№ п/п	Капиллярное давление, P_k , мм рт.ст.	Показания бюретки, V , см ³	Объем вытесненной из образца воды		Объем оставшейся в образце воды		Размеры радиусов пор, r , мкм
			см ³	% от объема пор	см ³	% от объема пор	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	10	4,00	0,00	0,00	1,369	100,0	-
2	20	4,00	0,00	0,00	1,369	100,0	-
3	30	3,98	0,02	1,46	1,349	98,5	36,0
4	40	3,93	0,05	3,65	1,299	94,9	27,0
5	50	3,88	0,05	3,65	1,249	91,2	21,6
6	60	3,75	0,13	9,50	1,119	81,7	18,0
7	70	3,65	0,10	7,30	1,019	74,4	15,4
8	80	3,35	0,30	21,91	0,719	52,5	13,5
9	100	3,08	0,27	19,72	0,449	32,8	10,8
10	120	3,00	0,08	5,84	0,369	27,0	9,0
11	140	2,96	0,04	2,92	0,329	24,0	7,7
12	160	2,89	0,07	5,11	0,259	18,9	6,8
13	180	2,85	0,04	2,92	0,219	16,0	6,0
14	200	2,83	0,02	1,46	0,199	14,5	5,4
15	230	2,80	0,03	2,19	0,169	12,3	4,7
16	260	2,78	0,02	1,46	0,149	10,9	4,2
17	290	2,75	0,03	2,19	0,119	8,7	3,7
18	330	2,73	0,02	1,46	0,099	7,2	3,3
19	360	2,71	0,02	1,46	0,079	5,8	3,0
20	390	2,71	0,00	0,00	0,079	5,8	2,8

Далее для построения графика зависимости остаточной водонасыщенности от капиллярного давления (рис.5.4) необходимо использовать значения второй графы таблицы 5.3, откладывая их на оси ординат, и значения седьмой графы, откладывая их на оси абсцисс.

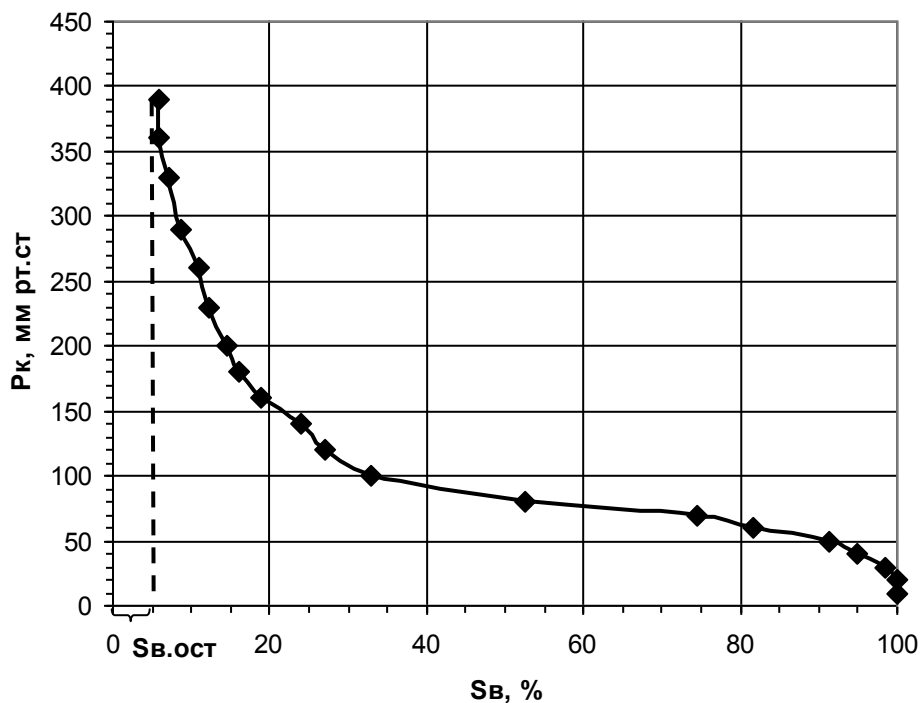


Рис.5.4. График зависимости остаточной водонасыщенности от капиллярного давления

Минимальная остаточная водонасыщенность ($S_{ост}$), равная 5,8 % от общего объема, характеризует содержание связанной (реликтовой) воды в данном образце.

Самостоятельные задания

Исходные данные:

m_0 – коэффициент открытой пористости, %;

L – длина образца, см;

d – диаметр образца, см;

P_k – капиллярное давление, мм рт.ст.;

V – показания бюретки, см³;

$B, 1, \dots, 60$ – номер варианта.

Характеристика исследуемого керна и результаты опытных данных по вариантам представлены в таблицах 5.4 и 5.5.

Таблица 5.4

Характеристика исследуемого керна

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
<i>m₀</i>	21,7	22,1	20,9	22,4	20,1	19,6	19,9	20,1
<i>L</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>d</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>B</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
<i>m₀</i>	21,5	20,2	22,1	19,0	19,7	19,4	20,4	20,9
<i>L</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>d</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>B</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
<i>m₀</i>	21,5	19,9	20,1	19,9	21,7	20,3	20,8	21,4
<i>L</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>d</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>B</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>
<i>m₀</i>	20,7	24,5	19,7	20,2	21,4	22,8	20,6	21,5
<i>L</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>d</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>B</i>	<i>33</i>	<i>34</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>37</i>	<i>38</i>	<i>39</i>	<i>40</i>
<i>m₀</i>	23,3	24,0	25,0	20,6	19,4	20,8	21,7	22,2
<i>L</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>d</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>B</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>43</i>	<i>44</i>	<i>45</i>	<i>46</i>	<i>47</i>	<i>48</i>
<i>m₀</i>	23,8	24,4	21,9	19,8	20,1	24,7	25,3	19,5
<i>L</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>d</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>B</i>	<i>49</i>	<i>50</i>	<i>51</i>	<i>52</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>56</i>
<i>m₀</i>	20,6	22,2	24,9	22,6	21,6	20,9	19,3	20,8
<i>L</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>d</i>	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>B</i>	<i>57</i>	<i>58</i>	<i>59</i>	<i>60</i>				
<i>m₀</i>	22,8	23,8	24,4	23,0				
<i>L</i>	2,0	2,0	2,0	2,0				
<i>d</i>	2,0	2,0	2,0	2,0				

Таблица 5.5

Результаты опытных данных

№ П/П	<i>B-1</i>		<i>B-2</i>		<i>B-3</i>		<i>B-4</i>		<i>B-5</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	13	4,20	7	3,73	14	4,20	12	5,60	10	4,15
2	23	4,20	17	3,73	24	4,20	22	5,60	18	4,15
3	33	4,15	27	3,68	34	4,15	32	5,55	26	4,01
4	43	4,05	37	3,65	44	4,12	42	5,52	34	3,90
5	53	4,00	47	3,58	54	4,05	52	5,45	42	3,86
6	63	3,95	57	3,48	64	3,95	62	5,35	50	3,81
7	73	3,85	67	3,28	74	3,75	72	5,15	57	3,71
8	83	3,80	77	2,98	84	3,45	82	4,85	65	3,66
9	103	3,75	97	2,80	104	3,27	102	4,67	81	3,61
10	123	3,65	117	2,73	124	3,20	122	4,60	97	3,52
11	143	3,60	137	2,65	144	3,12	142	4,52	112	3,47
12	163	3,55	157	2,60	164	3,07	162	4,47	128	3,42
13	183	3,50	177	2,58	184	3,05	182	4,45	144	3,37
14	203	3,45	197	2,55	204	3,02	202	4,42	160	3,32
15	233	3,40	227	2,53	234	3,00	232	4,40	183	3,28
16	263	3,30	257	2,50	264	2,97	262	4,37	207	3,18
17	293	3,25	287	2,48	284	2,95	292	4,35	230	3,13
18	333	3,20	327	2,45	334	2,92	332	4,32	262	3,08
19	363	3,15	357	2,44	364	2,91	362	4,31	285	3,04
20	393	3,15	377	2,44	394	2,91	392	4,31	309	3,04

Продолжение таблицы 5.5

№ п/п	<i>B-6</i>		<i>B-7</i>		<i>B-8</i>		<i>B-9</i>		<i>B-10</i>	
	<i>P_к</i>	<i>V</i>	<i>P_к</i>	<i>V</i>	<i>P_к</i>	<i>V</i>	<i>P_к</i>	<i>V</i>	<i>P_к</i>	<i>V</i>
1	9	3,15	13	3,14	9	3,57	11	4,87	8	3,67
2	22	3,15	23	3,14	17	3,57	20	4,87	13	3,67
3	35	3,11	32	3,08	24	3,52	29	4,82	19	3,59
4	48	3,03	41	3,05	32	3,50	37	4,80	25	3,50
5	61	2,96	51	2,96	39	3,44	46	4,74	31	3,41
6	74	2,88	60	2,85	47	3,35	54	4,65	37	3,33
7	87	2,85	69	2,72	54	3,18	63	4,48	42	3,28
8	100	2,81	79	2,57	62	2,93	72	4,22	48	3,22
9	126	2,73	97	2,45	77	2,78	89	4,06	60	3,11
10	152	2,70	116	2,36	92	2,72	106	4,00	71	3,03
11	178	2,65	134	2,25	107	2,65	124	3,93	83	2,98
12	204	2,62	153	2,15	122	2,61	141	3,89	95	2,85
13	230	2,55	172	2,11	137	2,59	158	3,87	106	2,77
14	256	2,47	190	2,05	152	2,57	176	3,85	118	2,72
15	295	2,40	218	2,01	174	2,55	201	3,82	135	2,67
16	334	2,31	246	1,93	197	2,52	227	3,80	153	2,61
17	373	2,22	265	1,87	219	2,50	253	3,78	170	2,57
18	425	2,13	312	1,77	249	2,48	288	3,76	193	2,52
19	464	2,04	340	1,75	272	2,47	314	3,74	211	2,45
20	490	2,04	367	1,75	294	2,47	340	3,74	228	2,45

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-11</i>		<i>B-12</i>		<i>B-13</i>		<i>B-14</i>		<i>B-15</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	9	3,13	12	3,07	9	4,60	15	2,81	8	3,68
2	16	3,13	21	3,07	16	4,60	25	2,81	19	3,68
3	23	3,05	30	3,01	23	4,56	35	2,74	30	3,62
4	30	2,99	39	2,97	31	4,54	45	2,68	41	3,55
5	37	2,87	48	2,93	38	4,48	56	2,60	52	3,49
6	44	2,80	57	2,89	45	4,40	66	2,54	63	3,40
7	51	2,71	66	2,76	52	4,23	76	2,48	74	3,32
8	58	2,61	75	2,62	60	3,99	86	2,41	85	3,26
9	72	2,53	94	2,48	74	3,84	107	2,31	107	3,18
10	86	2,46	112	2,39	89	3,78	127	2,24	130	3,10
11	100	2,39	130	2,33	103	3,72	148	2,14	152	3,04
12	113	2,34	148	2,25	118	3,68	168	2,05	174	2,97
13	127	2,28	166	2,19	133	3,66	189	2,00	196	2,92
14	141	2,24	184	2,14	147	3,64	209	1,93	218	2,85
15	162	2,18	212	2,08	169	3,62	240	1,88	252	2,80
16	183	2,13	239	1,95	191	3,60	271	1,82	285	2,73
17	204	2,08	266	1,86	213	3,58	291	1,75	318	2,65
18	232	2,04	302	1,80	242	3,56	343	1,70	363	2,60
19	253	1,99	330	1,72	263	3,55	373	1,65	396	2,55
20	274	1,99	357	1,72	285	3,55	404	1,65	418	2,55

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-16</i>		<i>B-17</i>		<i>B-18</i>		<i>B-19</i>		<i>B-20</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	11	4,39	12	2,58	8	3,73	11	3,74	10	3,29
2	19	4,39	21	2,58	19	3,73	20	3,74	17	3,29
3	27	4,35	30	2,50	31	3,65	28	3,68	24	3,26
4	35	4,33	39	2,35	42	3,56	37	3,61	31	3,25
5	43	4,27	48	2,28	54	3,49	45	3,55	38	3,20
6	51	4,19	57	2,16	65	3,43	54	3,50	45	3,14
7	59	4,13	66	2,09	77	3,36	62	3,44	52	3,02
8	67	4,04	75	2,03	88	3,30	71	3,37	59	2,85
9	83	3,96	93	1,95	111	3,23	88	3,32	73	2,75
10	99	3,86	111	1,89	134	3,18	105	3,25	87	2,70
11	115	3,77	129	1,81	157	3,10	122	3,19	100	2,66
12	131	3,71	147	1,74	180	3,05	139	3,14	114	2,61
13	147	3,62	165	1,69	203	2,98	156	3,07	128	2,56
14	163	3,57	183	1,63	226	2,91	173	3,01	142	2,50
15	187	3,5	210	1,55	261	2,86	199	2,93	163	2,42
16	210	3,44	237	1,51	295	2,80	224	2,84	184	2,35
17	226	3,36	264	1,45	330	2,73	250	2,77	198	2,27
18	266	3,31	300	1,38	376	2,67	284	2,69	233	2,21
19	290	3,25	328	1,33	410	2,60	310	2,62	254	2,14
20	314	3,25	355	1,33	433	2,60	335	2,62	274	2,14

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-21</i>		<i>B-22</i>		<i>B-23</i>		<i>B-24</i>		<i>B-25</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	15	2,85	13	2,98	7	3,34	13	3,97	10	2,92
2	26	2,85	21	2,98	18	3,34	23	3,97	17	2,92
3	37	2,78	30	2,92	29	3,28	32	3,91	25	2,86
4	48	2,73	39	2,86	39	3,21	42	3,84	32	2,79
5	59	2,67	48	2,80	50	3,14	52	3,79	40	2,74
6	71	2,59	57	2,75	60	3,06	62	3,73	47	2,67
7	82	2,52	66	2,70	71	3,00	72	3,67	55	2,62
8	93	2,46	75	2,64	82	2,94	81	3,60	62	2,56
9	115	2,38	92	2,57	103	2,86	101	3,54	77	2,50
10	138	2,32	110	2,51	124	2,80	121	3,49	92	2,43
11	160	2,25	128	2,45	146	2,73	140	3,43	107	2,38
12	183	2,18	146	2,38	167	2,67	160	3,36	122	2,32
13	205	2,12	163	2,32	188	2,59	179	3,30	137	2,26
14	227	2,05	181	2,26	209	2,54	199	3,25	152	2,20
15	261	1,98	208	2,20	242	2,47	228	3,19	174	2,15
16	295	1,90	234	2,14	273	2,39	258	3,13	197	2,08
17	328	1,85	252	2,07	305	2,33	287	3,06	219	2,02
18	373	1,81	296	2,01	348	2,26	326	3,01	249	1,96
19	407	1,75	323	1,94	380	2,20	356	2,95	272	1,90
20	440	1,75	350	1,94	401	2,20	385	2,95	294	1,90

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-26</i>		<i>B-27</i>		<i>B-28</i>		<i>B-29</i>		<i>B-30</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	15	3,90	11	3,40	9	3,20	16	2,98	13	3,32
2	26	3,90	21	3,40	19	3,20	26	2,98	23	3,32
3	33	3,85	31	3,34	29	3,14	36	2,91	35	3,25
4	47	3,80	41	3,27	49	3,07	48	2,83	45	3,18
5	52	3,75	51	3,21	59	3,01	58	2,77	57	3,10
6	67	3,65	61	3,15	69	2,94	68	2,71	67	3,04
7	78	3,60	71	3,08	79	2,88	78	2,63	77	2,97
8	86	3,55	81	3,02	89	2,82	88	2,57	85	2,91
9	105	3,50	101	2,95	109	2,74	105	2,51	108	2,83
10	121	3,45	121	2,90	125	2,68	125	2,43	128	2,76
11	143	3,40	141	2,83	144	2,62	148	2,37	146	2,69
12	166	3,35	161	2,76	164	2,55	168	2,30	166	2,63
13	186	3,29	181	2,70	184	2,49	188	2,24	184	2,56
14	203	3,14	201	2,64	214	2,43	218	2,17	206	2,50
15	233	3,09	231	2,58	244	2,36	248	2,09	236	2,42
16	265	3,03	261	2,51	264	2,30	277	2,03	266	2,35
17	295	2,98	291	2,46	294	2,23	297	1,97	296	2,28
18	335	2,93	331	2,39	344	2,17	357	1,90	326	2,21
19	365	2,88	361	2,33	364	2,11	374	1,83	356	2,14
20	395	2,88	391	2,33	394	2,11	399	1,83	386	2,14

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-31</i>		<i>B-32</i>		<i>B-33</i>		<i>B-34</i>		<i>B-35</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	9	3,44	12	4,48	14	3,95	16	2,86	11	2,91
2	19	3,44	24	4,48	28	3,95	25	2,86	22	2,91
3	28	3,38	36	4,42	36	3,90	35	2,81	34	2,81
4	38	3,32	45	4,36	48	3,84	48	2,72	45	2,73
5	48	3,24	55	4,28	59	3,75	55	2,62	58	2,65
6	58	3,18	66	4,18	69	3,69	66	2,54	65	2,61
7	68	3,13	76	4,09	75	3,59	76	2,46	79	2,53
8	79	3,07	88	4,03	87	3,54	84	2,40	89	2,43
9	88	3,00	96	3,96	95	3,48	94	2,33	97	2,35
10	108	2,95	106	3,91	105	3,43	109	2,23	107	2,29
11	125	2,88	121	3,83	128	3,29	123	2,15	127	2,22
12	146	2,82	141	3,73	145	3,24	143	2,08	149	2,14
13	166	2,76	163	3,65	169	3,17	163	2,03	165	2,09
14	189	2,69	186	3,58	181	3,11	187	1,95	181	2,01
15	209	2,64	201	3,53	208	3,04	207	1,86	206	1,93
16	239	2,58	235	3,47	238	2,94	237	1,81	243	1,83
17	269	2,51	265	3,42	268	2,88	261	1,75	277	1,75
18	295	2,45	291	3,32	295	2,83	291	1,71	309	1,69
19	325	2,39	328	3,27	325	2,75	329	1,65	344	1,64
20	355	2,39	358	3,27	355	2,75	369	1,65	381	1,64

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-36</i>		<i>B-37</i>		<i>B-38</i>		<i>B-39</i>		<i>B-40</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	7	3,77	10	3,98	16	3,64	13	3,28	15	2,98
2	19	3,77	22	3,98	26	3,64	25	3,28	25	2,98
3	29	3,71	34	3,88	38	3,57	35	3,18	34	2,86
4	37	3,65	44	3,82	48	3,49	47	3,11	45	2,80
5	47	3,59	52	3,74	57	3,42	57	3,03	58	2,72
6	66	3,49	65	3,69	65	3,33	68	2,91	67	2,65
7	75	3,42	77	3,61	78	3,26	77	2,85	77	2,58
8	88	3,32	85	3,51	87	3,20	86	2,79	87	2,51
9	99	3,21	96	3,42	97	3,12	96	2,71	95	2,41
10	109	3,15	108	3,32	109	3,05	108	2,60	105	2,33
11	125	3,02	129	3,25	122	2,97	125	2,55	128	2,25
12	148	2,87	147	3,12	144	2,89	143	2,49	144	2,18
13	171	2,81	173	3,04	169	2,82	177	2,42	166	2,11
14	197	2,73	195	2,92	191	2,75	196	2,35	193	2,05
15	211	2,61	215	2,82	215	2,67	216	2,29	216	2,01
16	244	2,55	249	2,79	247	2,60	244	2,23	241	1,96
17	277	2,49	279	2,73	277	2,53	279	2,18	273	1,91
18	309	2,44	311	2,65	314	2,45	309	2,12	303	1,85
19	347	2,32	348	2,58	341	2,38	343	2,08	341	1,82
20	377	2,32	379	2,58	382	2,38	377	2,08	371	1,82

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-41</i>		<i>B-42</i>		<i>B-43</i>		<i>B-44</i>		<i>B-45</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	8	4,44	11	4,06	14	3,87	16	2,88	9	3,47
2	16	4,44	23	4,06	26	3,87	24	2,88	16	3,47
3	25	4,36	36	3,98	35	3,81	34	2,76	28	3,35
4	38	4,29	46	3,92	44	3,75	46	2,70	38	3,28
5	51	4,21	55	3,85	56	3,66	56	2,63	45	3,22
6	63	4,13	68	3,79	66	3,59	65	2,55	58	3,14
7	76	4,05	75	3,72	77	3,51	75	2,48	69	3,10
8	87	3,95	88	3,65	85	3,44	85	2,43	83	3,02
9	96	3,88	96	3,60	97	3,39	99	2,34	95	2,92
10	107	3,81	105	3,53	107	3,33	109	2,26	105	2,88
11	125	3,77	122	3,48	126	3,25	129	2,21	128	2,81
12	144	3,70	147	3,42	146	3,18	144	2,15	143	2,75
13	169	3,62	165	3,35	169	3,12	164	2,09	167	2,69
14	195	3,54	191	3,25	194	3,06	191	2,06	199	2,61
15	215	3,48	217	3,21	215	3,01	218	1,98	231	2,55
16	242	3,42	245	3,15	245	2,93	241	1,93	277	2,49
17	277	3,38	272	3,11	277	2,85	275	1,86	308	2,42
18	317	3,33	319	3,03	322	2,77	319	1,82	337	2,36
19	349	3,27	342	2,95	349	2,71	352	1,78	372	2,31
20	385	3,27	375	2,95	377	2,71	388	1,78	399	2,31

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-46</i>		<i>B-47</i>		<i>B-48</i>		<i>B-49</i>		<i>B-50</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	13	2,83	11	2,95	16	3,19	9	4,69	7	3,65
2	25	2,83	22	2,95	24	3,19	19	4,69	18	3,65
3	35	2,75	34	2,83	36	3,09	28	4,61	28	3,52
4	44	2,68	48	2,71	47	2,98	36	4,52	41	3,42
5	55	2,61	56	2,66	55	2,92	45	4,44	55	3,34
6	64	2,55	66	2,60	68	2,84	56	4,32	67	3,28
7	77	2,46	79	2,52	77	2,77	66	4,22	78	3,21
8	86	2,40	89	2,44	85	2,72	83	4,16	88	3,14
9	96	2,31	99	2,36	98	2,62	96	4,08	99	3,08
10	103	2,22	111	2,31	106	2,55	118	4,02	111	2,98
11	128	2,14	132	2,22	126	2,48	134	3,94	132	2,91
12	146	2,07	151	2,14	142	2,42	152	3,86	155	2,83
13	172	2,02	186	2,04	179	2,34	178	3,78	184	2,77
14	203	1,96	213	1,92	217	2,26	213	3,71	218	2,71
15	236	1,86	241	1,86	246	2,21	246	3,65	252	2,65
16	271	1,77	279	1,79	288	2,15	281	3,58	284	2,58
17	313	1,71	321	1,72	322	2,06	316	3,51	322	2,52
18	343	1,62	356	1,64	355	2,01	348	3,47	352	2,44
19	377	1,55	418	1,56	405	1,94	379	3,38	389	2,38
20	426	1,55	452	1,56	451	1,94	418	3,38	425	2,38

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-51</i>		<i>B-52</i>		<i>B-53</i>		<i>B-54</i>		<i>B-55</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	10	3,81	14	2,77	8	2,66	9	4,49	11	3,15
2	22	3,81	26	2,77	18	2,66	19	4,49	24	3,15
3	34	3,74	36	2,69	28	2,58	25	4,39	34	3,05
4	44	3,64	45	2,61	36	2,46	38	4,31	45	2,96
5	56	3,52	58	2,52	49	2,41	49	4,23	58	2,91
6	68	3,43	66	2,44	63	2,34	61	4,15	69	2,83
7	77	3,31	77	2,34	75	2,28	75	4,03	77	2,75
8	88	3,25	84	2,28	88	2,21	87	3,95	88	2,69
9	98	3,18	99	2,22	97	2,14	96	3,88	95	2,61
10	106	3,12	111	2,14	109	2,10	109	3,82	112	2,55
11	127	3,04	132	2,07	131	2,02	126	3,75	131	2,48
12	151	2,92	158	2,01	155	1,94	149	3,67	162	2,42
13	183	2,86	181	1,93	191	1,90	183	3,61	193	2,34
14	212	2,82	218	1,85	227	1,86	209	3,52	221	2,26
15	244	2,76	240	1,78	259	1,78	236	3,48	250	2,21
16	278	2,71	283	1,72	289	1,71	263	3,42	283	2,15
17	321	2,65	314	1,64	327	1,64	295	3,35	303	2,08
18	355	2,58	348	1,58	351	1,58	322	3,28	341	2,01
19	396	2,52	388	1,52	396	1,54	359	3,22	383	1,95
20	428	2,52	433	1,52	448	1,54	383	3,22	427	1,95

Продолжение таблицы 5.5

№ П/П	<i>B-56</i>		<i>B-57</i>		<i>B-58</i>		<i>B-59</i>		<i>B-60</i>	
	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V	P_к	V
1	10	4,37	13	3,33	9	2,84	11	3,78	15	4,97
2	22	4,37	24	3,33	18	2,84	21	3,78	24	4,97
3	34	4,28	36	3,23	28	2,72	32	3,68	36	4,87
4	45	4,18	46	3,15	36	2,64	44	3,61	46	4,80
5	55	4,09	55	3,08	51	2,56	54	3,52	58	4,71
6	69	4,01	66	3,01	65	2,48	68	3,44	66	4,64
7	77	3,92	76	2,92	75	2,38	77	3,36	77	4,55
8	86	3,84	88	2,84	84	2,31	87	3,26	86	4,47
9	99	3,76	98	2,77	97	2,25	96	3,21	96	4,39
10	109	3,71	114	2,69	119	2,16	113	3,15	115	4,31
11	131	3,65	135	2,62	141	2,08	131	3,08	144	4,25
12	152	3,58	155	2,54	183	2,01	165	3,01	177	4,18
13	183	3,51	181	2,46	216	1,93	183	2,92	213	4,01
14	212	3,43	218	2,41	255	1,85	215	2,84	248	3,93
15	241	3,37	244	2,35	289	1,77	236	2,77	277	3,84
16	283	3,31	288	2,28	314	1,69	269	2,69	309	3,77
17	310	3,23	322	2,22	345	1,61	293	2,63	341	3,71
18	341	3,18	355	2,16	381	1,52	324	2,55	384	3,64
19	386	3,12	391	2,11	422	1,46	355	2,48	428	3,60
20	412	3,12	439	2,11	455	1,46	396	2,48	466	3,60

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 569 с.
2. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1956. – 363 с.
3. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
4. Квеско Н.Г., Росляк А.Т. Весовой седиментометр для автоматизированного измерения гранулометрического состава порошков. Заводская лаборатория. Диагностика материалов. № 7, 2000 г. с. 37-40.
5. Сваровская Н.А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 155 с.
6. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский Л.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, 1996. – 541 с.
7. Мищенко Н.Н. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1989. – 245 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1992. – 269 с.
9. Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М. Нефти месторождений Советского Союза. – М.: Недра, 1980. – 583 с.
10. Гафаров Ш.А. и др. Физика нефтяного пласта: Учебное пособие. – Уфа: УГТНУ, 1999. – 86 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело»


Составители: Бжицких Тамара Гунаровна
Санду Сергей Федорович
Пулькина Наталья Эдуардовна

Научный редактор,
доктор технических наук, профессор
А.Т. Росляк

Подписано к печати . Формат 60×84/8. Бумага «Классика».
Печать RISO. Усл.печ.л. 10,7. Уч.-изд.л. 9,68.
Заказ 0000. Тираж 100 экз.

Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ПТУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.