

Ш.К. Гиматудинов

Физика нефтяного и газового пласта

**Москва
«Книга по Требованию»**

УДК 66.0
ББК 35
Ш11

Ш11 **Ш.К. Гиматудинов**
Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов – М.: Книга по Требованию, 2024. – 310 с.

ISBN 978-5-458-36197-2

ISBN 978-5-458-36197-2

© Издание на русском языке, оформление
«YOYO Media», 2024
© Издание на русском языке, оцифровка,
«Книга по Требованию», 2024

Эта книга является репринтом оригинала, который мы создали специально для Вас, используя запатентованные технологии производства репринтных книг и печати по требованию.

Сначала мы отсканировали каждую страницу оригинала этой редкой книги на профессиональном оборудовании. Затем с помощью специально разработанных программ мы произвели очистку изображения от пятен, клякс, перегибов и попытались отбелить и выровнять каждую страницу книги. К сожалению, некоторые страницы нельзя вернуть в изначальное состояние, и если их было трудно читать в оригинале, то даже при цифровой реставрации их невозможно улучшить.

Разумеется, автоматизированная программная обработка репринтных книг – не самое лучшее решение для восстановления текста в его первоизданном виде, однако, наша цель – вернуть читателю точную копию книги, которой может быть несколько веков.

Поэтому мы предупреждаем о возможных погрешностях восстановленного репринтного издания. В издании могут отсутствовать одна или несколько страниц текста, могут встретиться невыводимые пятна и кляксы, надписи на полях или подчеркивания в тексте, нечитаемые фрагменты текста или загибы страниц. Покупать или не покупать подобные издания – решать Вам, мы же делаем все возможное, чтобы редкие и ценные книги, еще недавно утраченные и несправедливо забытые, вновь стали доступными для всех читателей.

	Стр.
§ 13. Термодинамические свойства газов и нефтегазовых смесей	124
§ 14. Исследование свойств пластовых нефтей	126
§ 15. Изменение свойств нефти в пределах нефтеносной залежи	131
§ 16. Фотоколориметрия нефти	133
Г л а в а IV. Фазовые состояния углеводородных систем	137
§ 1. Виды фазовых превращений	137
§ 2. Схемы фазовых превращений углеводородов	140
§ 3. Влияние строения углеводородов, давления и температуры на фазовые превращения газоконденсатных систем	150
§ 4. Критическая температура и критическое давление многокомпонентных углеводородных смесей	155
§ 5. Влагосодержание природных газов и газоконденсатных систем. Влияние воды на фазовые превращения углеводородов	161
§ 6. Фазовое состояние системы нефть — газ при различных давлениях и температурах	164
§ 7. Оценка типа газовых залежей. Прогнозирование нефтяной оторочки по составу пластового газа	168
§ 8. Краткая характеристика газогидратных залежей	171
§ 9. Газоконденсатная характеристика залежи. Приборы для лабораторного изучения свойств газоконденсатных смесей	173
§ 10. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей	176
Г л а в а V. Пластовые воды и их физические свойства	188
§ 1. Состояние остаточной (связанной) воды в нефтяных и газовых коллекторах	188
§ 2. Методы определения количества остаточной (связанной) воды в нефтяных пластах	191
§ 3. Состояние переходных зон нефть — вода, нефть — газ и вода — газ	196
§ 4. Минерализация пластовой воды	199
§ 5. Физические свойства пластовых вод	200
§ 6. Растворимость газов в воде под давлением	202
Г л а в а VI. Молекулярно-поверхностные свойства системы нефть — газ — вода — порода	206
§ 1. Роль поверхностных явлений при движении нефти, воды и газа в пористой среде	206
§ 2. Зависимость поверхностного натяжения пластовых жидкостей от давления и температуры	207
§ 3. Смачивание и краевой угол. Работа адгезии. Теплота смачивания	210
§ 4. Кинетический гистерезис смачивания	215
§ 5. Свойства поверхностных слоев пластовых жидкостей	216
§ 6. Расклинивающее действие тонких слоев жидкости. Опыты Дерягина. Эффект Ребиндера	217
§ 7. Измерение углов смачивания	218
Г л а в а VII. Физические основы вытеснения нефти водой и газом из пористых сред	223
§ 1. Источники пластовой энергии. Силы, действующие в залежи	223
§ 2. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей. Причины нарушения закона Дарси	225
§ 3. Электрокинетические явления в пористых средах	228
§ 4. Дроссельный эффект при движении жидкостей и газов в пористой среде	231
§ 5. Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом	234

	Стр.
§ 6. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи	237
§ 7. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред	242
§ 8. Использование теории капиллярных явлений для установления зависимости нефтеотдачи от различных факторов	245
§ 9. Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой	247
§ 10. Факторы, влияющие на нефтеотдачу пласта при использовании энергии газовой шапки и газа, выделяющегося из раствора	249
§ 11. Газоотдача газовых и газоконденсатных коллекторов	252
Глава VIII. Повышение нефтеотдачи пластов	256
§ 1. Методы увеличения извлекаемых запасов нефти	256
§ 2. Моющие и нефтевытесняющие свойства вод	257
§ 3. Обработка воды поверхностно-активными веществами	260
§ 4. Применение углекислоты для увеличения нефтеотдачи пластов	264
§ 5. Воздействие магнитных полей на свойства воды	268
§ 6. Термические способы увеличения нефтеотдачи	269
§ 7. Вытеснение нефти из пласта растворителями	274
§ 8. Условия взаиморастворимости углеводородов оторочки с нефтью и газом	280
§ 9. Определение критического состава смеси	283
§ 10. Вытеснение нефти газом высокого давления	289
§ 11. Развитие новых методов увеличения нефтеотдачи пластов	294
Глава IX. Моделирование пластовых процессов	297
§ 1. Использование лабораторных исследований для решения задач теории и практики эксплуатации нефтяных и газовых месторождений	297
§ 2. Моделирование и подобие	297
§ 3. Условия подобия при моделировании двухфазной фильтрации в пористой среде	299
§ 4. Приближенное моделирование	301
Л и т е р а т у р а	307

ПРЕДИСЛОВИЕ

Физика пласта — наука, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов; свойства пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей; методы их анализа, а также физические основы увеличения нефте- и газоотдачи пластов.

В последние годы в Советском Союзе ни одно месторождение не начинают разрабатывать без детального изучения физических свойств пород пласта, пластовых жидкостей и газов — без этого нельзя осуществить научно обоснованную разработку месторождений нефти и газа.

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.

Важное место в курсе отводится физике и физико-химии вытеснения нефти и газа из пористых сред вытесняющими агентами. Эти материалы служат теоретической основой современных методов увеличения нефте- и газоотдачи пластов.

В новом издании книги значительно расширены разделы, посвященные физике газов, газоконденсатных смесей и газовых коллекторов.

Техника лабораторного анализа и аппаратура, используемая для определения свойств пород, пластовых жидкостей и газов, описаны схематично и лишь в объеме, какой, по мнению автора,

необходим для пояснения основных положений теории анализа. Подробно техника лабораторных работ излагается в специальных практикумах.

Физика пласта представляет собой быстро развивающуюся новую отрасль нефтяной и газовой науки. Значительный вклад в нее сделан советскими учеными (Л. Г. Гурвичем, П. А. Ребиндером, Б. В. Дерягиным, М. М. Кусаковым, Г. А. Бабаляном, Ф. И. Котяховым, А. С. Великовским).

Особо большое влияние труды П. А. Ребиндера, М. М. Кусакова, Г. А. Бабаляна оказали на развитие научных основ физико-химии поверхностных явлений. М. М. Кусаковым эти исследования были использованы для построения основ физико-химии нефтяного пласта. Впервые курс физики нефтяного пласта был прочитан в 1948 г. М. М. Кусаковым для студентов Московского нефтяного института.

Советские ученые занимают и в настоящее время ведущее положение в развитии ряда областей физики нефтяного и газового пласта (упругие процессы, термическое воздействие на пласт, вибрационные методы увеличения проводимости пород, явления электроосмоса в пористой среде и т. д.).

Книга написана с преимущественным использованием Международной системы единиц (СИ). Для облегчения перехода от старых систем к Международной системе единиц приведена таблица пересчетных значений для величин, наиболее часто используемых в пособии (см. приложение). Ю. Ф. Макогоном написаны разделы книги, посвященные газогидратным залежам.

Курс физики нефтяного и газового пласта быстро развивается и уже в настоящее время охватывает чрезвычайно широкий круг вопросов.

Автор будет благодарен читателям за критические замечания, которые позволят улучшить будущие издания книги и повысят качество преподавания дисциплины.

Замечания и пожелания просим направлять по адресу: Москва К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19. Издательство «Недра».

Автор выражает благодарность рецензенту А. Х. Мирзаджанзаде, доцентам кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей МИНХ и ГП им. И. М. Губкина С. Н. Закирову, К. С. Басниеву, Г. А. Зотову, Ю. Ф. Макогону.

Г Л А В А I

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД — КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Для определения характеристики нефтяного и газового пласта необходимо знать:

- 1) гранулометрический (механический) состав пород;
- 2) пористость;
- 3) проницаемость;
- 4) капиллярные свойства;
- 5) удельную поверхность;
- 6) механические свойства (упругость, пластичность, сопротивление разрыву, сжатию и другим видам деформаций);
- 7) насыщенность пород водой, нефтью и газом в различных условиях.

§ 1. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ (МЕХАНИЧЕСКИЙ) СОСТАВ ПОРОД

Пласты, сложенные песками, состоят из разнообразных по размерам зерен неправильной формы. Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть **г р а н у л о м е т р и ч е с к и м (м е х а н и ч е с к и м) с о с т а в о м**, 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 может быть гранулометрический анализ их.

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 нефтепромысловой 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* (0,001 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. В лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,053; 0,074; 0,105; 0,149; 0,210; 0,227; 0,42; 0,59; 0,84; 1,69 и 3,36 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. В него насыпают 50 г породы и просеивают ее в течение 15 мин. После этого оставшуюся на каждом сите породу взвешивают и результаты записывают в таблицу.

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

$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right), \quad (\text{I.1})$$

где g — ускорение силы тяжести;

d — диаметр частиц;

ν — кинематическая вязкость;

$\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости;

$\rho_{\text{п}}$ — плотность вещества частицы.

Формула (I.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%.

Использование формулы Стокса при седиментационном анализе рассмотрим на примере пипеточного метода.

* 1 мкм (микрометр) = 1 мк (микрон) = $1 \cdot 10^{-6}$ м.

Из фракции песка, прошедшего через сито с наименьшими отверстиями, отбирают 10 г песка и перемешивают его с водой в цилиндре емкостью 1 л, помещенном в баню (рис. I.1). В цилиндр вставляется пипетка 2, глубина спуска ее кончика h составляет примерно 30 см.

Допустим, что необходимо определить в песке количество частиц диаметром меньше d_1 . Для этого при помощи формулы (I.1) вычисляют время t_1 падения частиц размером d_1 до глубины спуска пипетки h . Очевидно, с глубины h через время t_1 в пипетку проникнут только те частицы, диаметр которых меньше d_1 , так как к этому времени после начала их осаждения более крупные зерна расположатся ниже кончика пипетки. Высушив содержимое пипетки, определяют количество находящихся в суспензии частиц диаметром менее или более d_1 . Это легко сделать, так как масса всей навеси G_1 , объем отобранной суспензии V , масса сухого остатка в ней G и объем жидкости V_1 в цилиндре известны. Очевидно, процентное содержание в породе отобранных пипеткой фракций (т. е. частиц диаметром меньше, чем d_1) будет

$$a = \frac{V_1 G}{V G_1} l,$$

где l — процент фракции, прошедшей через самое мелкое сито.

Отбирая последующие пробы через другие интервалы времени от начала отстаивания суспензии, точно так же определяют содержание более мелких фракций. Существует много методов седиментационного анализа. В лабораториях по исследованию грунтов широко применяют методы отмучивания током воды, отмучивания сливанием жидкости (метод Сабанина) и метод взвешивания осадка при помощи весов Фигуровского.

При отмучивании током воды грунт помещают в конический или цилиндрический сосуд, через который создают ток воды, направленный снизу вверх. Регулируя скорость движения воды, добиваются выноса из пределов сосуда частиц определенного диаметра, величина которого также может быть определена по формуле Стокса.

При отмучивании сливанием жидкости частицы различного размера разделяют путем слива после определенного времени

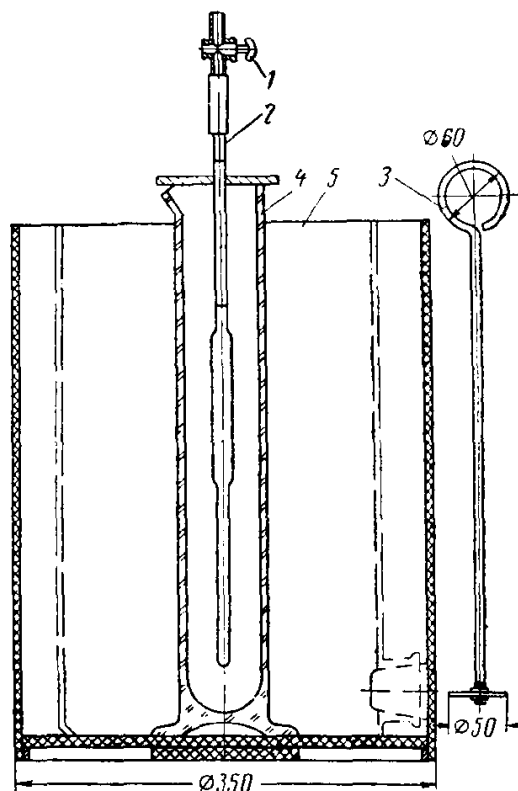


Рис. I.1. Седиментометр.

1 — стеклянный кран; 2 — пипетка; 3 — мешалка; 4 — градуированный цилиндр; 5 — стеклянный термостат.

отстаивания верхней части столба суспензии с мелкими частицами, не успевшими осесть на дно сосуда.

Наиболее совершенный метод седиментационного анализа — взвешивание осадка. Хорошо перемешанную суспензию вливают в цилиндрический сосуд, в который опускают тонкий стеклянный диск, подвешенный на плечо седиментометрических весов Н. А. Фигуровского. Выпадающие частицы суспензии отлагаются на стеклянном диске. По мере отложения осадка равновесие весов нарушается и для восстановления его требуется дополнительная нагрузка. Регистрируя время и нагрузки, получают данные, которые затем

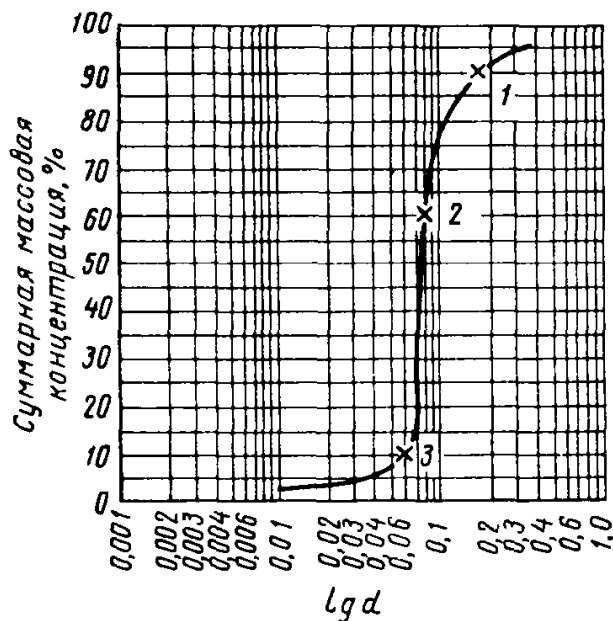


Рис. 1.2. Кривая суммарного гранулометрического состава.

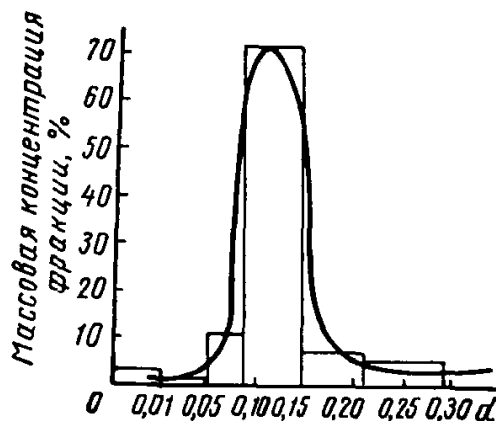


Рис. 1.3. Кривая распределения зерен породы по размерам.

обрабатывают и приводят в обычный для анализа вид: результаты анализа механического состава пород изображаются в виде таблиц или графиков суммарного состава и распределения зерен породы по размерам (рис. 1.2 и 1.3). Для построения первого графика по оси ординат откладывают массовые концентрации в процентах, а по оси абсцисс — диаметр частиц d или $\lg d$.

При построении второго графика по оси абсцисс откладывают диаметры d частиц, а по оси ординат — массовые концентрации в процентах каждой фракции в исследуемой породе.

Отношением $\frac{d_{60}}{d_{10}}$ принято характеризовать степень неоднородности песка, где d_{60} — диаметр частиц, при котором сумма масс фракций диаметрами, начиная от нуля и кончая данным диаметром, составляет 60% от массы всех фракций (точка 2, рис. 1.2), а d_{10} — аналогичная величина для 10% точки кривой суммарного гранулометрического состава (точка 3, рис. 1.2). По диаметру, соответствующему

ющему точке 1, подбирают отверстия забойных фильтров для нефтяных скважин¹.

Коэффициент неоднородности зерен пород, слагающих нефтяные месторождения, обычно колеблется в пределах 1,1—20.

§ 2. ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор).

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m_n называется отношение суммарного объема пор $V_{\text{пор}}$ в образце породы к видимому его объему $V_{\text{обр}}$:

$$m_n = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} . \quad (1.2)$$

Измеряется пористость в долях единицы или в процентах. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относят пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наложения и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Вторичные поры образовались в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин вследствие сокращения породы (например, вследствие доломитизации) и т. д.

Структура порового пространства пород обусловлена гранулометрическим составом частиц, их формой, химическим составом пород, происхождением пор, а также соотношением количества больших и малых пор.

В большой степени свойства пористых сред зависят от размеров поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- 1) сверхкапиллярные — размеры больше 0,5 мм;
- 2) капиллярные — от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм);
- 3) субкапиллярные — меньше 0,0002 мм (0,2 мкм).

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно, а по капиллярным — при значительном участии капиллярных сил².

В субкапиллярных каналах жидкости настолько сильно удерживаются силой притяжения стенками каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала стенок), что практически в природных условиях перемещаться в них не могут.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы). Хорошие коллекторы нефти — те породы, поры которых представлены в основном

¹ Об этом см. в курсе «Технология и техника эксплуатации нефтяных месторождений».

² О капиллярных явлениях в пористой среде см. главы VI, VII и VIII данной книги.

капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными порами. Из сказанного следует, что при существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении.

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

Коэффициентом открытой пористости m_0 принято называть отношение объема открытых, сообщающихся пор к объему образца.

Статическая полезная емкость коллектора характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом. Эта величина обозначается через $\Pi_{ст}$ и определяется как разность открытой пористости и доли объема пор, занятой остаточной водой.

В зависимости от перепадов давления, существующих в пористой среде, свойств жидкостей и характера поверхности пород та или иная часть жидкости не движется в порах. Сюда относятся неподвижные пленки у поверхности породы, капиллярно удержанная жидкость и т. д. Динамическая полезная емкость коллектора $\Pi_{дин}$ характеризует относительный объем пор и пустот, через которые может происходить фильтрация нефти и газа в условиях, существующих в пласте.

§ 3. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Из определения понятия полной пористости вытекают следующие соотношения, которые используются для ее измерения,

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{зерен}}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_{зерен}}{V_{обр}}, \quad (I.3)$$

где $V_{обр}$ и $V_{зерен}$ — объемы образца и зерен.

Учитывая, что масса образца равна массе слагающих его зерен, формулу (I.3) можно представить в виде

$$m = 1 - \frac{\rho_{обр}}{\rho_{зерен}}. \quad (I.4)$$

Здесь $\rho_{обр}$ и $\rho_{зерен}$ — плотности образца и зерен.

Из формул (I.3) и (I.4) следует, что для определения пористости достаточно знать объемы пор и образца, объемы зерен и образца или плотности образца и зерен. Существует много методов определения этих величин и соответственно имеется множество способов оценки величины пористости горных пород.

Для определения объема образца часто пользуются по И. А. Преображенскому методом взвешивания насыщенного жидкостью (обычно керосином) породы в той же жидкости и в воздухе (при этом для расчета объема образца используется закон Архимеда). Объем породы можно найти по объему вытесненной жидкости при погружении в нее образца, насыщенного той же жидкостью.