

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Л. Д. Плешков, А. И. Губина

ПЕТРОФИЗИКА

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

*Допущено методическим советом
Пермского государственного национального
исследовательского университета в качестве
учебного пособия для студентов, обучающихся
по направлению подготовки бакалавров
«Геология»*



Пермь 2019

УДК 550.8

ББК 26

П386

Плешков Л. Д., Губина А. И.

П386 Петрофизика. Лабораторные работы: учеб. пособие / Л. Д. Плешков, А. И. Губина; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2019. – 90 с.

ISBN 978-5-7944-3347-0

Учебное пособие состоит из двух частей. В первой части кратко изложен теоретический материал о петрофизических свойствах по темам лабораторных работ. Во второй части даны методические руководства по выполнению работ с описанием петрофизического оборудования и принципа его действия.

Пособие предназначено студентам, обучающимся по направлению «Геология», профиль «Геофизика» (бакалавриат), для выполнения лабораторных работ при изучении курса «Петрофизика», а также студентам, обучающимся по направлению «Технология геологической разведки», для выполнения лабораторных работ при изучении курса «Физика горных пород».

УДК 550.8

ББК 26

Печатается по решению ученого совета геологического факультета Пермского государственного национального исследовательского университета

Рецензенты: кафедра геологии нефти и газа ПНИПУ (зав. кафедрой, д-р геол.-минер. наук **В. И. Галкин**);
канд. техн. наук, директор по промысловой геофизике
ПАО «Пермнефтегеофизика» **А. В. Шумилов**

ISBN 978-5-7944-3347-0

© Плешков Л. Д.,
Губина А. И., 2019
© ПГНИУ, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	6
ЧАСТЬ I ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА	8
Пориcтoсть	11
Проницаемость	14
Плотность	17
Удельное электрическое сопротивление	20
Естественная радиоактивность	25
Упругие свойства	30
Модули упругости	31
Скорости упругих волн в идеально упругих средах	33
ЧАСТЬ II ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ	36
Лабораторные весы ВМ-2202	37
Редуктор с манометром	38
Гигрометр ВИТ	39
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ	
ГАЗОВОЛУМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ	41
Задание	42
Приборы и материалы	43
Ход выполнения работы	44
Форма записи результатов измерений	47
Контрольные вопросы	47
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АБСОЛЮТНОЙ	
ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ МЕТОДАМИ СТАЦИОНАРНОЙ	
И НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА	48
Задание	49
Приборы и материалы	49
Ход выполнения работы	50
Форма записи результатов измерений	52
Контрольные вопросы	52

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3

НАСЫЩЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД МОДЕЛЬЮ

ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА.....	53
Задание	53
Приборы и материалы.....	53
Ход выполнения работы.....	54
Форма записи результатов измерений	56
Контрольные вопросы	56

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ

АРЕОМЕТРА ПОСТОЯННОЙ МАССЫ	57
Задание	58
Приборы и материалы.....	58
Ход выполнения работы.....	58
Форма записи результатов измерений	59
Контрольные вопросы	59

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОДЫ

С ПОМОЩЬЮ ПАРАФИНИРОВАНИЯ	60
Задание	61
Приборы и материалы.....	61
Ход выполнения работы.....	61
Форма записи результатов измерений	63
Контрольные вопросы	63

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ, ОБЪЕМНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОДЫ И КОЭФФИЦИЕНТА ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ

МЕТОДА ЖИДКОСТЕНАСЫЩЕНИЯ	64
Задание	65
Приборы и материалы.....	65
Ход выполнения работы.....	66
Форма записи результатов измерений	66
Контрольные вопросы	66

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

ПОРОДЫ ПРИ ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ	67
Задание	68
Приборы и материалы.....	69
Ход выполнения работы.....	70
Форма записи результатов измерений	72
Контрольные вопросы	72

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГИХ ВОЛН

СПОСОБОМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ПРОЗВУЧИВАНИЯ.....	73
Задание	73
Приборы и материалы.....	74
Ход выполнения работы.....	75
Форма записи результатов измерений	78
Контрольные вопросы	78

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №9

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ УРАНА, ТОРИЯ И КАЛИЯ

В ГОРНОЙ ПОРОДЕ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ ..	79
Задание	81
Приборы и материалы.....	81
Ход выполнения работы.....	82
Форма записи результатов измерений	84
Контрольные вопросы	84

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №10

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

ГОНИОМЕТРОМ.....	85
Задание	86
Приборы и материалы.....	86
Ход выполнения работы.....	87
Форма записи результатов измерений	88
Контрольные вопросы	88

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	89
--------------------------------	----

ПРЕДИСЛОВИЕ

Петрофизика как одна из наук о Земле изучает физические свойства горных пород: упругие, гравитационные, электрические, тепловые, магнитные, радиоактивные и другие. Свойства горных пород зависят от их минерального и химического состава, структурно-текстурных особенностей, степени диагенеза и метаморфизма, наличия в них жидких и газообразных компонент.

Физические свойства горных пород определяют лабораторными методами (на образцах) и геофизическими (скважинными и полевыми). С помощью лабораторных методов устанавливают петрофизические связи между непосредственными параметрами горных пород и их геофизическими характеристиками. Изучение физических свойств горных пород осуществляют одновременно с изучением структурно-текстурных и минералогических характеристик, а также в условиях изменения внешних факторов (давления, температуры). Лабораторные методы обеспечивают высокую точность определения физических параметров, но не позволяют точно выявить свойства пород в естественном залегании.

Геофизические методы дают возможность составить объемную и интегральную физическую характеристику пород в естественном залегании на различных глубинах. Однако при использовании их затруднено раздельное изучение влияния геологических и физических факторов на изменение тех или иных свойств пород.

Петрофизика изучает главным образом свойства горных пород, создающие физические поля, которые могут быть измерены геофизическими методами. Основой для геологической интерпретации геофизических данных служит установление петрофизических связей, позволяющие перейти в исследовании

от физических свойств среды к геологическим объектам, сложенным горными породами с конкретными литологическими свойствами. В нефтегазовой геологии для того, чтобы определить такие связи, необходимо изучать лабораторными методами помимо физических свойств коллекторские, которые используются непосредственно для составления геологической модели месторождения.

К коллекторским свойствам можно отнести пористость и проницаемость, влагоемкость и смачиваемость водой или нефтью, гранулометрический состав и др. Эти свойства геофизическими методами удастся точно охарактеризовать не в любых геологических условиях, поэтому их определение в лаборатории крайне важно. Таким образом, исходя из способа получения петрофизических зависимостей различают следующие виды парных связей: керн – керн ($\kappa - \kappa$), геофизика – керн ($\Gamma - \kappa$), геофизика – гидродинамика ($\Gamma - \Gamma_d$), геофизика – геофизика ($\Gamma - \Gamma$).

ЧАСТЬ I

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Породой-коллектором называют породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах, независимо от величины извлекаемых запасов и дебита скважин. Это определение породы-коллектора лежит в основе подсчета геологических запасов углеводородов. Из него следует, что основными свойствами, характеризующими породу-коллектор, являются: емкость, под которой понимается способность породы вмещать флюид (или несколько флюидов); флюидонасыщенность, показывающая качественный и количественный состав находящихся в породе нефти, газа и воды; и проницаемость, наличие которой говорит о способности породы пропускать через себя содержащиеся в ней флюиды. Эти свойства определяют электрические, упругие, радиоактивные, тепловые и магнитные характеристики пород, измеряя которые можно устанавливать зависимости коллекторских и физических свойств и использовать последние в качестве косвенных, но надежных признаков при интерпретации геофизических данных.

При изучении свойств горных пород и пластовых флюидов необходимо помнить, что геофизические и гидродинамические методы исследования позволяют получить о них информацию, справедливую для условий естественного залегания. В лаборатории же для проведения измерений на образцах горных пород можно добиться любых возможных значений влажности, давления и температуры, что облегчает изучение петрофизических характеристик и их взаимосвязи при моделировании различных условий залегания пород. Лабораторными способами легко определить также влияние минерального и гранулометрического состава на физические свойства пород.

Однако существенным недостатком лабораторных исследований является то, что керн, извлеченный из скважины, обычно не обладает достаточной представительностью и информативностью, то есть не отражает в полной мере и непрерывно по разрезу (в отличие от измерений ГИС) изменение литологических свойств горных пород по разрезу. Поэтому роль конечных результатов исследований керна в изучении месторождений зависит от его размера и количества.

Свойства горных пород можно разделить на десять групп:

- 1) структурно-емкостные, сорбционные и поверхностные (гранулярность, пористость, влагоемкость, водо-, нефте- и газонасыщенность, смачиваемость, капиллярность, обменная способность, фазовая поляризуемость, поверхностная проводимость);
- 2) гравитационные (плотность);
- 3) фильтрационные (абсолютная, эффективная и относительная проницаемость, фильтрующая способность);
- 4) электрические (электропроводность, электрическое сопротивление, диффузионно-адсорбционная активность, окислительно-восстановительная активность, поляризуемость);
- 5) тепловые (теплопроводность, тепловое сопротивление, теплоемкость, температуропроводность);
- 6) магнитные (магнитная восприимчивость, изотермическая и естественная остаточная намагниченность, точка Кюри);
- 7) ядерные (радиоактивность);
- 8) упругие (упругость);
- 9) прочностные (прочность на сжатие, изгиб и сдвиг);
- 10) пластические (пластичность).

Для проведения лабораторных исследований необходимо подготовить образцы горных пород. После извлечения керна на поверхность, его литологического описания и привязки по глубине бурения осуществляется его герметизация (парафинирование и упаковка в пластиковые трубы) на скважине. После транспортировки керна к месту изучения производится подробное послойное описание колонки керна и изготовление образцов

различной формы и размера, экстракция из них углеводородов и отмывка в аппаратах Сокслета, сушка в специальных шкафах до постоянной массы.

Таким образом формируется коллекция образцов, соответствующая поставленным задачам исследования, и составляется схема изучения петрофизических, а также химических, петрографических и других свойств образцов и содержащихся в них флюидов. В этой схеме учитывается последовательность проведения измерений: например, если требуется определить прочностные характеристики, для чего приходится разрушить образец, то эта процедура предусматривается в конце схемы. Приблизительная последовательность петрофизического изучения кернового материала в лаборатории следующая:

- 1) экстракция отобранных кусочков керна и образцов правильной формы от солей и углеводородов;
- 2) дезинтегрирование кусочков керна для определения плотности твердой фазы (по 10–20 г), если же проводится гранулометрический анализ, то навеска увеличивается до 50 г;
- 3) сушка двух-трех кусочков породы (для измерения плотности абсолютно сухого образца, δ_c), порошка и образцов правильной формы до постоянной массы, m_c ;
- 4) исследование на порошке (плотность твердой фазы, δ_t , гранулометрический анализ, химический анализ) и на кусочках образца;
- 5) исследование на сухих образцах правильной геометрической формы и измерение $k_{пр}$ и v_p ;
- 6) насыщение образцов правильной формы моделью пластовой воды (или нефти) и последовательное измерение на одних и тех же образцах ω_p , $A_{да}$, $\rho_{вп}$, v_p , распределения пор по размерам;
- 7) проведение детальных петрофизических исследований.

Все процедуры подготовки и исследования керна соответствуют с одобренным государственной метрологической службой методикам, определяющим порядок работ для обеспечения достоверности и точности конечных результатов измерений. Последовательность изучения различных свойств керна согласуется с заказчиком исследований.

ПОРИСТОСТЬ

Пористость является основным свойством пород-коллекторов. Она — важнейший параметр при интерпретации данных ГИС, характеризующий объем пространства, которое может быть занято флюидами (водой, нефтью или газом). Структура порового пространства определяет объем и конфигурацию каналов, по которым передается тепловая и электрическая энергия, и влияет на распространение упругих деформаций в породе.

Породы-коллекторы по типу порового пространства делятся на гранулярные и трещинные. В первом случае емкость и проницаемость коллектора обуславливается наличием пространства между зерен минералов. Во втором случае коллекторские свойства, главным образом проницаемость, определяются густотой сетью трещин и их размерами.

При естественном залегании горных пород основными факторами, влияющими на их пористость, являются глубина погружения, содержание глинистых минералов, интенсивность вторичных процессов, которым подвержена порода, температура и возраст пород. Наиболее пористые терригенные породы — глины (k_p достигает 80–85 %), однако из-за слишком малого размера зерен (менее 0.01 мм) их проницаемость практически равна нулю, и глины относят не к коллекторам, а к непроницаемым породам. Пористость песчаников существенно меньше (5–25 %), чем пористость глин, но размер их зерен и пор позволяет пластовым флюидам относительно свободно перемещаться в породе. Среди карбонатных пород наибольшей пористостью обладают органогенные известняки и хорошо отсортированные карбонатные песчаники. Значительному увеличению пористости способствует трещиноватость.

Трещины, помимо того, что создают дополнительное пространство в породах, способны влиять на проницаемость вплоть

до изменения ее значения на порядок. Например, в карбонатных коллекторах с очень низкими значениями пористости, а следовательно, с очень низкой проницаемостью, системы трещин обеспечивают так называемую трещинную проницаемость, что делает возможной промышленную разработку этих коллекторов.

Кавернозность горных пород определяется наличием в них каверн — полостей большего размера по сравнению с размером межзерновых пор. В настоящее время пустоты размером до 1 мм принято называть порами, а более 1 мм — кавернами. Кавернозность наиболее характерна для карбонатных пород, которые из-за своего химического состава подвержены растворению. Например, при длительном взаимодействии с пресной водой растворяются гипс и кальцит. В кавернах пород могут содержаться значительные объемы пластовых флюидов, и, если кавернозностью охвачены значительные объемы пород, содержащих нефть или газ, это оказывает большое влияние на результаты определения запасов месторождений. На рисунке 1.1 представлены схематические изображения различных типов порового пространства в горных породах.

Пористость есть отношение объема порового пространства породы к общему объему породы, который включает в себя и объем пор, и объем минерального каркаса:

$$k_{\text{п}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V} = \frac{V_{\text{пор}}}{(V_{\text{кар}} + V_{\text{пор}})},$$

где $V_{\text{пор}}$, V и $V_{\text{кар}}$ — объемы порового пространства, всего объема породы (образца) и минерального каркаса соответственно, см^3 , а $k_{\text{п}}$ — *коэффициент общей или полной пористости*, который выражается в процентах или долях единицы и описывает пористость независимо от того, связаны между собой поры и пустоты или нет.

Если бы все поры в горной породе сообщались между собой, то коэффициент общей пористости довольно полно описы-

вал бы емкостные свойства пород. Однако ввиду того, что в породе всегда есть часть пор, не доступных для перемещения какого-либо флюида, необходимо различать *открытую* и *закрытую пористость*. Закрытые поры ограничивают коллекторские свойства породы тем, что недоступны для перемещения флюидов и могут заключать в себе часть запасов нефти или газа.

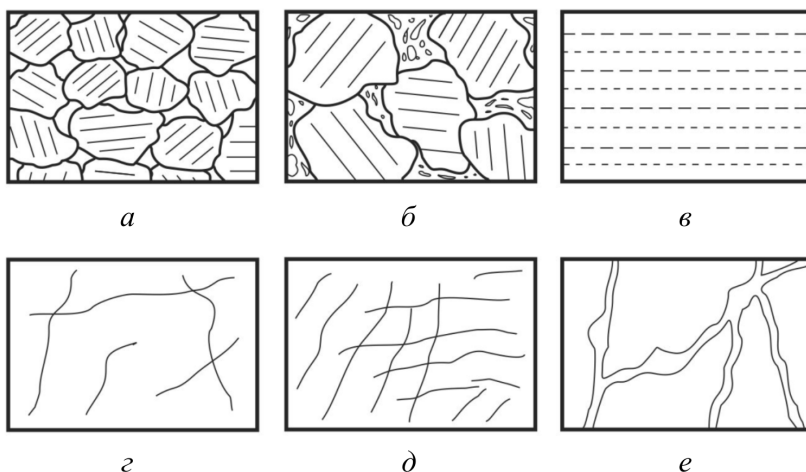


Рис. 1.1. Различные типы пористости горных пород: а — первичная пористость хорошо отсортированного песчаника, б — первичная пониженная пористость плохо отсортированного песчаника, в — глина, г и д — трещиноватая карбонатная порода при трещиноватости $k_{тр} = 0.15$ и 0.3 % соответственно, е — трещиновато-кавернозная карбонатная порода $k_{тр} + k_{кав} = 5$ %. (Воспроизведено по В. С. Зинченко, 2005)

Коэффициент открытой пористости ($k_{п.о}$) определяется как удельный объем всех взаимосвязанных пор в породе, а коэффициент закрытой пористости ($k_{п.з}$) — как удельный объем всех пор, не участвующих в процессе передвижения флюидов, при этом $k_{п.о} = k_{п} - k_{п.з}$. Эффективная пористость, как и многие другие петрофизические величины, бывает двух видов — статической и динамической. Такое деление обусловлено тем, что

величины первого вида определяются в ходе лабораторных исследований керна и образцов горных пород при стационарном режиме, когда образце распределено одно и то же давление, а величины второго вида — когда в образце существует градиент (перепад) давлений.

Таким образом, *коэффициент эффективной статической пористости* ($k_{п.ст}$) позволяет охарактеризовать удельный объем пор, в которых может содержаться свободная вода, нефть или газ, за исключением связанной и капиллярной воды:

$$k_{п.ст} = \frac{(V_{пор.о} - V_{в.св})}{V} = k_{п.о}(1 - k_{в.св}),$$

где $V_{пор.о}$ и $V_{в.св}$ — объемы открытых пор и связанной воды, $k_{в.св}$ — коэффициент водонасыщения, определяющий содержание связанной воды в единице объема пор. Коэффициент $k_{п.ст}$ используется при определении полезной емкости коллектора.

Коэффициент эффективной динамической пористости ($k_{п.д}$) характеризует удельный объем пор, по которым вода, нефть или газ могут перемещаться при заданных градиентах давления. Он используется при подсчете извлекаемых запасов воды, нефти и газа.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Порода-коллектор помимо того, что обладает способностью включать в себя нефть, газ и воду за счет наличия порового пространства, имеет свойство проницаемости. Проницаемость определяет способность пород пропускать через себя флюиды (нефть, газ, воду или их смесь) благодаря сообщающимся между собой порам и трещинам. На количественном уровне проницаемость характеризуется коэффициентом прони-

цаемости (k), физический смысл которого выражается коэффициентом пропорциональности между коэффициентом расхода (Q) однокомпонентной жидкости или газа, вязкостью (μ) и градиентом давления (dp/dl) на образце некоторой длины (dl) и сечения (A):

$$v = \frac{Q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl}.$$

Это уравнение в дифференциальном виде выражает закон Дарси и является основным инструментом для инженеров-нефтяников. Если скорость фильтрации флюида (v) выразить в м / с, вязкость — в Па·с, а давление — в Па, то, как видно из приведенного уравнения, единицей измерений проницаемости служит м². Однако эта единица измерения слишком большая, чтобы описывать проницаемость горных пород, поэтому на практике используют другую величину — квадратный микрометр, или несистемную единицу Дарси, равную 0.986923 мкм².

Изучение проницаемости необходимо при решении многих промыслово-геологических и технологических задач, таких как выявление продуктивных коллекторов, содержащих нефть, газ и воду; подсчет запасов нефти и газа в залежах и составление проекта их разработки; выбор методов интенсификации добычи и повышение коэффициента нефтеотдачи; оценка пригодности коллекторов для использования при подземном хранении газа; составление проекта доразведки месторождений нефти и газа; проектирование скважин для сброса технических вод; выявление вида зависимости коэффициента проницаемости от величин, характеризующих состав пород и их физические свойства.

Как и пористость, проницаемость бывает первичная и вторичная. Первичная, наиболее важная для терригенных отложений, образуется на стадиях седиментогенеза и диагенеза горных пород. Вторичная играет главную роль в карбонатных отложениях и проявляется в виде систем трещин различной про-

тяженности и ширины, которые могут появляться в породах из-за тектонической активности и движения воды, растворяющей породы. Вторичная проницаемость может быть обусловлена уплотнением породы при катагенезе, цементацией пор глинистыми минералами, которые в отличие от трещин существенно уменьшают ее значение. При проектировании размещения нагнетательных скважин, через которые происходит закачка воды в пласты для вытеснения углеводородов к продуктивным скважинам, важно знать минеральный состав глинистых минералов в поровом пространстве горных пород. Такие минералы, как смектит и монтмориллонит, при контакте с водой разбухают и могут уменьшить значения коэффициента проницаемости практически до нуля, тем самым «загубив» пласт-коллектор.

На проницаемость также влияют форма, размер и ориентировка зерен. Большой размер, высокая степень окатанности и хорошая сортировка зерен способствуют увеличению проницаемости, тогда как мелкие, неокатанные и плохо сортированные обломки минералов уменьшают ее. Если в породе обнаруживаются зерна вытянутой формы, вертикальная проницаемость окажется существенно меньше горизонтальной, что приведет к анизотропии проницаемости — различию значений коэффициента проницаемости по горизонтали и вертикали. Анизотропия проницаемости увеличивается при наличии чешуйчатых минералов, например, мусковита, которые способствуют уменьшению вертикальной проницаемости. Наоборот, влияя на увеличение ее значений могут вертикальные трещины.

Еще одним фактором, влияющим на проницаемость так же, как и на пористость, является сцементированность минеральных зерен в породе. Различные типы цемента по-разному влияют на ее значения, в общем случае уменьшая их.

Хотя в отдельных типах отложений могут наблюдаться корреляционные зависимости с высокой корреляцией пористости и проницаемости, их связь в целом для горных пород неоче-

видна и носит только качественный характер. Пемза, например, является одной из наиболее пористых пород, но имеет очень низкую проницаемость. Микротрещиноватый же известняк с низкой пористостью имеет весьма высокую проницаемость.

Абсолютная проницаемость ($k_{пр}$) определяется, как правило, по какому-либо инертному газу (азот или аргон) или какой-либо жидкости (ртуть) и характеризует то, как образец горной породы способен пропускать через себя однокомпонентный флюид. Наиболее распространенный способ определения абсолютной проницаемости — на основе закона Дарси — заключается в измерении расхода фильтрующегося через образец флюида при известных давлении, размерах образца и вязкости.

Фазовая проницаемость отражает то, как определенный флюид фильтруется через образец породы в присутствии и под влиянием других флюидов. Например, фазовая проницаемость по нефти ($k_{пр.н}$) или газу ($k_{пр.г}$). Сумма значений всех показателей фазовой проницаемости всегда меньше абсолютной проницаемости.

Относительная проницаемость ($k_{пр.отн}$) — отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

ПЛОТНОСТЬ

Плотность определяется как масса вещества, занимающая определенный объем:

$$\delta = \frac{m}{V},$$

где m — масса, г, V — объем, см^3 .

Так как в поровом пространстве осадочной горной породы объемом V могут находиться вода, нефть и газ, плотность горной породы (δ_{Π}) определяется следующей формулой:

$$\begin{aligned}\delta_{\Pi} &= \delta_{\text{ТВ}} \frac{V_{\text{ТВ}}}{V} + \delta_{\text{В}} \frac{V_{\text{В}}}{V} + \delta_{\text{Н}} \frac{V_{\text{Н}}}{V} + \delta_{\text{Г}} \frac{V_{\text{Г}}}{V} \\ &= (1 - k_{\Pi})\delta_{\text{ТВ}} + k_{\Pi}(k_{\text{В}}\delta_{\text{В}} + k_{\text{Н}}\delta_{\text{Н}} + k_{\text{Г}}\delta_{\text{Г}}),\end{aligned}$$

где $\delta_{\text{ТВ}}$, $\delta_{\text{В}}$, $\delta_{\text{Н}}$, $\delta_{\text{Г}}$ — плотности твердой фазы, воды, нефти и газа, $V_{\text{ТВ}}$, $V_{\text{В}}$, $V_{\text{Н}}$, $V_{\text{Г}}$ — их объемы, $k_{\text{В}}$, $k_{\text{Н}}$, $k_{\text{Г}}$ — коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщенности породы.

При проведении петрофизических исследований необходимо различать *объемную плотность* и *плотность твердой фазы* горной породы. Плотность твердой фазы измеряется в лабораторных условиях на дезинтегрированных образцах и зависит только от плотности минералов, образующих каркас горной породы.

Объемная плотность зависит от плотности минерального каркаса, пористости и плотности флюида, заполняющего поры породы. Она находится в пределах 1.2–3.5, чаще 1.5–2.7 г/см³. Плотность минерального каркаса породы и пористость оказывают непосредственное влияние на скорость пробега упругих волн в породе и ее прочностно-деформационные характеристики.

В таблицах 1.1 и 1.2 представлена справочная информация об объемной плотности и плотности минеральной фазы основных осадочных пород. Значения плотности из этих таблиц можно использовать для контроля при выполнении лабораторных работ.

Таблица 1.1

Плотность основных типов осадочных пород

Порода	Плотность, г/см ³		Порода	Плотность, г/см ³	
	пределы	наиболее часто встречающееся значение		пределы	наиболее часто встречающееся значение
Глина	1.2–2.4	—	Мергель	1.5–2.8	2.2–2.4
Аргиллит	1.7–2.9	2.3–2.4	Известняк	1.8–2.9	2.6–2.7
Глинистый сланец	2.3–3.0	2.4–2.6	Доломит	1.9–3.0	2.6–2.8
Песок	1.3–2.0	1.5–1.7	Гипс	2.1–2.5	2.4–2.5
Алевролит	1.8–2.8	2.3–2.5	Ангидрит	2.4–2.9	2.5–2.6
Песчаник	2.0–2.9	2.5–2.7	Соль	2.2–2.3	—
Песчаный сланец	2.3–3.0	2.6–2.7	каменная		
Брекчия	1.6–3.0	—	Опока	1.0–1.6	—
Конгломерат	2.1–3.0	—	Кремень	2.3–2.6	—

Таблица 1.2

Минеральная плотность основных типов осадочных пород

Порода	Плотность, г/см ³		Порода	Плотность, г/см ³	
	среднее	пределы		среднее	пределы
Песчаник	2.67	2.58–2.86	Ангидрит	2.96	2.92–3.00
Алевролит	2.69	2.62–2.86	Гипс	2.37	2.31–2.28
Глина	2.68	2.58–2.88	Соль	2.16	2.12–2.22
Аргиллит	2.68	2.60–2.78	каменная		
Мергель	2.70	2.58–2.80	Опока	3.00	2.10–2.50
Известняк	2.72	2.62–2.87	Доломит	2.80	2.76–2.88
Мел	2.69	2.56–2.80	Кремень	2.59	2.46–2.75

УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ

Электрические явления обусловлены существованием, движением и взаимодействием электрически заряженных частиц (электронов, протонов, ионов молекул и т. д.). Область действия неподвижных или малоподвижных заряженных частиц — электростатическое поле, движущихся — электромагнитное поле. Под действием электрического поля (\mathbf{E}) в веществе возникает направленное упорядоченное движение заряженных частиц — электрический ток, основной характеристикой которого является плотность полного тока ($\mathbf{j}_{\text{полн}}$, А / м²). Физический смысл плотности тока можно выразить уравнением:

$$\mathbf{j} = \frac{\partial \mathbf{I}}{\partial S_{\perp}},$$

где I — сила тока, А, S_{\perp} — единичная площадь, м², перпендикулярная направлению тока. При этом в изотропной среде вектор плотности тока всегда направлен вдоль линий напряженности электрического поля, то есть от положительных зарядов к отрицательным. Плотность полного тока равна сумме токов проводимости и «смещения» ($\mathbf{j}_{\text{пр}} + \mathbf{j}_{\text{см}}$):

$$\mathbf{j}_{\text{полн}} = \sigma \mathbf{E} + \epsilon_a \frac{\partial \mathbf{E}}{\partial t},$$

где σ — удельная проводимость среды, Сим / м, \mathbf{E} — вектор напряженности электрического поля, В / м, ϵ_a — абсолютная диэлектрическая проницаемость, Ф / м, равная произведению электрической постоянной, Ф / м, и относительной диэлектрической проницаемости, д. ед.,: $\epsilon_0 \epsilon_r$.

Первое слагаемое в уравнении описывает ток, возникающий при перемещении электрических зарядов на большие расстояния. Второе слагаемое характеризует скорость изменения электрического поля и связывает изменяющиеся электрическое и магнитное поля, так как:

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{\mu_0 c^2}.$$

Для постоянного и низкочастотного тока второе слагаемое пренебрежимо мало.

В случае переменного тока, изменяющегося гармонически (синусоидально),

$$\mathbf{j}_{\text{полн}} = \sigma \mathbf{E} + i\omega\varepsilon_a \mathbf{E},$$

где $\omega = 2\pi f$ — частота гармонических колебаний, рад / с, при этом 2π рад / с = 1 Гц.

Электрическое сопротивление осадочных горных пород определяется главным образом структурой порового пространства (пористостью и проницаемостью, извилистостью пор и др.) и сопротивлением насыщающего ее флюида, так как большинство породообразующих минералов являются диэлектриками. Переносчиком электрических зарядов в данном случае служат свободные ионы (солей NaCl, KCl, MgCl₂, CaCl₂, NaHCO₃, Na₂SO₄ и др.) насыщающих породы флюидов: положительно (катионы) или отрицательно (анионы) заряженные частицы,двигающиеся под действием разности потенциалов. При этом нефть и газ являются диэлектриками и не проводят электрический ток. Электрическое сопротивление водонасыщенной породы в значительной степени зависит от минерализации воды и температуры. Эта зависимость показана на рис. 1.2.

Электрическое сопротивление горных пород изменяется в более широких пределах по сравнению с другими свойствами. Это дает возможность использовать его для решения большого числа задач нефтегазовой геологии (определение сопротивления промытой зоны пласта, выделение водонефтяного контакта (ВНК), определение флюидонасыщенности), а также множества рудных и инженерно-геологических задач. При этом графики зависимости сопротивления обычно строятся в логарифмическом или билогарифмическом масштабе для удобства восприятия.

Удельное электрическое сопротивление (УЭС), $\rho = 1/\sigma$, горных пород определяется как способность единицы их объема противостоять прохождению через него электрического тока благодаря тепловому хаотическому движению ионов. УЭС горных пород в значительной степени зависит от вещественного состава проводника, температуры и давления, концентрации ионов. УЭС изменяется у горных пород от 10^{-7} до 10^{15} Ом·м, а единицу его измерения легко установить из формулы

$$\rho = R \frac{S}{l},$$

где R — полное сопротивление образца, Ом, S — площадь сечения, перпендикулярного направлению течения тока, м^2 , l — длина образца, м.

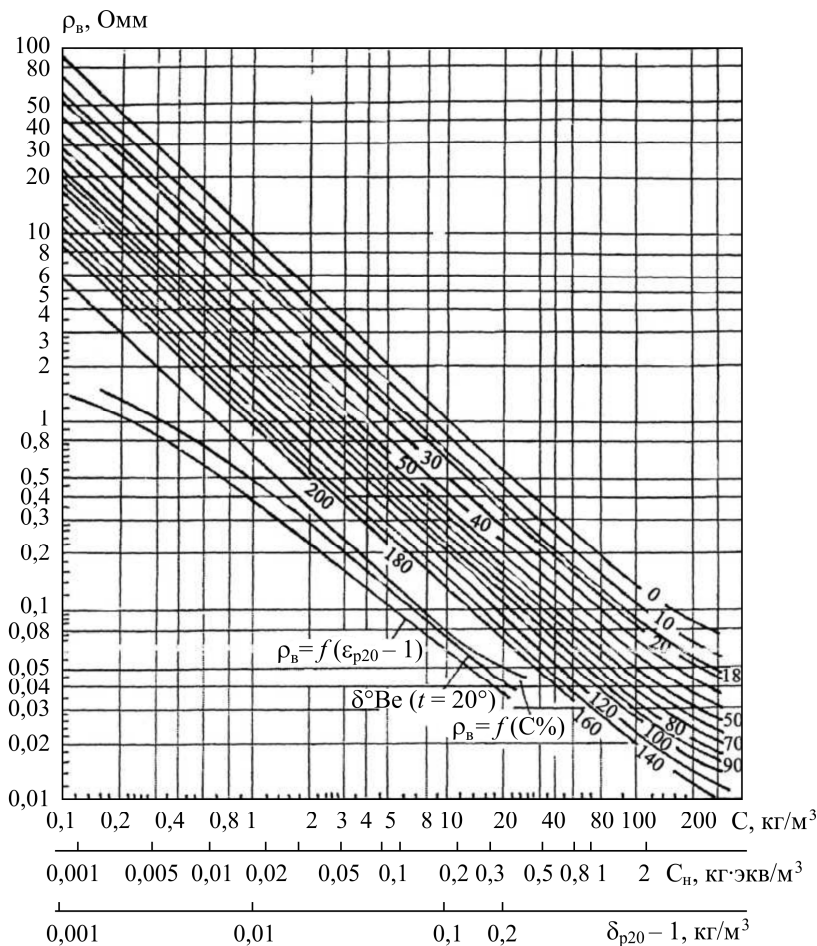


Рис. 1.2. График зависимости удельного электрического сопротивления воды от минерализации. Шифр кривых — температура, °C

Один из важнейших параметров, используемых в нефтепромышленной геофизике — *параметр пористости* ($P_{\text{п}}$). Его физический смысл можно объяснить отношением $T_{\text{эл}}^2/k_{\text{п}}$, где $T_{\text{эл}}$ — электрическая извилистость капилляров, показывающая, во сколько раз их длина превышает расстояние между гранями об-

разца, к которым приложены электроды. В случае полностью водонасыщенной породы параметр пористости показывает, во сколько раз ее сопротивление ($\rho_{в.п}$) больше сопротивления воды, насыщающей породу ($\rho_в$):

$$\rho_{в.п} = P_{\pi} \rho_в .$$

Если порода насыщена водой частично, а остальное ее пространство заполнено газом или нефтью, то используют *параметр насыщения* (P_n), показывающий, во сколько раз сопротивление частично водонасыщенной (нефтенасыщенной) породы ($\rho_{н.п}$) больше сопротивления полностью водонасыщенной породы:

$$\rho_{н.п} = P_n \rho_{в.п} .$$

На практике удобнее применять не показатель электрической извилистости, а эмпирические коэффициенты a , m и n , определяемые для коллекции образцов одного изучаемого геологического объекта:

$$P_{\pi} = a k_{\pi}^m , \quad P_n = a k_n^n .$$

Соотношения для параметров пористости и насыщения были получены сначала Г. Арчи, а потом В. Н. Дахновым на основе анализа УЭС коллекции хорошо отсортированных чистых песчаников. На практике часто случается, что уравнение Арчи – Дахнова решается с большой погрешностью, так как при определении P_{π} пренебрегают влиянием минерализации воды на адсорбцию ее глинами, содержащимися в породе.

Для глинистой породы параметр пористости определяется соотношением

$$\rho_{в.п} = P_{\pi} \rho_{кан} ,$$

где $\rho_{кан}$ — удельное сопротивление порового канала, зависящее от части этого канала, занятой свободным раствором, средней эффективной подвижности катионов, двойного электрического слоя и концентрации поглощенных ионов.

Двойной электрический слой (ДЭС) — слой ионов, возникающий на границе твердой и жидкой фаз. Первый слой (адсорбционный) состоит из адсорбированных твердой фазой ионов, второй слой (диффузный) — из ионов с противоположным зарядом. На параметр пористости трещиноватых пород оказывает влияние направление трещиноватости, ее анизотропии, а также пористость и кавернозность блоков пород.

ЕСТЕСТВЕННАЯ РАДИОАКТИВНОСТЬ

Основными характеристиками ядра атома — его заряд (Z) и массовое число (A). Заряд, или атомный номер, равен количеству протонов (p^+). массовое число — сумме числа протонов и нейтронов (n^0) в ядре атома.

Радиоактивность, или радиоактивный распад возникает спонтанно у атомов с порядковым номером большим, чем у свинца (82), и у некоторых изотопов более легких элементов (индий, калий, рубидий, кальций). Радиоактивный распад подчиняется статистическому закону, открытому Ф. Содди и Э. Резерфордом в 1903 г.:

$$\frac{dN}{dt} = -\lambda N.$$

Этот закон означает, что число распадов в веществе (dN) за время (dt) пропорционально числу радиоактивных атомов в веществе (N), и это соотношение постоянно для каждого элемента — постоянная распада (λ), интегрирование приведенного выражения позволяет получить закон изменения количества радиоактивных атомов во времени:

$$N(t) = N_0 e^{-\lambda t},$$

где N_0 — начальное количество атомов, а N — количество атомов в момент времени (t).

Важным параметром, дающим возможность определять возраст горных пород, является период полураспада ($T_{1/2}$), за который распадается половина всех радиоактивных атомов в веществе. Он связан с постоянной распада соотношением ($T_{1/2} = 1.693\lambda$) и является неизменным в широчайших диапазонах изменений физических величин: при g до $200\,000\text{ м/с}^2$, при T от -273 до $6000\text{ }^\circ\text{С}$ и p до 10^5 атм.

В результате радиоактивного распада изменяются строение, состав и энергия ядер, при этом происходит испускание альфа- и бета-частиц, захват электрона из нижних оболочек атома, а также испускание гамма-кванта и другие особые виды радиоактивного распада.

Альфа-частица представляет собой ядро атома гелия (^4He), состоящее из двух протонов и двух нейтронов, и имеет положительный электрический заряд. *Бета-частица* — электрон или позитрон (e^- или e^+), имеющий отрицательный или положительный заряд, равный $\pm 1.602 \cdot 10^{-19}$ Кл. Однако в практике нефтегазопромысловой геологии получить пользу от применения альфа- и бета-излучений невозможно в силу их небольшой проникающей способности и взаимодействия частиц с электрическим полем, поэтому, используются только гамма-излучение и нейтронное излучение. *Гамма-излучение* характеризуется очень малой длиной волны (порядка $2 \cdot 10^{-10}$ м), поэтому обладает ярко выраженными корпускулярными и слабо выраженными волновыми свойствами, как и любое электромагнитное излучение, гамма-излучение распространяется со скоростью света (c), имеет энергию $E = h\nu$ и импульс $p = E / c$, где ν — частота электромагнитного излучения, а h — постоянная Планка.

Гамма-кванты, попадая в вещество, взаимодействуют с ним несколькими способами. Взаимодействие гамма-кванта и какой-либо частицы (ядра, электрона, атомом) — случайное яв-

ление, поэтому говорят о его вероятности — *микроскопическом сечении взаимодействия*. Вероятность взаимодействия гамма-кванта и объема вещества, в который заключено определенное число мишеней (частиц), — *макроскопическое сечение взаимодействия*.

Три наиболее частых типа взаимодействия гамма-квантов, проявляющихся в зависимости от их энергии:

- фотоэффект ($E \leq 1.5$ МэВ), когда гамма-квант поглощается электронной оболочкой атома и выносит из нее электрон энергией $E = h\nu - E_0$, где E_0 — энергия связи электрона (рис. 1.3а);
- комптоновский эффект ($1.2 \leq E \leq 3$ МэВ), когда квант взаимодействует с электроном, передавая ему лишь часть своей энергии и отклоняясь от первоначального направления (рис. 1.3б);
- образование электронно-позитронных пар ($E \geq 1.02$ МэВ), когда гамма-квант взаимодействует с ядром атома, рождая электрон и позитрон (рис. 1.3в).

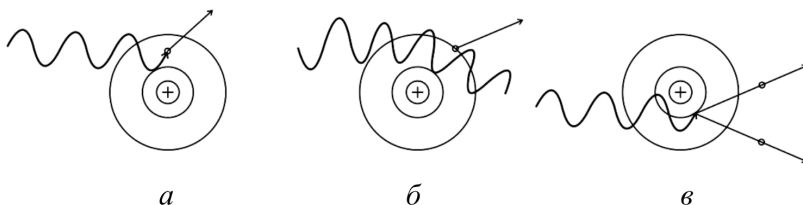


Рис. 1.3. Виды взаимодействия гамма-квантов с веществом: а — фотоэффект, б — эффект Комптона, в — образование электрон-позитронной пары

Для характеристики числа распадов в радиоактивном компоненте горной породы в единицу времени используется понятие *активности* (n), единица измерений которой — Беккерель ($1 \text{ Бк} = 1 \text{ распад} / \text{с}$). Более полно радиоактивность горной породы характеризуют удельная массовая активность (q_γ), $\text{к} / \text{кг}$, удельная объемная активность (k_γ), $\text{Бк} / \text{м}^3$, поверхностная ак-

тивность (σ_γ), Бк / м². В скважинной геофизике для характеристики интенсивности гамма-излучения часто используют единицы мощности экспозиционной дозы — микрорентген в час (мкР/ч). 1 Рентген обозначает такое действие гамма-кванта, при котором в 1 см³ воздуха возникает одна электростатическая единица заряда ($2.083 \cdot 10^9$ пар ионов),

Горные породы обладают естественной радиоактивностью, потому что в них содержатся так называемые естественные радиоактивные элементы (ЕРЭ). К числу наиболее часто встречающихся и используемых в практике нефтегазопромсловой геофизики относятся ⁴⁰K, семейства ²³²Th и ²³⁸U (²²⁶Ra).

Поскольку различные изотопы испускают гамма-кванты строго определенных и постоянных начальных энергий, появляется возможность определять тип изотопа по энергетическим характеристикам регистрируемого гамма-излучения. Для этого необходимо измерять не интегральную интенсивность излучения, а энергии отдельных гамма-квантов, в результате чего будет формироваться энергетический спектр излучения. В лабораторных методах исследования для этих целей как правило используются сцинтилляционные детекторы. Энергетический спектр, регистрируемый с помощью той или иной аппаратуры принято называть аппаратным спектром (рис. 1.4). Естественные радионуклиды ²³⁸U и ²³²Th имеют фиксированные линии спектра на энергиях 2198, 1726, 609, 350 и 2620, 907, 582, 238 КэВ соответственно, ⁴⁰K имеет одну линию на энергии 1460 КэВ. Таким образом, по интенсивности спектра в определенных энергетических интервалах можно судить о концентрации радиоактивных элементов, которым они соответствуют.

Среди осадочных горных пород наибольшей естественной радиоактивностью обладают чистые глубоководные и красные глины, в составе которых есть радиоактивные изотопы калия и урана, а также калийные соли. Наименее радиоактивны чистые известняки и кварцевые песчаники, однако повышенная радио-

активность может наблюдаться у полимиктовых песчаников, а также у песчаников с органическими примесями, за счет наличия того же ^{40}K . В целом с повышением содержания глин в горных породах радиоактивность их возрастает, однако часто это может быть связано с повышением концентрации одного или двух радиоактивных изотопов, при неизменной концентрации третьего может оставаться. Радиоактивность мергелей выше, чем у известняков и доломитов, и может достигать радиоактивности глин. Калийные соли (сильвин, карналлит, каинит и другие) из-за высокой концентрации калия обладают высокой радиоактивностью, а другие соли осадочного происхождения (галит, гипс, ангидрит) практически нерадиоактивны.

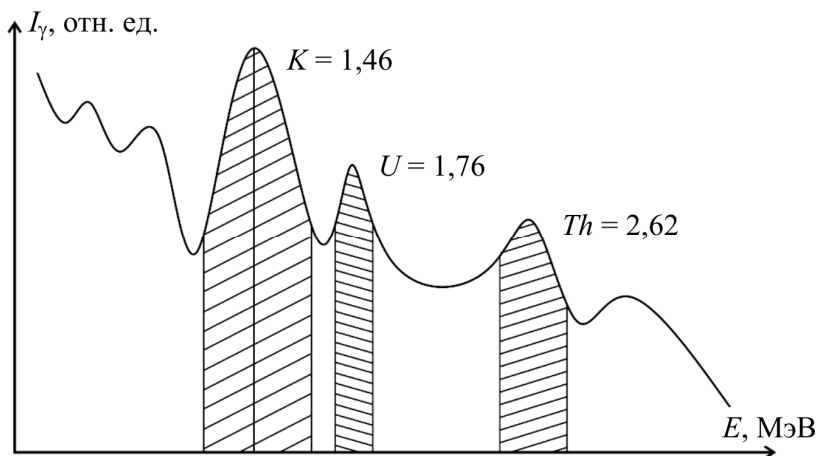


Рис. 1.4. Схематическое изображение аппаратурного спектра гамма-излучения горных пород

УПРУГИЕ СВОЙСТВА

Упругость вещества — это его свойство сопротивляться силе, пытающейся изменить его объем и форму, Действие такой силы вызывает механические напряжения, в результате которых возникают упругие деформации, распространяющиеся в веществе в виде упругих волн. Упругие деформации имеют различный характер, проявляющийся в двух основных формах.

Объемные деформации распространяются по всему объему вещества. Они бывают двух типов — продольные и поперечные, если представить среду в виде отдельных частиц, то их смещение при продольных деформациях будет происходить вдоль направления распространения упругой волны (растяжение — сжатие), а при поперечных — перпендикулярно этому направлению (смещение). Распространение таких деформаций носит название продольных (P) и поперечных (S) упругих волн, при этом отношение их скоростей (v_S / v_P) лежит обычно в пределах 1.6–1.8.

Поперечные деформации не распространяются в жидкостях и газах, поскольку их молекулы жестко не зафиксированы относительно друг друга, как в твердых телах.

Поверхностные деформации распространяются вдоль поверхности раздела двух сред. Существуют три основных типа поверхностных деформаций и три соответствующих им типа волн: Лява, Рэлея и Стоунли. Волны Рэлея поляризованы вертикально, при этом частицы среды совершают эллиптические движения. Волны Лява поляризованы горизонтально, и частицы смещаются вдоль поверхности раздела сред перпендикулярно направлению распространения волны. Наибольший интерес для скважинной геофизики из поверхностных волн представляют волны Стоунли. Они возникают в обсадной колонне скважины при условии, что ее толщина сопоставима с длиной волны, и

сопровождаются резонансными явлениями, приводящими к образованию стоячих волн. При этом гармоники различных частот этой волны распространяются с различной скоростью — явление частотной дисперсии.

Упругие свойства вещества количественно выражаются в виде упругих модулей, причем для полной характеристики среды требуется 21 модуль, а с появлением в среде плоскостей симметрии количество необходимых модулей уменьшается, так, для одной плоскости симметрии их требуется 13.

Модули упругости

Модуль продольной упругости Юнга (E) характеризует продольную сжимаемость – растяжимость вещества в виде отношения продольного напряжения (ρ), Па, к относительному продольному изменению размера ($\Delta l/l$), м / м:

$$E = \frac{\rho}{\Delta l/l}.$$

Это же выражение в другой форме называют уравнением Гука. На практике модуль Юнга измеряется в МПа.

Коэффициент Пуассона (ν) характеризует то, как вещество истончается при вытягивании (или утолщается при сжатии):

$$\nu = \frac{\Delta d/d}{\Delta l/l},$$

где $\Delta d/d$ — относительное поперечное изменение размера, м / м.

Модуль сдвига (G) показывает, как вещество изменяет свою форму (или на какой угол α отклоняется от начального состояния) при воздействии касательного напряжения (τ):

$$G = \frac{\tau}{\alpha}.$$

В геологической практике для измерения модуля сдвига применяется единица измерения ГПа.

Еще один модуль упругости — *модуль всестороннего (объемного) сжатия* (K) и обратный ему *модуль всестороннего (объемного) растяжения* (β). Этот модуль показывает, как вещество изменяет свой объем под всесторонним воздействием давления:

$$K = \frac{1}{\beta} = \frac{\rho}{\Delta V_{\Pi}/V_{\Pi}},$$

где $\Delta V/V$ — относительное объемное изменение объема, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Если применить закон Гука для случая всестороннего равномерного сжатия, то можно найти связь между модулями объемной сжимаемости и модулем Юнга:

$$\beta = \frac{1}{K} = \frac{1}{\rho} \frac{\Delta V_{\Pi}}{V_{\Pi}} = \frac{3(1 - 2\nu)}{E}.$$

Упругие деформации являются обратимыми, то есть после прекращения действия внешних сил тело возвращается в свою начальную форму. Для большинства горных пород, минералов и элементов справедлив закон Гука, на котором основана теория упругости. Согласно этой теории малые деформации пропорциональны приложенной нагрузке, а тела, описываемые этой теорией, называют идеально упругими. Противоположность упругих деформаций — пластичные деформации (необратимые), при которых тело после снятия внешней нагрузки остается в деформированном состоянии.

Свойства упругости вещества определяются его атомным и молекулярным строением. При распространении упругих деформаций в веществе происходит «трение» атомов и молекул, в результате чего часть упругой энергии необратимо преобразуется в тепловую. При распространении деформаций в горной породе энергия рассеивается также на ее многочисленных мель-

чайших неоднородностях. Количественное выражение этого свойства — *коэффициент поглощения энергии упругих волн* (α):

$$A = A_0 e^{-\alpha x}$$

где A_0 и A — амплитуды волн в начальной точке и на расстоянии x от нее.

Более глубокое понимание теории упругости в неоднородных анизотропных средах позволяет применять аппарат тензорного анализа. В первом приближении при изучении параметров распространения упругих колебаний в горных породах они принимаются идеально упругими, однородными и изотропными. Для описания упругих свойств такой среды необходимо использовать одну из пар упругих модулей (E и ν или λ и G), а также коэффициент объемной сжимаемости K .

Скорости упругих волн в идеально упругих средах

Изучение акустических свойств реальных пористых сред, какими являются осадочные породы-коллекторы, чрезвычайно сложно. Если при исследовании плотных магматических и метаморфических пород с хорошим приближением могут использоваться модели идеально упругих сред, то при изучении пористых и насыщенных флюидами осадочных пород необходимо применять методы механики деформируемых пористых сред и термодинамики необратимых процессов. Такие ученые, как Био (в 1941 г.) и Гассман (в 1951 г.), предложили рассматривать горную породу как дифференциально-упругую среду, то есть такую, отдельные компоненты которой удовлетворяют уравнениям для идеально упругой среды. Их открытие стало прорывом в изучении пористых сред по данным сейсморазведки и ГИС, а современные методы моделирования волновых полей основываются на их моделях.

Существует несколько параметров упругих волн, необходимых для интерпретации данных скважинной и полевой геофизики. Их можно разделить на две группы: *кинематические* и *динамические*. К динамическим относятся частота, амплитуда, фаза и др. К кинематическим — направление луча, перпендикулярного фронту волны, и самый главный параметр — скорость распространения фронта волны. Под фронтом волны понимается поверхность, вдоль которой волна имеет одинаковую фазу. Скорость принято измерять в м / с или км / с.

Связь между скоростями упругих волн и упругими константами для идеально упругих сред выражается следующими формулами:

$$v_P = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\delta(1+\nu)(1-2\nu)}} = \sqrt{\frac{3(1-\nu)}{\beta\delta(1+\nu)}},$$

$$v_S = \sqrt{\frac{E}{2\delta(1+\nu)}} = \sqrt{\frac{3}{2} \frac{1}{\beta\delta} \frac{(1-2\nu)}{(1+\nu)}} = \sqrt{\frac{G}{\delta}},$$

где δ — средняя плотность горной породы.

Очень часто по геофизическим данным (скорости волн) рассчитываются модули упругости для моделирования процессов гидроразрыва пласта:

$$E = \frac{\delta v_S^2 (3v_P^2 - 4v_S^2)}{v_P^2 - v_S^2},$$

$$\nu = \frac{v_P^2 - 2v_S^2}{2(v_P^2 - v_S^2)},$$

$$G = \delta v_S^2,$$

$$K = \delta \left(v_P^2 - \frac{4}{3} v_S^2 \right).$$

Наиболее часто определяемая лабораторно величина — интервальное время пробега упругой волны τ (или Δt в геофизике). Эта величина обратна скорости волны. Наименьшее интервальное время характерно для минералов магматического происхождения, которые встречаются в виде обломков зерен отдельных минералов в осадочных породах. Однако из-за гораздо большей консолидированности карбонатных осадков по сравнению с терригенными скорости пробега в них упругих волн больше, а интервальное время меньше. В целом для всех типов пород наблюдается общая зависимость — увеличение скорости пробега упругих волн с уменьшением пористости и увеличением плотности минерального каркаса. Повышению скорости способствует также напряженное состояние массива горных пород.

ЧАСТЬ II

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

Методические указания к лабораторным работам по курсам «Петрофизика» и «Физика горных пород» составлены с учетом особенностей петрофизической аппаратуры, разработанной ООО «ЭкогеосПром». При выполнении лабораторных работ используются

- газоволюметрический пикнометр «Поромер»,
- прибор для измерения проницаемости «Дарсиметр»,
- установка для исследования электрических свойств керна «ПетроОм»,
- звуковой определитель скорости распространения упругих волн в образцах горных пород «Узор-2000»,
- установка насыщения керна «Напор»,
- а также оборудование других производителей:
- спектрометрическая установка МКС-01А «Мультирад» производства ООО «НТЦ Амплитуда»,
- весы лабораторные ВМ-2202 производства ООО «ОКБ Веста»,
- другие вспомогательные инструменты и материалы.

Прежде чем приступать к лабораторным работам, необходимо знать, как пользоваться некоторым вспомогательным оборудованием. Снять отсчет со шкалы ртутного термометра или цифрового штангенциркуля для обычного студента не составит труда, в то время как в использовании редукторов, лабораторных весов и гигрометров есть нюансы.

Лабораторные весы BM-2202

Чтобы определить массу образца или пробы при помощи лабораторных весов (рис. 2.1а), нужно

- подключить блок питания к весам и электрической сети,
- привести весы в рабочее состояние кнопкой [$\rightarrow 0/T \leftarrow$],
- дождаться установки на дисплее весов значения 0.00 g,
- поместить образец на чашу весов,
- дождаться появления на дисплее ниже цифр символа «g»,
- снять показания с точностью до 0.01 грамма (рис. 2.1б).

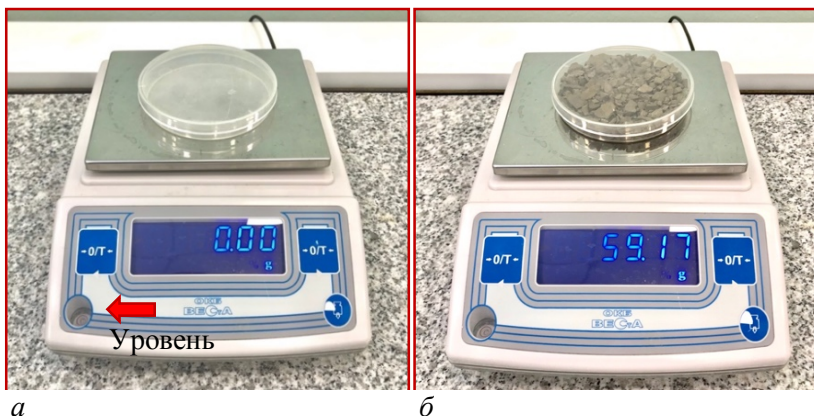


Рис. 2.1. Весы лабораторные BM-2202: а — показания весов обнулены при пустой чашке Петри (при последующем взвешивании ее вес будет учтен), б — весы показывают массу пробы в чашке Петри, равную 59.17 г

Для взвешивания сыпучих или жидких веществ в таре нужно

- поместить на чашу весов пустой сосуд,
- нажать клавишу [$\rightarrow 0/T \leftarrow$] для обнуления показаний весов,
- снять сосуд с весов и заполнить его породой или жидкостью,
- установить заполненный сосуд на чашу весов,
- дождаться появления на дисплее символа «g» ниже цифр,
- снять показания в граммах с точностью до 0.01 грамма (рис. 2.1б).

При работе с весами следует соблюдать осторожность — максимальная допустимая нагрузка на чашу весов составляет 2200 г!

Редуктор с манометром

Редуктор — это устройство, позволяющее регулировать давление газа или жидкости в трубопроводе. В лабораторных работах используются газовые манометры, имеющие вход и выход для подключения к пневматическим трубкам, и циферблатный манометр (рис. 2.2).



Рис. 2.2. Редуктор с манометром PNEUMAX. Рабочее давление редуктора указано сбоку на рукоятке (0–8 бар), рабочее давление манометра видно на циферблате (0–12 бар)

Для того чтобы увеличить давление в системе, нужно поворачивать ручку редуктора по часовой стрелке, чтобы уменьшить его — против часовой стрелки.

При работе с редукторами следует быть предельно осторожным и строго соблюдать диапазон рабочего давления приборов, подключенных к редуктору. После завершения работы нужно плавно снизить давление в системе и повернуть рукоятку редуктора до упора против часовой стрелки.

Гигрометр ВИТ

Гигрометр — это прибор, позволяющий измерять относительную влажность воздуха в помещении. Обычно гигрометры работают в паре, и снимать показания необходимо на том, чей диапазон температур в данный момент является рабочим. На рис. 2.3а представлен общий вид гигрометра ВИТ-1. В левой его части расположены два термометра, в правой — таблица для снятия отсчета относительной влажности воздуха. На рис. 2.3б увеличены термометры. Левый термометр находится в воздухе и показывает его температуру. Значения на правом термометре ниже, так как его основание обмотано марлей, погруженной в воду, которая, испаряясь, понижает его температуру.

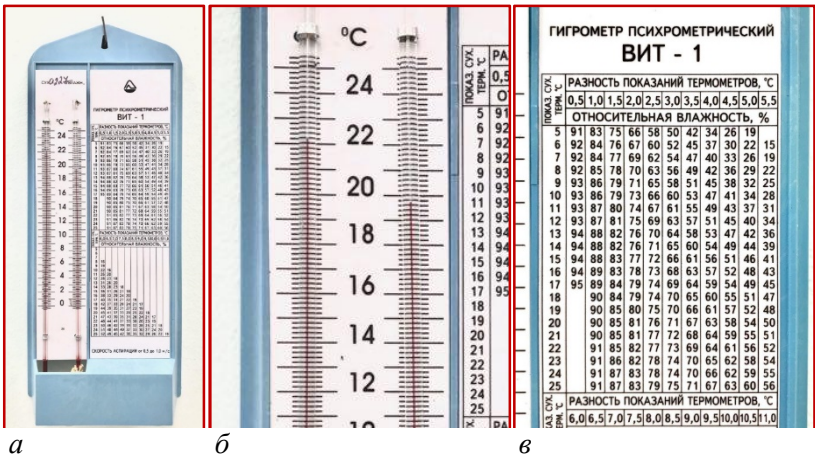


Рис. 2.3. Психрометрический гигрометр ВИТ-1: а — общий вид, б — разница в показаниях сухого и влажного термометров, в — психрометрическая таблица

Чтобы определить относительную влажность воздуха, нужно найти в боковике таблицы (рис. 2.3в) значение температуры сухого термометра, а в головке таблицы — разницу температур двух термометров. На пересечении указанных строки и

графы будет находиться искомое значение относительной влажности воздуха.

Зная показания влажного и сухого термометров, а также атмосферное давление в помещении, можно вычислить относительную влажность воздуха по психрометрическим формулам.

Важно!

Описание каждой лабораторной работы состоит из изложения теоретических сведений о методике измерения и следующих разделов: «Задание», «Приборы и материалы», «Ход выполнения работы», «Форма записи результатов измерений», «Контрольные вопросы». Перед тем как приступить к выполнению какой-либо лабораторной работы, необходимо ознакомиться с содержанием раздела «Ход выполнения работы», поскольку это поможет сэкономить время выполнения работы и избежать поломки приборов.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ГАЗОВОЛЮМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Образец горной породы занимает некоторый объем (V). Его объем состоит из объема, занятого минеральным каркасом, и объема пустот, которые всегда есть в этом каркасе, тогда пористость определяется как отношение объема порового пространства породы к общему объему породы, который включает в себя и объем пор, и объем минерального каркаса:

$$k_{\pi} = V_{\text{пор}}/V = V_{\text{пор}}/(V_{\text{кар}} + V_{\text{пор}}),$$

где $V_{\text{пор}}$ — объем порового пространства, V — объем всей породы (образца), $V_{\text{кар}}$ — объем минерального каркаса, k_{π} — *коэффициент общей или полной пористости*, который выражается в процентах или долях единицы и характеризует породу независимо от того, связаны ли ее поры и пустоты в единую сеть, в которую может проникнуть флюид. Коэффициент открытой пористости ($k_{\pi,0}$) определяется как удельный объем всех взаимосвязанных пор в породе, а коэффициент закрытой пористости ($k_{\pi,з}$) — как удельный объем всех пор, не участвующих в процессе передвижения флюидов, при этом $k_{\pi,0} = k_{\pi} - k_{\pi,з}$.

Измерение открытой пористости газоволуметрическим методом основывается на определении объема замкнутого пространства по закону Бойля – Мариотта для идеального газа. Закон гласит: «При постоянных температуре и массе газа произведение давления газа на его объем постоянно», т. е.:

$$pV = \text{const.},$$

где p — давление газа, V — объем, который он занимает.

Если в пустую камеру с известным объемом (V_1) поместить некоторое количество газа, то он будет занимать весь ее объем при давлении (p_1), если в эту же камеру поместить образец горной и то же самое количество газа, то он займет свободный объем камеры (V_2):

$$V_2 = V_1 - V_T = V_1 - V_{\text{обр}} + V_{\text{пор}} ,$$

где $V_{\text{обр}}$ равен сумме объемов твердой фазы (V_T) и порового пространства ($V_{\text{пор}}$). Речь идет об объеме только открытых пор, в которые проникает газ.

Тогда по закону Бойля – Мариотта, при уменьшении V_2 по сравнению с V_1 , возрастет давление p_2 , так как

$$p_1 V_1 = p_2 V_2 .$$

Проведя предварительно калибровку процесса измерений с эталоном известного объема (не имеющего пор или с известным объемом пор), можно выяснить, как изменение величины давления в камере с образцом (p_2) относительно величины давления в пустой камере (p_1) связано с объемом твердой фазы образца. Зная зависимость $p_2 - p_1 = f(V_1 - V_2)$, можно определять объем твердой фазы образца и коэффициент открытой пористости:

$$k_{\text{п.о}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{V_{\text{обр}} - V_T}{V_{\text{обр}}} ,$$

где $V_{\text{обр}}$ рассчитывается после измерения его геометрических параметров (длины и диаметра для образцов цилиндрической формы и длины, ширины и высоты для образцов кубической формы) при помощи штангенциркуля.

Задание

1. Составить представление о понятии пористости,
2. Изучить теоретические основы газоволюметрического метода определения пористости,
3. Определить коэффициент открытой пористости образцов горных пород газоволюметрическим методом.

Приборы и материалы

Газоволюметрический пикнометр «Поромер», компрессор воздуха, образцы горной породы цилиндрической формы 30 x 30 мм, весы лабораторные ВМ-2202.

Прибор «Поромер» (рис. 2.4) предназначен для определения неразрушающим и не загрязняющим способом коэффициента открытой пористости ($k_{п.о}$) образца горной породы правильной формы. В зависимости от типа кернодержателя измерения можно проводить на стандартных образцах цилиндрической или кубической формы, а также на полноразмерных образцах. Принцип работы прибора — определение объема замкнутого пространства по закону Бойля – Мариотта для идеального газа. В приборе реализован газоволюметрический метод измерения объема твердой фазы пористого физического тела.



Рис. 2.4. Передняя панель прибора «Поромер»

Ход выполнения работы

1. Взвесить образцы на весах ВМ-2202. Подключить блок питания к весам и к электрической сети, привести в рабочее состояние весы нажатием кнопки [\rightarrow 0/T \leftarrow], дождаться появления на дисплее весов значения 0.00 g.

При работе с весами следует соблюдать осторожность — максимальная допустимая нагрузка на чашу весов составляет 2200 г!

Поместить на чашу весов образец, дождаться появления на дисплее ниже цифр символа «g» и снять показания с точностью до 0.01 грамма.

2. Измерить при помощи цифрового штангенциркуля длину и диаметр образца с точностью до 0.001 см, измерение лучше производить три раза меняя положение образца, а затем выбрать среднее значение.
3. Проверить правильность подключения прибора к сети, компьютеру и компрессору воздуха в соответствии с руководством пользователя. Давление на входе должно быть установлено в диапазоне 4.5–8 атм.
4. Включить компьютер и установку, используя тумблер «Сеть», дождаться появления надписи на дисплее «Готов». Открыть программу «Поромер30 1.47» на рабочем столе и дождаться синхронизации с прибором. Работать можно и в автономном режиме, без подключения прибора к компьютеру.
5. Провести калибровку прибора, для чего установить пустую камеру с уплотнительным кольцом (рис. 2.5, а) в прибор и выбрать в меню программы «Настройки» \rightarrow «Калибровка» или на панели прибора нажать клавишу «Калибровка». Дождаться завершения первого этапа калибровки и при появлении требования вложить эталонный образец поместить в камеру металлический образец (рис. 2.5, б, в, г) и нажать клавишу «ОК» или «Калибровка» на панели прибора. Дождаться завершения второго

этапа калибровки, когда появится результат измерения объема образца на экране компьютера в таблице или на дисплее прибора. Нажать кнопку «Продолжить» и ввести известное значение объема эталонного образца, вычисленного по формуле

$$V_{\text{м.обр}} = \frac{\pi d^2}{4} l,$$

где $V_{\text{м.обр}}$ — объем металлического образца в см^3 , d и l — диаметр и длина образца в см, измеренные штангенциркулем. Можно провести еще несколько измерений на эталонном образце или удалить результаты предыдущих, причем расхождение между результатами измерений не должно превышать 0.03 см^3 . В автономном режиме необходимо вводить новое значение объема металлического эталона используя циферблат прибора, знак «#» подтверждает ввод.

6. Измерить образцы горных пород. Для этого необходимо вложить образец в кернодержатель и нажать кнопку «Старт» в программе или клавишу «Пуск» на панели прибора.

Устанавливать кернодержатель нужно строго в центр отсека так, чтобы винт на его дне попал в паз на нижней стороне кернодержателя

По завершении измерения на экране компьютера и на дисплее прибора будет показан результат измерения в виде суммы объемов твердой фазы и закрытых пор в см^3 . Рассчитать коэффициент открытой пористости ($k_{\text{п.о}}$) для каждого образца по формуле

$$k_{\text{п.о}} = \frac{V_{\text{обр}} - V_{\text{т}}}{V_{\text{обр}}} 100\%,$$

где $V_{\text{обр}}$ — объем образца, $V_{\text{т}}$ — объем твердой фазы и закрытых пор образца.

7. Определить объемную плотность и кажущуюся минералогическую плотность твердой фазы всех образцов по формулам

$$\delta_{об} = \frac{m_c^{B3}}{V_{обp}} , \quad \delta_{КМП} = \frac{m_c^{B3}}{V_T} .$$

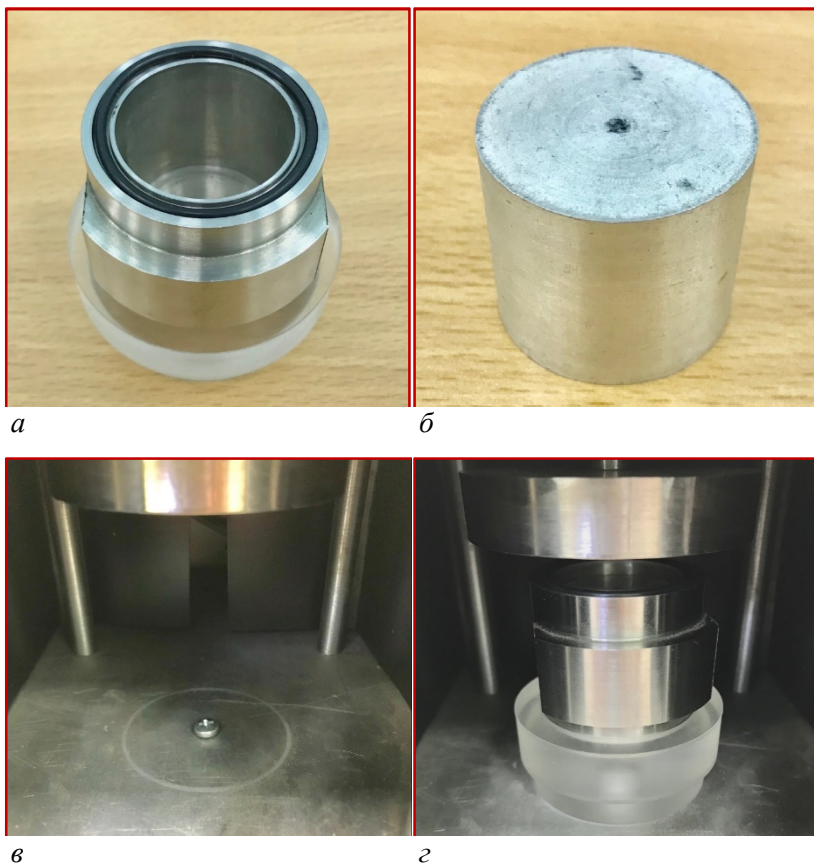


Рис. 2.5. а — кернодержатель, б — эталон,
в — пустой отсек кернодержателя, г — отсек с кернодержателем

Форма записи результатов измерений

$$d_{\text{м.обр}} = \text{_____} \cdot \text{_____} \text{ см}, l_{\text{м.обр}} = \text{_____} \cdot \text{_____} \text{ см}, V_{\text{м.обр}} = \text{_____} \cdot \text{_____} \text{ см}^3$$

№ образца	$m_{\text{с}},$ г	$d_{\text{обр}},$ см	$l_{\text{обр}},$ см	$V_{\text{обр}},$ см ³	$V_{T_2},$ см ³	$k_{\text{п.о}},$ %	$\delta_{\text{обр}},$ г/см ³	$\delta_{\text{КМП}_2},$ г/см ³

Контрольные вопросы

1. Сформулируйте закон Бойля – Мариотта и опишите его применение при определении $k_{\text{п.о}}$ газоволюметрическим методом.
2. Какими данными необходимо располагать для расчета $k_{\text{п.о}}$ газоволюметрическим методом?
3. Дайте определение пористости и различных величин (коэффициентов) характеризующих это свойство.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АБСОЛЮТНОЙ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ МЕТОДАМИ СТАЦИОНАРНОЙ И НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА

Коэффициент абсолютной проницаемости ($k_{пр}$) образца горной породы определяется в настоящей работе по какому-либо инертному газу (азот или аргон) или, в случае его отсутствия — по воздуху.

В методе стационарной фильтрации используются образцы правильной формы (цилиндрической или кубической), чтобы можно было точно установить его длину и площадь поперечного сечения. Суть метода состоит в том, что через образец при заданном перепаде давлений (Δp) пропускается инертный газ (реже — воздух) вязкостью (μ), который протекает согласно закону Дарси:

$$k_{пр} = \frac{\bar{Q}\mu L}{\Delta p F},$$

где F — поперечное сечение, L — длина образца. При проведении эксперимента необходимо поместить образец в эластичный хомут, который плотно обхватывал бы его, чтобы исключить проскальзывание газа между образцом и хомутом. Средний расход газа (Q) рассчитывается исходя из давления на торцах образца (p_1 и p_2) и вязкости газа:

$$Q = \frac{2p_6}{2p_6 + p_1 + p_2},$$

где p_6 — барометрическое давление.

В методе **нестационарной** фильтрации используются приборы — пьезометры, представляющие собой систему, в которой при изменении давления происходит изменение уровня мениска в стеклянной трубке. Во время этой процедуры снимается отсчет времени (τ), за которое мениск перемещается между

двумя реперами на трубке, откалиброванными так, чтобы это расстояние соответствовало известному количеству газа, фильтрующегося через образец. Расчет выполняется по формуле

$$k_{\text{пр}} = \frac{CL}{F\tau} = \frac{2Q'p_6}{2p_6 + p_1 + p_2} \frac{\mu L}{(p_1 - p_2)F},$$

где C — постоянный коэффициент, который зависит от геометрических параметров прибора, барометрического давления и вязкости газа, а Q' — поправка к значению измеренного расхода (Q), учитывающая барометрическое давление (p_6), Па, и температуру (t), °C:

$$Q' = 0.01837Q \sqrt{\frac{273 + t}{p_6}}.$$

Задание

1. Изучить понятие проницаемости, ее типы и величины, характеризующие это свойство
2. Измерить коэффициент абсолютной проницаемости по газу в образцах горных пород методами стационарной и нестационарной фильтрации газа.

Приборы и материалы

Прибор для определения газопроницаемости «Дарсиметр» (рис. 2.6), компрессор воздуха, образцы горной породы цилиндрической формы 30×30 мм.

На передней панели прибора «Дарсиметр» находится дисплей (1), клавиатура (2), жидкостный манометр давления обжима (3), регулятор давления (4), подаваемого на верхнюю грань образца, ручка выбора режима фильтрации газа (5), воздушный фильтр (6), тумблер «Сеть» для включения и выключения установки находится на задней панели.



Рис. 2.6. Передняя панель прибора «Дарсиметр».
Условные обозначения даны в тексте

Кернодержатель (рис. 2.7, 2.8) состоит из цилиндра с эластичной манжетой для плотного обжима образца. С обеих сторон от образца в кернодержателе расположены штуцеры, через которые подается газ.

Ход выполнения работы

1. Измерить с помощью штангенциркуля длину и диаметр образцов в соответствии с пунктом 2 лабораторной работы № 1.
2. Проверить правильность подключения прибора к сети, компьютеру и компрессору воздуха в соответствии с руководством пользователя. Давление на входе должно быть установлено в диапазоне 6–8 атм.
3. Включить компьютер и установку, используя тумблер «Сеть», дождаться появления надписи на дисплее «Дист. управ». Открыть программу «Дарсиметр 2.53» на рабочем столе и дождаться синхронизации с прибором. Работать можно и в автономном режиме, без подключения прибора к компьютеру.

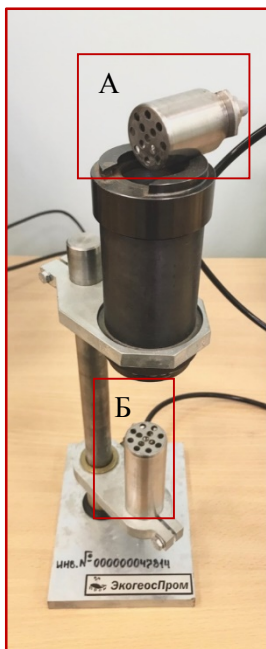


Рис. 2.7. Кернадержатель прибора «Дарси-метр». Буквами «А» и «Б» обозначены штуцеры. Через «А» газ подается к образцу, фильтруется через него, попадает в «Б» и проходит через воздушный фильтр



Рис. 2.8. Кернадержатель прибора «Дарси-метр». Верхний штуцер закрыт (лепестки в пазах), на нижнем установлен образец

4. Выбрать цилиндрический тип образца в меню «Образец» и воздух в меню «Тип газа».
5. Провести измерение $k_{пр.г}$ методом стационарной фильтрации газа, для чего в программе выбрать режим «Стационарный» на панели инструментов. Перевести рычаг (5) в режим «Стац.» и нажать на кнопку «ОК». В меню программы выбрать пункт «Вакуумирование» для вакуумирования установки, после чего установить образец в кернадержатель и ввести в программу его длину и диаметр в мм. Нажать кнопку «Старт» для начала процесса измерения. После обеспечения бокового обжима образца до давления 10 атм. (на манометре 3) регулятором (4) установить давление 1 атм. (циферблат в окне программы), после чего нажать на кнопку «ОК» и дожидаться вывода результата измерений на экране монитора. Произвести вакуумирование для снятия бокового обжима.

6. Провести измерение $k_{пр.г}$ методом нестационарной фильтрации газа, для чего в программе выбрать режим «Нестационарный» на панели инструментов, перевести рычаг (5) в режим «Нестац.» и нажать кнопку «ОК». Ввести в программу давление закачки в ресивер: $P_{max} = 1.500$ атм., начального и конечного давлений измерения: $P_{старт} = 1.200$ атм., $P_{стоп} = 0.800$ атм. Нажать на кнопку «Старт» для начала процесса измерения. После обеспечения бокового обжима образца до давления 10 атм. (на манометре 3) регулятором (4) установить давление 1.5 атм. (на циферблате в окне программы), при этом в поле статуса установки должна быть надпись «Набор давления до 1.5 атм.», дождаться вывода результата измерений на экране монитора. Повернуть ручку регулятора (4) в крайнее левое положение, произвести вакуумирование для снятия бокового обжима, Извлечь образец. Каждый образец исследовать в соответствии с пунктами 5 и 6 в ходе выполнения работы.

Форма записи результатов измерений

№ образца	Фильтрация					
	Стационарная		Нестационарная			
	P , МПа	$k_{пр.г.}$, 10^{-15} м^2	P_{max} , МПа	$P_{старт}$, МПа	$P_{стоп}$, МПа	$k_{пр.г.}$, 10^{-15} м^2

Контрольные вопросы

1. В чем различие способов определения $k_{пр}$ при стационарной и нестационарной фильтрации газа?
2. Почему перед определением $k_{пр}$ образцы должны быть высушены до постоянной массы?
3. В каких единицах измеряется $k_{пр}$ и почему?
4. Какие свойства породы влияют на величину $k_{пр}$ и как?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3.

НАСЫЩЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД МОДЕЛЬЮ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Насыщение образцов при лабораторных исследованиях происходит после их очищения от нефти, битумов, воды и солей в аппаратах Сокслета и сушки до постоянной массы в сушильных шкафах. Насыщают образцы моделью пластовой воды или нефти, в качестве которой часто выступает керосин. Насыщение может осуществляться разными способами: путем капиллярного впитывания, в условиях вакуума или под избыточным давлением.

Задание

1. Изучить процесс насыщения сухих образцов горной породы жидкостью насыщения, в качестве которой может выступать дистиллированная вода, водный раствор солей или керосин,
2. Произвести насыщение образцов в условиях вакуума и донасыщение образцов под избыточным давлением.

Приборы и материалы

Установка насыщения керна «Напор», компрессор воздуха, жидкость насыщения объемом 5 л, образцы горной породы цилиндрической формы 30×30 мм.

Установка насыщения «Напор» сконструирована в соответствии с требованиями «ГОСТ 26450.1-85 ПОРОДЫ ГОРНЫЕ. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением». Это значит, что в установке предусмотрены возможность раздельного вакуумирования сухих образцов и насыщающей жидкости, герметичность (при остаточном давлении $2.0 \cdot 10^{-4}$ МПа), регулируемая подача вакуумированной жидкости на дно сосуда с образцами для заполнения его снизу вверх, одновременное насыщение не менее 25–30 образцов массой менее 60 г или 3–5 образцов массой менее 800 г, возможность постепенного приведения давления к атмосферному при

выключенном источнике вакуумирования. Установка не обеспечивает визуальный контроль образцов и жидкости при вакуумировании и заполнении сосуда с образцами, в соответствии с указанным ГОСТом. На рис. 2.9 приведена принципиальная схема устройства для насыщения образцов.

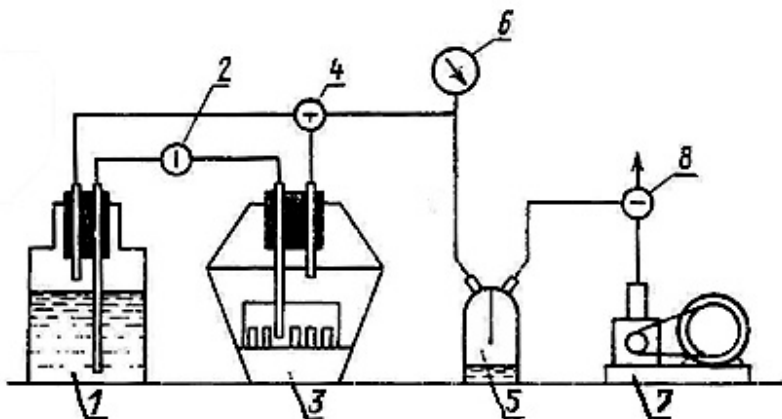


Рис. 2.9. Принципиальная схема устройства насыщения согласно ГОСТ 26450.1-85: 1 — емкость дегазации насыщающей жидкости, 2 — запорный кран, 3 — емкость насыщения образцов, 4 — трехходовой кран, 5 — ловушка для предотвращения попадания жидкости в вакуумный насос, 6 — манометр-вакуумметр, 7 — вакуумный насос, 8 — запорный кран для заполнения системы воздухом

Ход выполнения работы

1. Взвесить на лабораторных весах сухие образцы в соответствии с пунктом 1 лабораторной работы № 1, если этого не сделано ранее.
2. Проверить корректность подключения к установке компрессора, вакуумного насоса и колбы Бунзена. При необходимости произвести подключение необходимых трубок или исправить их некорректное подключение. Давление на выходе компрессора должно быть установлено в диапазоне 4.5–6 атм.
3. Включить установку и вакуумный насос используя тумблер «Сеть» на боковой панели установки и на ваку-

умном насосе. Дождаться, когда на дисплее появится надпись «УСТ. ВКЛЮЧ.». Убедиться, что клапаны на передней панели закрыты.

4. Залить насыщающую жидкость, для чего: нажать клавишу «Вакуумирование» и дождаться, когда перестанет работать вакуумный насос и на дисплее появится надпись «Дегазация». Поместить трубку от фитинга передней панели в емкость с насыщающей жидкостью (*Внимание! Жидкость не должна содержать механических частиц!*), перевести клапан емкости дегазации в положение «Открыто», дождаться, пока вся жидкость не окажется в установке. Если этого не произойдет, то закрыть клапан и выполнить процедуры пункта 3 повторно. Убедиться, что клапаны на передней панели закрыты. Нажать кнопку «Сброс» и дождаться надписи на дисплее «Готово».
5. Ввести параметры насыщения. $T_1 = 15$ мин — время вакуумирования образцов, $T_2 = 1$ мин — время между переливаниями жидкости из емкости дегазации в камеру насыщения, $T_3 = 30$ — время капиллярной пропитки образцов, количество циклов — 1, объем переливаемой жидкости, рассчитанный по формуле

$$V = 3000 - \left(n \frac{\pi d^2 l}{4} (1 - k_p) \right),$$

где V — объем жидкости в мл, n — количество цилиндрических образцов диаметра d и длины l в см, k_p — приблизительный коэффициент пористости в долях единицы. Для ввода значений используются следующие клавиши клавиатуры: 1, 2 и 4 — для времени T_1 , T_2 и T_3 соответственно, 3 — для объема (V). Для ввода количества циклов капиллярной пропитки необходимо удерживая клавишу * нажать #, а затем 5. Для редактирования значений параметров и после завершения их редактирования нажать #. Параметры насыщения должны соответствовать количеству и размерам насыщаемых образцов. Для обеспечения этого рекомендуется обратиться к преподавателю.

6. Отобрать образцы для насыщения и, убедившись, что в камере нет посторонних предметов, грязи, осколков породы и т. п., поместить образцы в камеру насыщения. Закрыть крышку, повернув ее так, чтобы лепестки крышки были полностью перекрыты (см. принцип действия байонетного соединения). Нажать клавишу «Насыщение». Следить за ходом процесса насыщения, контролируя надписи на дисплее. Дождаться на дисплее надписи «ГОТОВО», если требуется остановить процесс насыщения, нужно нажать клавишу «Сброс».
7. Для донасыщения образцов под давлением после насыщения установить давление донасыщения, равное 50 атм. (*не более 120 атм.!*). Для этого нажать на клавишу 5 и, введя значение давления, нажать на клавишу «Донасыщение». По прошествии 10 минут поместить трубку от фитинга на передней панели в емкость для жидкости и начать постепенно открывать клапан камеры насыщения, пока давление на дисплее не уменьшится до 1 атм. Извлечь образцы и дождаться слива жидкости из камеры насыщения, следя за тем, чтобы в нее не попадали посторонние предметы.
8. Закрыть камеру насыщения, открыть клапан камеры дегазации, дождаться полного слива жидкости, если жидкость перестала литься, нажать кнопку «Сброс». Закрыть клапаны.

Форма записи результатов измерений

п, шт.	d, см	l, см	k _п , доли ед.	V, см ³	T1, мин	T2, мин	T3, мин	Кол-во циклов	P _{донас} , МПа

Контрольные вопросы

1. Опишите явление капиллярного эффекта и его использование при насыщении образцов горных пород.
2. Какие жидкости могут использоваться в качестве модели пластового флюида и почему?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АРЕОМЕТРА ПОСТОЯННОЙ МАССЫ

Мерой плотности жидкости при использовании этого способа является глубина погружения в нее ареометра. Ареометр находится в равновесии с жидкостью, если средняя плотность его погруженной части равна плотности жидкости. При этом сумма сил, способствующих погружению ареометра, к которым относятся вес ареометра ($M_a g$) и вес мениска ($LK\delta_{ж}g$), должна быть равна сумме выталкивающих сил. К последним относятся 1) вес $(V_{a.н} + lS)\delta_{ж}g$ жидкости в объеме погруженной части ареометра, 2) вес $(V_a - V_{a.н} - lS)\delta_{вз}g$ воздуха в объеме непогруженной части ареометра, 3) вес $(LK\delta_{ж}g)$ воздуха в объеме мениска. Следовательно,

$$M_a + LK\delta_{ж} = (V_{a.н} + lS)\delta_{ж} + (V_a - V_{a.н} - lS)\delta_{вз} + LK\delta_{вз},$$

где M_a — масса ареометра, исправленная за потерю веса ареометра в воздухе, V_a — объем ареометра, $V_{a.н}$ — объем его нижней части (до начального штриха у основания стержня), S — площадь поперечного сечения стержня, l — глубина погружения начального штриха, g — ускорение свободного падения, L — длина окружности стержня, K — капиллярная постоянная жидкости:

$$K = 100 \frac{\sigma}{\delta_{ж}g},$$

где σ — поверхностное натяжение. Для воды $K = 7.4 \text{ мм}^2$, для минерального масла ($\delta_{ж} = 0.8 \text{ г/см}^3$) $K = 3.2 \text{ мм}^2$.

Решив первое уравнение, получим

$$\delta_{\text{ж}} = \frac{m_{\text{а}}^{\text{вз}}}{V_{\text{в.н}} + \text{Sl} - \text{KL}} + \delta_{\text{вз}},$$

где $m_{\text{а}}^{\text{вз}}$ — масса ареометра, определенная по весу его в воздухе. Для данного ареометра все величины в уравнении, кроме l , постоянны, поэтому шкала l на стержне ареометра градуируется по плотности изучаемой жидкости.

Если исследуемая жидкость и ее температура отличаются от тех, при которых градуировался ареометр, то в определяемые значения плотности вносят поправки.

Задание

Научиться измерять плотность жидкости ареометром постоянной массы.

Приборы и материалы

Набор ареометров, стеклянный цилиндр объемом 100 см³, герметически закрывающийся сосуд для хранения исследуемой жидкости достаточного объема, термометр, исследуемая жидкость.

Ход выполнения работы

1. В промытый и высушенный стеклянный цилиндр перелить исследуемую жидкость объемом 100 см³.
2. Ориентируясь на информацию о приблизительной плотности исследуемой жидкости, выбрать из набора ареометров подходящий и осторожно поместить его в цилиндр, не допуская его падения на дно цилиндра. Значения на шкале ареометров градуированы в мг/см³. Граница раздела фаз вода – воздух должна оказаться в преде-

лах измерительной шкалы плавающего ареометра. При недостаточно глубоком погружении ареометра необходимо выбрать более тяжелый ареометр, при слишком глубоком — более легкий.

3. Снять отсчет значения плотности на шкале ареометра в том месте, где она пресекается границей вода – воздух, с точностью до 1 мг/см^3 и перевести значение в г/см^3 , извлечь ареометр.
4. Погрузить в цилиндр с жидкостью термометр, по истечении 3 минут снять значение температуры жидкости с точностью до 0.1° по шкале Цельсия.
5. Привести плотность жидкости к температуре 20°C по формуле:

$$\delta_{\text{ж}}^{20} = \delta_{\text{ж}}^t - \delta_{\text{ж}}^t (20 - t) \beta_{\text{с}} ,$$

где $\delta_{\text{ж}}^{20}$ и $\delta_{\text{ж}}^t$ — плотность жидкости при температуре 20°C и при температуре проведения измерения (t) соответственно, $\beta_{\text{с}}$ — коэффициент термического расширения стекла (в среднем $\beta_{\text{с}} = 25 \cdot 10^{-6} \text{ градус}^{-1}$).

Форма записи результатов измерений

Тип исследуемой жидкости	$t_{\text{ж}}, ^\circ\text{C}$	$\beta_{\text{с}}, \text{градус}^{-1}$	Диапазон измерений ареометра	$\delta_{\text{ж}}^t, \text{г/см}^3$	$\delta_{\text{ж}}^{20}, \text{г/см}^3$

Контрольные вопросы

1. Что является мерой плотности жидкости при использовании ареометра?
2. Дайте определение ареометра.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОДЫ С ПОМОЩЬЮ ПАРАФИНИРОВАНИЯ

В весовых способах неисправленная объемная плотность ($\delta_{об}'$) абсолютно сухой породы, не содержащей растворимых солей и нефти, определяется как отношение ее массы (m_c^{B3}), не исправленной за потерю веса образца в воздухе, к объему сухой породы (V_c). Масса образца абсолютно сухой чистой и плотной породы (m_c^{B3}) определяется по результату его взвешивания в воздухе, объем (V_c) — по отношению разности значений неуточненных масс в воздухе (m_c^{B3}) и в рабочей жидкости ($m_c^{ж}$) к плотности рабочей жидкости ($\delta_{ж t}$):

$$V_c = \frac{m_c^{B3} - m_c^{ж}}{\delta_{ж t}}, \quad \delta'_{об} = \frac{m_c^{B3}}{m_c^{B3} - m_c^{ж}} \delta_{ж t}.$$

Исправленное значение плотности можно получить так:

$$\delta_{об} = \frac{m_c^{B3}}{m_c^{B3} - m_c^{ж}} (\delta_{ж t} - \delta_{B3 t}) + \delta_{B3 t}.$$

При определении $\delta_{об}$ пористых и проницаемых образцов малой плотности они предварительно покрываются непроницаемой оболочкой (парафином, коллодием и т. п.). Затем рассчитывается 1) объем покрытого непроницаемой пленкой образца ($V_{с.пк}$) по разности его неисправленных масс в воздухе ($m_{с.пк}^{B3}$), в рабочей жидкости ($m_{с.пк}^{ж}$) и плотности рабочей жидкости:

$$V_{с.пк} = \frac{m_{с.пк}^{B3} - m_{с.пк}^{ж}}{\delta_{ж t}};$$

2) объем материала, покрывающего образец, по разности неисправленных за потерю в воздухе массы покрытого образца ($m_{с.пк}^{B3}$), непокрытого образца (m_c^{B3}) и плотности покрывающего вещества ($\delta_{пк}$):

$$V_{\text{пк}} = \frac{m_{\text{с.пк}}^{\text{вз}} - m_{\text{с}}^{\text{вз}}}{\delta_{\text{пк}}} ;$$

3) объем сухого образца

$$V_{\text{с}} = V_{\text{с.пк}} - V_{\text{пк}} ;$$

4) объемная плотность образца

$$\delta'_{\text{об}} = \frac{m_{\text{с}}^{\text{вз}}}{V_{\text{с.пк}} - V_{\text{пк}}} = \frac{m_{\text{с}}^{\text{вз}}}{\frac{m_{\text{с.пк}}^{\text{вз}} - m_{\text{с.пк}}^{\text{ж}}}{\delta_{\text{жт}}} - \frac{m_{\text{с.пк}}^{\text{вз}} - m_{\text{с}}^{\text{вз}}}{\delta_{\text{пк}}}} .$$

Задание

1. Изучить понятие плотности горной породы, различные виды плотности,
2. Измерить объемную плотность сухой горной породы

Приборы и материалы

Весы лабораторные ВМ-2202, сосуд для взвешивания образцов в жидкости емкостью 200 см³, штатив для подвешивания образцов, нити, высушенные образцы неправильной формы, парафин, емкость для растапливания парафина, термометр.

Ход выполнения работы

1. Взвесить сухие образцы на весах и измерить их длину и диаметр в соответствии рекомендациями, содержащимися в пунктах 1 и 2 лабораторной работы № 1.
2. Подготовить нить длиной около 20 см для подвешивания образца, установить на весы штатив для взвешивания. Основание штатива не должно опираться на чашу весов и задевать ножки штатива. Штатив же, напротив, должен стоять на чаше весов. Подвесить на штатив металлический крючок, нажать на весах клавишу [→0/T←] и дож-

даться установки на дисплее весов значения «0.00 g». Взвесить нить, повесив ее за крючок (m_n).

3. Растопить парафин в металлической емкости на электрической лабораторной плитке до температуры, минимально превышающей температуру плавления парафина. В зависимости от марки парафина температура его плавления лежит в пределах 40–50 °С.
4. Парафинировать образец, то есть покрыть его тонким слоем парафина. Для этого необходимо обвязать образец нитью и оставить на ее конце петлю на расстоянии 4–6 см от образца. В растопленный парафин полностью погрузить образец и сразу же его достать, чтобы предотвратить проникновение парафина во внешние поры образца. Нужно следить за тем, чтобы образец не раскачивался и поверхность застывшего парафина не повредилась.
5. Взвесить покрытый парафином образец ($m_{с.пк}^{вз}$).
6. Вычислить объем парафина, покрывающего образец:

$$V_{пар} = \frac{m_{с.пк}^{вз} - m_n - m_c^{вз}}{\delta_{пар}}.$$

Плотность парафина необходимо узнать у преподавателя.

7. Взвесить образец, покрытый парафином, в воде ($m_{с.пк}^{ж}$). Для этого установить на основание под штатив стакан с дистиллированной водой, повесить образец на нить к штативу за крючок и снять показания на весах.
8. Вычислить объем парафинированного образца:

$$V_{с.пк} = \frac{m_{с.пк}^{вз} - m_n - m_{с.пк}^{ж}}{\delta_{ж}}.$$

9. Найти объем сухого образца:

$$V_c = V_{с.пк} - V_{пар}.$$

10. Определить искомую плотность сухого образца:

$$\delta_c' = \frac{m_c^{вз}}{V_c}.$$

Форма записи результатов измерений

№ образца	Масса, г			Плотность, г/см ³		Объем, см ³			Плотность δ_c , г/см ³
	$m_c^{вз}$	$m_{c,пк}^{вз}$	$m_{c,пк}^{ж}$	$\delta_{пар}$	$\delta_{ж}$	$V_{пар}$	$V_{c,пк}$	V_c	

Контрольные вопросы

1. Какие данные необходимы для расчета δ_c при использовании метода парафинирования?
2. Как влияет на величину δ_c вода, проникающая под слой парафина во время эксперимента?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ, ОБЪЕМНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОДЫ И КОЭФФИЦИЕНТА ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ЖИДКОСТЕНАСЫЩЕНИЯ

В данном случае масса твердой фазы горной породы определяется путем взвешивания в воздухе сухого образца, объем твердой фазы — путем взвешивания насыщенного образца в насыщающей жидкости и воздухе. Плотность твердой фазы образца, полученную данным методом, правильней называть согласно ГОСТу 26540.1-85 кажущейся минералогической плотностью ($\delta_{\text{к.м.п.}}$). Этот способ определения плотности твердой фазы породы (δ_t) не является общепринятым, так как не позволяет учитывать потерю веса твердой фазы и воды в воздухе. Для более точного расчета δ_t применяются пикнометрический, гидростатического взвешивания, флотационный, объемно-весовой и другие способы.

Способ расчета коэффициента открытой пористости горных пород назван в честь российского геолога, первооткрывателя крупнейшего в России и второго в мире месторождения калийно-магниевых солей, профессора Пермского университета (1921–1924 гг.) П. И. Преображенского.

При использовании этого метода находят объем сухого образца и объем его открытых пор. Объем сухого образца:

$$V_c = \frac{m_{\text{нас}}^{\text{вз}} - m_{\text{нас}}^{\text{ж}}}{\delta_{\text{ж}}},$$

где $m_{\text{нас}}^{\text{вз}}$ — масса образца, пропитанного рабочей жидкостью при взвешивании его в воздухе, $m_{\text{нас}}^{\text{ж}}$ — масса образца, пропи-

танного рабочей жидкостью плотностью $\delta_{\text{ж}}$, полученная при взвешивании его в рабочей жидкости. Объем пор:

$$V_{\text{пор.о}} = \frac{m_{\text{нас}}^{\text{вз}} - m_{\text{с}}^{\text{вз}}}{\delta_{\text{ж}}},$$

где $m_{\text{с}}^{\text{вз}}$ — масса сухого образца. Коэффициент открытой пористости вычисляется так:

$$k_{\text{п.о}} = \frac{V_{\text{пор.о}}}{V_{\text{с}}} = \frac{m_{\text{нас}}^{\text{вз}} - m_{\text{с}}^{\text{вз}}}{m_{\text{нас}}^{\text{вз}} - m_{\text{нас}}^{\text{ж}}}.$$

Плотность твердой фазы породы ($\delta_{\text{т}}$) и объемная плотность ($\delta_{\text{об}}$) определяются по формулам

$$\delta_{\text{об}} = \frac{m_{\text{с}}^{\text{вз}}}{V_{\text{т}}} = \frac{m_{\text{с}}^{\text{вз}} \delta_{\text{ж}}}{m_{\text{нас}}^{\text{вз}} - m_{\text{нас}}^{\text{ж}}}, \quad \delta_{\text{т}} = \frac{m_{\text{с}}^{\text{вз}}}{V_{\text{с}}} = \frac{m_{\text{с}}^{\text{вз}} \delta_{\text{ж}}}{m_{\text{с}}^{\text{вз}} - m_{\text{нас}}^{\text{ж}}}.$$

Задание

1. Изучить понятие плотности горной породы, различные виды плотности,
2. Определить плотность твердой фазы насыщенной горной породы.

Приборы и материалы

Весы лабораторные ВМ-2202, сосуд для взвешивания образцов в жидкости емкостью 200 см³, штатив для подвешивания образцов, насыщенные образцы.

Ход выполнения работы

1. Взвесить сухие образцы на весах и измерить их длину и диаметр в соответствии с рекомендациями, содержащимися в пунктах 1 и 2 лабораторной работы № 1. Провести насыщение в соответствии с рекомендациями, содержащимися в лабораторной работе № 3.
2. Взвесить насыщенный образец в насыщающей жидкости ($m_{\text{нас}}^{\text{ж}}$). Для этого подвесить образцы на нити к штативу, установить под ним стакан с жидкостью и снять показания весов.
3. Определить плотность жидкости ($\delta_{\text{ж}}$) (см. лаб. работу № 4).
4. Рассчитать плотность твердой фазы породы:

$$\delta_{\text{т}} = \frac{m_{\text{с}}^{\text{вз}} \delta_{\text{ж}}}{m_{\text{нас}}^{\text{вз}} - m_{\text{нас}}^{\text{ж}}}, \quad \delta_{\text{п}} = \frac{m_{\text{с}}^{\text{вз}} \delta_{\text{ж}}}{m_{\text{с}}^{\text{вз}} - m_{\text{нас}}^{\text{ж}}}.$$

Форма записи результатов измерений

$$\delta_{\text{ж}} = \underline{\hspace{2cm}} \cdot \underline{\hspace{2cm}} \text{ г/см}^3$$

№ образца	$m_{\text{с}}^{\text{вз}}, \text{ г}$	$m_{\text{нас}}^{\text{вз}}, \text{ г}$	$m_{\text{нас}}^{\text{ж}}, \text{ г}$	$\delta_{\text{г}}, \text{ г/см}^3$	$\delta_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$

Контрольные вопросы

1. Какие данные необходимы для расчета $\delta_{\text{т}}$ в случае использования способа жидкостенасыщения?
2. Как влияет на величину $\delta_{\text{т}}$ недостаточное насыщение образцов моделью пластового флюида?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОДЫ ПРИ ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ

Введем в образец породы правильной геометрической формы сечением S и длиной L электрический ток силы I с помощью двух питающих электродов и измерим разность потенциалов (ΔU) двух других приемных электродов, установленных на образце между питающими электродами. В этом случае удельное электрическое сопротивление (УЭС) образца

$$\rho_{\pi} = \frac{\Delta U S}{I L}.$$

Если образец породы имеет цилиндрическую форму и диаметр D , то

$$\rho_{\pi} = \frac{\Delta U \pi D^2}{I 4 L}.$$

В лабораторной работе для измерения полного сопротивления образца ($R = \Delta U / I$) используются переменный ток и установка, состоящая из двух электродов, к каждому из которых подсоединены два провода.

На образец подается напряжение частотой 1 кГц. К электродам подключен преобразователь, который создает два вида напряжения, один из которых U_T пропорционален току, протекающему через образец, другой U_H — напряжению на нем. С помощью логометра измеряется отношение этих напряжений, равное комплексному сопротивлению (импедансу) образца:

$$\hat{Z}(i\omega) = \frac{\hat{U}(i\omega, t)}{\hat{I}(i\omega, t)} = \frac{U_H}{U_T} = R + iX,$$

где $\hat{Z}(i\omega)$ — импеданс, $\hat{U}(i\omega, t)$ — комплексная амплитуда напряжения, $\hat{I}(i\omega, t)$ — комплексная амплитуда тока гармониче-

ского сигнала, R — активное сопротивление, X — реактивное сопротивление.

На комплексной плоскости можно представить отношение напряжений U_H и U_T , как показано на рис. 10. Проекции значений этих напряжений на действительную и мнимую компоненты опорного напряжения $U_{оп}$ определяются синхронным детектором и измеряются в условном масштабе измерителем интегрирующего типа, тогда активное сопротивление, совпадающее с полным сопротивлением образца, можно вычислить из соотношения проекций:

$$R = \frac{AC + BD}{C^2 + D^2} \cdot$$

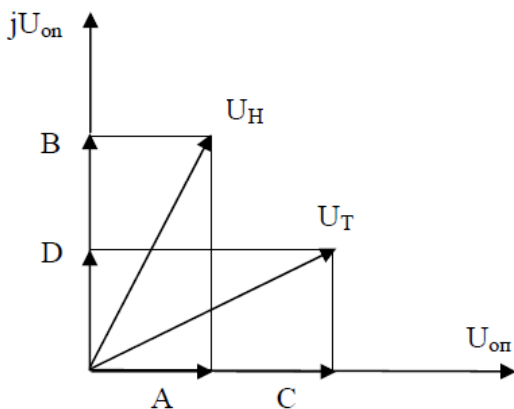


Рис. 2.10. Проекции значений напряжений U_H и U_T на опорное напряжение $U_{оп}$ в комплексной плоскости

Задание

1. Изучить понятия параметра пористости и параметра насыщения, удельного электрического сопротивления, способы его измерения, теоретические основы измерения УЭС на образцах горных пород,
2. Измерить УЭС на образцах горных пород, определить значение параметра пористости для каждого образца.

Приборы и материалы

Прибор для исследования электрических свойств горных пород «ПетроОм», в состав которого входят цифровой измеритель иммитанса Е7-23М и блок кернодержателя, а также фильтровальная бумага, насыщенные образцы горных пород правильной геометрической формы.

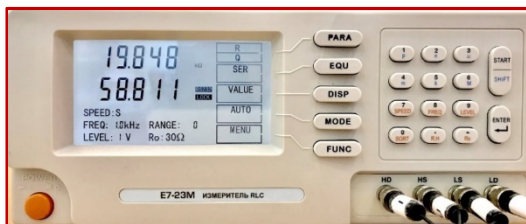


Рис. 2.11. Измеритель иммитанса Е7-23М

Рис. 2.12. Кернодержатель прибора «ПетроОм»

На рис. 2.11 и 2.12 представлены соответственно измеритель иммитанса и кернодержатель, входящие в прибор «ПетроОм». Кернодержатель параллельно подсоединяется с помощью четырех проводов к клеммам измерителя по схеме: I' –HD, U' –HS, U –LS, I –LD. При помощи рычага на панели кернодержателя можно управлять положением верхнего электрода. Редуктор служит для установки давления на входе кернодержателя от источника сжатого воздуха.

Ход выполнения работы

Измерение УЭС горных пород:

1. Проверить правильность подключения измерителя иммитанса Е7-23М к кернодержателю и компьютеру согласно схеме. Обеспечить подачу сжатого воздуха к блоку кернодержателя и установить давление на выходе компрессора в диапазоне 2–10 атм. Включить компьютер и измеритель.
2. На измерителе нажатием на клавишу «PARA» выбрать необходимую величину — R (сопротивление). С помощью клавиши «FUNC» войти в меню прибора, выбрать в меню «RS232» и установить связь прибора с компьютером (изменить OFF на ON). Открыть программу «ПетроОм_М 2.48».
3. Установить с помощью редуктора на кернодержателе давление в 2 атм.
4. Ввести в программу параметры образца горной породы и окружающей среды.
5. Положить на нижний электрод кусочек фильтровальной бумаги, пропитанной жидкостью насыщения и слегка отжатой. Перевести рычаг в положение «Н». В программе нажать на кнопку «Установка», чтобы установить условное «нулевое» сопротивление электродов с бумагой.
6. Перевести рычаг в положение «В». Насыщенный образец достать из эксикатора и убрать ветошью с его граней излишки жидкости, чтобы грани образца имели матовый блеск. Установить образец на нижний электрод, положив под него и на него пропитанную насыщающей жидкостью и слегка отжатую фильтровальную бумагу. Перевести рычаг в положение «Н».
7. Нажать на кнопку «Старт». В окне программы начнет строиться график зависимости УЭС (ρ_n) от времени измерения (t), в верхнем поле программы будут выводиться данные о полном и удельном электрическом сопротивлениях образца породы в цифровом виде.
8. Когда график $\rho_n(t)$ выйдет на асимптоту или начнет медленно расти, прекратить измерения, нажав на кнопку

«Стоп». Полученный результат записать или при необходимости повторить измерение. Перевести рычаг в положение «В» и поместить образец обратно в эксикатор.

9. Повторить процедуры, описанные в пунктах 4–8, для каждого образца.

В режиме автономной работы прибора необходимо самостоятельно определять УЭС образца, снимая с дисплея измерителя значения нулевого сопротивления кернодержателя (R_n) (при установке «нуля») и сопротивления породы (R_p), по формуле

$$\rho_p = \frac{(R_p - R_n)S}{l}.$$

Измерение УЭС насыщающей жидкости

1. Проверить правильность подключения измерителя иммитанса Е7-23М к кювете и компьютеру согласно руководству пользователя. Включить компьютер и измеритель.
2. На измерителе с помощью клавиши «PARA» выбрать нужную величину — R (сопротивление). Нажимая на клавишу «FUNC» войти в меню прибора, выбрать «RS232» и установить связь прибора с компьютером (изменить OFF на ON). Открыть программу «Петро-Ом_М 2.48».
3. Ввести в программу температуру жидкости и окружающей среды. Залить в кювету исследуемую жидкость.
4. Нажать на кнопку «Старт». В окне программы начнет строиться график зависимости УЭС (ρ_p) от времени измерения (t), в верхнем поле программы будут выводиться данные о полном и удельном электрическом сопротивлениях жидкости, а также УЭС жидкости, приведенное к температуре 20 °С в цифровом виде. При необходимости приведения УЭС жидкости к температуре 20 °С, можно воспользоваться графиком зависимости температурного коэффициента от температуры жидкости (для минерализации 10 г/л):

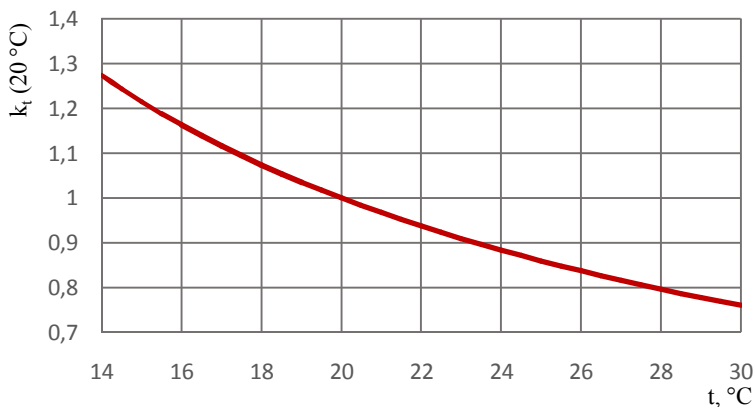


Рис. 2.13. График зависимости температурного коэффициента от температуры жидкости (при минерализации 10 г/л)

5. Дождаться стабилизации кривой графика зависимости $\rho_{\text{ж}}(t)$ и нажать на кнопку «Стоп».
6. Записать результат измерений или повторить измерение. Слить из кюветы исследуемую жидкость, промыть кювету дистиллированной водой и вытереть фильтровальной бумагой или ветошью.

Форма записи результатов измерений

$\rho_{\text{ж}}$ при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$: _____ Ом·м

№ образца	d, см	S, см ²	l, см	R _н , Ом	R _п , Ом	$\rho_{\text{п}}$, Ом·м	P _п

Контрольные вопросы

1. От каких свойств горной породы зависит величина ее УЭС?
2. Чему равно значение параметра пористости цилиндрического образца величиной 3×3 см, насыщенного водой с УЭС 0,2 Ом·м, и имеющего сопротивление R в 200 Ом?
3. Почему при изучении УЭС пород допустима замена пластовой воды на ее модель на базе соли NaCl?
4. Дайте определение УЭС и параметра насыщения горной породы.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГИХ ВОЛН СПОСОБОМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ПРОЗВУЧИВАНИЯ

Скорость распространения упругих продольной (v_P) и поперечной (v_S) волн в образцах пород определяются по данным измерений на образце длиной (L) времени (τ) пробега упругой ультразвуковой волны:

$$v_P = \frac{L}{\tau_P}, \quad v_S = \frac{L}{\tau_S}.$$

Равенство скорости распространения продольных упругих волн в безграничной среде, массиве, (v_{PM}) сохраняется только при $r / \lambda > 1$ (где r — радиус образца, λ — длина ультразвуковой волны). При $r / \lambda < 0.3$ измеряется v_{PCT} в стержне породы. Разные отношения r / λ получают, используя образцы различного диаметра или волны различной частоты, причем r / λ вначале должно быть меньше 0.3, а затем больше 1.25. Это позволяет определить v_{PM} и v_{PCT} при исследовании двух образцов одной и той же породы различного диаметра, или одного образца с пьезодатчиками различной частоты. Поскольку в используемом в настоящей работе оборудовании невозможно сменить частоту работы пьезодатчиков, в цилиндрических образцах 30×30 мм определяется скорость распространения упругих колебаний, близкая к скорости в массиве, если скорости не достигает 5000 м / с.

Задание

1. Изучить физический смысл упругих модулей горных пород, скорости распространения упругих продольных и поперечных волн, интервального времени пробега упругих волн,
2. Измерить скорость распространения упругих продольных и поперечных волн, рассчитать величину упругих модулей по измеренным значениям скорости упругих волн.

Приборы и материалы

Ультразвуковой определитель скорости распространения упругих волн в образцах горных пород «Узор-2000» (рис. 2.15), в состав которого входят блок кернодержателя с точечными пьезодатчиками, генератор акустических волн и цифровой двух-канальный осциллограф АСК-3106, а также эталонный образец с известными значениями v_p и v_s и образцы горных пород правильной геометрической формы. В комплекте прибора есть программа «OscilloscopePro», позволяющая работать с цифровым осциллографом на персональном компьютере.



Рис. 2.14. Эталонный образец с известным временем прохождения P и S волн

Рис. 2.15. Установка «Узор-2000»

Ход выполнения работы

1. Проверить правильность подключения блока измерения к кернадержателю и компьютеру согласно руководству пользования.
2. Включить компьютер и установку: тумблер находится на задней панели измерителя. Открыть программу «OscilloscopePro». В основном окне программы отображаются два графика зависимости амплитуды сигнала (в мВ) от времени (в $\mu\text{с}$) синего и красного цвета: на синем виден строб-импульс источника колебаний, на красном — волновой сигнал, регистрируемый приемником. Перед настройкой сигналов следует установить в кернадержатель эталонный образец (рис. 2.14).
3. На панели «Управление» программы
 - 1) установить параметры синхронизации
 - на вкладке «Запуск»: нажать кнопку «Разрешить», установить режим «Авто», источник «Канал 2», тип «Восх.»;
 - нажав на кнопку «Расширенный»: установить «Канал 2», «По восходящему»;
 - 2) установить параметры сигнала и его отображения
 - активировать чекбоксы «Канал 1» и «Канал 2»,
 - установить диапазон «10 В/д» у обоих каналов,
 - на вкладке «Развертка»: установить тип интерполяции «отсутствует», частота дискретизации выбирается тем больше, чем больше длина образца, при этом оптимальный выбор — 2, 5, 10, 20 МГц.

Изменение диапазона сигнала приводит к изменению напряжения в цепи аппаратуры (при этом меняется и масштаб отображения), а изменение масштаба (кнопками «+» и «-» в нижней части основного окна) — только к изменению масштаба на экране!

На панели «Измерения»

- 1) в области «Относительные» производится считывание разности по времени соответствующих меток; зеленая метка (Т) — нулевая метка, синяя и красная метки (К и L) передвигаются нажатием левой кнопки

мышь на графике главного экрана, розовые метки (до 10 шт.) устанавливаются нажатием правой кнопки мыши;

- 2) ниже в этой же области можно выбрать две пользовательские метки, между которыми необходимо снять значение времени в $\mu\text{с}$;
- 3) при соблюдении настроек синхронизации следует брать отсчеты времени от зеленой метки (Т), по которой автоматически происходит синхронизация со строб-импульсом.

При наличии сильных осцилляций и шума на исследуемом графике в меню «Панели» выбрать «Модуль анализа». Перейти к вкладке «Фильтрация». Включить 1) накопительный фильтр, оптимальное значение параметра фильтра 30, при необходимости включить «Бесконечное усреднение», 2) полиномиальный фильтр, оптимальное значение параметра фильтра 3.

4. Измерить время задержки в цепи (τ_3):

- 1) поместить эталонный образец в кернодержатель, прижав к его граням пьезодатчики; перевести переключатель типа волн на задней панели в положение «ПР»; настроить параметры отображения графиков на экране основного окна; поместить одну из меток на место первого вступления продольной волны; на панели «Измерения» снять значения времени τ_p в $\mu\text{с}$ между зеленой меткой (Т) и установленной вручную;
- 2) перевести переключатель типа волн на задней панели в положение «ПОП»; настроить параметры отображения графиков на экране основного окна; поместить одну из меток на место первого вступления поперечной волны; на панели «Измерения» снять значения времени τ_s в мкс между зеленой меткой (Т) и установленной вручную;
- 3) вычесть из снятых значений τ_p и τ_s значения времен пробега продольной и поперечной волн, указанные на эталоне; полученные значения будут равны значениям задержки цепи для продольных (τ_{3p}) и поперечных волн (τ_{3s}).

5. Измерить время пробега продольной и поперечной волны в исследуемом образце (рис. 2.16):

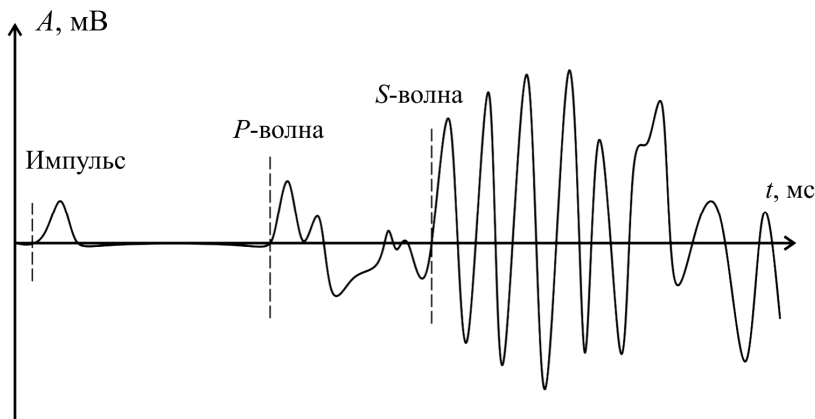


Рис. 2.16. Схематическое изображение волновой картины на экране осциллографа при прохождении акустической волны в образце горной породы

- 1) поместить образец в кернодержатель, прижав к его граням пьезодатчики; перевести переключатель типа волн на задней панели в положение «ПР»; настроить параметры отображения графиков на экране основного окна; поместить одну из меток на место первого вступления продольной волны; на панели «Измерения» снять значения времени τ_{P+3} в мкс между зеленой меткой (Т) и установленной вручную;
- 2) перевести переключатель типа волн на задней панели в положение «ПОП»; настроить параметры отображения графиков на экране основного окна; поместить одну из меток на место первого вступления поперечной волны; на панели «Измерения» снять значения времени τ_{S+3} в мкс между зеленой меткой Т и установленной вручную;
- 3) вычесть из снятых значений τ_{P+3} и τ_{S+3} значения времени задержек цепи для продольной (τ_{3P}) и поперечной (τ_{3S}) волн соответственно; полученные значения

будут равны значениям времени пробега упругих продольной (τ_p) и поперечных (τ_s) волн в исследуемом образце.

6. Результаты измерений занести в таблицу.

Форма записи результатов измерений

№ образца	l, м	Время, с			Скорость, м/с		v_s / v_p
		$\tau_{обр+з}$ (S и P)	τ_z (S и P)	$\tau_{обр}$ (S и P)	v_p	v_s	
Эталон							

Контрольные вопросы

1. Каким видам напряженного состояния среды отвечают модуль Юнга, коэффициент Пуассона и другие простые коэффициенты упругости и в каких единицах они измеряются?
2. Какие породы и почему имеют максимальные и минимальные скорости распространения упругих продольных волн?
3. Охарактеризуйте зависимость интервального времени пробега продольной волны от пористости и плотности горных пород.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №9.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ УРАНА, ТОРИЯ И КАЛИЯ В ГОРНОЙ ПОРОДЕ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Определение концентрации радиоактивных элементов в горных породах способом гамма-спектроскопии заключается в сравнении при одинаковых условиях измерения спектра гамма-излучения анализируемого вещества со спектрами эталонов, содержащих равновесный уран, торий и калий. Энергетический состав гамма-излучения устанавливается с помощью гамма-спектрометра по распределению амплитуд сигналов детекторов излучений, в качестве которых используются спектрометрические сцинтилляционные счетчики и полупроводниковые детекторы. Регистрируемый при этом спектр называется аппаратурным спектром. Он существенно отличается от первичного спектра гамма-излучения радиоизотопа вследствие сложного процесса взаимодействия гамма-квантов и вещества сцинтиллятора.

Регистрируемая интенсивность гамма-излучения для определенного интервала энергий в любом энергетическом интервале спектра складывается из интенсивности излучения породы ($I_{пj}$) и фона ($I_{фj}$): $I_{п+ф} = I_{пj} + I_{фj}$. Величина $I_{пj}$ является суммой значений интенсивности излучения отдельных i -х радиоактивных элементов в данном j -м интервале энергий:

$$I_{пj} = \sum_{i,j=1}^n a_{ij} C_i ,$$

где a_{ij} — спектральный коэффициент, равный значению интенсивности гамма-излучения, зарегистрированной в j -м интервале энергий от единичной концентрации i -го радиоактивного элемента в образце. Величина I_j может быть определена по площади соответствующего пика спектра или по модальному (максимальному) значению его интенсивности.

Концентрация (C_i) радиоактивных элементов U, Th и K может быть найдена путем решения системы уравнений, в которых a_{ij} и $I_{\pi j}$ определяются экспериментально:

$$\begin{aligned} I_1 &= a_{11}C_{Ra} + a_{12}C_{Th} + a_{13}C_K, \\ I_2 &= a_{21}C_{Ra} + a_{22}C_{Th} + a_{23}C_K, \\ I_3 &= a_{31}C_{Ra} + a_{32}C_{Th} + a_{33}C_K \end{aligned}$$

при величине энергий соответственно 0.6, 0.9 и 1.46 МэВ. Числовые значения спектральных коэффициентов (a_{ij}) определяют при регистрации спектров гамма-излучения радиевого, ториевого и калиевого эталонов по соотношению:

$$a_{ij} = \frac{(I_{(\text{эт}+\phi)ij} - I_{\phi j})m_{\pi}}{m_{\text{эти}}C_{\text{эти}}},$$

где $I_{(\text{эт}+\phi)ij}$ — интенсивность гамма-излучения, регистрируемая от i -го эталона в j -м энергетическом интервале, m_{π} и $m_{\text{эти}}$ — масса породы и соответствующих эталонов в г, $C_{\text{эти}}$ — концентрация соответствующего радиоэлемента в i -м эталоне в г/г.

Решение системы уравнений методом Крамера дает:

$$C_{Ra} = \frac{\Delta Ra}{\Delta}, \quad C_{Th} = \frac{\Delta Th}{\Delta}, \quad C_K = \frac{\Delta K}{\Delta},$$

где Δ — определитель, составленный из коэффициентов a_{ij} :

$$\Delta = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{vmatrix}.$$

Определители ΔRa , ΔTh и ΔK получают заменой коэффициентов a_{ij} соответствующего столбца системы уравнений ее свободными членами I_j по формулам

$$\begin{aligned} \Delta Ra &= \begin{vmatrix} I_1 & a_{12} & a_{13} \\ I_2 & a_{22} & a_{23} \\ I_3 & a_{32} & a_{33} \end{vmatrix}, & \Delta Th &= \begin{vmatrix} a_{11} & I_1 & a_{13} \\ a_{21} & I_2 & a_{23} \\ a_{31} & I_3 & a_{33} \end{vmatrix}, \\ \Delta K &= \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & I_1 \\ a_{21} & a_{22} & I_2 \\ a_{31} & a_{32} & I_3 \end{vmatrix}. \end{aligned}$$

Время измерения интенсивности гамма-излучения породы, фона и эталонов определяется исходя из требуемой точности.

Для гамма-спектрометрического тракта установки МКС-01А «Мультирад» были определены следующие спектрометрические коэффициенты, необходимые при расчете содержания U, Th и K по значениям удельной массовой активности q , измеряемой в Бк/кг:

$$C_{Ra} = q_{Ra} \cdot 0.0806 [10^{-4} \%], \quad C_{Th} = q_{Th} \cdot 0.247 [10^{-4} \%], \\ C_K = q_K \cdot 0.003252 [\%],$$

а также при расчете эффективной (общей) удельной массовой активности пробы Q :

$$Q = q_{Ra} + q_{Th} \cdot 1.31 + q_K \cdot 0.085.$$

Задание

1. Изучить гамма-радиоактивные свойства горных пород, способы их измерения, теоретические основы определения концентрации радиоактивных изотопов U, Th и K в горной породе,
2. Измерить концентрацию радиоактивных изотопов U, Th и K в горной породе.

Приборы и материалы

Установка спектрометрическая МКС-01А «Мультирад» (рис. 2.17), контрольный источник гамма-излучения с радионуклидами Cs^{137} и K^{40} , образцы, измельченные до размеров частиц не более 0.25 мм в поперечнике, весы лабораторные ВМ-2202.

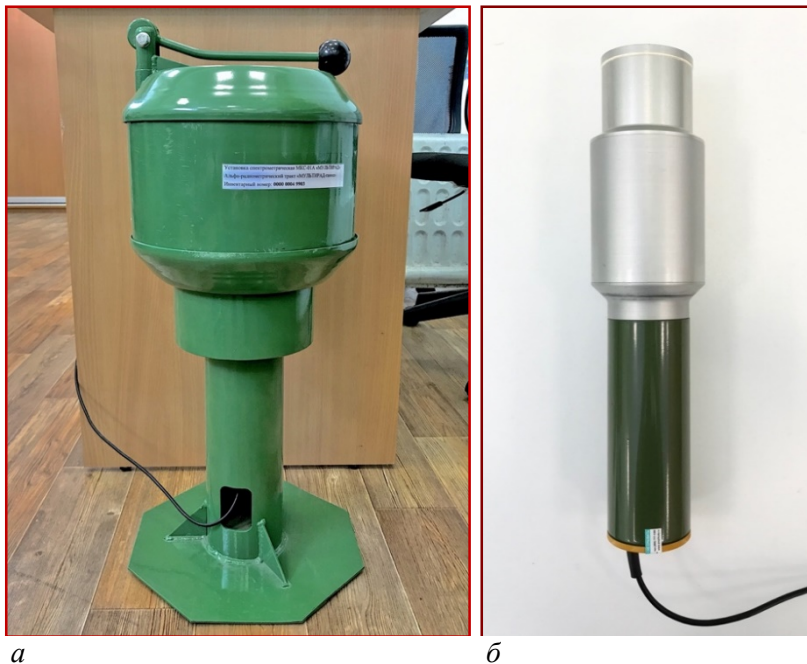


Рис 2.17. а — вид свинцовой камеры гамма-спектрометрического тракта, б — блок детектирования БДКС-63-01А

Ход выполнения работы

1. Получить воздушно-сухой образец породы, измельченной до размеров частиц, меньших 0.25 мм.
2. Определить его массу m_n при помощи лабораторных весов.
3. Подготовить спектрометрическую установку МКС-01А «Мультирад» к работе, для чего подключить гамма-спектрометрический тракт к компьютеру через USB-интерфейс, включить компьютер и открыть программу «ПРОГРЕСС-5». В левом верхнем углу окна программы выбрать гамма-спектрометрический тракт «Гамма-спектрометр NaI», чтобы открыть камеру, необходимо

поднять ручку под прямым углом и, держась только за ручку, повернуть крышку на 180 градусов, соблюдая меры предосторожности.

4. Произвести эталонирование спектрометрического тракта, для чего поместить в свинцовую камеру сосуд Мари-нелли, содержащий эталон с изотопами $^{137}\text{Cs} + ^{40}\text{K}$, закрыть крышку и запустить функцию «Энергетическая калибровка» в меню программы.
5. Произвести регистрацию спектра фоновое гамма-излучения, если спектр не измерялся в течение последних 24 часов. Для этого опустошить свинцовую камеру, закрыть крышку и запустить функцию «Измерение фона» в меню программы, установив время измерения фона в 1800 с. По завершении регистрации фоновое спектра значения интенсивности излучения в восьми интервалах (по каналам) будут автоматически занесены в память программы и учитываться при последующих измерениях.
6. Произвести регистрацию гамма-спектра изучаемого образца породы, для чего расположить его в камере на датчике, как показано на рис. 2.18, и выбрать в меню пункт «Измерение активности». В открывшемся окне ввести код пробы, название, ее массу (см. пункт 2). Необходимо отметить, что, увеличивая время экспозиции, можно добиваться снижения неопределенности в измерении активности. Однако для проведения лабораторной работы студентами достаточно установить время в 1800 с.
7. Рассчитать концентрацию (C_i) радиоактивных элементов в породе и суммарную эффективную активность Q . Результаты измерений и расчетов занести в таблицу.



Рис. 2.18. Камера гамма-спектрометрического тракта с пробой в чашке Петри, установленной на датчике (сцинтилляционный счетчик)

Форма записи результатов измерений

Номер пробы	Время экспозиции	Удельная массовая активность, Бк/кг				Содержание элемента, %		
		q_{Ra}	q_{Th}	q_K	эффективная активность ЕРН, Q	C_{Ra}	C_{Th}	C_K

Контрольные вопросы

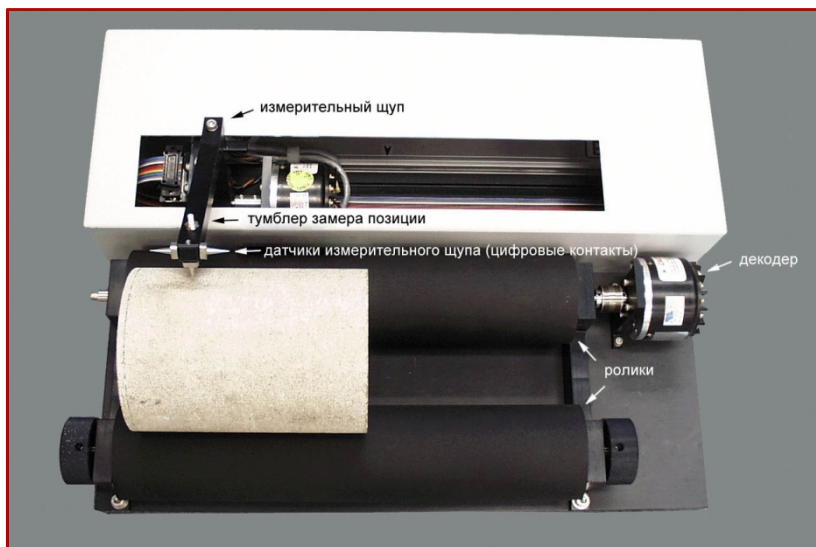
1. В каких единицах измеряется естественная гамма-активность горных пород?
2. На чем основано количественное определение содержания радиоактивных элементов?
3. Что такое «радиоактивность» и от чего зависит радиоактивность горных пород?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №10.

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОНИОМЕТРОМ

Количественный анализ трещиноватости горных пород в лабораторных условиях проводится с использованием проборов, называемых гониометрами (греч. γωνία — угол, μέτρον — измерять). Их назначение состоит в том, чтобы помочь исследователю измерить угол наклона и азимут простираения (или падения) трещины.

В настоящее время применяются цифровые гониометры. На рис. 2.19 изображен цифровой полуавтоматический гониометр CAG-600.



*Рис. 2.19. Цифровой полуавтоматический гониометр CAG-600
(фотография ООО «ПермНИПИнефть»)*

Образец керна цилиндрической формы диаметром от 50 до 120 мм укладывается на два резиновых ролика, поворот одного из них измеряется с помощью оптического датчика и декодера. Оператор перемещает вертикальный наконечник щупа вдоль линии трещины, поворачивая керн на валиках и фиксируя координаты щупа нажатием тумблера. Координаты каждого замера определяются автоматически и после окончания замера пересчитываются в азимут простирания, угол падения и глубину трещины. Два горизонтальных наконечника щупа необходимы для трассировки трещин на торцах керна.

Необходимо отметить, что для расчета перечисленных параметров трещины керн должен быть азимутально ориентирован и привязан по глубине, а в результаты измерений должна быть внесена поправка за искривление ствола скважины.

Результаты измерения трещиноватости представляют в виде гистограмм и роз-диаграмм распределения трещин по углам падения и азимутам простирания соответственно, а также в виде проекций трещин на стереографическую сетку.

Задание

1. Изучить принцип работы цифрового гониометра, освоить принципы построения данных о трещиноватости на стереографической сетке,
2. Построить по результатам измерения гониометром CAG-600 гистограмму распределения углов падения трещин, розу-диаграмму азимутов простирания трещин и карту плотности полюсов плоскостей трещин на стереографической сетке.

Приборы и материалы

Персональный компьютер с программами MS Excel и Stereonet 10, данные оцифровки трещин по керну при помощи цифрового гониометра (предоставляются преподавателем).

Ход выполнения работы

1. Построить гистограмму распределения углов падения трещин. Для этого необходимо разделить весь диапазон возможных углов падения трещин (от 0 до 90 °) на интервалы по 10 ° и подсчитать, сколько трещин (n) попадает в каждый из них. Затем разделить количество трещин в каждом интервале (n_i) на общее количество трещин (N). В результате будет получено распределение плотности вероятности угла падения трещин (p_{dip}).
2. Построить розу-диаграмму распределения азимутов простирания трещин. Для этого необходимо разделить весь диапазон возможных азимутов простирания трещин (от 0 до 360 °) на интервалы по 10 ° и подсчитать, сколько трещин (n) попадает в каждый из них. Затем разделить количество трещин в каждом интервале (n_i) на общее количество трещин (N). В результате будет получено распределение плотности вероятности азимута простирания трещин (p_{az}). Распределение отобразить на розе-диаграмме и указать направление на север.
3. Нанести углы падения и азимуты простирания на стереосетку:
 - 1) открыть файл с исходными данными в программе Excel, выделить все ячейки, в которых содержатся данные и скопировать выделение в буфер обмена;
 - 2) в программе «Stereonet», в меню «Edit», открыть диалоговое окно «Paste into Data Set»; в нем выбрать тип данных (The data are) как плоскости (Planes), необходимые колонки с азимутом простирания (Strike) и углом падения (Dip), а также первую строку, в которой начинаются данные (First row with data); нажать кнопку «Okay» и выбрать единицы измерения абсолютных отметок — метры (Meters);
 - 3) после импорта данных на стереосетке будут отображаться линии пересечения плоскостей трещин с поверхностью вогнутой вниз полусферы, проекцией которой и является сетка; чем ближе к 90 ° угол падения трещины, тем ближе к центру сетки будет проходить линия; ази-

мут падения соответствует направлению, находящемуся на 90° от азимута простираения по часовой стрелке¹;

- 4) в меню выбрать «Calculations» и «Poles», чтобы рассчитать координаты полюсов трещин; полюс трещины — это точка на полусфере, в которую опущен перпендикуляр из центра плоскости трещины; если трещина имеет угол падения, равный 0, то ее полюс будет находиться в центре сетки, как бы на ее дне;
- 5) в меню выбрать «Plot», «Contours» и «poles to pasted planes», чтобы получить контурную карту плотности полюсов; в правом верхнем углу программы убрать отображение данных «pasted planes»;
- 6) в меню выбрать «View» и «Inspector» для настройки отображения стереосетки; на вкладке «Stereonet» выбрать тип сетки как полярный (Polar Grid); на вкладке «Contours» установить интервал изолиний (Interval) 0.2, включить сглаживание (smoothed) и убрать отображение изолиний (Lines color);
- 7) экспортировать сетку через меню «File» и «Save Plot as PDF...» или «Print».

Форма записи результатов измерений

Гистограмму распределения углов падения, розу-диаграмму распределения азимутов простираения и стереосетку с полюсами трещин сохранить в графическом формате и указать наиболее характерные углы падения и азимутов простираения трещин, опираясь на результаты графических построений.

Контрольные вопросы

1. Что обозначают на стереосетке концентрические окружности?
2. Что обозначают на стереосетке радиальные лучи?
3. Как связаны между собой плоскость трещины и ее полюс на стереосетке?

¹ Например, если азимут простираения трещины равен 40° (С–В), то азимут падения составит $40 + 90 = 130^\circ$ (Ю–В).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- Виноградов В. Г., Дахнов А. В., Пацевич С. Л.* Практикум по петрофизике: учеб. пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1990. 227 с.
- Гершанок В. А., Гершанок Л. А., Плешков Л. Д.* Ядерно-геофизические методы. Лабораторные работы: учеб. пособие; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2018. – 124 с.
- Губина А. И., Плешков Л. Д., Луптов В. И.* Петрофизика: петрофизическое обеспечение геофизических методов: учеб. пособие / Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2016. 183 с.
- Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А.* Петрофизика (физика горных пород): учебник для вузов. М.: Нефть и газ, 2004. 367 с.
- Зинченко В. С.* Петрофизические основы гидрогеологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных: учеб. пособие для студентов вузов. М., Тверь: АИС, 2005. 392 с.
- Кобранова В. Н.* Петрофизика: учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1986. 392 с.
- Петрофизика (справочник): в 3 кн. / под ред. А. А. Молчанова, Н. Б. Дортман. М.: Недра, 1992.

Учебное издание

Плешков Лев Дмитриевич
Губина Августа Ивановна

ПЕТРОФИЗИКА

Лабораторные работы

Учебное пособие

Редактор: *Е. А. Огиенко*
Корректор: *С. Б. Денисова*
Компьютерная верстка: *Л. Д. Плешков*

Подписано в печать 30.09.2019. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 5,23. Тираж 100 экз. Заказ 152

Издательский центр
Пермского государственного
национального исследовательского университета.
614990 г. Пермь, ул. Букирева, 15
(342) 239-66-36

Типография ПГНИУ
614990 г. Пермь, ул. Букирева, 15