МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА ФИЗИЧЕСКИМИ И ПЕТРОГРАФИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Москва 1978 г.

gost.e-ecolog.ru

Министерство геологии СССР

Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт /ВНИГНИ/

"УТВЕРЖДАЮ"

Начальник управления поисковых и разведочных работ на нефть и газ Мингео СССР

В.В.Семенович

1978г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА ФИЗИЧЕСКИМИ И ПЕТРОГРАФИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Москва 1978

УДК 553.98.061.4.082

Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов определяют основные способы получения информации о пористости, проницаемости, водо- и нефтенасыщенности, плотности, удельного электрического сопротивления, скорости распространения упругих волн, карбонатности, гранулометрического состава; кроме того в них рассмотрены вопросы методики исследования свойств пород в условиях, приближающихся к пластовым, анализа микроструктур, а также организации лаборатории и ряд других методических вопросов.

© Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт /ВНИГНИ/, 1978

Введение

Предлагаемые "Методические рекомендации" представляют собой переработанный и дополненный проект "Методического руководства по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами для производственных лабораторий", изданный небольшим тиражом в 1973 году под редакцией В.И.Горояна при участии В.П.Потапова.

Работа выполнена на основе следующих положений:

1.Методические рекомендации предназначены для инженерно-технических работников и геологов, занимающихся исследованием пород-коллекторов нефти и газа в лабораториях производственных геологических организаций, ведущих разведку на нефть и газ и содержат основные методические указания, разработанные с большей или меньшей детальностью в зависимости от сложности измерения и накопленного опыта.

2.В связи с отсутствием серийно выпускающейся аппаратуры для исследования пород-коллекторов, отвечающей современному уровню, в работе приведены требования, которым должна удовлетворять конструкция того или иного аппарата.

В случае, если разработанная конструкция широко опробована, приводятся конструктивные схемы прибора или его отдельных узлов.

3.Вывод расчетных формул во всех случаях опущен. Там, где это необходимо и возможно, приведены оценки допустимой ошибки измерений.

4. Рекомендации составлены на основе литературных источников и фондовых материалов; в них, естественно, отражен и личный опыт его авторов. Наряду с широко опробованными методами приведены и некоторые методики, еще не получившие достаточного признания.

Разработка "Методических рекомендаций" выполнена в лаборатории методики обоснования подсчетных параметров запасов нефти и газа ВНИГНИ под руководством В.И.Горояна. В составлении рекомендаций приняли участие:

Гороян В.И. - к.т.н.,ВНИГНИ - главы I,II,IУ,УI,УII,X.
Березин Б.М. - к.г.-м.н.,БашНИПИнефть - главы II,III,IУ,УI.
Белов Ю.Я. - ВНИГНИ - главы II,III.
Вендельштейн Б.Ю. - д.г.-м.н.,МИНХ и ГП - глава XI.
Гусейнов А.А. - к.г.-м.н.,ВНИГНИ - глава IX.
Добрынин В.М. - д.г.-м.н.,МИНХ и ГП - глава XII.
Конеруба Л.А. - к.г.-м.н.,ВНИГНИ - глава X.
Куликов Б.Н. - к.г.-м.н.,МИНХ и ГП - глава XIII.
Орлов Л.И. - к.г.-м.н.,ВНИИГИСС - главы IУ,У,УI.
Петерсилье В.И. - к.г.-м.н.,ВНИГНИ - главы I,II,III,УI,УIII,XIУ.
Поляков Е.А. - к.г.-м.н.,ВНИИГеофизика - главы XI,XII,XIII.
Рабиц Э.Г. - ВНИГНИ - главы II,У,УII,XIII,XIУ.
Танкаева Л.К. - к.г.-м.н.,ВНИИГТ - глава УI.

Кроме того, в составлении главы X приняли участие к.г.-м.н. Н.Н.Бакун, к.г.-м.н. К.Э.Обморышев и Н.П.Чурина /ВНИГНИ/.

В работе использована часть разработок новой аппаратуры, выполненной с участием ВНИИКанефтегаз Минприбора /А.В.Солнцев,А.И.Беилин,Г.Н.Ковалев,В.И.Шаповал/.

Редактирование "Методических рекомендаций" осуществлено В.И.Горояном и В.И.Петерсилье.

Глава I. ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ИССЛЕДОВАНИЙ ОБРАЗЦОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

§ I. Цели и задачи исследований

Основной целью лабораторных исследований образцов пород-коллекторов нефти и газа является получение информации об их емкостных, фильтрационных и капиллярно-поверхностных свойствах и литологической характеристике, использующейся для подсчета запасов, составления проекта разработки, интерпретации материалов геофизических исследований скважин, целей промысловых и региональных геологических исследований.

Схема исследования коллекции образцов, характеризующей изучаемый объект (продуктивный пласт, пропласток) должна быть построена так, чтобы:

I.Основные данные, необходимые для подсчета запасов, были получены на достаточно большом количестве образцов; вовлечение в исследование дополнительного количества образцов не должно отражаться на статистиках основных свойств коллектора - пористости, содержания остаточной водонасыщенности, проницаемости;

2.Были охарактеризованы все основные литологические разности;

3.Получила освещение изменчивость свойств коллектора по разрезу и площади;

4.Было возможно ввести поправки, учитывающие отклонения от закона Дарси, влияние пластовых условий и других факторов;

5.Были установлены связи между коллекторскими свойствами породы и ее литологическими признаками.

Весьма важным вопросом является исследование керна, поднятого при бурении скважины на безводном (известково-битумном, инвертном) растворе, позволяющее оценить величину остаточной водонасыщенности α прямым методом (экстракционно-дистилляционным, ретортным). Получение такой информации является крайне необходимой для надежного обоснования одного из основных подсчетных параметров - коэффициента нефте- газонасыщенности в связи с тем, что известные косвенные методы

оценки α , как это будет показано в главе УI, не всегда достаточно эффективны, особенно в случае гидрофобизованного коллектора.

Поэтому следует подчеркнуть, что для надежного обоснования величины фильтрационно-емкостных параметров необходимо на крупных месторождениях нефти и газа предусмотреть бурение хотя бы одной скважины на безводном растворе.

§ 2. Принципиальная схема исследования свойств пород-коллекторов

Схема лабораторного изучения кернового материала зависит от конкретной задачи исследований, состава и свойств пород-коллекторов и пластовых флюидов, состава и свойств бурового раствора, лабораторной базы и т.п. В общем виде схема представлена на рис.I и включает в себя следующие блоки.

Герметизация керна - обеспечивает надежную сохранность остаточных флюидов при длительном хранении герметизированных образцов. Герметизируют керн для определения прямым способом остаточной водонасыщенности (при применении бурового раствора на безводной основе) или нефтенасыщенности (глинистый раствор, вода).

Каротаж по керну - обеспечивает надежную привязку керна к разрезу путем сопоставления результатов экспрессного определения на образцах какого-либо физического параметра с диаграммой однотипного промыслово-геофизического метода (например, лабораторное измерение естественной γ-активности и сопоставление результатов с диаграммами ГМ).

Изготовление образцов - обеспечивает получение образцов правильной геометрической формы (цилиндры, кубики, пластинки) для выполнения общих, детальных, петрофизических и петрографических исследований.

Общие исследования - обеспечивают получение информации об основных фильтрационно-емкостных параметрах пород-коллекторов, определяемых при решении практических задач, связанных с подсчетом запасов и другими геологическими исследованиями (см. § 4).

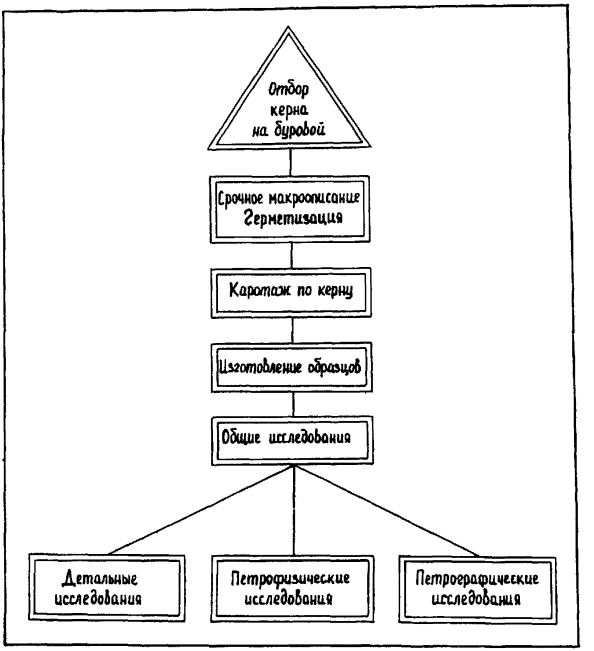


Рис. 1 Блок-схема исследования кернового материала

Детальные исследования - обеспечивают оценку фильтрационно-емкостных параметров пород-коллекторов при моделировании пластовых условий, изучение отклонений от закона Дарси, получение поровых характеристик и т.д.

Петрофизические исследования - обеспечивают получение информации для обоснования методики интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважины.

Петрографические исследования - обеспечивают составление макро- и микроописания и выполнение специальных измерений в шлифах.

При данном уровне оснащенности полное исследование керна может потребовать участия нескольких лабораторий.

§ 3. Отбор образцов для исследования

Инструкция ГКЗ по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов (1971 г) устанавливает, что [42]:

"В процессе бурения поисковых и разведочных скважин по нефтегазосодержащим и перспективным на нефть и газ отложениям необходимо производить сплошной отбор керна, количество которого должно обеспечить установление изменчивости литологии и физических свойств коллекторов, а также надежную интерпретацию материалов промыслово-геофизических исследований. Образцы пород для лабораторного исследования должны быть отобраны через каждые 0,5 м мощности продуктивной части выдержанного пласта и через 0,25-0,3 м невыдержанного пласта. В необходимых случаях следует производить отбор образцов боковыми грунтоносами" (§ 13).

"По каждой скважине должен быть произведен комплекс исследований в объеме, необходимом для количественной оценки запасов, а именно:

а) детальное и комплексное изучение керна и образцов пород, взятых боковым грунтоносом, с целью определения литолого-минералогического состава продуктивных пород и вмещающих их отложений (гранулометрического и минералогического состава, особенно глинистости и карбонатности), а также открытой пористости, трещиноватости, кавернозности, проницаемости (па-

раллельно и перпендикулярно напластованию), нефте-, газо- и водонасыщенности ; наряду с определением коллекторских свойств необходимо на тех же образцах керна производить измерение геофизических параметров, необходимых для получения эталонных зависимостей между геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами, являющихся основой интерпретации промыслово-геофизических материалов" (§ I4).

В то же время в инструкции ГКЗ не оговорена необходимость выполнения более детальных исследований для оценки фильтрационно-емкостных параметров пород при моделировании пластовых условий, изучения отклонений от закона Дарси, получения поровых характеристик и т.п. Подобная информация значительно повысит достоверность лабораторных определений и позволит внести необходимые поправки в результаты массовых исследований. С другой стороны, при отсутствии технических средств, позволяющих в короткие сроки оценить выдержанность продуктивного пласта по поднятому керну (тем более, что основная по важности часть его может быть законсервирована), отбор образцов, производимый в количествах по § I3 инструкции, может и не привести к желаемым результатам. По этим причинам следует найти достаточно объективный способ отбора образцов для детальных исследований. При этом, как представляется, необходимо решить две задачи: I) отобрать образцы с наиболее часто встречающимися величинами пористости и проницаемости, 2) отобрать образцы с учетом изменчивости их свойств в связи с положением на структуре и в разрезе.

Первая задача решается на основе статистического подхода следующим путем. Выписывают значения пористости и проницаемости по уже исследованным образцам и разбивают эту выборку на классы пористости с интервалом в 3% и проницаемости с интервалом в 0,5 логарифмической единицы (точки разбиения: 0,I ; 0,3I6 ; I,0 ; 3,I6 ; I0 мД и т.д.). Вычерчивают в координатах $m - \ell g K$ ортогональную сетку с горизонтальными и вертикальными линиями, проведенными через точки разбиения осей координат на классы. Это позволяет подсчитать число образцов с пористостью и проницаемостью в каждом прямоугольнике, т.е. для каждой комбинации классов. Наибольший интерес представ-

ют, очевидно, образцы, попавшие в наиболее "заселенные" прямоугольники. Эти образцы и следует подвергнуть детальным исследованиям, например, выяснению влияния пластовых условий на основные свойства. Определенный интерес представляют, конечно, и аномальные одиночные образцы, например, высокопроницаемые и малопористые.

Пример такого построения приведен на рис. 2 для выборки в 640 образцов известняков месторождения Уртабулак. На график нанесены также ломанные, соединяющие точки $m_j - 2\sigma_j$; $m_j - \sigma_j$; m_j; $m_j + \sigma_j$; $m_j + 2\sigma_j$, где: m_j – среднее значение пористости, σ_j – *среднее квадратичное отклонение* пористости в каждом классе проницаемости; спрямление ломаной $m - \lg K$ дает усредненную зависимость между пористостью и проницаемостью. Как видно из приведенного графика значительная часть образцов укладывается в пределы четырех классов пористости от 9 до 21%.

Если выборка мала, то описанный способ может привести к смещению наиболее часто встреченных образцов в сторону большей или меньшей пористости и проницаемости. Поэтому следует повторять анализ по мере накопления новых данных. Если получение новых данных не изменяет картины двумерного распределения по m и $\lg K$ выборка может считаться вполне представительной.

Вторая задача требует выяснения характера распределения образцов по площади и относительно уровня ВНК (ГВК). Так известно, что коллектор за пределами контура часто бывает менее проницаемым, чем на своде. Известную ясность может внести подсчет числа образцов выше и ниже уровня ВНК (ГВК) в каждом классе пористости-проницаемости, сравнение средних значений пористости и проницаемости и их дисперсий по скважинам, расположенным в различных частях структуры, и другие приемы статистического анализа.

Определенные результаты может дать просмотр шлифов. Опытный петрограф легко уловит особенности строения коллектора, характерные, например, для образцов, поднятых из скважин, вскрывших продуктивный пласт на одном из крыльев залежи.

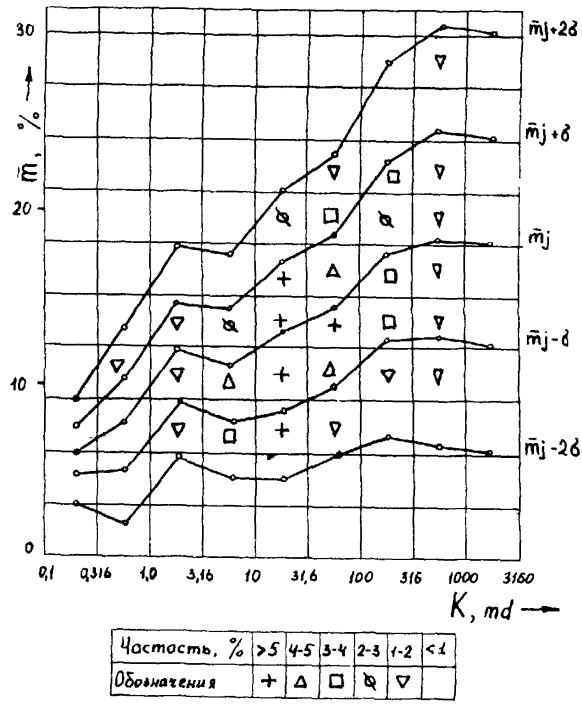


Рис. 2 Пример корреляционной таблицы для отбора образцов, подлежащих детальным исследованиям

§ 4. Измеряемые величины, частота исследования.

Общие исследования

Определение:

I.Открытой пористости по методу жидкостенасыщения с вычислением объемной и кажущейся минералогической плотности;

2.Газопроницаемости воздушно-сухого образца при давлении, близком к атмосферному;

3.Остаточной водо- и нефтенасыщенности прямым методом;

4.Остаточной водонасыщенности косвенными методами.

Частота общих исследований составляет I00% образцов при частоте отбора образцов не менее 5 на I м поднятого керна. Особое внимание следует уделить исследованию керна, поднятого при бурении скважин на растворе с безводной основой.

Детальные исследования

I.Определение пористости, проницаемости, удельного электрического сопротивления и скорости распространения упругих волн в условиях, моделирующих пластовые.

2.Оценка поправки на скольжение газа.

3.Определение коэффициентов двучленного уравнения фильтрации.

4.Оценка объема твердой фазы газоволюметрическим методом.

5.Выполнение капилляриметрических исследований.

Детальные исследования проводят в объеме 5-20% от общего числа образцов. Отбор образцов на эти исследования может проводиться по схеме, изложенной в § 3.

При исследовании керна, отобранного на безводном растворе, необходимо провести выполнение капилляриметрических исследований с целью сопоставления полученных результатов с данными прямого определения остаточной водонасыщенности. Такое сопоставление позволит обосновать методику оценки остаточной водонасыщенности косвенными методами.

Петрофизические исследования

Определение:

I.Удельного электрического сопротивления полностью и частично насыщенных образцов;

2.Скорости распространения упругих волн.

Частота исследований зависит от характера литофизической дифференциации разреза и составит в общем случае около 20% образцов.

Петрографические исследования

I.Макроописание образцов керна;

2.Микроописание;

3.Гранулометрический анализ;

4.Карбонатность;

5.Специальные измерения в шлифе.

Макроописание керна проводят на I00% образцов.Герметизированные образцы описывают дважды - после вскрытия и после экстрагирования. Остальные исследования проводят в объеме 20-50% образцов в зависимости от их литологических особенностей.

§ 5. Особенности исследования керна пород-коллекторов сложного строения. Принципиальная схема детального исследования кернового материала

В последние годы открыт ряд крупных месторождений нефти и газа с трещинными, кавернозными и часто неоднородными коллекторами со сложным строением порового пространства.Лабораторные исследования таких пород традиционными способами на образцах стандартного размера (30х30 мм) /31;45;47;48 51;53;63;73 / не позволяют получить надежной информации об их фильтрационно-емкостных параметрах.

В связи с этим предложен способ /109;112;113;128 исследования пород-коллекторов на целых кусках керна объемом до 8000 $см^3$ (традиционные методы предусматривают исследование отдельных фрагментов керна объемом от I0 до I00 $см^3$)

Сравнение результатов определения пористости, водо- и нефтенасыщенности каверно-поровых пород формации Phosphoria на образцах обычного и большого размера для интервала мощ-

ностью I5 футов приведено в следующей таблице (по данным /113/):

Параметры	Образцы обычного размера	Образцы большого размера
Пористость, %	8,4	I0,7
Остаточная водонасыщенность, %	32,7	2I,4
Нефтенасыщенность	66,3	78,6

Как видно из таблицы, общая эффективная емкость изученного интервала при исследовании образцов большого размера значительно выше и составляет $m\,S_н$=I0,7 x 0,786 =8,4I% против 8,4 x 0,663 = 5,57% при исследовании образцов обычного размера. Относительное приращение эффективной емкости составляет 5I%.

По тем же данным средневзвешенная на I фут разреза проницаемость трещинного песчаника Muddy составляет I375 мД для образцов большого размера против 3,2 мД для обычных образцов.

Развитию техники и методики исследования образцов керна большого размера значительное внимание уделялось за рубежом /108; 110; 113; 118/. В Советском Союзе разрабатывались методы оценки фильтрационных свойств пород на больших кернах /37; 106/. Развитию метода посвящены работы, выполненные во ВНИГНИ по разработке методики и аппаратуры для исследования керна большого размера /27; 28/.

Так, были разработаны приборы и аппараты для исследования основных фильтрационно-емкостных параметров пород-коллекторов /28/ и методики измерения пористости и кажущейся минералогической плотности /17; 29/. Изучению микронеоднородности по проницаемости посвящена работа /26/. В результате проведенных исследований было установлено, что, например, при оценке пористости каверно-поровых коллекторов Западного Узбекистана на образцах обычного размера относительная ошибка определения за счет неучета доли внешних каверн

может достигать 25-30% / 29 /.

Выполненные методические и аппаратурные разработки позволили предложить "Принципиальную схему детального исследования кернового материала". Исчерпывающий объем информации, который может быть получен при ее реализации, позволяет рекомендовать ее при изучении объектов, характеризующихся сложным строением порового пространства и распределением флюидов породы-коллектора. Главной особенностью схемы является исследование основных фильтрационно-емкостных параметров на образцах больших размеров / I8 /.

Принципиальная схема детального исследования кернового материала

Практика рассмотрения и утверждения подсчетов запасов нефти и газа крупных и крупнейших месторождений, открытых и разведанных в последние годы, показала, что существующие методы обоснования подсчетных параметров, несмотря на заметное увеличение метража проходки с отбором керна, выноса керна, количества определений пористости, водо- и нефтенасыщенности, проницаемости, все же нуждаются в ряде уточнений. Более того, наметилось известное противоречие, заключающееся в противопоставлении данных о пористости, полученных в результате прямых лабораторных анализов, и по геофизическим данным, вызываемое явной недостаточностью объемов петрофизических исследований.

Основными причинами недостаточной надежности представляемых оценок подсчетных параметров, особенно при большой эффективной мощности, являются:

I. Отсутствие достаточно точной информации о неоднородности разреза вследствие ограниченного числа образцов на I метр проходки, малые размеры образцов, неудовлетворительная привязка керна к разрезу.

2. Отсутствие данных о распределении флюидов по высоте залежи, основанных на прямых определениях по герметизированному керну, поднятому при бурении на безводном и водном растворах и детальных капилляриметрических исследований.

3. Недостаточное внимание, уделяемое петрофизическим ис-

следованиям.

Соответственно необходимо, чтобы процесс получения информации по результатам лабораторного исследования керного материала включал:

I.Бурение одной или нескольких скважин со сплошным отбором керна из продуктивной части разреза при вскрытии пласта на безводном и водном растворах.

2.Герметизацию и точную привязку керна;

3.Изучение основных фильтрационно-емкостных свойств, водо- и нефтенасыщенности, характеристики состава и свойств воды и остаточной нефти при частоте отбора образцов, обеспечивающей учет неоднородности разреза. В первой скважине исследуют до 10 образцов на метр. В неоднородном разрезе анализу подвергают образцы большого размера (с сохранением диаметра). Минимальный диаметр керна в этом случае должен быть не менее 70 мм.

4.Выделение литотипов и дифференциация фильтрационно-емкостных свойств по литотипам.

5.Составление детальных керограмм и анализ неоднородности разреза; по данным исследования первой скважины уточняют частоту отбора образцов для последующих скважин.

6.Проведение детальных исследований, включающих: оценку поправок к проницаемости, учитывающих отклонения от закона Дарси, капиллярриметрические измерения, изучение влияния пластовых условий на свойства коллекторов и т.п.

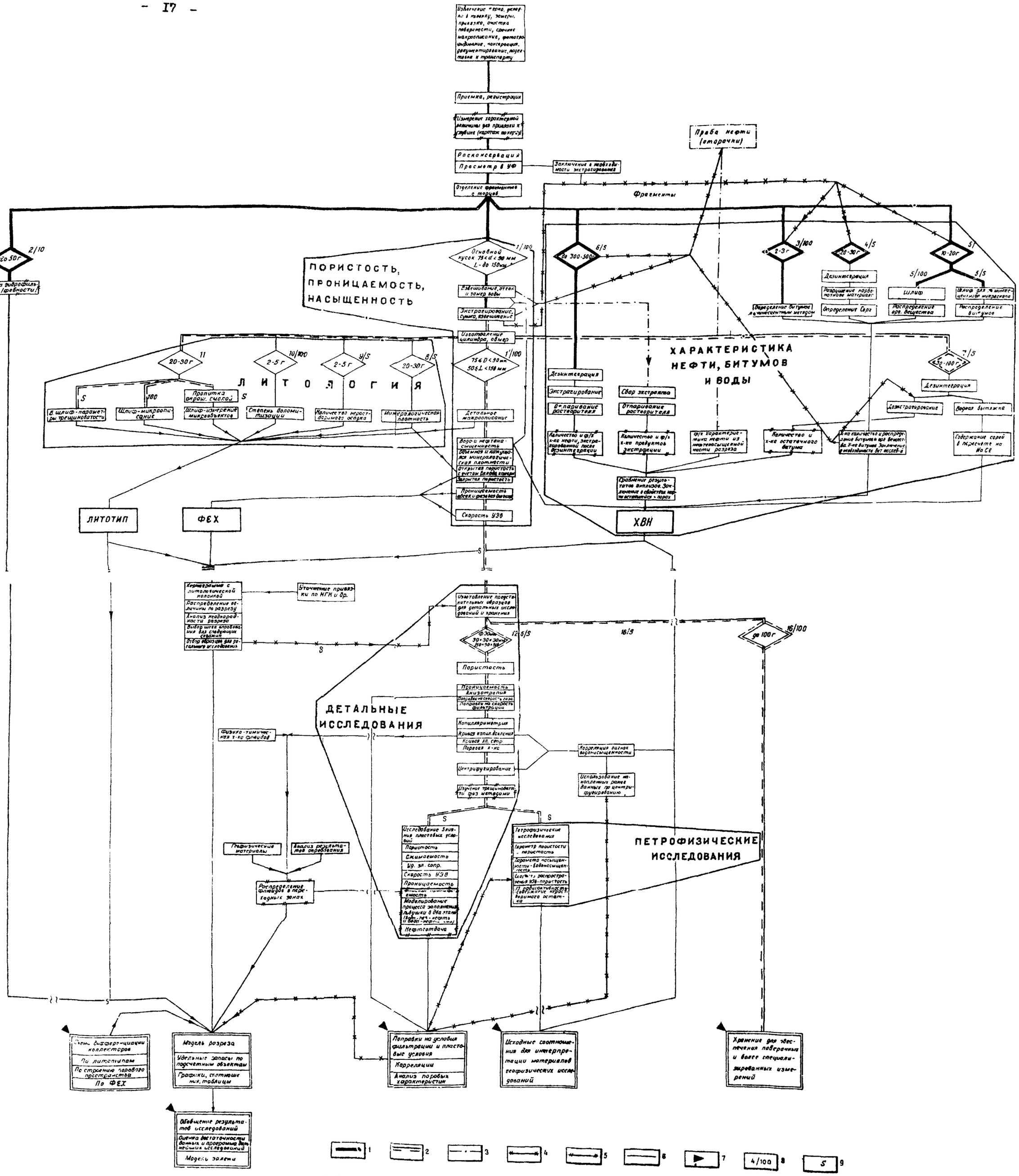
7.Получение исходных петрофизических корреляций для интерпретации материалов геофизических исследований по основному массиву разведочных скважин.

8.Представление модели залежи, наиболее точно передающей распределение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, газо- и нефтенасыщенности по разрезу и площади.

Схема детального изучения керна представлена на рис.3 Она включает блоки получения и представления информации о:

I.Пористости, проницаемости, водо- и нефтенасыщенности - блок ФЕХ -фильтрационно-емкостная характеристика пород.

2.Свойствах и относительном содержании битумов, нефти, солености остаточной воды (блок ХВН - характеристика воды и



1 2 3 4 5 6 7 4/100 8 5 9

Рис.3 Схема детального исследования кернового материала

нефти).

3.Литологической характеристике пород - блок "Литотип".

4.Распределении изучаемых величин по разрезу и их неоднородности - блок "Кернограмма".

5.Отклонениях от закона Дарси, анизотропности пород, результатах капиллириметрических измерений, влияния пластовых условий на ФЕХ, фазовой проницаемости и т.п. (Блок ДИ-детальные исследования).

6.Результатах петрофизических исследований - блок ПИ (петрофизические исследования).

Отбор и герметизация керна

В процессе выбуривания керна наблюдают за скоростью проходки, содержанием и составом газа и микропроявлениями нефти в растворе, режимом бурения, осложнениями (падение инструмента, уход циркуляции и т.п.).

Извлеченный с максимальной осторожностью из керноприемника керн раскалывают на куски длиной до 150 мм, очищают от корки раствора. Куски укладывают в полиэтиленовые пакеты, раскладывают в специальном желобе в порядке извлечения, измеряют длину каждого куска, составляют срочное макроописание, обращая особое внимание на признаки неоднородности, количество и размер трещин, признаки газо- и нефтенасыщенности каверн ; герметизируют керн путем парафинирования в полиэтиленовых пакетах.

Расслоившиеся куски и разрушенную часть керна взвешивают и укладывают в мешочки в порядке выноса ; оценивают длину разрушенной части, зная ее вес, диаметр целых кусков и среднюю объемную плотность породы.

На каждое долбление составляют специальную учетную карту (§ 3 главы II), в которую вносят результаты наблюдений за проходкой, длину и процент выноса керна по целым кускам и с учетом разрушенной части, сведения о числе и длине кусков и т.п.

Подготовка керна к исследованию

Весьма важной задачей является привязка керна к глубине. Обычно ее выполняют путем сопоставления результатов литологического описания или анализов керна с данными промыслово-геофизических исследований. Такая методика, особенно в случае тонкослоистого разреза и невысокого выноса керна, не позволяет с достаточной степенью надежности привязать керн к разрезу.

Точная привязка керна к разрезу может быть реализована путем сопоставления результатов определения на образцах керна какого-либо физического параметра (например, естественной радиоактивности) с диаграммой однотипного промыслово-геофизического метода (в данном примере - метода естественной радиоактивности - ГМ). Такая схема сопоставления рекомендуется для привязки керна в терригенном разрезе ; в карбонатном разрезе более эффективно сопоставление результатов измерения на керновом материале скорости распространения упругих волн с диаграммой акустического метода.

Эта методика, реализованная по предложению ВНИГНИ в скв. № 352 Оренбургского месторождения, позволила надежно привязать результаты анализов керна к разрезу (рис. Ч).Методика лабораторных измерений заключалась в определении скорости распространения продольных и поперечных упругих волн в нескольких сечениях образца, что позволило дополнительно оценить его неоднородность. Последнее весьма важно,так как с учетом макроописания полученная информация может быть использована для уточнения объема кернового материала,направляемого на анализ.

Следует отметить,что "акустический каротаж по керну" может быть выполнен без разгерметизации керна с использованием точечных иглообразных электродов.

Сопоставление данных о пористости с результатами замера скорости распространения упругих волн позволяет построить корреляцию, уточняемую по мере накопления информации,и в первом приближении оценить пористость и ее распределение по длине керна.

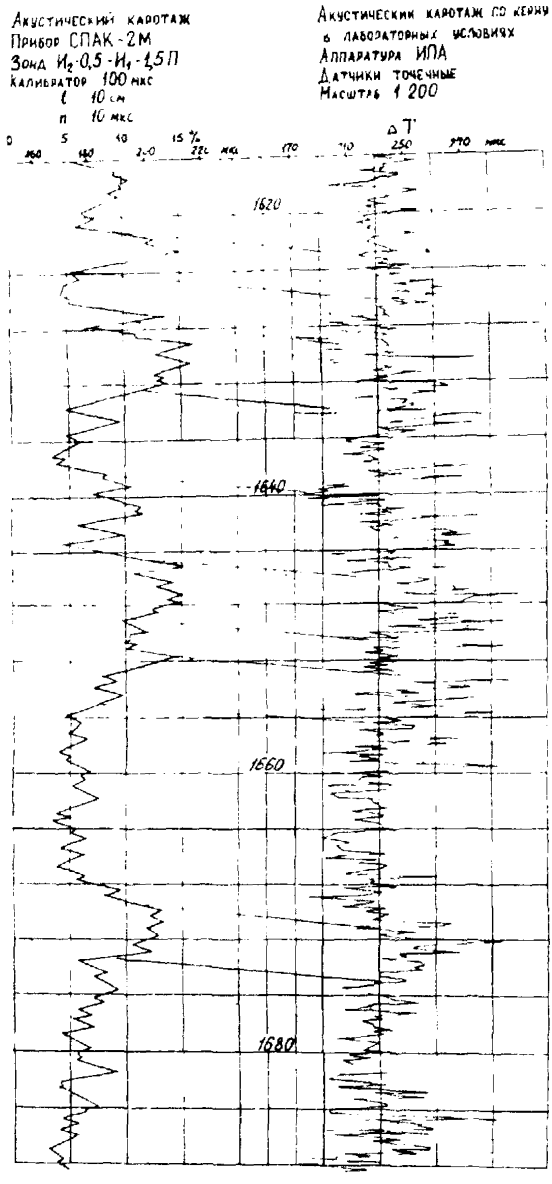


Рис.4 Сопоставление "каротажа по керну" с диаграммой акустического метода. Оренбургское месторождение, скв.№ 352.

В сложном неоднородном разрезе следует стремиться к исследованию по возможности всего керна на образцах с сохранением диаметра длиной по 10-12 сантиметров.

Анализ неоднородности по пористости и другим параметрам в первой скважине позволит оценить возможность увеличения шага отбора образцов или сокращения размеров образцов в очередных скважинах.

Следующий этап подготовки керна к исследованию - разгерметизация и просвечивание его в ультрафиолете. При отсутствии или слабости свечения дается заключение о целесообразности исследования керна без экстрагирования.

Определение пористости, проницаемости, насыщенности (Блок ФЕХ - фильтрационно-емкостная характеристика)

Эти определения производят на всех подряд отобранных больших кусках с сохраненным диаметром - в случае неоднородного керна. Основанием к выполнению определений на больших кусках являются:

1. Визуальная оценка литологической неоднородности, наличие каверн, трещин.

2. Оценка неоднородности по результатам измерений скорости распространения упругих волн в нескольких сечениях.

3. Прямые анализы путем измерения пористости по нескольким фрагментам крупного куска и оценка среднеквадратичного отклонения пористости, как меры неоднородности.

При решении проводить анализы на больших образцах от керна с торцов откалывают фрагменты №№ 2-7. При этом принимают меры к сохранению длины основного куска № 1 в пределах 100-130 мм.

Основной кусок № 1 используют для измерения пористости, проницаемости, водо- и нефтенасыщенности, фрагмент № 2 - для оценки гидрофильности (фобности), фрагменты №№ 3,4,5,6 - для характеристики нефти и битумов, фрагмент № 7 - для оценки содержания солей в остаточной воде и экстрагирования с целью оценки содержания остаточного битума. При откалывании фрагментов следует иметь в виду, что наиболее представительной в отношении нефтенасыщенности является центральная

часть поперечного сечения керна.

При минимальной длине основного куска (№ I) в I00 мм и исходной длине куска керна в I50 мм удается вовлечь в основное определение по меньшей мере 2/3 от выноса (считая по целым кускам).

При исследовании образцов обычных размеров потребуется отобрать 6-7 образцов на метр и соответствующее количество фрагментов (№№ 2-7), но полученные данные будут,очевидно, менее представительными.

Первым этапом анализа куска № I является дистилляция воды и экстрагирование с целью определения содержания воды и нефти в две стадии - сперва в дистилляционном аппарате, затем в экстракторе. Двухстадийный процесс по времени экономичнее - дистилляция требует меньше времени, нежели дополнительная экстракция и, кроме того, в экстрактор можно загружать одновременно несколько образцов.

От куска № I отрезают торцы так, чтобы он принял форму правильного цилиндра. Насыщают цилиндр и торцы водой или керосином в вакууме, взвешивают их в воздухе и гидростатически, что позволяет определить пористость поровой части исходного куска и кажущуюся минералогическую плотность $\rho_{кмп}$ / 17 /.

Обмеряют цилиндр, подсчитывают его описанный объем и, зная сухой вес, вычисляют объемную плотность $\rho_п$. Из объемной и кажущейся минералогической плотности вычисляют открытую пористость с учетом вклада внешних каверн:

$$m_{кп} = 1 - \frac{\rho_п}{\rho_{кмп}}$$

Зная пористость исходного образца и учитывая вклад каверн, вычисляют содержание воды и нефти (абсолютное их количество известно) в долях от объема пор.

Просверливают центральное отверстие, шлифуют торцы и измеряют проницаемость при радиальной фильтрации.

В комплексе измерений выполняемых на образце № I полезно включить замеры скорости распространения упругих волн

на сухом экстрагированном образце и после насыщения его водой, что позволяет выработать соответствующие корреляции и уточнить оценку свойств керна по начальным замерам - до дистилляции воды.

Характеристика гидрофильности/фобности/

Фрагмент № 2 - вес до 50 г, частота отбора до 20% - анализируют путем снятия 1) кривых пропитки водой и керосином на двух параллельных кусочках, сравнивают продолжительность пропитки при равных значениях насыщенности после приведения данных к одинаковому отношению величин поверхностного натяжения и вязкости, 2) кривых капиллярного давления до и после экстрагирования на одном куске. Оценка степени гидрофобизации образцов может быть выполнена и путем определения гигроскопичности до и после экстракции / 49 /, а также способом, изложенным в / 97; 107 /.

Часть фрагментов № 2 керна, поднятого из нефтенасыщенной части залежи, следует использовать для определения нефтеотдачи на неэкстрагированном образце.

Характеристика битумов, нефти, воды (Блок ХНВ)

Фрагмент № 3, вес 2-3 г, частота отбора 100% - используют для определения содержания и характеристики битумов обычным люминесцентным методом.

Фрагмент № 4, вес 20-30 г, частота отбора 20-50% -для определения содержания органического углерода.

Фрагмент № 5, вес 10-20 г - для приготовления обычного шлифа (100%) и шлифа для люминесцентного микроскопа (10-20%) Шлифы позволяют оценить распределение органического вещества и битумов в породе.

Для детальной характеристики битумов и нефти, оставшейся в поровом пространстве:

1. Дезинтегрируют и экстрагируют фрагмент № 6 (250-300 г).

2. Собирают растворитель после дистилляции и экстракции фрагмента № 1.

3.Дезинтегрируют фрагмент № 7 (отрезанные торцы основного образца) и доэкстрагируют его.

4.Полученные растворы отпаривают до получения экстрактов из:

- дезинтегрированной до экстрагирования породы,
- раствора после дистилляции и экстракции,
- раствора после дезинтеграции экстрагированной породы.

5.Анализируют полученные экстракты, используя известные микрометоды, обеспечивающие получение данных об удельном весе, вязкости, фракционном и компонентном составе.

6.Анализируют по той же методике пробы нефти, полученной при фонтанировании из нефтенасыщенной части залежи. Для приближения условий подготовки пробы целесообразно предварительно приготовить раствор исследуемой нефти в бензоле, так чтобы соотношение объемов растворителя и нефти было примерно таким, как в пробах,отобранных из керна.

Сравнение полученных данных позволит ответить на вопрос о соотношении содержания подвижной нефти и битумов в изучаемом разрезе,а также о сходстве или различии остаточной и добываемой нефтей.Грубая оценка этого соотношения может быть дана по удельному весу,содержанию асфальтенов и др.признакам,исходя из аддитивности величин при смешении.

Можно полагать, что для решения вопроса о свойствах системы битумоиды - нефть полезно использовать опыты по дистилляции нефти из керна больших образцов при температуре не более 200°С во избежание деструкции и остаточном давлении порядка десятых долей мм ртутного столба, что обеспечит перегонку фракций с концом кипения до 500-550°С /108/.

В блок ХВН входит также определение солености воды в пересчете на $NaCl$ анализом водной вытяжки из части фрагмента № 7. Накопление данных о солености позволит оценить качество консервации и получить информацию о природе остаточной воды.

Литология (Блок "Литотип")

Комплекс литологических исследований включает детальное макроописание, определение кажущейся минералогической плотности и минералогической плотности, количества нерастворимого остатка, содержание гипса, содержание доломита, а также анализы в шлифах и микроописание. Анализы выполняют на фрагментах №№ 8,9,10 и 11, отбираемых из торцевых частей основного куска.

Фрагмент № 8 (20-30 г) - для определения минералогической плотности пикнометрическим методом.

Результат измерений сравнивают с величиной кажущейся минералогической плотности, полученной при исследовании основного цилиндра I. При обнаружении систематических расхождений между этими величинами дается оценка величины закрытой пористости. Частота замеров - 10-30% в зависимости от результатов указанного сопоставления.

Фрагмент № 9 (2-5 г) - для определения количества нерастворимого остатка, частота отбора 10-30%.

Фрагмент № 10 (2-5 г)-для определения содержания доломита, частота отбора до 100% (в карбонатном разрезе). Определения рекомендуется проводить с помощью манокальциметра - самопишущего манометра, воспринимающего давление, развиваемое в закрытой системе при обработке навески породы в 1 г соляной кислотой; оценка основана на различии скоростей реакций соляной кислоты с кальцитом и доломитом.

Фрагмент № 11 - для изготовления шлифов: 1) обычного черно-белого для подробного микроописания; обращается внимание на важность оценки содержания гидросульфатов; 2) окрашенного цветной смолой - для характеристики строения порового пространства и подсчета микрообъектов; 3) большого - площадью до 10-15 $см^2$, черно-белого или окрашенного цветной смолой для подсчета параметров трещиноватости. Частота приготовления шлифов: черно-белого - 100%; окрашенного - в зависимости от неоднородности пород, большого - 20-50% (от числа соответствующих образцов).

Полученная информация достаточна для детальной характеристики исследуемой породы.

Накопление данных по разрезу позволит составить локальную для данного месторождения структурно-генетическую схему дифференциации пород-коллекторов и схему дифференциации пор с учетом их удельного числа (на единицу объема породы), генезиса, морфологии, размеров и т.п. Результаты таких обобщений позволят выработать систему кодирования и на этой основе образовать и охарактеризовать выборки, распределенные по основным литотипам, то есть оценить влияние литотипа на ФЕХ и ХВН.

Модель разреза (Блок "Керногрaмма")

Информация, содержащаяся в блоках "ФЕХ", "ХВН" и "Литотип", позволит получить детальную керногрaмму, описывающую изменение рассмотренных свойств коллекторов и их литологию по разрезу - блок "керногрaмма". Накопление значительного количества данных по разрезу позволит охарактеризовать неоднородность основных параметров коллектора и отобрать представительные образцы для детальных исследований.

Первая задача решается путем отбора образцов по результатам основных определений через тот или иной регулярный или нерегулярный интервал глубины. Образованные таким путем подвыборки сравнивают по средним значениям величин пористости и проницаемости, средне-квадратичным отклонениям, гистограммам, по двумерным корреляциям. Это позволяет уточнить необходимый шаг отбора образцов для последующих скважин. Методика оценки критерия надежности выбранного шага отбора подлежит уточнению.

Вторая задача решается на основе составления двумерного графика пористость (открытая или эффективная) - проницаемость (см.выше, § 3).

Сопоставление $m - \lg K$ строят для генеральной выборки и частных (по выделенным литотипам). Из каждого квадрата отбирают образцы пропорционально числу образцов данного литотипа в данном квадрате. Эти образцы и следует рассматривать как представительные.

Сопоставление керограммы с диаграммами геофизических методов позволяет еще раз уточнить привязку керна.

Керограмма используется для выбора объектов опробования, разбиения разреза на подсчетные блоки по тому или иному признаку и вычисления величины удельных запасов по каждому подсчетному блоку.

Из возможных принципов разбиения разрезов на подсчетные блоки рекомендуется проверять два:

I.По четко прослеживаемым в ряде разрезов продуктивным пластам, разделенным непроводящими пропластками мощностью от 0,5-I м и выше.

2.По интервалам, в пределах каждого из которых среднеквадратичное отклонение минимально, при максимальном расхождении средних значений двух соседних интервалов.

Совокупность керограмм по нескольким скважинам используется для уточнения разбиения разреза на подсчетные блоки. После этого проводится переинтерпретация массива ранее накопленных данных.

Окончательная обработка данных по разрезу включает внесение поправок, учитывающих влияние пластовых условий, скорость фильтрации и т.п.

Исправленные значения параметров вносятся в блок-модель разреза.

Детальные исследования (Блок ДИ)

На основе выполненного согласно приведенным указаниям анализа представительности отбирают куски для детальных и петрофизических исследований.

Из отобранных кусков изготовляют образцы №№ I3-I7 - цилиндры 30х30 мм или кубики с длиной ребра 30 мм для изучения влияния скольжения газа и скорости фильтрации на проницаемость ; оценки анизотропности проницаемости ; измерения капиллярных давлений. Затем образцы насыщают водой и центрифугируют для определения неснижаемого содержания воды при различных режимах. В процессе этих опытов легко получить кривые фазовой проницаемости (для газа) в зависимости от водонасыщенности.

Данные, полученные в опытах измерения проницаемости при различных условиях, используют для выработки соответствующих поправок, а также для уточнения ранее накопленных данных.

Капилляриметрические измерения используют для представления зависимости капиллярного давления и удельного электрического сопротивления от водонасыщенности, оценки несниженного содержания воды и коэффициента увеличения сопротивления, поровых характеристик и зависимости водонасыщенности от положения образца относительно уровня поверхности контакта с водой; также вычисляют функцию Леверетта / 3 /. Поровые характеристики используют для сравнения с результатами измерений в шлифах, уточнения схемы дифференциации пор, получения характерных величин, используемых при многомерном корреляционном анализе. Кривые, пересчитанные в координатах водонасыщенность - высота над уровнем ВНК, используют с учетом данных геофизических исследований и результатов опробования для оценки мощности переходных зон / 79 /.

Результаты опытов центрифугирования сопоставляют с результатами капилляриметрических и прямых определений. Полученные корреляции используют для корректировки ранее полученных данных.

После выполнения перечисленных исследований изучают влияние пластовых условий на:

- проницаемость,
- пористость (сжимаемость порового пространства),
- удельное электрическое сопротивление,
- скорость распространения ультразвука.

Результаты опытов используют для внесения соответствующих поправок в данные, полученные при обычных исследованиях.

Дополнительный комплекс включает опыты по измерению газовой проницаемости в системах газ-остаточная нефть-вода и нефть-вода, моделированию процессов образования остаточной насыщенности, определению нефтеотдачи.

Петрофизические исследования (Блок ФИ)

Петрофизические исследования выполняют с целью получения корреляций, необходимых для обоснования методики интерпретации геофизических материалов.

Исследования проводятся на представительных образцах всех основных литотипов с учетом результатов изучения влияния пластовых условий.

В результате петрофизических исследований вырабатываются корреляции:

- параметр пористости - пористость;
- параметр насыщения - коэффициент нефтенасыщенности;
- скорость распространения ультразвука - пористость;
- удельная радиоактивность - содержание нерастворимого остатка и т.п.

Глава II. ГЕРМЕТИЗАЦИЯ КЕРНА. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ОБРАЗЦОВ

§ I. Общие сведения

Керн подлежит герметизации при необходимости определения содержания в нем воды и нефти.

При вскрытии газо- и нефтенасыщенного пласта на известково-битумном растворе выбуривание керна и его перемещение по стволу скважины, сопровождающееся снижением давления до атмосферного, не приводит к заметным изменениям его водонасыщенности. Правильная и своевременная герметизация такого керна обеспечивает получение информации о содержании в нем остаточной воды прямым - экстракционно-дистилляционным методом.

Сказанное не относится к керну, поднимаемому из переходной зоны, в пределах которой водонасыщенность коллектора изменяется от 100% до минимума, отвечающего содержанию капиллярно-связанной (неподвижной) воды. Поскольку границы переходной зоны еще не установлены, герметизации подлежит весь керн, поднятый из продуктивной части разреза и ниже уровня контакта с водой.

При вскрытии пласта на обычном растворе герметизация обеспечивает правильную оценку содержания остаточной нефти без потерь, неизбежных при анализе негерметизированных образцов. При отборе образцов из нефтенасыщенного интервала содержание остаточной нефти, полученное прямым путем, дает надежную оценку максимального коэффициента извлечения нефти при заводнении.

При изучении газонасыщенных интервалов необходимо выяснить не содержит ли коллектор некоторого количества остаточной нефти. Отсутствие признаков нефти в продукции скважины, даже при значительной депрессии на пласт, не доказывает отсутствия остаточной нефти в порах коллектора . Для таких интервалов правильная оценка содержания остаточной нефти также существенна, как и оценка связанной воды.

Герметизация должна обеспечить сохранение остаточны

флюидов в керне на период его хранения. Известен ряд способов герметизации керна /31; 108; 118 /:

1) в герметичной металлической банке;

2) в стальной, алюминиевой или пластмассовой трубке с крышками, уплотняющимися резиновыми кольцами;

3) в пластиковом мешке;

4) замораживанием с помощью сухого льда;

5) покрытием керна пластмассовой оболочкой;

6) заворачиванием в защитную пластиковую пленку или металлическую фольгу;

7) погружением керна под уровень бурового раствора или нефти (только в случае применения раствора на безводной основе).

Одним из наиболее надежных способов герметизации керна, отобранного с применением раствора на безводной основе, считается помещение образцов под уровень раствора / 118 /. В то же время имеются сведения об изменении (увеличении) удельного электрического сопротивления керна, герметизированного указанным способом, в процессе хранения, что может свидетельствовать о вытеснении остаточной воды фильтратом раствора под действием самопроизвольной пропитки. Другим ограничением способа является необходимость дополнительной герметизации умеренно рыхлых образцов, а также влияние фильтрата бурового раствора на характеристику смачиваемости поверхности керна.

Методы герметизации в различных сосудах (п.п.1,2,3) используются при хранении керна не более 2 суток /108/. Методика покрывания керна пластмассой и замораживанием сложна, дорога и недостаточно разработана.

В связи с вышеизложенным рекомендуется способ герметизации, при котором керн заворачивают во влажную защитную пленку (полиэтилен и т.п.), затем плотно обтягивают марлей, смоченной в расплавленном парафине и, в заключении, парафинируют.

Как видно из таблицы 1, заимствованной из работы / 31 /, такой способ герметизации позволяет надежно сохранить естественную влажность в течение длительного времени.

Таблица I.

Результаты исследования эффективности герметизации разными способами с целью сохранения начальной водонасыщенности

№ образца	Площадь, скважина, порода	Вес сухого образца	Вес насыщенного образца	Время хранения сутки	Вес после опыта	Потери в весе	Потери, % от начальной водонасыщенности	Способы парафинирования
I	2	3	4	5	6	7	8	9
I	Прасковейская,43, мергель темно-бурый	47,3I73	47,8954	60	47,5896	0,3058	53,0	Образец-парафин
2	Прасковейская,43, мергель серый	47,693I	49,6408	60	49,5765	0,0643	3,3	Образец-парафинированная марля-парафин
3	Колодезная,I4, песчаник средне- и мелкозернистый	49,5737	54,0640	I	53,9II7	0,I523	3,39	Образец-парафинированная марля
4	Колодезная,28, песчаник мелкозернистый	5I,835I	55,3535	2	55,3425	0,II0	0,3I	Образец-сухой целофановый пакет-парафинированная марля
5	Колодезная,28, алевролит песчанистый	48,I300	52,I2I6	2	52,I053	0,0I63	0,40	Образец-сухой целофановый пакет-буровой раствор

I	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Прасковейская,43, мергель серый	43,6017	45,3003	60	45,3002	0,0001	0,005	Образец-влажный целофановый пакет-плотно обмотан-парафинированная марля
7	Прасковейская,43, известняк фораминиферовый	32,3924	32,6937	60	32,6938	Нет	Нет	То же

Для герметизации керна, поднятого с использованием безводного раствора, наряду с приведенным рекомендуется способ герметизации под уровнем бурового раствора. Ниже подробно описана методика герметизации с использованием защитной пленки и последующим парафинированием; герметизация под уровнем раствора не требует специальных методических рекомендаций и заключается в помещении керна, к которому предварительно с помощью проволоки прикрепляется металлическая этикетка, в какой-либо сосуд с буровым раствором.

§ 2. Отбор и герметизация керна

Отбор и герметизацию керна выполняют в следующем порядке:

1. После подъема инструмента - без промедления- извлекают керн из приемной трубы, наклонив последнюю и слегка постукивая по ней, если под действием своей тяжести керн не сползает. Допустимо прибегать к осторожному проталкиванию керна деревянным шестом с резиновым наконечником. Если извлечь керн таким путем не удается, прибегают к вытеснению его нагнетанием в трубу раствора, предварительно вставив деревянную или резиновую пробку-плунжер. Резкое повышение давления, особенно в начале закачки, недопустимо.

2. Куски керна по мере извлечения очищают от раствора ветошью, удаляя плотную корку тупой стороной ножа, и раскалывают так, чтобы длина каждого целого куска была не более 15-20 см. Каждый кусок укладывают в индивидуальный увлажненный полиэтиленовый пакет, помещая нижний конец на дно пакета. Влажность в пакете создается смачиванием последнего в воде и стряхиванием лишней влаги. Желательно, чтобы поперечные размеры пакета соответствовали диаметру керна. Длина пакета $\sim$ 0,4 м.

3. Расслоившиеся кусочки породы обтирают и укладывают в порядке извлечения в пакеты так, чтобы общая длина кусочков в одном пакете не превышала 10-12 см.

4. Разрушенный на мелкие куски материал керна собирают и укладывают в пакеты; герметизировать его не следует. После окончания герметизации основного материала эти пакеты взве-

шивают. Зная среднюю плотность аналогичной породы вычисляют приближенную длину разрушенной части.

5. Пакеты помещают в специальный переносный желоб с отсчетной шкалой глубины, помня, что первый извлеченный кусок (со стороны свободного конца приемника) извлечен в конце, а последний в начале долбления и строго соблюдая последовательность и ориентировку кусков. Первый кусок укладывают низом к торцу желоба с надписью "низ". Укладка должна быть плотной. Для ускорения этой операции очистку и укладку следует производить 2-3 исполнителями.

Измеряют общую длину целых кусков, оценивают потери и процент выноса керна с учетом и без учета разрушенной части.

6. Переносят желоб в место, защищенное от ветра, лучей солнца, действия источников тепла, вибраций и т.п. и обеспечивающее нормальную работу с керном.

7. Производят срочное макроописание - определяют и записывают название (литотип) породы, степень однородности, цвет, наличие, число и размеры каверн, трещиноватость, длину куска. Кусок нумеруют кодом из 5-ти групп: обозначение площади - № буровой - № долбления - № куска - длина в см. Нумерацию образцов в каждом интервале долбления производят сверху вниз. Заполняют 2 этикетки на каждый кусок керна.

8. Пакет с образцом завязывают и вместе с заполненной этикеткой укладывают во второй пакет.

9. Упакованный пакет плотно завертывают марлей, пропитанной жидким парафином, и перевязывают шпагатом, оставляя петлю, что облегчает парафинирование.

10. Парафинируют керн, опуская несколько раз в расплавленный парафин и давая ему остыть. Температура парафина - 60-70 °С.

11. Укладывают на пакет вторую этикетку с номером керна и снова парафинируют 2-3 раза, так чтобы номер читался в положении "Завязка вверху".

12. Составляют опись кернового материала (см. § 3).

13. Плотно укладывают герметизированный керн в ящики в порядке номеров, соблюдая ориентацию и отмечая специальными

этикетками начало и конец долбления. Необходимо предотвратить биение керна о стенки при перевозке и связанное с этим нарушение герметизирующей оболочки. Для этого керн необходимо перекладывать бумагой, ветошью, поролоном.

I4.После доставки герметизированного керна в хранилище следует внимательно осмотреть герметизирующую оболочку, (что периодически рекомендуется делать и при длительном хранении). В случае обнаружения нарушения оболочки керн распаковывается и повторно герметизируется.

I5.Все операции с керном необходимо выполнять быстро, для контроля ведут хронометраж, отмечая время начала и конца каждой операции. Тщательное проведение герметизации надежно обеспечит сохранение начального содержания воды и нефти в течение длительного срока.

I6.Керн отбирают и герметизируют под руководством ответственного исполнителя, который безотлучно находится на буровой в периоды долбления, осмотра и герметизации керна. Он наблюдает за общим ходом бурения и работой оператора газокаротажной станции, особое внимание уделяет наблюдению за проявлениями в промывочной жидкости ; в период отбора и герметизации керна руководит работой коллекторов и лично ведет хронометраж всех операций.

§ 3. Документация

Условия вскрытия пласта при отборе керна и процессы извлечения - герметизации отмечаются в специальной учетной карте (рис. *5а,б*).

Учетные карты нумеруются. Номер карты записывают кодом из трех групп: первая группа - код месторождения, вторая - № скважины, третья - № долбления.

На лицевой стороне фиксируют:

Адресные показатели - I. площадь ; 2. № буровой ; 3. долбления ; 4. дата отбора ; 5. интервал проходки ; 6. способ проходки (ротор или турбина, тип долота) ; 7. завод.№ долота ; 8.диаметр долота ; 9.диаметр керна ; I0.длина керноприемной трубы.

УЧЕТНАЯ КАРТА ОТБОРА-КОНСЕРВАЦИИ КЕРНА									№ КАРТЫ
1	ПЛОЩАДЬ	2	БУРОВАЯ	3	ДОЛБ. №	4	ДАТА	5	ИН-Л
6	СПОСОБ ПРОХОД.	7	ЗАВ. №	8	$Д_{дол}$ =	9	$Д_{керн.}$	10	ДЛИНА ПРИЕМ.
11	НАЧАЛО ДОЛБЛ.	12	КОНЕЦ ДОЛБЛ.	13	ПРОДОЛЖИТ.	14	ВЫНОС КЕРНА м		%
15	ЧИСЛО КУСКОВ	16	СКОР.ПРОХ. м/ч	17	НАГРУЗКА НА ДОЛОТО т	18	ПРОИЗВ. НАСОСА л/сек	19	ДАВЛ. кгс/см²
20	РАСТВОР	21	ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА: В= ; γ= ; Т= сек; СНС=						
22	НАЧАЛО ПОДЪЕМА ИНСТРУМЕНТА	23	КОНЕЦ ПОДЪЕМА	24	ВРЕМЯ ПОДЪЕМА				
25	ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ								
26	ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОПЕРАТОРА Г/К СТАНЦИИ								
27	ПРОЯВЛЕНИЯ В РАСТВОРЕ								
БУРИЛЬЩИК /		ОПЕРАТОР Г/К СТАНЦИИ /							

Рис.5 а. Учетная карта отбора - консервации керна. Лицевая сторона.

28	ИЗВЛЕЧЕНИЕ, ОЧИСТКА, УКЛАДКА КЕРНА												
ВРЕМЯ ОТ ... ДО ... ВСЕГО ...													
СПОСОБ ИЗВЛЕЧЕНИЯ													
ОСЛОЖНЕНИЯ													
29	МЕТЕОУСЛОВИЯ: Т-РА ... ; СИЛА ВЕТРА ...												
ВЛАЖНОСТЬ ... ; ОСАДКИ ... ; ОБЛАЧНОСТЬ ...													
30	СОСТОЯНИЕ КЕРНА												
31	ВРЕМЯ от конца извлечения до начала консервации												
33	ВРЕМЯ от конца подъема до конца консервации												
34	ОБЩАЯ ДЛИНА ЦЕЛЫХ КУСКОВ												
35	КУСОЧКОВ: шт кг												
36	РАЗРУШЕННОЙ ПОРОДЫ: кг												
37	ЯЩИКИ №№												
ДАТА	МАКРООПИСАНИЕ ...../	ОТВ. ИСПОЛНИТЕЛЬ ОТГУ ...../....											
		ОРЕНБУРГГАЗПРОМ ...../..											

КОНСЕРВАЦИЯ

32

	№ КУСКА	ДЛИНА КУСКА	ОТ НИЗА	№ КУСКА	ДЛИНА КУСКА	ОТ НИЗА	ВРЕМЯ /НАЧАЛО-КОНЕЦ/
1							
2							
3							
4							

Рис. 5о. Учетная карта отбора - консервации керна. Оборотная сторона.

Сведения о проходке - II. время начала долбления; I2.время конца долбления; I3.продолжительность долбления; I4.вынос керна; I5.число кусков; I6. скорость проходки.

Режим бурения - I7. нагрузка на долото; I8.производительность насоса; I9. давление насоса.

Характеристика раствора - 20. тип раствора; 2I.водоотдача, удельный вес, вязкость, статическое напряжение сдвига.

22-24. Хронометраж - начало подъема инструмента; конец подъема инструмента; время подъема.

25. Осложнения в процессе бурения - уход циркуляции, водо- газо- нефтепроявления, падения инструмента, резкие колебания скорости проходки и т.п.

26.Заключение оператора г/к станции.

27.Информация о нефтепроявлениях в растворе.

Лицевую сторону подписывают бурильщик и оператор т/к станции.

Процессы извлечения - герметизации керна фиксируют на оборотной стороне учетной карты.

28.Извлечение, очистка и укладка керна; время начала и конца операции, способ извлечения, осложнения.

29.Метеоусловия: температура воздуха, сила ветра, влажность, осадки, облачность.

30.Описание состояния керна

3I-33. Хронометраж - 3I. время от конца извлечения керна до начала герметизации (первого куска); 32.- время начала и конца герметизации; 33 - время от конца подъема до конца герметизации.

Временем начала герметизации считается время опускания куска в мешочке в парафин.

В поле 32 также записывают сведения о длине кусков, их положении относительно низа поднятой колонки и номера кусков.

34.Общая длина целых кусков.

35.Общая длина расслоившихся кусочков, их вес, число мешочков.

36.Вес разрушенной породы, число мешочков, условная

длина.

37.№ ящиков.

Оборотную сторону подписывают:

I.Составитель макроописаний.

2.Ответственный исполнитель геологической организации.

§ 4. Осмотр керна в лаборатории.Составление плана исследования

I.В лаборатории керн детально осматривают с участием петрографа. Керн, доставленный в герметизированном виде, осматривают после обработки в экстракционно-дистилляционных аппаратах.

2.Проверяют опись керна и вносят в нее необходимые исправления и уточнения.

3.Для облегчения контроля за расходованием керна и выполнением плана изготовления образцов полезно сфотографировать керн, уложенный в колонки в том же порядке,что и в ящике. В дальнейшем, по мере отбора кернов для изготовления образцов на фотографии делают соответствующие отметки.

4.Составляют план исследований (см.главу 1). Намечают куски керна, из которых необходимо изготовить образцы для исследования.При этом руководствуются результатами внешнего осмотра и макроскопического описания. Каждый отобранный для изготовления кусок должен быть как можно более однороден по внешнему виду. Число образцов намечают с учетом однородности его на глаз и полноты выноса (см.главу I). Минимальное число образцов на I метр керна должно быть не менее 4-5,если данная литологическая разность еще не изучалась.

5.Если образец состоит из двух и более литологических разностей, то его исследование зависит от того,насколько однороден разрез скважины.В случае, если разрез скважины представлен мощными однородными участками с выдержанной литологией,то при наличии в куске керна контакта двух разностей, его следует разделить для анализа на две части. Если же порода в разрезе скважины существенно неоднородна, то в в пределах образца керна могут быть две-три и более литоло-

гических разностей. В этом случае необходимо исследовать образец целиком без разделения образца на отдельные литологические разности.

6.Если данная коллекция содержит малоизученные породы, то выбирают несколько наиболее характерных и чаще всего встретившихся в данной коллекции разностей, составляют подробное макроописание, изготовляют и исследуют образцы для оценки основных свойств ; при необходимости изготовляют и пропитывают шлифы.На основе полученной информации составляют план исследований.

§ 5. Макроскопическое описание керна в лаборатории

При детальном осмотре керна уточняют и дополняют срочное макроописание,составленное геологом конторы бурения.

Негерметизированный керн при необходимости очищают от корки глинистого раствора и отмывают в чистой воде ; герметизированный керн описывают после экстрагирования. Образцы просматривают под лупой 8-I0^{X}, обрабатывают I0% соляной кислотой, бензином.

При предварительном просмотре очищенного керна намечают наиболее характерные разновидности пород,оценивают их с точки зрения вероятных коллекторских свойств (алевролит: плотный, очень мало пористый - неколлектор ; плотный,слабо сцементированный, мало пористый - возможный коллектор ; очень слабо сцементированный, пористый - коллектор и т.д.). Определяют тип коллектора: поровый, кавернозный, трещинный и смешанный.При этом важно установить или наметить характер выдержанности свойств каждой разновидности, используя такие признаки, как макроскопически видимое распределение в образцах пористости,кавернозности и т.д.,карбонатности, цвета породы, крепости цементации, включений и т.д.

Участки с характерными структурно-текстурными особенностями зарисовываются или фотографируются (косая слоистость,вторичная цементация, каверны,сутуры,прожилки,трещины, их соотношения в точках пересечения).При наличии признаков нефтенасыщения или битуминозности берут вытяжку бес-

цветным спиртом, спиртобензолом или хлороформом. Такие образцы необходимо просматривать в ультрафиолетовом свете.

После предварительного просмотра приступают к корректированию срочного описания керна, указывая либо мощности последовательно чередующихся разновидностей, либо характерное соотношение мощностей.

При неполном выносе керна следует обращать особое внимание на наиболее слабо сцементированные и некрепкие участки керна, часто являющимися наилучшими коллекторами. Сокращение выхода керна может быть связано с механическим разрушением этих разновидностей при бурении. В этом случае, при наличии хотя бы единичных обломков или фрагментов слабо сцементированных пород, можно предположить, что они характеризуют отсутствующий керн и должны быть изучены особенно детально.

Критерием достаточности макроописания может являться затруднение с дальнейшей детализацией описания и выделения разновидностей пород, различающихся несущественными деталями (оттенки цвета и т.д.).

Из каждой разновидности породы, рассматриваемой в качестве литотипа, следует изготовить по одному шлифу (лучше 2-3 шлифа, характеризующих предполагаемые различия физических свойств разновидностей: слабо сцементированный песчаник, участок более крепкой цементации). При описании шлифов дается петрографическая характеристика литотипа и уточняются виды необходимых аналитических исследований. Например, при наличии участков регенерационного кварцевого цемента или явной коррозии обломочных зерен кальцитовым, ангидритовым цементом гранулометрический анализ будет лишь частично отражать первичные особенности терригенного коллектора.

Шлифы изготавливают перпендикулярно слоистости (параллельно оси керна). При изучении структуры порового пространства определенного слоя шлифы изготавливают параллельслоистости (перпендикулярно оси керна).

Рекомендуемая схема описания разновидностей пород (литотипов) составлена на основе схемы описания,приведенной

в работе / 43 /.

№№ пп	Признак, последовательность описания	Примеры характеристики
I	2	3
I	Название породы, включая указание характерной примеси.	Песчаник мелкозернистый глинистый.
2	Цвет породы во влажном и сухом состоянии	Влажный - темносерый, сухой - серый.
3	Структура породы	Для терригенных пород: псаммитовая; алевролитовая и др. Для карбонатных пород: пелитоморфная, кристаллическая, органогенно-обломочная, обломочная. Для органогенных разностей - биоморфная. В случае крупных органических остатков название уточняется по преобладающей фауне (известняк, криноидный, водорослевый, фузулиновый и др.).
4	Состав и характер цемента.	Глинистый, кальцитовый, пойкилитовый и др.
5	Крепость цементации (нередко употребляют термин "степень уплотненности", что неверно).	Очень крепкая, крепкая, слабая и т.д.
6	Наличие видимых при увеличении 8-10^{X} (лупа) пор или пустот (каверн). Их размеры, очертания, обилие, равномерность распределения в породе, их заполнение.	Поры размером 0,I-0,5 мм, округлые, редкие, равномерно распределены, без заполнения.

I	2	3
7	Текстура породы. Для карбонатной породы также описание стилолитов; структурно-морфологические особенности, ориентировка, разветвленность, амплитуда, раскрытость, заполнение, густота (I/м), соотношение с трещинами и пустотами.	Косослоистая и т.д. Стилолиты с коническими зубцами, четко выраженные, параллельные слоистости, редко ветвящиеся амплитудой I-2 см, раскрытость до I-2 мм, заполнение-черная глинистая порода с признаками битума, густота 5-8/м. Наклонные трещины пересекают стилолиты без смещения.
8	Особенности минералогического состава породы, обломков, остатков организмов и т.д.	Песчаник полимиктовый с глауконитом и т.д.
9	Карбонатность терригенной породы и содержание доломита в карбонатной породе (по интенсивности реакции с соляной кислотой).	Сильно, слабо карбонатная. Известняк органогенный доломитизированный (слабо вскипает с HCI).
I0	Наличие включений и конкреций, их размеры, ориентировка, залегание в породе. Проявления вторичной минерализации.	Конкреции сульфидов железа (чаще IхЗх0,5 см), ориентированных по слоистости. В пустотах друзы мелких кристаллов кальцита.
II	Наличие и условия залегания остатков организмов.	Редкие крупные двустворки.
I2	Условия залегания данного слоя и характер контактов со смежными слоями, периодическая повторяемость (чем она выражена), мощность.	Песчаник мощностью I,5 м залегает горизонтально на размытой неровной поверхности глины. Вверх постепенно сменяется алевролитом.

I	2	3
I3	Наличие органических, битуминозных веществ.	Присутствуют частые мелкие обугленные растительные остатки.
I4	Наличие трещин, их ориентировка, размер, разветвленность, раскрытость, выполнение, частота взаимоотношения (генерации)- по методике ВНИГРИ / 67 /.	Редкие параллельные трещины (2/м), ориентированные под 45° к оси керна с неровной поверхностью, слабо извилистые, раскрытость 0,5 мм, лишены заполнения.

§ 6. Изготовление образцов

Виды образцов

Для исследования свойств, строения и состава пород-коллекторов применяют образцы керна следующих форм, размеров и видов:

I. Цилиндрические образцы диаметром I8-30 мм для определения проницаемости, пористости, остаточной водонасыщенности и других величин, вырезанные параллельно или перпендикулярно напластованию.

2. Кубические образцы с длиной ребра I8 + 30 мм для определения тех же параметров.

3. Цилиндрические образцы диаметром 60-90 мм (с сохранением диаметра керна) для изучения пород со сложным строением порового пространства.

4. Пластинки для изготовления прозрачных и окрашенных шлифов пород для петрографических исследований.

5. Кусочки керна с заглаженными углами для определения пористости и объемного веса(весом не менее I5 г.)

6. Кусочки рыхлого керна с боковой поверхностью, залитой затвердевающей пластмассой в обойме, для определения проницаемости.

7. Навески дезинтегрированной породы для определения

минералогической плотности, карбонатности и гранулометрического анализа.

Из герметизированного керна основную часть образца изготовляют после определения содержания воды и нефти в экстракционно-дистилляционном аппарате.

Из негерметизированного керна образцы изготовляют до экстрагирования.

Станки для изготовления образцов

Для изготовления образцов используются станки:

1. Вертикально-сверлильный
2. Абразивно-отрезной
3. Наждачный круг с приводом.

В таблице 2 приведены некоторые типы станков, выпускаемые в СССР и которые могут быть использованы для изготовления образцов.

Станки должны быть смонтированы в помещении, удовлетворяющем всем требованиям, предъявляемым к помещениям механических мастерских и оборудованном общей приточной вентиляцией, индивидуальной вытяжной вентиляцией для выноса пыли, образующейся при обработке каменного материала, к каждому станку. Требования к помещению, предназначенному для изготовления образцов, изложены в главе XIУ.

Инструмент для изготовления цилиндрических образцов

Образцы цилиндрической формы изготовляют выбуриванием из куска керна в направлении, параллельном или перпендикулярном плоскости напластования, с последующим подрезанием торцов алмазно-абразивным кругом или подравниванием их на наждачном круге.

Диаметр образца керна назначают в зависимости от размеров керна и конструкции кернодержателя в пределах от 18 до 30 мм. Длина образца должна быть не менее его диаметра.

Образцы выбуривают на сверлильном станке с помощью инструмента одного из следующих видов: а) стальная тонкостенная труба с зубцами; б) стальная тонкостенная труба, армиро-

Таблица 2.

Перечень некоторых видов станков, выпускаемых в СССР, которые могут быть использованы для изготовления образцов из керна

№ пп	Наименование	Тип марки	ГОСТ или ТУ	Характеристика	Назначение
I	2	3	4	5	6
I	Станок настольно сверлильный вертикальный	2М112	ТУ-2-024-2546-70	Максимальный диаметр сверления - 12 мм. Мощность электродвигателя-0,6 квт. Число оборотов 450-4500 об/мин. Габариты - 770х370х820 мм.	Изготовления цилиндрических образцов, сверление отверстий в образце
2	Станок вертикально-сверлильный	2Н118	ТУ-2-024-1639-69	Максимальный диаметр сверления-18 мм. Мощность электродвигателя-1,7 квт. Число оборотов 180-2800 об/мин. Габариты - 870х590х2080 мм.	Изготовление цилиндрических образцов. Сверление отверстий в образце.

I	2	3	4	5	6
3	Станок абразивно-отрезной с ручной подачей	8220	ТУ-2-024-I648-69	Диаметр круга-200 мм. Толщина круга I-2 мм. Число оборотов 4600-7650 об/мин. Мощность электродвигателя - 3 квт. Габариты - 900х500х640 мм. Вес 0,2 т.	Изготовление кубических образцов, подрезание торцов и изготовление пластин для шлифов.
4	То же	8240	-"-	Диаметр круга-400 мм. Мощность электродвигателя-I0 квт.Вес-I т.	-"-
5	То же	8А240	-"-	Диаметр круга 400 мм. Мощность электродвигателя-I0 квт.Вес I,2 т.	-"-
6.	Станок абразивно-отрезной автомат	8232	ТУ-2-024-I648-69	Диаметр круга - 300 мм. Число оборотов 3050-5I00 об/мин.Мощность электродвигателя -7,5 квт. Габариты - I370х хII60хI980 мм. Вес 2,3 т	Изготовление кубических образцов, подрезание торцов и изготовление пластин для шлифов.

I	2	3	4	5	6
7	Станок абразивно-отрезной автомат	8242	ТУ-2-024-1648-69	Диаметр круга-400 мм. Мощность электродвигателя - 17 квт. Вес 2,5 т.	Изготовление кубических образцов, подрезание торцов, и изготовление пластин для шлифов
8	То же	8252	-"-	Диаметр круга-500 мм. Мощность электродвигателя - 22 квт. Вес - 3,4 т.	-"-

Примечание: Абразивно-отрезные станки выпускаются Гомельским станкостроительным заводом имени Кирова.

ванная победитовыми наконечниками ; в) алмазный инструмент */ 59 /.*

Неармированные трубы применяют при обработке слабосцементированного каменного материала. Трубы, армированные победитовыми наконечниками, позволяют обрабатывать более твердые породы. Наиболее универсальны алмазные сверла.

Трубы неармированные и с победитовыми наконечниками может изготовить любая механическая мастерская.

В качестве алмазного инструмента применяют сверла кольцевые алмазные формы СКА-С на металлической основе, изготовляемые по отраслевой нормали ОН-037-106-67. Конструкция сверла показана на рис. *6*

Сверло состоит из алмазноносного кольца (1), корпуса (2) и удлинителя (3). Корпус или удлинитель припаивают оловом к конусу Морзе № 2 или к переводнику.

Сверла отличаются по концентрации алмазов: 25, 50, 100% и размерами алмазных зерен: 160/125, 200/160, 250/200, 315/250, 400/315 (в числителе максимальный размер в микронах, в знаменателе-минимальный).

Марка и зернистость алмазных порошков по ГОСТ 9206-70

Выпускают сверла следующих диаметров:

Диаметр в мм. 5, 8, 10, 12, 14, 15, 18, 20, 22, 25, 28, 32, 36, 40, 45, 50, 55, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 90, 95, 100 мм.

Диаметр сверла выбирают в зависимости от задач лаборатории и наличия кернового материала.

Пример обозначения сверла с Д=50 и зернистостью природных алмазов 315-250 микрон:

Сверло алмазное кольцевое форма СКА- С ОН -037-106-67 Д=50 А 315/250 (по прейскуранту № 18-07 Госкомитета цен при Совете Министров СССР).

Технология выбуривания цилиндрических образцов

Для фиксирования образца на станине сверлильного станка можно применить: а) машинные тиски с шириной губок 150-200 мм, б) трехкулачковый патрон с диаметром захвата 200 мм,

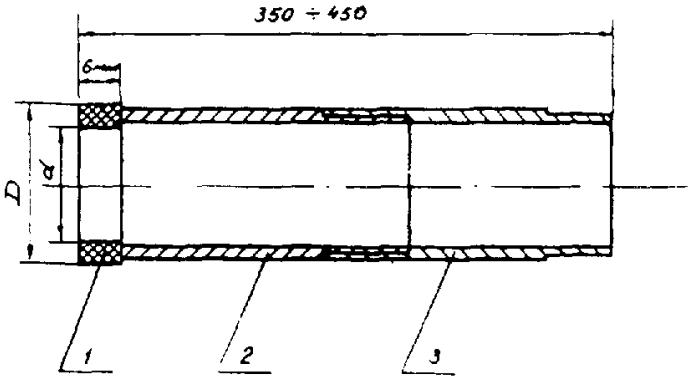


Рис.6 Сверло алмазное кольцевое

смонтированный на стальном листе толщиной 6-8 мм с отверстиями для крепления к станку, в) приспособление, показанное на рис. 7

Для защиты образца от чрезмерных усилий применяют прокладки из листовой резины толщиной 8-10 мм и деревянные планки.

Слоистые образцы располагают так, чтобы усилие, зажимающее образец, действовало в направлении, перпендикулярном к плоскостям напластования.

Для охлаждения инструмента и выноса шлама применяют воду, эмульсию, сжатый воздух.

Особенно важно охладить алмазный инструмент.

Ввод охлаждающего агента должен быть осуществлен через вращающийся шпиндель с помощью специального вертлюга, схематически показанного на рис. 9 При охлаждении инструмента воздухом на станине сверлильного станка должен быть смонтирован застекленный в передней части кожух с сальником для шпинделя. Задняя или боковая стенка кожуха должна иметь фланец для присоединения к вытяжной вентиляции.

Выбуренный цилиндр и остаток кернового материала укладывают обратно в ящик, вместе с осыпью и маленькими кусочками, отколовшимися при сверлении; последние собирают на станке. Конечная операция подрезания торцов рассматривается в следующем ниже.

Инструмент для изготовления образцов кубической формы, подрезания торцов и изготовления пластин для шлифов

Для изготовления образцов кубической формы, подрезания торцов и изготовления пластин для шлифов применяют алмазно-абразивные круги / *59* /.

а) сегментные круги - ГОСТ 16115-70 диаметром 250; 320; 400 мм и выше, толщиной от 2,6 до 6,5 мм;

б) сплошные круги - ГОСТ 10110-71 с диаметром 50, 75, 80, 90, 100, 125, 160, 200, 250, 320, 400 мм, толщиной 0,15-2,2 мм.

Круги отличаются концентрацией алмазов: 25,50,75 (только сегментные), 100%. Размерами алмазных зерен: сплошные

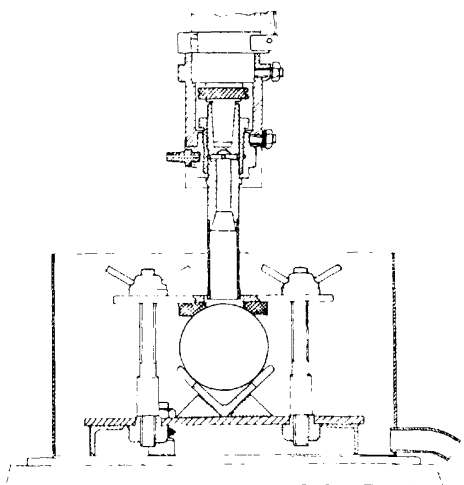


Рис.7 Приспособление к сверлильному станку для изготовления цилиндрических образцов с помощью алмазно-абразивного инструмента /В.П.Потапов,1975/.

круги - 80/63, 100/80, 125/100, 160/125, 200/160, 250/200, 315/250, 400/315, 500/400, 630/500; сегментные - 400/315, 500/400, 630/500. (в числителе максимальный размер зерен, в знаменателе-минимальный в микронах).

При обработке каменного материала рекомендуется применять сплошные круги Ø 200 и Ø 320 с зернистостью не ниже 400/315 микрон и с высокой концентрацией алмазов.

Пример обозначения алмазно-отрезного круга с диаметром 200 мм толщиной 1,6 мм, шириной алмазоносной части 2,5 мм, концентрацией алмазов 50%, из природных алмазов зернистостью 400/315: АОК-200-1,6 - 2,5 - М - 50-400/315 (по прейскуранту № 18-07 Госкомитета цен при Совете Министров СССР). Выпускаются круги Ереванским и Кабардино-Балкарским заводами алмазного инструмента.

Технология резания алмазным кругом

Образец фиксируют с помощью приспособления типа машинных тисков, приданного станку или специально сконструированного приспособления.

При изготовлении кубов, в целях точной выдержки размеров целесообразно производить резание двумя кругами одновременно; для этого между кругами помещают упорное кольцо с толщиной, равной длине ребра куба.

В охлаждении жидкостью при резании алмазными кругами в большинстве случаев надобности нет. При необходимости используют нанос для охлаждающей жидкости, приданной станку, или другие варианты. В качестве охлаждающей жидкости используют воду или эмульсию.

Отрезанные при изготовлении кубического образца кусочки используют в качестве пластин для изготовления шлифов. Положение пластины по отношению к плоскостям напластования должно быть известно. Указания по отбору материала для изготовления шлифов изложены в главе П.

Сверление отверстий

В цилиндрических образцах большого диаметра для опытов по радиальной фильтрации, высверливают осевое отверстие диаметром 4-12 мм с помощью кольцевого алмазного сверла

(указанного ранее) или обычного сверла с победитовой наплайкой).

Образец фиксируют на станине сверлильного станка, так как это описано выше. Там же описана технология охлаждения сверла.

Требования к образцам, изготовленным в виде цилиндров или кубов

Образцы кубической и цилиндрической формы обычно предназначаются для измерений, связанных с зачехлением и уплотнением боковой поверхности. Размеры этих образцов должны быть выдержаны и измерены с достаточно высокой точностью. По этим причинам образцы должны иметь гладкие поверхности и острые прямоугольные кромки.

Размеры образца должны соответствовать размерам уплотнения. Желательно, чтобы размер зачехления был меньше размера образца на 0,1-0,3 мм, для обеспечения небольшого начального натяжения. Можно допустить лишь небольшой зазор не выше 0,2 мм на сторону.

Размеры образцов контролируют штангенциркулем с точностью до 0,1 мм.

Особые требования. Поднятый керн нередко имеет внешние поверхности в той или иной мере разрушенные воздействием бурового раствора. Иногда на поверхности образуется твердая корка глинистого раствора. В образцах с высокой проницаемостью внешний слой может содержать и частицы бурового раствора. При изготовлении образцов из такого керна внешний нарушенный слой должен быть удален. Керн с ненарушенным внешним слоем может быть использован для исследования полностью. Боковые стенки образцов слабосцементированных пород рекомендуется покрывать лаком, клеем БФ-2, БФ-4 или смолой ЭД-6 с полиэтиленполиамином.

Изготовление образцов имеющих неправильную форму. Для определения открытой пористости и плотности методом парафинирования, откалывают небольшой кусок керна весом не менее 10-15 грамм. Острые края сглаживают с помощью наждачного

круга.

Подготовка материала для гранулометрического анализа, определения минералогической плотности и карбонатности

В качестве материала для приготовления образцов для этих видов исследований используют дезинтегрированный материал, образующийся при изготовлении образца кубической или цилиндрической формы.

Материал размельчают в ступке. Условия измельчения материала изложены в соответствующих главах, описывающих методику измерений указанных свойств.

Глава Ш. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ И НЕФТИ В ОБРАЗЦАХ. ЭКСТРАГИРОВАНИЕ

§ I. Цели и задачи анализа

Определение остаточного содержания воды и нефти проводят на образцах керна, поднятых в процессе бурения скважин; при этом они насыщены сложной смесью пластовых флюидов и фильтрата бурового раствора. Изменение начального распределения пластовых флюидов происходит в процессе обуривания, отрыва и подъема керна.

При бурении на растворе с водной основой (РВО) водный фильтрат последнего частично вытесняет нефть или газ из порового пространства керна, что приводит к уменьшению нефтегазонасыщенности и соответственному увеличению водонасыщенности. В случае газонасыщенного коллектора применение РВО позволяет оценить величину остаточной нефтенасыщенности. При подъеме керна на поверхность происходит также вытеснение подвижных пластовых флюидов в процессе их разгазирования при снижении давления. Величина поправки на объем вытесненного флюида за счет разгазирования учету практически не поддается. Однако, исходя из общих представлений о фазовых проницаемостях при двух- и трехфазном потоках, можно полагать, что она не превышает 2-3%.

Таким образом, при исследовании керна, поднятого из скважин, пробуренных на РВО, информация о начальной водо- и нефтегазонасыщенности не может быть получена. В то же время считается / 52 /, что остаточное содержание нефти такого керна (при его своевременной и надежной герметизации) моделирует минимальную остаточную нефтенасыщенность при осуществлении процесса заводнения, и что эта величина контролируется отношением вязкостей нефти и воды в пластовых условиях.

При исследовании керна, поднятого из скважин, пробуренных на растворе с безводной основой (РНО) получают чрезвычайно ценную информацию о содержании остаточной водонасыщенности керна продуктивного коллектора (в случае если

процесс гравитационного разделения пластовых флюидов завершен, т.е. свободной (подвижной) воды в коллекторе нет).

Влияние промывочной жидкости на результаты лабораторного определения водо- и нефтенасыщенности керна иллюстрируется таблицей 3, построенной по данным работы /118/.

Определение остаточного содержания воды и нефти проводят обычно на образцах керна, загерметизированных после подъема их из скважины. Анализ проводят в экстракционно-дистилляционных аппаратах, позволяющих оценить объем воды по градуированной ловушке. Содержание нефти определяется расчетным способом по изменению веса образца до и после экстрагирования (с учетом веса воды). При этом следует иметь в виду следующее.

Коллектор нефти и газа может содержать и некоторое количество битумов древней генерации, практически неподвижных и плохо экстрагируемых. В этом случае задача осложняется необходимостью селективного экстрагирования лишь подвижной нефти - экстрагирование битумов приводит, по мнению некоторых авторов /5; 6/, к искусственому завышению объема порового пространства. В связи с этим предложены методы холодной экстракции керосином с помощью центрифуги со специальным ротором /3; 6/. Следует однако, иметь в виду, что в случае экстрагирования битумов из породы, ее эффективный объем (объем пор минус остаточная водо- и нефтенасыщенность) остается постоянным (с точностью, зависящей от надежности оценки плотности нефти и битумов). Кроме этого, полное экстрагирование необходимо при изучении закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств горных пород (без учета насыщенности) по площади, разрезу и т.п. исследованиях.

§ 2. Определение остаточного содержания воды и нефти экстракционно-дистилляционным способом

Экстракционно-дистилляционный способ заключается в том, что пары воды, отогнанные из образца, поступают вместе с парами растворителя и легких погонов нефти в холодильник, где конденсируются; вода улавливается в ловушке-мернике. Раст-

Таблица 3

Влияние промывочной жидкости на результаты определения водо- и нефтенасыщенности керна прямым методом

Буровой раствор, примененный при отборе керна	Фильтрат бурового раствора	Эффект проникновения фильтрата на величину	
		водонасыщенности	нефтегазонасыщенности
На водной основе	Вода	Увеличивает	Уменьшает
На нефтяной основе	Нефть	Не влияет[1)]	Замещает[3)]
Инвертный эмульс. раствор	Нефть	Не влияет[1,2)]	Замещает[3)]

1. В случае, если в керне нет подвижной воды (керн отобран в пласте выше переходной зоны и процесс гравитационного разделения в залежи завершен).

2. Инвертный раствор содержит воду; инфильтрация его в керн высокой проницаемости может завышать содержание воды.

3. В случае газонасыщенного коллектора фильтрат (нефть) может замещать газ в поровом пространстве породы.

воритель и легкие погоны возвращаются в испаритель. В результате контакта образца с парами и самим растворителем нефть и битумы экстрагируются и аккумулируются в растворителе. Содержание воды определяют по отсчету ее уровня в ловушке, нефти - по потере в весе образца с учетом плотности нефти и объему воды. Определению подвергают лишь своевременно и надежно герметизированный керн.

Задачей анализа керна, отобранного при бурении с применением раствора на неводной основе, является определение содержания связанной воды; при бурении с обычным раствором-содержания остаточной нефти.

Если размеры образца не превышают 40 мм по диаметру определения проводят в аппарате Закса (ЛП-4) / *45* /. В комплекте аппаратуры АКМ-2 поставляются 9 аппаратов Закса и печь с 6-тью колбонагревателями мощностью по 300-350 вт со ступенчатым регулированием температуры. Аппарат Закса рассчитан на анализ одного образца.

Для работы с образцами больших размеров рекомендуется экстракционно-дистилляционный аппарат ЭД-I (ЭД-2) / *28* /. Аппарат сконструирован по типу стеклянного аппарата Закса и состоит из испарителя (I) (рис.8) с трубчатым электронагревательным элементом ТЭН мощностью I000 Вт, питаемым через автотрансформатор, экстракционной камерой, холодильника (2) и градуированной ловушки-бюретки (4) объемом I0 и 20см^3 с ценой делений 0,I см^3 с краном, на шлифе (3).

Возможно применение и стеклянных широкогорлых аппаратов; конструкция такого аппарата приведена на рис. 9. В настоящее время такие аппараты выпускаются по индивидуальным заказам заводом "Химлаборприбор" (г.Клин).

Для определения содержания воды образец помещают в экстракционно-дистилляционный аппарат, в испаритель которого заливают растворитель с температурой кипения выше I00^{0}С. Пары воды и легких потоков нефти, отогнанные из образца, вместе с парами растворителя поступают в холодильник, конденсируются и стекают в ловушку; вода накапливается в нижней части ловушки за счет гравитационного разделения. Сконденсированный растворитель, после того как ловушка заполнена,

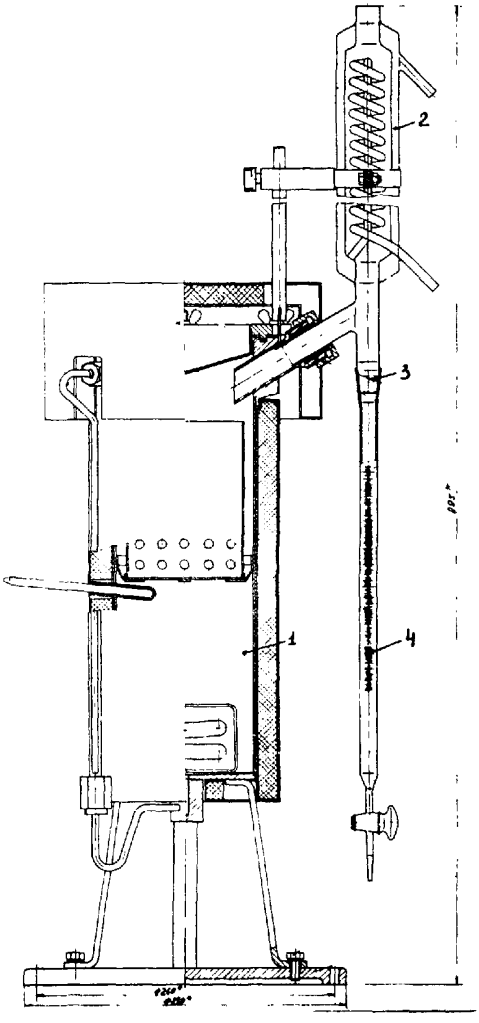


Рис.8 Экстракционно-дистилляционный аппарат ЭД-2.
Общий вид.

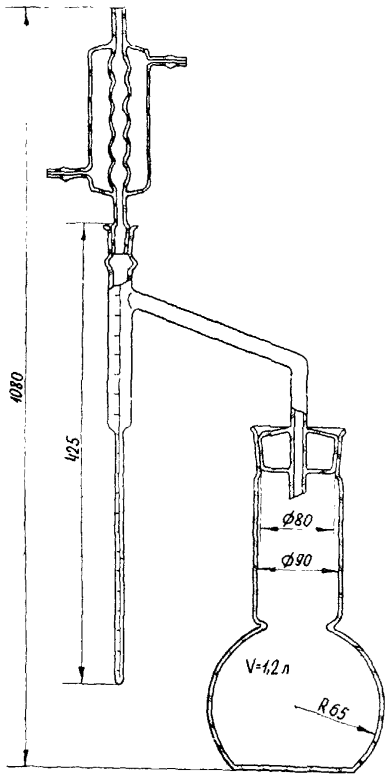


Рис.9. Стеклянный широкогорлый экстракционно-дистилляционный аппарат.

сливается по пароотводной трубе и возвращается в испаритель. Дистилляция воды продолжается до стабилизации уровня воды в ловушке.

В качестве рабочей жидкости применяют толуол (температура кипения 110°С) или один из ксилолов (t~135°С). Применение ксилола обеспечивает более быстрый и полный отгон воды. Особенно целесообразно применять ксилол при исследовании низкопроницаемых пород.

В процессе дистилляции следят за уровнем растворителя в испарителе и нарастанием уровня воды в ловушке. Капли воды, конденсирующиеся на внутренней поверхности холодильника и ловушки, следует присоединять к измеряемому объему воды с помощью отрезка медной или алюминиевой проволоки или стеклянной палочки. С целью уменьшения конденсации и скопления капель воды внутреннюю поверхность холодильника и ловушки рекомендуют / 125 / гидрофобизовать с помощью, например, силиконового масла.

Для предотвращения утечки паров воды через холодильник режим кипения растворителя следует выбрать таким, чтобы пары конденсировались в пределах нижней трети холодильника и стекали из него в ловушку со скоростью не более 3-5 капель в секунду.

В литературе, например / 72 /, имеются указания на то, что аппараты Закса дают заниженную величину содержания воды. Погрешность определения содержания воды зависит от ряда факторов-потерь вследствие неполноты конденсации в холодильнике и негерметичности аппарата, образования капель на поверхности ловушки и холодильника, погрешности градуировки и отсчета.

Контроль потерь может быть осуществлен путем дистилляции известного количества воды, помещенного в аппарат /в бюксе или непосредственно в растворитель/. Количество полученной при этом воды не должно отличаться от первоначального более, чем на допустимую величину погрешности аппарата. Проверку следует проводить периодически для каждого используемого растворителя на всех аппаратах.

Величины погрешности определения воды в аппарате ЭД-2

за счет градуировки при использовании измерительной бюретки на 20 $см^3$ с ценой деления 0,I $см^3$ приведены в таблице 4.При исследовании образцов с низкой водонасыщенностью следует применять бюретку на I0 $см^3$ с ценой деления 0,0I - 0,02 $см^3$; погрешность определения воды в этом случае снижается в I0-5 раз соответственно.

Перед загрузкой керна целесообразно предварительно прокипятить растворитель,чтобы удалить оставшуюся в нем воду.

Образец керна для помещения его в экстракцинно-дистилляционный аппарат устанавливают в стаканчик с перфорированным дном (последнее может быть выполнено из керамического фильтрата) или сифоном. Сопоставление результатов изучения кинетики отгона воды из искусственно насыщенного керна,помещенного в различные стаканчики, показало,что дистилляция в стаканчике с сифоном происходит менее интенсивно, хотя общая продолжительность анализа практически не увеличивается (рис.I0).

При определении водонасыщенности возможны два случая.

I.Плотность воды,содержащейся в керне,равна единице или лишь незначительно больше единицы. В этом случае объем отогнанной и замеренной в ловушке воды равен объему воды в керне. Водонасыщенность керна вычисляют по формуле:

$$\alpha = \frac{V_в}{V_п} \cdot 100 \qquad \ldots I$$

где: α - водонасыщенность в процентах к объему пор ;

$V_в$ - объем воды, замеренный в ловушке ;

$V_п$ - объем пор керна,определенный после полного экстрагирования керна при определении пористости.

2.Плотность воды,содержащейся в керне, больше единицы.

В этом случае истинная величина коэффициента водонасыщенности α больше вычисленной по формуле (I) за счет объема соли,выпавшего в поровом пространстве образца при дистилляции воды. Истинное значение $\alpha'_и$ может быть вычислено как /53;54;68/:

Таблица 4

Относительная погрешность определения водонасыщенности в аппарате ЭД-I для образцов большого размера с измерительной бюреткой на 20 мл (цена деления 0,I $см^3$)

Внешний объем образца, $см^3$	Остаточная водонасыщенность, %	Пористость, %				
		0,I	I	5	I0	20
400	I	I00	I00	25	I2	6
	I0	I00	I2	2,4	I,2	0,6
	20	60	6	I,2	0,6	0,3
	30	40	4	0,8	0,4	0,2
800	I	I00	70	I4	7	3,5
	I0	70	7	I,4	0,7	0,3
	20	35	3,5	0,6	0,3	0,I5
	30	20	2	0,4	0,2	0,I
I000	I	I00	50	I0	5	2,5
	I0	50	5	I,0	0,5	0,25
	20	25	2,5	0,5	0,25	0,I2
	30	I7	I,7	0,3	0,2	0,I

$$\alpha' = \alpha \frac{\rho_в \left(1 + \frac{C}{100-C}\right)}{\rho_р \left[1 + \frac{\alpha C \rho_в}{\rho_с (100-C)}\right]} \qquad \ldots 2$$

где α - коэффициент водонасыщенности, вычисленный без учета соли (по формуле /I/);

$\rho_в, \rho_р, \rho_с$ - плотности воды (дистиллированной), минерализованной воды и солей, растворенных в минерализованной воде соответственно.

C - концентрация солей в I00 г минерализованной воды, вес %.

Если основная часть растворенных солей представлена хлористым натрием, $\rho_с$ принимают за 2,I6 г/см^3, а значение $\rho_р$ находят по известной концентрации С с помощью таблиц, которые приводятся в любом справочнике по химии (например / 93 /). Величину С находят по результатам измерения содержания $NaCl$ в водной вытяжке из дезинтегрированного образца.

Если в составе растворенных в воде солей кроме $NaCl$ присутствуют в значительном количестве и другие соли, истинное значение α находят путем последовательного учета каждой компоненты по формуле 2.

Истиное значение коэффициента водонасыщенности может быть найдено и путем введения поправки φ, которую находят по данным лабораторных исследований. Тогда

$$\alpha' = \frac{\varphi V_в}{V_п} \cdot 100 \qquad \ldots 3$$

Экспериментальный способ особенно целесообразно применять в случае полиминерального состава солей.

Поправку φ к объему воды, замеренному в ловушке - назначают с учетом того, что в керне остаются не только безводные соли (главным образом хлористый натрий), но и гидраты. Гидраты, в зависимости от температуры отгона, могут содержать различное число молекул воды. Так, хлористый кальций при отгоне с толуолом и ксилолом остается в виде двухводного

гидрата ($CaCl_2 2H_2O$), хлористый магний при отгоне толуолом - в виде шестиводного ($MgCl_2 6H_2O$), а при отгоне ксилолом - в виде четырехводного гидрата.

Поправку определяют опытным путем по следующей методике. Насыщают кусок исследуемой породы пластовой водой или ее моделью; плотность воды должна быть известна или измерена. Взятый образец должен быть экстрагирован и взвешен до и после насыщения. Насыщение можно осуществить пропиткой при атмосферном давлении; в полном насыщении образца необходимости нет. Отгоняют воду из образца в аппарате, измеряют объем воды, собранной в ловушке, и вычисляют отношение этого объема к объему воды в образце, известному из результатов взвешивания с учетом плотности воды. Это отношение и используют как поправку, при этом принимают среднее значение из 3-5 анализов.

Для высокоминерализованных пластовых вод эта поправка достигает 14-16%, таким образом, при пренебрежении поправкой содержание воды в образце будет занижено примерно на 12-14%.

В то же время при определении остаточной водонасыщенности необходимо иметь в виду следующее. Оценка фильтрационно-емкостных параметров горных пород (в том числе и остаточной водонасыщенности) выполняется, в первую очередь для подсчета запасов нефти и газа по отдельным месторождениям объемным способом.

Как известно, в формулу для подсчета запасов входит сомножителем произведение пористости на коэффициент газонефтенасыщенности $m S_{гн}$, т.е. эффективная пористость $m_{эф}$. При оценке величины $S_{гн}$ по результатам исследования керна (без учета остаточной нефти) $S_{гн} = (1-\alpha)$

В случае определения α дистилляционным способом выпадение солей в поровом пространстве образца приведет как к занижению значения α, так и пористости m на одну и ту же величину, равную объему соли. Значение же эффективной пористости $m_{эф}$, т.е. параметра, используемого при подсчете запасов, m остается практически постоянным.

Указанное положение может быть проверено путем сопоставления величин эффективной пористости, полученных без учета солей $m_{эф}$ и исправленных согласно работам / 53 ; 54 / - $m_{эф,и}$ Для вычисления величины $m_{эф,и}$ значение $\alpha_и$ найдем по формуле (2), а $m_и$ как:

$$m_и = m\left(1 + \frac{C\alpha\rho_в}{\rho_c(100-C)}\right) \qquad \ldots 4$$

где m - пористость без учета солей;
остальные обозначения-те же, что для формулы (2).

Результаты сопоставления приведены в табл. 5 , из которых следует, что введение поправок за объем соли в значения m и α практически не влияют на величину $m_{эф}$

Таким образом, при подготовке данных для подсчета запасов по результатам прямого определения остаточной водонасыщенности нет необходимости во введении поправок за объем солей, выпадающий в поровом пространстве образцов в процессе определения α экстракционно-дистилляционным способом.

На точность определения водонасыщенности в значительной степени влияет количество отгоняемой воды. Абсолютная ошибка измерения с помощью ловушки аппарата Закса зависит от положения мениска. При объеме воды меньше 3,5 $см^3$ то есть в пределах узкой части ловушки, цена деления составляет 0,02 $см^3$. Вследствие обычно неправильной формы мениска ошибку отсчета следует оценить величиной 0,04 $см^3$ /два деления/. При количестве отогнанной воды больше 4 $см^3$ цена деления 0,2 $см^3$ и ошибку можно принять равной цене деления, то есть 0,2 $см^3$. Поэтому при работе с аппаратом Закса следует брать для анализа керн таких размеров, чтобы объем воды в нем был не менее 2-3 $см^3$. Аппарат ЭД-2 или стеклянный широкогорлый аппарат в этом случае предпочтительнее. Ориентироваться в выборе размера керна можно по предыдущим анализам и по общим соображениям о возможном содержании воды в данном образце.

С помощью аппарата Закса определяют также содержание нефти в керне и коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

Таблица 5

Пример сопоставления значений $m_{эф}$ с учетом и без учета солей для образцов скв.352 Оренбургского м-ния

№№ пп	№ образца	№ долен.	m, %	α %	$m_{эф.}$ %	$m_{и.}$ %	$\alpha_{и.}$ %	$m_{эфи}$ %	$\Delta m_{эф}$
I	I5	8	I4,0	I,0	I3,86	I4,02	I,I4	I3,86	0
2	I6	I	I3,6	0,I	I3,59	I3,60	0,II	I3,58	-0,0I
3	22	I	I0,7	0,3	I0,66	I0,70	0,34	I0,66	0
4	26	I	I2,7	3,9	I2,2	I2,78	4,45	I2,2I	0,0I
5	4	6	I4,2	2,9	I3,79	I4,27	3,32	I3,80	0,0I
6	5	6	8,3	7,0	7,72	8,39	7,96	7,72	0
7	3	7	8,6	I0,3	7,7I	8,74	II,65	7,72	0,0I
8	26	8	I3,7	4,2	I3,I2	I3,79	4,79	I3,I2	0
9	27	8	I2,I	3,3	II,70	I2,I6	3,77	II,70	0
I0	32	8	I8,2	I,3	I7,96	I8,24	I,49	I7,96	0
II	34	8	II,0	7,9	I0,I3	II,I4	8,97	I0,I4	0,0I
I2	35	8	I2,6	4,4	I2,04	I2,69	5,02	I2,05	0,0I
I3	5	8	I5,0	2,3	I4,66	I5,06	2,64	I4,66	0
I4	I4	8	I0,0	3,2	9,68	I0,05	3,66	9,68	0
I5	I8	8	I5,4	0,6	I5,3I	I5,4I	0,69	I5,30	0,0I
I6	25	8	9,4	5,I	8,90	9,48	5,82	8,92	0,02
I7	2[illegible]	8	9,8	7,3	9,08	9,9I	8,30	9,09	0,0I
I8	32	9	24,2	0,8	24,0	24.23	0,92	24,0I	0,0I
I9	I9	8	I0,6	4,8	I0,09	I0,68	5,48	I0,09	0
20	25	8	9,4	5,I	8,9	9,48	5,82	8,92	0,02

Средние величины $\Delta m_{эф} = 0,004$

Для этого необходимо отэкстрагировать керн и, доведя его до постоянного веса, определить полную потерю веса с учетом веса отогнанной воды. Методика экстрагирования описана в следующем параграфе.

Остаточная нефтенасыщенность керна в процентах от объема пор без учета объемного коэффициента нефти составляет:

$$S_н = \frac{P_1 - P_2 - V_в \rho_в}{\rho_н \cdot V_п} \quad \ldots 5$$

где $S_н$ – остаточная нефтенасыщенность в процентах к объему порового пространства;

P_1 – начальный вес керна, г;

P_2 – вес керна после экстрагирования, г;

$V_в$ – объем воды, полученной при отгонке из керна, $см^3$;

$V_п$ – объем порового пространства керна, $см^3$;

$\rho_в$ – плотность воды, $г/см^3$;

$\rho_н$ – плотность нефти, содержащейся в керне, $г/см^3$.

Плотность нефти в керне принимают равной плотности разгазированной нефти данной скважины или соседней скважины той же площади.

Относительная ошибка при определении нефтенасыщенности определяется, главным образом, абсолютной ошибкой при определении количества воды и количеством нефти в образце (произведение объема пор на величину нефтенасыщенности), а также ошибкой в оценке плотности остаточной нефти $\rho_н$. Абсолютные значения погрешности при замере воды в ловушке прибора ЛП-4 указаны ранее.

На рис.II представлены кривые, характеризующие величину относительной ошибки нефтенасыщенности за счет ошибки при замере отогнанной воды, при содержании в образце различных количеств нефти (меньше 2 г). Кривые даны для различной величины абсолютной ошибки при замере отогнанной воды: I-кривая для ошибки 0,2 $см^3$ II-кривая для ошибки 0,I $см^3$; III и IУ-кривые, соответственно, для ошибок 0,04 и 0,02 $см^3$. Абсолютная ошибка при взвешивании образца принята 0,00I г. Из рисунка ясно, что относительная ошибка определения остаточной нефтенасыщенности возрастает с уменьшением количества нефти

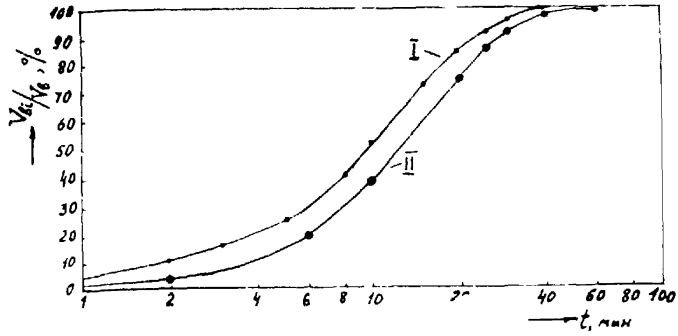


Рис. 10 Кинетика дистилляции воды в экстракционно-дистилляционном аппарате.
I-дистилляция в парах растворителя;
II-дистилляция в стаканчике под уровнем растворителя.

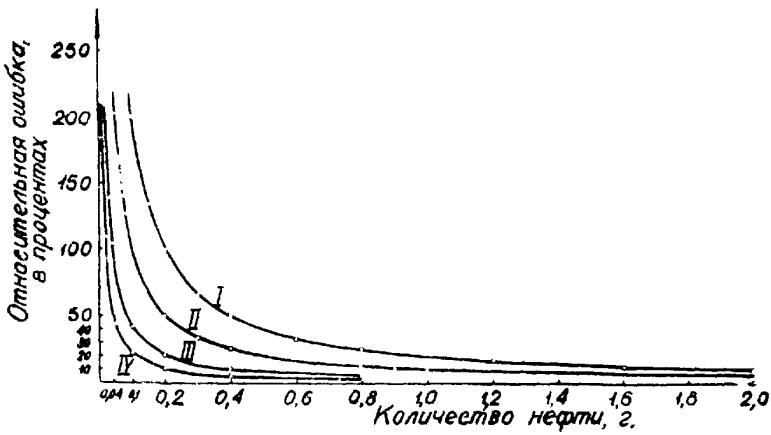


Рис. 11 Относительная ошибка при определении количества нефти в образце экстракционно-дистилляционным способом.

в исследуемом образце, то есть чем меньше объем пор образца и его нефтенасыщенность, тем больше относительная ошибка. Так, при абсолютной ошибке замера воды в 0,1 $см^3$ относительная ошибка при количестве нефти 2,0; 1,0; 0,4 и 0,2 г соответственно составит 5, 12,27 и 60%.

При определении нефтенасыщенности экстракционно-дистилляционным методом необходимым условием получения надежных значений является, кроме своевременной и надежной герметизации, отсутствие потерь при отгонке воды и экстрагировании.

При выполнении опыта на керне, поднятом при бурении на обычном растворе, с целью определения остаточной нефтенасыщенности следует иметь в виду, что если при определениях первоначальной водонасыщенности решающим является точное определение количества отогнанной воды, то в данном случае необходимо также обеспечить точную оценку потерь веса образца при отгоне воды и экстрагировании.

Для получения остаточной нефтенасыщенности в пластовых условиях полученное по формуле (5) значение следует увеличить в соответствии с объемным коэффициентом пластовой нефти ($в$):

$$(S_н)_{пл} = в S_н \qquad \ldots 6$$

§ 3. Экстрагирование

Под экстрагированием понимают процесс очищения порового пространства образца от нефти, битумов, воды и солей.

Образцы экстрагируют от нефти и битумов в аппаратах Сокслета с помощью органических растворителей.

В качестве растворителя применяют: петролейный эфир, бензин, бензол, толуол, хлороформ, четыреххлористый углерод, спиртобензольную смесь, сложные смеси, например четырехкомпонентную смесь спирта, хлороформа, четыреххлористого углерода и бензола в соотношении I:I:I:4. Некоторые сведения о чистых растворителях приведены в таблице 6.

Действие каждого растворителя в известной мере селективно. Так, бензол хорошо экстрагирует легкие нефти, масла и плохо экстрагирует сложные смолы и битумы. После полного

Таблица 6.

Физико-химическая характеристика растворителей

Вещество	Химическая формула	Молекулярный вес	Температура кипения, °С	Температура, °С	Пределы взрывоопасной концентрации паров в воздухе, %		Плотность при 20°С, г/см³	Относит. плотность паров по воздуху	Давление пара при 20°С в мм рт. столба
					нижн.	верхн.			
Бензол	C_6H_6	78,0	80,I	-II	I,4	8,0	0,879	2,77	75,0
Толуол	$C_6H_5CH_3$	92,I	II0,62	5	I,27	7,0	0,8670	3,I4	22,3
Ортоксилол			I44,4I				0,8802		
Метаксилол	C_6H_6/CH_3^2	I06,2	I38,35	24	I,0	7,6	0,8642	3,7	I0
Параксилол			I39,I				0,86II		
Четыреххлористый углерод	CJ_4	I58,2	76,75		не горит		I,593	5,32	90,7
Хлороформ	$CHCJ_3$	II9	6I,I5		не горит		I,488	4,I3	I62,5
Этиловый спирт	CH_3CH_2OH	46,07	78,39	I4	3,28	I9,0	0,794	I,59	43,6
Пропиловый спирт	$CH_3CH_2CH_2OH$	60,I	97,2	I4	2,5	9,2	0,804	2,07	I4,5

казалось бы, экстрагирования нефти бензолом другие растворители, например, изопропиловый и пропиловый спирты извлекают из образца некоторое количество окисленных тяжелых углеводородов.

Наиболее сильными растворителями являются спирто-бензол, хлороформ и четырехкомпонентная смесь. Оптимальный растворитель, обеспечивающий требуемую глубину извлечения и одновременно сохранность образцов, следует подбирать экспериментально. В некоторых случаях, особенно для известняков, рекомендуется предварительно выдерживать нефтенасыщенные образцы в керосине в течение нескольких суток при комнатной температуре.

Керн, поднятый из газонасыщенной части залежи, нередко содержит заметные, а иногда даже значительные количества битумов. В этом случае, очевидно, необходимо определять пористость дважды-до и после экстрагирования. Кроме того, следует определить и количество остаточной нефти по разности весов.

Керн, поднятый из газоконденсатной залежи, может содержать как остаточную тяжелую нефть, так и тяжелую часть конденсата, выпавшую при приведении давления к атмосферному. В этом случае следует попытаться, определив предварительно пористость газоволюметрическим способом, произвести экстрагирование в два приема- сперва петролейным эфиром для сохранения тяжелой нефти, затем после повторного измерения пористости и взвешивания, более глубоко-спиртобензольной смесью.

Керн, поднятый из нефтенасыщенной части залежи, может содержать как остаточную нефть, так и битум. И в этом случае следует выяснить, что дает экстрагирование в два приема.

Ценную информацию о природе углеводородов, оставшихся в породе-коллекторе, можно получить, осматривая образец в ультрафиолетовом свете. Битумы ранней генерации распознаются по темнокоричневому свечению, легкие углеводороды -по голубому, легкие нефти - по желтому.

Экстракцию образцов производят в аппаратах Сокслета. Отечественная промышленность изготовляет аппараты с плоско-

донными колбами объемом 300, 500 и 1000 $см^3$. Аппараты Сокслета с испарителем объемом до 1000 $см^3$ и проходным диаметром верхнего шлифа экстракционной секции в 50 мм изготовляют предприятия ГДР и ЧССР.

Для нагрева аппаратов применяют любые электроплитки со ступенчатым регулированием температуры и закрытыми плоскими нагревателями.

Завод Нефтекип в комплекте аппаратуры АКМ-2 поставлял аппараты Сокслета с колбой и печь ЭП-4 с шестью нагревательными элементами мощностью по 300-350 вт и регулированием температуры в четыре ступени (0 ; 25 ; 50 ; 75 и 100% мощности).

Для экстрагирования образцов большого размера предложен / *28* / экстрактор Э-1 из нержавеющей стали, сконструированный по типу стеклянного экстрактора. Экстракционная камера и испаритель (рис. *12*) выполнены в виде одного узла, установленного на основании-плите. Холодильник монтируется на фланце экстракционной камеры. Испаритель имеет: внутренний трубчатый электронагревательный элемент ТЭН мощностью 1000 Вт, питаемый через автотрансформатор ; уровнемер-стеклянную трубку ; отверстие для залива растворителя с пробкой ; сливной вентиль.

Экстракционная камера имеет стеклянный сифон для периодического слива в испаритель конденсирующегося растворителя, карман для термометра, кран для слива растворителя, позволяющий брать пробу для люминесцентного контроля чистоты или сбора регенерированного растворителя.

Образцы закладывают в стакан из проволочной сетки. Для уменьшения теплообмена экстрактор покрыт чехлом из стеклоткани.

Возможно применение и стеклянных широкогорлых аппаратов-на рис. *13* приведена конструкция стеклянного экстрактора с проходным сечением 80 мм, выпускаемого по индивидуальным заказам заводом "Химлабоприбор".

Методика экстрагирования заключается в длительной выдержке образцов в горячем растворителе при температуре, близкой к температуре кипения ; периодически растворитель сливается в испаритель ; пары чистого растворителя, конденсируясь

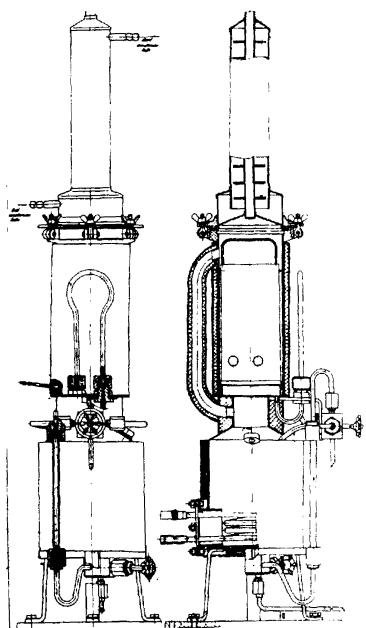


Рис. 12 Экстракционный аппарат Э-I. Общий вид

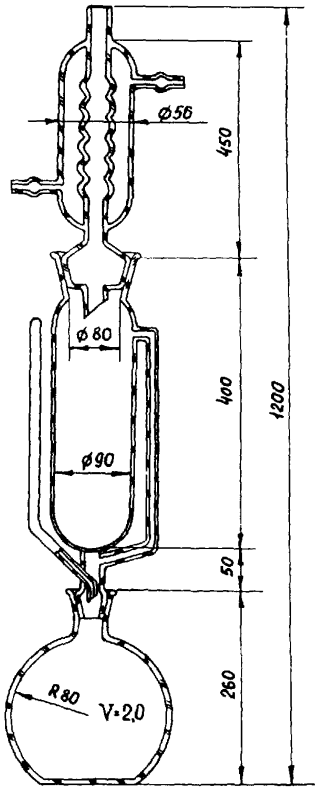


Рис.13 Стеклянный широкогорлый экстрактор

в холодильнике, возвращаются в экстракционную секцию. Таким образом, растворитель в испарителе постепенно обогащается экстрагируемым веществом. Об окончании экстрагирования судят по отсутствию окраски растворителя в экстракционной секции, оставленного в экстракторе на 15-40 часов. После разгрузки аппарата образцы выветривают при комнатной температуре в вытяжном шкафу. Рыхлые образцы загружают в экстрактор уложенными в патроны из фильтровальной бумаги.

Для определения содержания экстрагируемых веществ образцы взвешивают до и после экстрагирования. В этом случае образцы должны быть предварительно доведены до постоянного веса выдержкой в эксикаторе над хлористым кальцием / 7 /.

При необходимости оценки свойств остаточной нефти или битумов в экстрактор заливают чистый растворитель. После завершения экстрагирования растворитель переливают в чистую колбу и отгоняют растворитель. Остаток взвешивают и исследуют по той или иной программе. Целесообразно измерять коэффициент светопоглощения вытяжки нефти (с помощью фотоколориметра, например, ФЭК-Н-56) - величину, зависящую от содержания асфальтово-смолистых веществ и обладающую большой изменчивостью в пределах залежи, что позволяет использовать ее для различных корреляций, например, для оценки положения ВНК. Методика измерения коэффициента светопоглощения изложена в ряде специальных работ, например / 35 /.

Существенным недостатком метода экстрагирования в Сокслетах является длительность процесса, особенно при малой проницаемости и больших размерах образцов. Известны два метода экспресс-экстрагирования- центрифугирования и метод циклического насыщения газированным растворителем.

Метод экстрагирования с помощью центрифуги / 3 / заключается в следующем. Образцы устанавливают в один или несколько рядов в специальном роторе центрифуги. В центральной части ротора установлена цилиндрическая насадка с горизонтальными отверстиями, в которую поступает растворитель и под действием центробежной силы через отверстие попадает в ротор, где фильтруется через образцы. Затем растворитель собирается в нижней части кожуха центрифуги и по трубопро-

воду поступает в испарительную колбу экстрактора. Процесс экстрагирования образцов стандартного размера (до 30 мм) длится не более 30-60 мин. В СССР центрифуга для экстрагирования используется в нескольких лабораториях. В Казанском университете им. В.И.Ленина была разработана конструкция ротора для стандартной центрифуги ЦЛС-3, воспроизведенная затем в лаборатории физики пласта Гипровостокнефть / 6 /.

Применение центрифуги для экспресс экстрагирования образцов целесообразно при использовании в качестве растворителя керосина. При работе же с бензолом, хлороформом и т.п. растворителями происходит интенсивное окисление деталей центрифуги, приводящее к быстрому выходу ее из строя. Покрытие деталей пленками различных пластических масс оказалось мало эффективным. Другим существенным недостатком предлагаемых конструкций центрифуги является малый размер экстрагируемых образцов.

Метод экстрагирования газонасыщенным растворителем / 108 / заключается в насыщении образцов растворителем, насыщенным каким-либо газом, например, CO_2 при давлении выше давления насыщения. Затем давление в рабочей камере приводят к атмосферному - газ, расширяясь вытесняет из порового пространства образцов растворитель. Считается, что для полной отмывки образцов со средними фильтрационно-емкостными свойствами необходимо 6-7 циклов насыщения.

§ 4. Определение нефтенасыщенности способом сушки

Способ сушки / 8 / заключается в выветривании водонефтенасыщенных образцов в воздухе и учете потери легких фракций нефти путем введения коэффициента N_t, равного отношению начального веса нефти к весу нефти в образце после t суток выветривания.

Способ может быть рекомендован в случае, когда необходимо оценить нефтенасыщенность керна, герметизация которого после подъема из скважины не производилась.

Перед началом испарения определяется вес образца, содержащего воду и нефть. Затем производится взвешивание в процессе испарения. В начальный период происходит интесивное испарение воды и легких фракций нефти. Вода испаряется

через 1-3 суток. Одновременно испаряется и часть легких фракций нефти. Далее продолжается выветривание нефти, которое постепенно замедляется. Выветривание многих нефтей практически заканчивается за 100-200 суток. Дальнейшее уменьшение веса можно обнаружить лишь через значительное время (десятки-сотни суток, а затем и годы).

При получении коэффициента N_t могут быть использованы различные подходы.

1. Одновременно с началом испарения на исследуемых образцах ставятся контрольные опыты по выветриванию дегазированной нефти, отобранной или из той же скважины, что и образцы, или же расположенной вблизи. Для этого на проэкстрагированные (сухие) образцы весом 20-30 г тем или иным способом наносится 0,2-0,5 г нефти (образцы желательно брать по визуальной оценке близкие к исследуемым). Количество образцов для контрольных опытов 5-7 для одной пробы нефти. Наносить нефть следует быстро и каждый образец взвешивать в закрытом бюксе с тем, чтобы до взвешивания потери за счет испарения нефти были минимальными. Выветривание из исследуемых образцов и образцов с нанесенной нефтью должно непременно проводиться в одинаковых условиях и в течение одинакового времени. Данные последнего взвешивания образцов с нанесенной нефтью используются для получения коэффициента N_t, который подсчитывается как средний из выполненных определений. Исследуемые образцы после получения последнего веса экстрагируются, высушиваются и вновь взвешиваются. Вес нефти в каждом образце умножается на N_t. Наибольшая точность определений достигается при проведении процесса сушки при термостатировании.

2. Второй подход основан на указанном выше практически почти полном прекращении выветривания нефтей через 100-200 суток.

Для нефтей, близких по характеристике, по некоторому количеству проб (иногда даже для различных месторождений) определяют величину поправочного коэффициента N_o за 100-200 суток. Для каждой пробы ставится 5-7 образцов с нане-

сенной нефтью. Вначале взвешивание производится через 1-2 сутки, а позднее через 10 и даже более суток. Результаты опытов представляются в виде графиков $N_t - t$.В конечном счете получают усредненный график $N_t - t$ и усредненное значение N_o

Значения N_o для некоторых нефтей месторождений Башкирии и Западной Сибири приведены в следующей таблице.

Месторождение	Пласт	Плотность дегазированной нефти, г/см^3	
Арланское и др.	$С_I^2$	0,887-0,892	1,43
Шкаповское	$Д_I$	0,870	1,60
Туймазинское	$Д_I$	0,855	1,70
Шкаповское	$Д_{IУ}$	0,820	1,96
Самотлорское	$АВ_{I-2}$	0,860	1,73
	$АВ_{4-5}$	0,880	1,58
	$БВ_8$	0,852	1,94
	$БВ_{I0}$	0,848	2,03

По данным кривых испарения указанных в таблице нефтей была построена усредненная кривая в координатах $\frac{N_t}{N_o}$ 100 (рис.14).Зная величину N_o для данной нефти,можно вычислить значение N_t ,умножив ординату для данного t на N_o .Так, если N_o=1,8, то величина N_t за 50 суток составит 94,5% от N_o то есть 1,7, а за 10 суток - 84,5% от N_o ,то есть 1,52.

Ошибка в определении N_t по индивидуальной кривой не превосходит 5%, по обобщенной-несколько выше.Эти ошибки, однако, приводят к ошибке в оценке нефтенасыщенности не выше 1,5-2,0 от объема порового пространства.

Для определения остаточной нефтенасыщенности загерметизированных кернов высверливают цилиндрики или отбирают кусочки весом 20-50 г. Время испарения-10-30 суток.В первые 10 суток взвешивают через каждые 1-2 суток, затем через 3-

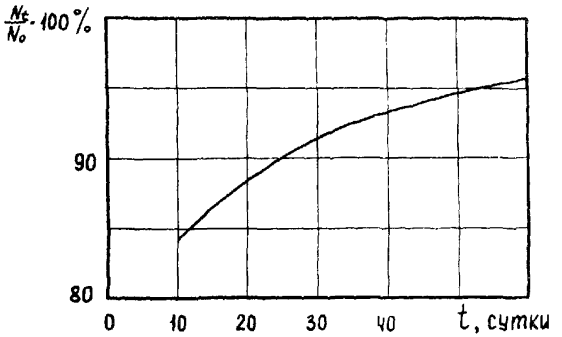


Рис. 14 Усредненная кривая зависимости коэффициента N_0 от продолжительности t сушки.

5 суток.По окончании выветривания образцы экстрагируют,высушивают, вновь взвешивают и по разности весов определяют конечные и текущие значения Р веса нефти. Сняв с графика значения N_t ,соответствующие выбранным периодам продолжительности выветривания, для каждого t находят значение начального веса нефти ($P_t \cdot N_t$). Полученные значения усредняют.Это усредненное значение принимают за содержание нефти в образце перед его герметизацией.

При освоении метода сушки необходимо убедиться,что при выветривании в исследуемых образцах не остается воды в количестве,дающем заметную ошибку.При необходимости следует усилить условия для испарения воды (образцы помещать в эксикаторе над хлористым кальцием,создавать повышенную температуру в термостате /30-40°С/ и т.д.).

Содержание воды в способе сушки подсчитывается по начальному весу образца, весу нефти (с поправкой) и весу сухого образца после экстрагирования.

Способ сушки применим и для негерметезированных кернов хотя в этом случае погрешность может быть выше. Поступают следующим образом. Если известно время отбора незагерметизированного керна,то после высверливания цилиндрики просушиваются при комнатной температуре.Убеждаются: что в них нет воды. Взвешивают, экстрагируют и вновь взвешивают.Для соответствующего времени (от момента отбора керна до начала экстрагирования) по кривой (характеристика нефти примерно известна,а следовательно,можно принять и N_o) определяют N_t и получают вес нефти $P_t \cdot N_t$.Если время с момента отбора составляет от 3-4 месяцев до I года,то принимается коэффициент $N_t = N_o$

При экстрагировании образцов нельзя допускать потерь в весе образца. Для этого образец заворачивают в фильтровальную бумагу и при определении веса сухого образца учитывают и вес частичек, оказавшихся в бумаге.

Во всех случаях для определения объема вес нефти ($P_t \cdot N_t$) делят на ее плотность. Для перевода в пластовые условия объем нефти умножают на объемный коэффициент " β ". получаемый при исследовании пластовых нефтей, Объем нефти

относят к объему порового пространства.

При определениях нефтенасыщенности образцов в лабораторных опытах используется первый подход к определению N_t. В этом случае для нанесения на образцы (контрольные опыты) берется нефть, использованная в опыте.

Сопоставление результатов измерения нефтенасыщенности надежно герметизированного керна способом сушки и экстракционно-дистилляционным методом, проведенные как по отдельным образцам, так и по большим группам образцов, дали вполне сопоставимые результаты.

При работе с образцами весом до 40-50 г способ сушки имеет существенное преимущество перед экстракционно-дистилляционным как по простоте, так и по производительности. Для больших образцов, однако, предпочтительнее экстракционно-дистилляционный метод. Метод сушки нельзя использовать для определения первоначальной водонасыщенности по кернам, отобранным на специальных растворах.

§ 5. Отмывка образцов от солей

При удалении воды из керна высушиванием или отгонкой соли, растворенные в воде, выпадают в осадок, что в определенных случаях может привести к ощутимому занижению пористости и проницаемости, тем более, что образец, уже содержащий выпавшую соль, мог быть насыщен моделью пластовой воды для определения пористости и затем донасыщен для последующих определений.

Погрешность в определении пористости, вызванная отложением сухой соли, оценивается:

$$\frac{\Delta m}{m} = \frac{\alpha \cdot C}{100 \rho_{сол}}$$

где: α - содержание воды в образце в пластовых условиях, %;

C - концентрация солей в пластовой воде, г/см^3;

$\rho_{сол}$ - плотность сухой соли, г/см^3.

Величина $\frac{\Delta m}{m}$ может быть значительной, например, для образцов, поднятых из законтурной части залежи, при условии высокой минерализации воды. Для хорошо нефтенасыщенного кол-

лектора относительная ошибка оценки пористости составляет не более 2-3%. Тем не менее в определенных случаях, не говоря об образцах, отобранных за контуром, необходимо учитывать влияние выпадения соли в поровом пространстве. При подготовке данных для подсчета запасов при прямом определении остаточной водонасыщенности в учете объема солей, как это было показано выше, необходимости нет.

Достаточно достоверные данные о содержании солей можно получить лишь в том случае, когда они извлечены из целого большого куска керна, из которого произведен отгон воды. Определение по части керна дает большие ошибки. Связано это, помимо возможного неравномерного исходного распределения воды в керне, с перераспределением воды, а вместе с ней и солей в керне в процессе отгона. В результате содержание солей у боковых поверхности и торцов может быть значительно выше, чем в центральной части керна. Опыт показывает, что количество солей, определенное по отколотым от одного керна небольшим кусочкам, может отличаться в два-три раза.

Отмыв солей в зависимости от прочности породы производят или в аппарате Сокслета или в эксикаторе.

Экстрагировать соли в аппарате Сокслета можно лишь из образцов породы, стойкой к воздействию используемого растворителя (вода, метиловый спирт и др.). В противном случае соли извлекают холодной водой отмачиванием, воду периодически меняют до полного отсутствия солей в очередной порции воды. В конце горячей экстракции также непременно берут из экстрактора пробу воды на содержание солей.

Перед экстрагированием солей водой керн насыщают дистиллированной водой в вакууме в отдельном стакане. Полное насыщение порового пространства водой ускоряет процесс извлечения солей. Процесс извлечения солей из больших кернов, особенно при холодной экстракции, длителен (до 1-2 месяцев).

Если образцы правильной цилиндрической формы, то из достаточно проницаемых разностей соли удобно отмывать, фильтруя через них воду под небольшим напором. Для извлечения солей из низкопроницаемых разностей (без количественного

определения) можно использовать периодическое насыщение образцов под вакуумом водой и вытягивание ее фильтровальной бумагой. Для этого после каждого насыщения несколько цилиндрических образцов составленных в один столбик, закатывают в фильтровальную бумагу (5-10 слоев) и затем туго заматывают шпагатом. Через несколько часов бумага снимается, образцы вновь насыщают водой. Эти операции повторяются несколько раз (до 10 и более). Окончание процесса извлечения солеи контролируют по их содержанию в бумаге после очередной вытяжки. Такой прием значительно ускоряет извлечение солей из образцов.

Если порода реагирует с водой, то после отмывания солей образец может быть использован для тех анализов, которые проводятся на дезинтегрированных образцах (карбонатность, гранулометрия и т.д.).

Полное исследование вытяжки из керков может быть выполнено лишь в специализированной аналитической лаборатории. В лаборатории исследования коллекторских свойств обычно определяют лишь суммарное содержание хлора с пересчетом последнего на хлористый натрии.

Для определения количества хлора используют или аргентометрический способ определения с индикатором хроматом калия или меркуриметрический с индикатором нитропруссидом натрия или дифенилкарбозолом.

Глава IУ. ИЗМЕРЕНИЕ ПОРИСТОСТИ

Мерой пористости является отношение суммарной емкости пустот (пор, каверн, трещин) к объему породы, выраженное в долях единицы или процентах.

В общем случае

$$m = \frac{V_{\text{пустот}}}{V_{\text{породы}}}$$

Различают открытую (m_0), закрытую ($m_з$) и абсолютную или полную ($m_а$) пористость. Очевидно, что

$$m_а = m_0 + m_з$$

Наибольший интерес при решении различных геологических задач представляет открытая пористость - доля сообщающихся между собой пустот (пор, каверн и трещин) в объеме породы:

$$m_0 = \frac{V_п + V_к + V_т}{V_0} = m_п + m_к + m_т \qquad \ldots 7$$

где: m_0 - открытая пористость,
$V_п$ - объем пор,
$V_к$ - объем каверн,
$V_т$ - объем трещин,
V_0 - внешний объем,
$m_п$ - емкость пор,
$m_к$ - емкость каверн,
$m_т$ - емкость трещин.

Учитывая, что часть пространства коллекторов заполнена остаточной водой, вводят понятие об эффективной пористости:

$$m_{эф} = m_0 (1 - \chi) \qquad \ldots 8$$

где χ - остаточная водонасыщенность в долях от объема порового пространства

Для газового коллектора можно записать

$$m_{эф} = m_0 (1 - \chi - S_{он}) \qquad \ldots 9$$

где: $S_{он}$ - доля порового пространства, занятого остаточной нефтью и битумами.

Эффективная пористость является весьма полезным параметром, так как представляет собой произведение пористости на величину коэффициента нефтегазонасыщенности, то есть именно те параметры, которые сомножителями входят в формулы для подсчета запасов нефти и газа объемным методом.

По размерам и морфологии различают:

I. Поры - пространства между соседними зернами; число зерен, ограничивающих одну пору, не менее 3 и редко больше 6-10. Поры соединяются друг с другом каналами, образующимися в местах контактов зерен. Понятие пора не является строго определенным, поскольку невозможно однозначно определить ни форму поры, ни ее границы.

Размеры пор варьируют в широких пределах от нескольких ангстрем до нескольких сотен микрометров. Точно установить верхний предел размеров поры трудно вследствие неопределенности формы. Максимальным можно считать такой размер, при котором жидкость в поре удерживается капиллярными силами. Однако и это определение содержит некоторую неопределенность.

Число пор в единице объема породы, особенно в терригенных коллекторах, весьма велико и достигает нескольких сот тысяч в I $см^3$; в карбонатных породах число пор на 1-2 порядка меньше.

Иногда по размерам поры условно классифицируют на микропоры, субкапиллярные поры, поры, макропоры, мегапоры.

2. Каверны - сравнительно крупные пространства, образовавшиеся в карбонатной породе в результате действия процессов выщелачивания. Под минимальным следует понимать размер каверн, при котором жидкость не может быть удержана действием капиллярных сил; условно это 1-2 мм в зависимости от формы каверн.

3. Трещины - щелевидные пространства с раскрытием от нескольких микрометров до десятков миллиметров, разделяющие твердую фазу породы на блоки, обычно малопористые и малопроницаемые. Трещины обладают малой емкостью, но проницаемость их может достигать заметных величин.

Твердая фаза породы может содержать изолированные газовые и жидкостные включения - закрытые поры.

Пористость образцов коллекторов нефти и газа обычно измеряют способом насыщения жидкостью / 19,83 /. Некоторое распространение получил газоволюметрический способ; обзор различных модификаций этого способа приведен в работе / 15 /. Оба способа расчитаны на измерение открытой пористости. Полную пористость образцов определяют расчетным путем по результатам измерения объемной и минералогической плотности прямыми независимыми методами.

В настоящем руководстве детально рассматривается определение пористости по способу насыщения. По применению газоволюметрического способа приведены лишь основные рекомендации, обеспечивающие получение качественных результатов.

§ I. Измерение открытой пористости способом насыщения

I. Принципиальная схема измерения

Проэкстрагированный в аппарате Сокслета и высушенный при $105^{\circ}C$ [x] до постоянного веса образец:

1. Взвешивают в воздухе (P_I);
2. Насыщают в жидкости;
3. Взвешивают гидростатически (P_2) в той же жидкости, которой образец насыщен;
4. Взвешивают насыщенный образец в воздухе (P_3).

По результатам взвешиваний вычисляют:

- открытую пористость

$$m_o = \frac{P_3 - P_I}{P_3 - P_2} \cdot 100\% \qquad \ldots 10$$

где: $P_3 - P_I$ - вес жидкости в поровом пространстве образца;

$P_3 - P_2$ - вес объема жидкости, равного объему образца (или, как часто пишут, вес жидкости в объема образца).

x) Образцы, содержащие значительное количество глинистых минералов, высушивают при температуре 50-60°С или в эксикаторе над хлористым кальцием

При гидростатическом взвешивании (вес P_2) образец помещают в специальную корзинку, вес которой "а" вычитают из результата взвешивания (предпочтительнее гидростатическое взвешивание выполнять, помещая образец в петлю, сделанную из тонкой лески);

- объемную плотность (массу образца в единице внешнего объема)

$$\rho_n = \frac{P_1 \rho_ж}{P_3 - P_2} \qquad \ldots 11$$

где: $\rho_ж$ - плотность рабочей жидкости;

- кажущуюся минералогическую плотность (массу образца в единице объема твердой фазы

$$\rho_{кмп} = \frac{P_1 \rho_ж}{(P_3 - P_2) - (P_3 - P_1)} = \frac{P_1 \rho_ж}{P_1 - P_2} \qquad \ldots 12$$

Величина эта охарактеризована как кажущаяся, поскольку образец может иметь закрытые поры, в результате чего плотность, оцененная по приведенной формуле, может оказаться несколько заниженной. Большинство пород-коллекторов обладает небольшой закрытой пористостью, в результате чего величину $\rho_{кмп}$ часто можно рассматривать как надежную оценку истинной минералогической плотности.

При использовании в качестве рабочей жидкости дистиллированной воды формулы 11 и 12 упрощаются:

$$\rho_n = \frac{P_1}{P_3 - P_2} \qquad \ldots 13$$

и

$$\rho_{кмп} = \frac{P_1}{P_1 - P_2} \qquad \ldots 14$$

Полезность оценки величины $\rho_{кмп}$ будет показана ниже. Здесь же следует отметить, что ее вычисление имеет смысл и с точки зрения контроля надежности определения пористости. Ошибки при насыщении и взвешивании, влияющие на отклонения величины m от истинного значения, отражаются и на $\rho_{кмп}$

Поэтому заметный разброс значения $\rho_{кмп}$ в партии образцов со сравнительно однородной литологией (более 0,02-0,03 г/см^3) следует рассматривать как прямое доказательство сомнительности значений не только $\rho_{кмп}$, но и m

2. Особенности методики измерения пористости образцов газового коллектора

Коллектор газа часто битуминозен. В целях правильной оценки содержания газа пористость образцов такого коллектора можно измерять не экстрагируя их, ограничиваясь лишь дистилляцией воды. Затем, для изучения свойств породы и возможного механизма образования залежи, образцы экстрагируют от битума и повторно определяют пористость. О содержании нефти судят по потере веса образцов. Нефть (битум) можно собрать, испарив бензол, и исследовать. Рекомендации по экстрагированию приведены в главе II.

3. Выбор рабочей жидкости

Рабочая жидкость:

1. Не должна вызывать набухания породы, отслаивания частиц, деформаций.

2. Не должна вступать с веществом породы в химическое взаимодействие.

3. Должна быть не токсичной.

4. Должна иметь низкую упругость насыщенных паров (во избежание испарения с поверхности насыщенного образца и снижения вязкости рабочего масла в вакуум-насосе).

5. Должна быть термостабильной, то есть сохранять плотность в вакууме; керосин, являясь сложной смесью углеводородов (в том числе низкокипящих), в вакууме обедняется легкими компонентами, переходящими в паровую фазу, и удельный вес его постепенно растет.

При отсутствии в породе растворимых или набухающих в воде компонентов образец для определения пористости следует насыщать водой. Насыщение образца пластовой водой или ее моделью позволит после определения пористости использовать образец для измерений удельного электрического сопротивления,

скорости распространения упругих волн, а затем и содержания остаточной воды косвенными методами. Способ отмывки образцов от солей (иногда это необходимо для дальнейших исследований) приведены в § 4 главы Ш.

В случае, когда воду для насыщения использовать нельзя (например, из-за разрушения образца), в качестве рабочей жидкости применяют керосин, что приводит к необходимости дополнительного экстрагирования перед последующими анализами.

Керосин должен быть очищен от смол. Простой и надежный способ заключается в двух-трехкратной фильтрации его через силикагель марки АСК, для чего 2-х литровую делительную воронку загружают на 2/3 объема силикагелем, затем заливают в воронку керосин и медленно фильтруют его в приемную колбу. Приготовленный керосин целесообразно выветрить в вакууме в течение нескольких часов до относительной стабилизации удельного веса.

Другой способ значительно более сложный, но обеспечивающий большую термостабильность, заключается в получении промежуточной фракции путем перегонки. Собирают аппарат для перегонки из колбы Энглера и холодильника. Отгоняют головную фракцию до температуры кипения в 210-225°С по термометру с шариком на уровне отвода из колбы, затем гонят до температуры 260-275°С. Этот продукт собирают и затем используют в качестве насыщающей жидкости. Эта промежуточная фракция имеет выход порядка 50-60%, ее вязкость около 2 сп, удельный вес около 0,8 г/см^3.

При работе с керосином необходимо периодически контролировать его удельный вес и следить за прозрачностью.

Вместо керосина предпочтительнее было бы применить чистый углеводород, например, н-декан, вполне удовлетворяющий всем требованиям, но применение его неприемлемо по экономическим причинам.

4. Требования, предъявляемые к аппаратуре для насыщения образцов жидкостью

Аппараты, применяемые для насыщения образцов жидкостью, описаны в ряде руководств. Обычно в качестве емкости применяют колокол (от насоса Комовского), вакуум-эксикатор, вакуумный шкаф. Из комплекта установки ВУ-3, входящей в аппаратуру АКМ-2, используют только вакуум-насос и панель контроля вакуума. Емкость для образцов этой установки - колба Бунзена со специальной воронкой - вмещает не более 5 образцов, а загрузка и выгрузка образцов затруднены, поэтому ее обычно не применяют.

В связи с тем, что в настоящее время промышленность не поставляет специализированных аппаратов удовлетворительной конструкции, ниже приведены требования, которые должны быть предъявлены к схеме и конструктивным элементам аппарата, изготовляемого своими силами.

1. Аппарат предназначается для одновременного насыщения не менее 30 образцов диаметром и длиной до 30 мм.

2. Аппарат (при отсутствии в нем следов жидкости) должен быть герметичен при остаточном давлении 5 мм ртутного столба при включенном вакуум-насосе.

3. Образцы укладывают в кристаллизатор или специальную кювету.

4. Должны быть обеспечены: раздельное вакуумирование образцов и жидкости и медленный залив образцов жидкости при ее движении снизу-вверх.

5. Конструкция аппарата должна обеспечить визуальный контроль поведения жидкости при вакуумировании и заливе образцов и медленное приведение давления к атмосферному - осторожным открытием вентиля после остановки вакуум-насоса по истечении заданного промежутка времени.

6. Для контроля вакуума используют образцовый пружинный вакуумметр (ртутный вакуумметр применять не следует).

7. Применение электрических устройств внутри аппарата может быть допущено при условии соблюдения правил безопасности для сред, насыщенных парами легких нефтепродуктов.

8.Перед вакуум-насосом необходимо предусмотреть ловушку и осушители с хлористым кальцием и трансформаторным маслом.

9.На вакуумной линии к аппарату должен быть установлен запорный кран.

В качестве примеров аппаратов,удовлетворяющих перечисленным требованиям, рассмотрим 3 конструкции поропропитывателей.

а) Поропропитыватель ПОРП-3 (рис.I5) предназначен для насыщения жидкостью образцов малого размера (30 мм) в количестве до 30 шт и состоит из горизонтального цилиндра с откидывающейся крышкой с иллюминатором. Внутри цилиндра помещаются две кюветы - верхняя для жидкости и нижняя для сухих образцов. Для слива жидкости в нижнюю кювету предусмотрен клапан с ручным управлением. Для наблюдения за процессом вакуумирования и слива жидкости полость аппарата освещается световодами.

б) Поропропитыватель для насыщения образцов больших размеров (рис.I6).

Аппарат позволяет одновременно насыщать до I4 образцов диаметром до 80 и высотой до 150 мм. конструктивно он выполнен на базе серийного вакуумного шкафа, во внутреннюю полость которого устанавливается каркас с двумя кюветами-для образцов и насыщающей жидкости. Для слива жидкости предусмотрен электромагнитный клапан.Для наблюдения за процессами вакуумирования и слива жидкости на каркасе установлена электролампа,а в крышке шкафа вырезано смотровое окно, герметично закрытое органическим стеклом.

в) Поропропитыватель на базе вакуумного эксикатора (рис.I7).

Аппарат позволяет раздельно вакуумировать образцы и насыщающую жидкость. Вакуумирование образцов при отключенном от источника вакуума сосуде с жидкостью позволяет снизить остаточное давление до 0,5-2 мм рт.столба,в то время как при совместном вакуумировании остаточное давление контролируется давлением насыщенных паров жидкости (для кероси-

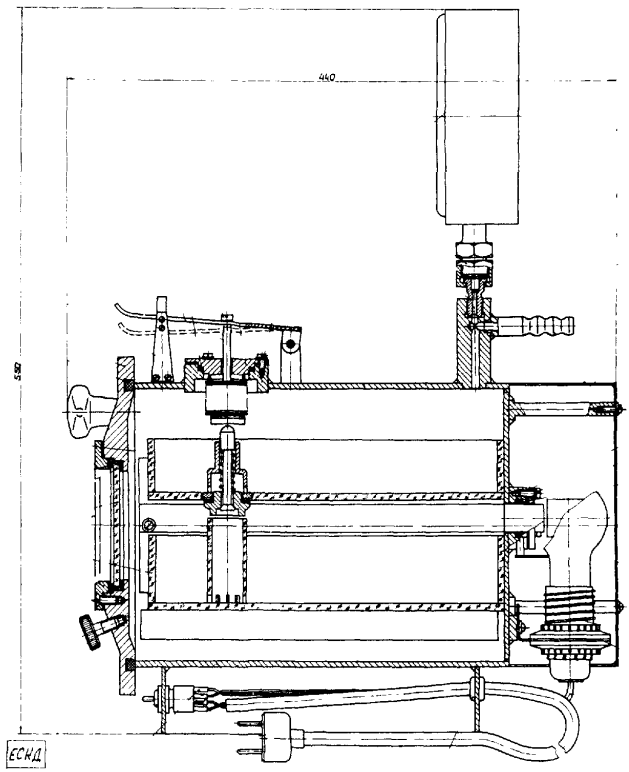


Рис.I5 Общий вид поропропитывателя ПОРП-3 для насыщения образцов малого размера.

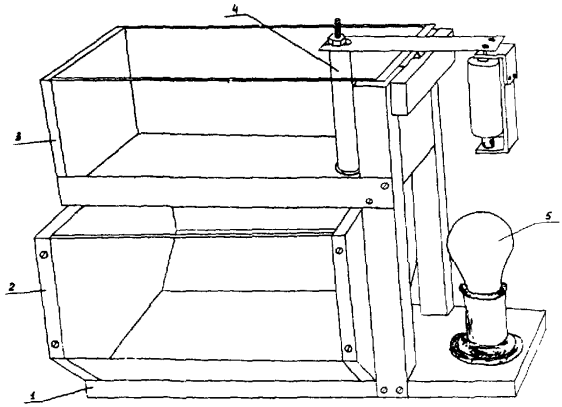


Рис.16 Конструкция внутреннего устройства для насыщения образцов большого размера в серийном вакуумном шкафу.

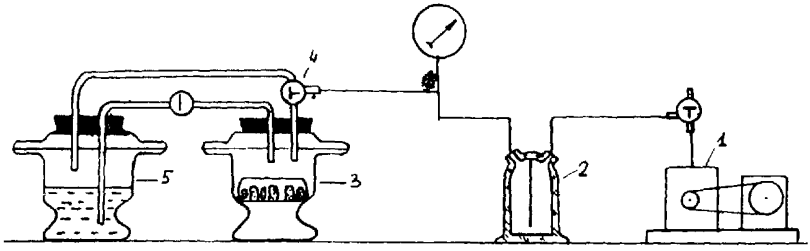


Рис.17 Схема пороопропитывателя на базе вакуумного эксикатора

на, например, 30-40 мм рт.столба).

Аппарат состоит из источника вакуума (I), ловушки (2), вакуумного эксикатора (3) с установленным на его крышке трехходовым Т-образным краном (4) и эксикатора с рабочей жидкостью (5). Соединение элементов схемы выполнено с помощью маслобензостойкого вакуумного шланга.

5. Подбор, подготовка и укладка образцов

В одну партию для определения пористости подбирают образцы примерно с одинаковой по их внешнему виду литологической характеристикой. Для насыщения используют образцы правильной геометрической формы (кубики, цилиндры) и кусочки весом не менее I5-20 г. Подготовка кусочков неправильной формы заключается в сглаживании острых кромок с помощью напильника или наждачного круга и удаления с поверхности легко осыпающихся частиц. Образцы помещают в кювету в один слой. Слоистые образцы укладывают таким образом, чтобы плоскости напластования располагались вертикально.

6. Режим насыщения

Выполненные опыты и расчеты /*74* / позволяют рекомендовать для образцов обычных размеров следующие режимы насыщения.

I. Время вакуумирования жидкости, как воды, так и керосина должно быть не менее 25 минут. О завершении вакуумирования судят по прекращению выделения крупных пузырьков.

2. Время вакуумирования сухих образцов:

Проницаемость, мД	Время, часы
> I	0,5
0,I - I	2-4
< 0,I	до I0

3. Время залива образцов жидкостью -I0-I5 мин.

жидкость должна заливать образцы, двигаясь снизу вверх со скоростью, не превышающей скорости капиллярной пропитки.

4.Время вакуумирования образцов, залитых жидкостью - 10 мин.

5.Время приведения образцов к атмосферному давлению - не менее 3 мин.

6.Время донасыщения - выдержки образцов под уровнем жидкости при атмосферном давлении:

Проницаемость, мД:	Время, часы
>10	около 1
1-10	>16
<1	>40

Для насыщения образцов большого размера Ø до 80 и H до 100 мм были найдены следующие оптимальные режимы:

вакуумирование	- 10 часов
слив	- не менее 10 мин,
вакуумирование образцов под уровнем жидкости	- 1 час
приведение к атмосферному давлению	- не менее 10 мин,
донасыщение	- 6 суток.

7.Взвешивание образцов

Сухие образцы взвешивают и помещают в кювету.Кювету переносят в аппарат для насыщения.

Насыщенные и выдержанные при атмосферном давлении образцы взвешивают гидростатически.

Для гидростатического взвешивания над чашкой весов помещают мостик, на который ставят сосуд с жидкостью. С помощью пинцета образец быстро переносят в корзину,сплетенную из тонкой проволоки, или петлю лески,подвешенную к дужке левой чашки весов. Погруженный в жидкость образец не должен касаться стенок и дна стакана.Вес корзинки учитывают.

По завершении гидростатического взвешивания всей партии взвешивают насыщенные образцы в воздухе.Для этого об-

разцы вынимают из кюветы с жидкостью, удаляют избыток жидкости с поверхности и взвешивают в бюксе или на часовом стекле. Следов жидкости на стекле оставаться не должно.

Удаление поверхностного слоя жидкости производят с помощью слегка смоченной в той же жидкости фильтровальной бумаги - до появления первых отчетливых признаков матовой поверхности.

Взвешивание производят обычно на технических весах I-го класса чувствительностью I0 мг; взвешивание на аналитических цемферных весах увеличивает производительность труда, тем более, что можно не ожидать полной стабилизации отсчета по указателю. Малопористые образцы малого размера взвешивают только на аналитических весах.

8. Ошибки измерения

Ошибка измерения пористости слагается из ошибок взвешивания, ошибки подготовки насыщенного образца к взвешиванию в воздухе, ошибки, вызванной неполнотой насыщения:

$$\frac{\Delta m}{m} = (2\Delta P + \Delta P_3') \frac{2P_3 - P_1 - P_2}{(P_3 - P_1)(P_3 - P_2)} + \varphi, \qquad \ldots 15$$

где ΔP - ошибка взвешивания,

$\Delta P_3'$ - ошибка подготовки насыщенного образца к взвешиванию в воздухе,

φ - ошибка из-за неполноты насыщения.

Величина ΔP мала даже при взвешивании на технических весах I-го класса и не превосходит $\pm$ 20 мг-удвоенного порога чувствительности этих весов.

Ошибка подготовки образца к взвешиванию в воздухе $\Delta P_3'$ зависит от опыта лаборанта и может быть оценена по данным специально поставленных опытов, заключающихся в многократном повторении осушения поверхности и взвешивания одних и тех же образцов. Можно принять $\Delta P_3' = \Delta P$.

Неполнота насыщения может быть оценена в результате специальных опытов, в которых насыщенный образец помещают в дилатометр (сосуд с тонкой длинной градуированной трубкой),

заполняют последний той же вакуумированной жидкостью до метки и вакуумируют. В случае недонасыщения образца при вакуумировании уровень жидкости в дилатометре повысится за счет расширения воздуха, находящегося в поровом пространстве, то есть

$$\varphi = \frac{\Delta V}{V_n}$$

где: V_n - полный объем порового пространства;

ΔV - недонасыщенный объем, оцененный по дилатометру.

Величина φ для хорошего коллектора мала, в то время как для коллектора с низкими значениями пористости и проницаемости может достигать 2-3%.

Суммарная относительная ошибка определения пористости может быть оценена (при условии выполнения изложенных рекомендаций по режиму насыщения) величинами:

при $m > 15\%$ и $K > 100$ мД - 2%

при $5 < m < 15\%$ и $10 < K < 100$ мД - 2-5%

при $m < 5\%$ и $K < 10$ мД - до 10%.

Указанные величины не учитывают ошибок из-за неполноты насыщения.

9. Особенности определения открытой пористости методом насыщения больших образцов керна, не содержащих внешних каверн

Целесообразно выполнять измерения пористости непосредственно на целых кусках керна, извлеченных из скважины (то есть с диаметром до 90 мм, длиной до 100-150 мм), особенно при явно выраженной неоднородности разреза, невозможности выделения представительных образцов обычного размера, решения ряда методических вопросов и т.п.

Для взвешивания, в зависимости от веса образца, используют весы Т-1-1000, ВТК-2000 (2 кг) или Т-5 (5 кг), ВЛК-500/10, ВЛКТ/10.

Режим насыщения принимают согласно пункту 6.

Образец насыщают и взвешивают в химическом стакане или кювете из оргстекла.

Перед насыщением образец помещают в корзинку, что

позволяет произвести гидростатическое взвешивание в том же сосуде. Сосуд должен быть расчитан не более,чем на два образца.

Для взвешивания образцов большого размера в воздухе и жидкости можно использовать быстродействующие весы ВЛК/500 г/10, оснащенные приспособлением,схема которого приведена на рис. 18 /В.П.Потапов,1975г./.

Приспособление представляет собой чашку (3) из органического стекла, на которой укреплена стойка (4) для подвешивания корзинки (6) с образцом (5). С целью снижения износа чашки при взвешивании сухих и насыщенных керосином образцов, в ее центральной части вставлен круг из нержавеющей листовой стали толщиной 0,3 мм. Масса чашки вместе со стойкой и корзиночкой равна массе стандартной чашки весов. Для установки стакана с керосином для гидростатического взвешивания, на демпфер весов (2) одевается подставка (I), которая имеет прорезь для свободного движения стойки (4). При гидростатическом взвешивании на чашку весов помещается тарировочный грузик, по массе равной массе керосина, вытесненной подвесом и корзинкой. При этих условиях отсчет по шкале весов равен весу образца, погруженного под уровень керосина.

10. Определения пористости образцов кавернопоровых пород

Измерение открытой пористости кавернозно-поровых пород по обычной методике привело бы к существенному занижению емкости коллектора, так как при взвешивании насыщенного жидкостью образца в воздухе жидкость вытекает из внешних каверн под действием гравитационных сил. С другой стороны, при больших размерах каверн образцы обычных размеров очевидно непригодны- объем образца должен значительно превосходить объем каверн.При этом, однако, необходимо иметь в виду, что кавернозно-поровые породы иногда содержат водорастворимые включения, в результате чего боковая поверхность керна в процессе бурения может быть разрушена вследствие растворения,а также гидравли-

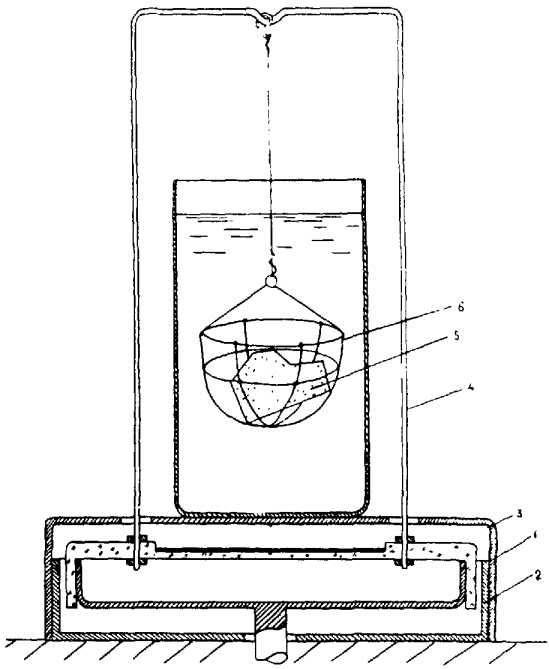


Рис.18 Приспособление для гидростатического взвешивания на весах типа ВЛК /Потапов/

ческого и механического воздействия промывочной жидкости. Такие нарушения отмечаются на глубине до 0,5-1,5 см. В подобных случаях вначале удалают внешний слой керна на 0,5-1,5 см алмазной пилой, либо изготавливают цилиндр или куб из средней части керна, по возможности большого размера.

Под внешним объемом образца понимают объем его пористой части плюс объем углублений, образованных внешними кавернами, то есть объем между плоской или цилиндрической поверхностью и поверхностью твердой фазы в пределах каверны.

Если образец имеет неправильную форму, то внешний объем его определяют гидростатическим взвешиванием в жидкости, заклеив каверны (пустоты более 1 мм) силоновой пленкой и запарафинировав образец или же обмотав образец клейкой лентой / 55; 66; 71 /. Вес и плотность оболочки учитывают как при определении объемной плотности (глава 3).

Если образец имеет правильную форму, внешний объем определяют по геометрическим размерам / 56 /.

Для образцов обычных размеров с малыми кавернами описанные приемы примерно равноценны. Для больших образцов предпочтительнее определение внешнего объема обмером.

Внешний объем цилиндрических образцов определяют по разультатам измерения размеров штанген-циркулем с точностью до 0,1 мм; за расчетные величины принимают среднеарифметические значения:

Н(высоты) - из замеров в 10 меридиональных сечениях;

Д(диаметра) - из $3n$ замеров, где n - число сечений, равное 12-15. В каждом сечении выполняют по три замера под углом 90-120 градусов так, чтобы губки штанген-циркуля не попадали в каверны.

Кубы замеряют с той же точностью, выполняя по 5 замеров в трех направлениях. За среднюю длину ребра принимают среднее из 15 измерений.

Относительная ошибка оценки объема цилиндра:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\Delta H}{H} + \frac{2\Delta D}{D}$$

При 30<H<50 мм и 60 < D < 90 мм и $\Delta H = \Delta D = 0,2$ мм

$$\frac{\Delta V}{V} \leq 1,2\ \%$$

Ошибка оценки объема куба:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{3\Delta L}{L}$$

При 60 < L < 90 мм и $\Delta L = 0,2$ мм

$$\frac{\Delta V}{V} \leq 1,0\ \%$$

Определение сухого веса, насыщение жидкостью и гидростатическое взвешивание производят с учетом рекомендаций, сделанных ранее.

Перед взвешиванием насыщенного образца в воздухе образец встряхивают или постукивают по столу для ускорения удаления жидкости из видимых внешних каверн.

По результатам взвешивания образца P_1, P_2 и P_3, плотности жидкости $\rho_ж$, определения внешнего объема образца $V_{кп}$ (по геометрическим замерам или в результате гидростатического взвешивания образца с изолированными кавернами) вычисляют:

- объемную плотность поровой части образца $\rho_п$ (формула II);
- пористость поровой части m_o по формуле I0;
- кажущуюся минералогическую плотность

$$\rho_{кмп} = \frac{\rho_п}{1 - m_o} \qquad \rho_{кмп} = \frac{P_1 \rho_ж}{P_1 - P_2}$$

- объемную плотность породы

$$\rho_{кп} = \frac{P_1}{V_{кп}} \qquad \ldots\ 16$$

Тогда: открытая пористость каверно-порового образца

$$m_{кп} = 1 - \frac{\rho_{кп}}{\rho_{кмп}} \qquad \ldots\ 17$$

емкость внешних каверн (считая на объем образца)

$$m_к = 1 - \frac{\rho_{кп}}{\rho_п} \qquad \ldots \text{I8}$$

доля емкости внешних каверн

$$\alpha_к = \frac{m_к}{m_{кп}} \qquad \ldots \text{I9}$$

доля пористости матрицы (объемной части): I -

При вычислении $m_к$ по формуле I8 учитываются внешние каверны, сообщающиеся с поверхностью образца крупными каналами диаметром более I-2 мм, то есть те, из которых насыщающая жидкость вытекает под действием сил гравитации.

Внутренние каверны, окруженные относительно малопроницаемой средой (матрицей), диагностируются заметным понижением объемной плотности; емкость их учитывается в процессе определения пористости поровой части. Уточнение размеров и морфологии таких каверн может быть произведено путем изготовления серии срезов-пластин толщиной 2-3 мм с помощью тонкой алмазной пилы.

II. Определение пористости рыхлых образцов

Для уменьшения потери веса образца в процессе определения пористости рыхлые образцы после экстрагирования зачехляют с боковой поверхности. Для этого, после определения веса сухого образца, его боковую поверхность покрывают пластмассой (эпоксидная смола, менделеевская замазка, эмалит и т.п.), оставив часть поверхности для сообщения порового пространства с атмосферой. По разности весов образца с покрытием и без определяется вес пленки. Затем насыщают образец по обычной методике керосином или водой в зависимости от свойств цементирующего материала. Взвесив насыщенный образец в жидкости и в бюксе, рассчитывают пористость породы, учитывая при этом объем и плотность оболочки. Если в процессе насыщения торцы образца обкрошились, то определение пористости нужно провести в обратном порядке, то есть, зная вес насыщенного образца в жидкости и в бюксе, а также вес и объем обо-

лочки, необходимо для установления веса сухого образца насыщенный образец высушить (в случае насыщения его дистиллированной водой) или проэкстрагировать (если он был насыщен керосином), изоегая при этом потерь минеральной части и оболочки. Получив вес сухого образца, проводят расчет пористости.

12. Определение пористости глин и глинистых образцов

Извлекаемые при бурении сильно глинистые породы, как правило, высыхая при хранении, растрескиваются на тонкие пластинки, либо образуют зияющие трещины. Определить пористость таких образцов обычным способом невозможно. Измерения m_o в глинах целесообразно выполнять только на предварительно герметизированных образцах.

В этом случае методика определения заключается в следующем. Выделяется образец глины (аргиллита) в виде кусочка весом в 20-40 грамм и определяется его видимый объем, для чего используют метод парафинирования. После удаления парафина определяется вес образца до и после сушки его при 105°С. Потеря веса, отнесенная к объему образца глины (с учетом потери веса образца), дает открытую пористость глины.

В случае, если глинистая порода в процессе сушки сохраняет объем, определение пористости выполняется обычным путем - методом насыщения или газоволюметрическим.

При измерении пористости пород в качестве насыщающей жидкости следует применять керосин. Его применение исключено только в том случае, если цементирующим материалом в породе является битум.

Если на образцах кроме пористости в дальнейшем необходимо провести измерения электрических свойств пород, то для насыщения используется вода. Ее используют также при моделировании остаточной воды. Ограничением применения воды является наличие в породе водорастворимых солей, большая растворимость минерального скелета породы, а также большая набухаемость глины при высоком ее содержании.

§ 2. Измерение пористости газоволюметрическим способом

В основе газоволюметрического способа определения пористости лежит измерение объема твердой фазы на основе сравнения результатов измерения давления в некотором замкнутом объеме при введении определенного количества сжатого газа до и после помещения в этот объем образца.

Известны различные варианты осуществления такого способа. Так, например, в камеру с начальным объемом V_c помещают образец с объемом твердой фазы $V_т$. Создают в камере давление Рн впуском газа, затем изменяют объем камер на величину ΔV, например путем присоединения второй камеры, в результате чего устанавливается давление P_1. Извлекают образец, заполняют камеру газом до того же начального давления Рн и вновь изменяют объем на ту же величину ΔV - устанавливается давление P_2. Написав уравнения менделеева-Клапейрона для обоих опытов, находят:

$$V_т = \frac{P_н (P_1 - P_2) \Delta V}{(P_н - P_1)(P_н - P_2)}$$

Для определения пористости необходимо измерить и внешний объем образца V_o, тогда

$$m = 1 - \frac{V_т}{V_o} \qquad \ldots 20$$

Внешний объем образца можно измерить:

а) способом парафинирования, рассмотренным в главе У,

б) оценив с помощью объемомера объем образца, покрытого парариновой или другой оболочкой с последующим вычитанием из результата объема оболочки, установленного по ее весу и плотности,

в) вычислив по результатам обмера образца правильной геометрической формы,

г) вычислив по результатам гидростатического взвешивания.

В случае применения рабочей камеры с резиновой оболочкой / 50,70 / или специального кернодержателя (по типу кернодержателя гелиевого порозиметра фирмы *Core Laboratories*) внешний объем цилиндрического образца может быть определен с помощью объемомера.

По результатам оценки объема твердой фазы $V_т$ и весу сухого образца P_I может быть вычислена и кажущаяся минералогическая плотность:

$$\rho_{кмп} = \frac{P_I}{V_т}$$

Как было установлено в результате определения $\rho_{кмп}$ методом насыщения жидкостью и газоволюметрически, расхождение значений несущественно / 105 /.

Возможность определения пористости без применения жидкости при одновременном определении минералогической плотности с сохранением образца представляет большой интерес. По этой причине целесообразно определить требования, которые следует предъявить к объемомеру.

Прежде всего необходимо рассмотреть вопрос о точности измерений. Сравнение погрешностей измерения пористости по способам насыщения $\Delta m_н$ и газоволюметрическому $\Delta m_г$ приводит / 15 / к уравнению

$$\Delta m_н = \frac{m_o}{1-m_o}\Delta m_г \qquad \ldots 21$$

Отсюда следует, что равноточные измерения пористости по объему пор и по объему твердой фазы реализуются при условии точности измерения $V_т$ выше точности измерения объема пор в $\frac{1-m_o}{m_o}$ раз.

Величина $\frac{1-m_o}{m_o}$ с уменьшением m_o быстро возрастает и в области $m_o < 10\%$ достигает больших значений (так, при m = 10%, $\frac{1-m_o}{m_o}$ =9%, а при m_o=3% $\frac{1-m_o}{m_o} \simeq 32\%$).

Допустимые погрешности измерения объема твердой фазы при условии газоволюметрического же определения внешнего объема (что обеспечивает равенство относительных погрешностей обеих этих величин) при допущенной абсолютной пог-

решности измерения пористости Δm =0,5 ; I,2 и 5% для различных значений пористости приведены в следующей таолице.

m_o, %	$\frac{\Delta V_T}{V_T}$, % при допустимой абсолютной погрешности Δm, %			
	0,5	I,0	2,0	5,0
5	0,26	0,53	I,I2	2,6
I0	0,28	0,56	I,I2	2,8
I5	0,30	0,59	I,I8	3,0
20	0,32	0,63	I,26	3,2
25	0,34	0,67	I,34	3,4
30	0,36	0,72	I,44	3,6

Анализ различнх схем газоволюметрического измерения показывает,что достижение абсолютной погрешности измерения пористости хотя бы в I% достигается лишь при очень высокой точности измерения давления.Даже образцовые манометры класса точности 0,I6, не говоря уже о манометрах класса точности 0,25 и 0,4, не обеспечивают необходимой точности измерения объема твердой фазы. Удовлетворительные результаты могут быть получены лишь при измерении давления жидкостным столбом при катетометрическом отсчете или,по меньшей мере, с помощью манометра с наклонной трубкой с оптическим отсчетом и зеркальной шкалой.

Наиболее предпочтительной,в связи с этим,представляется компенсационная схема /15;20/.Относительная погрешность измерения пористости с помощью компенсационного объемомера для исследования больших образцов объемом до 500 $см^3$ конструкция ВНИГНИ-ВНИИКАНефтегаз составила величину от 0,I до I,I% (в зависимости от способа определения внешнего объема /18/).

Необходимо отметить,что при газоволюметрическом способе измерения объема на результаты опыта влияет сорбция газа на поверхности породы. Установлено /18;19/,что ошибка измерения объема за счет сорбции увеличивается с увеличением степени дисперсности материала породы, поэтому при исследо-

вании высокодисперсных образцов газоволюметрическим методом следует применять гелий.

§ 5. Измерение абсолютной (полной) и закрытой пористости

Абсолютная (полная) пористость может быть вычислена по результатам измерения минералогической $\rho_{мп}$ и объемной $\rho_п$ плотности породы:

$$m_а = 1 - \frac{\rho_п}{\rho_{мп}} \qquad \ldots 22$$

(методика оценки величин $\rho_{мп}$ и $\rho_п$ изложена в главе У).

Зная открытую гористость образца $m_о$ определяют закрытую пористость:

$$m_з = m_а - m_о$$

Погрешность определения полной пористости будет

$$\frac{\Delta m_а}{m_а} = \frac{\Delta\rho_п + \Delta\rho_{мп}}{\rho_{мп} - \rho_п} + \frac{\Delta\rho_{мп}}{\rho_{мп}} \qquad \ldots 23$$

Как будет показано в главе У абсолютная погрешность оценки плотности

$$\Delta\rho_{мп} \simeq \Delta\rho_п = 0{,}005 \text{ г/см}^3$$

Тогда $\frac{\Delta m_а}{m_а}$ составит (для различных значений $\rho_п$ и $\rho_{мп}$=2,65 г/см^3):

$\rho_п$, г/см^3	2,00	2,20	2,40	2,60
$m_а$, %	24,5	I7,0	9,5	I,8
$\frac{\Delta m_а}{m_а}$ I00, %	I,7	2,4	4,2	20,2

Абсолютная погрешность определений общей пористости $\Delta m_а$ составляет для данного примера ~0,4% во всем диапазоне изменения $m_а$.

Погрешность определения закрытой пористости находят как

$$\frac{\Delta m_з}{m_з} = \frac{\Delta m_а + \Delta m_о}{m_з} \qquad \ldots 24$$

Величина $\Delta m_о$ может быть задана как 0,2%.

Тогда, относительная погрешность определения закрытой пористости для различных значений $m_з$ составит:

$m_з$,%	0,I	0,5	I,0	3,0
$\frac{\Delta m_з}{m_з}$ I00,%	600	I20	60	20

Таким образом, оценка величины закрытой пористости по данным лабораторных измерений $m_о$ и $m_а$ может быть реализована при величине $m_з$ не ниже I-2%.

Глава У. ИЗМЕРЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ И МИНЕРАЛОГИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ

Для оценки количества вещества в единице объема породы используют следующие величины:

- объемную плотность $\rho_п$,г/см^3 - массу единицы объема породы с ненарушенной структурой ;
- минералогическую плотность $\rho_{мп}$, г/см^3 - массу единицы объема твердой фазы породы с разрушенной структурой,то есть при исключении влияния закрытых пор ;
- кажущуюся минералогическую плотность ,$\rho_{кмп}$, г/см^3- массу единицы объема твердой фазы породы с ненарушенной структурой, то есть с закрытыми порами. Эта величина совпадает с минералогической плотностью для пород, не имеющих закрытых пор.

Известен ряд способов измерения плотности. В настоящем руководстве рассматриваются способы измерения:

I.Объемной плотности -

- на основе гидростатического взвешивания запарафинированного образца ;

- вычислением по данным взвешиваний,выполненных для определения открытой пористости (глава IУ).

2.Минералогической плотности -

- пикнометрически ;

- способом гидростатического взвешивания.

3.Кажущейся минералогической плотности -

- вычислением из данных взвешиваний,выполненных для определения открытой пористости.

§ I. Измерение объемной плотности

Для того, чтобы измерить объемную плотность образца, необходимо и достаточно измерить сухой вес образца P_I и его внешний объем V_o :

$$\rho_п = \frac{P_1}{V_o}$$

Измерение производят на образце, изготовленном и экстрагированном согласно рекомендациям, изложенным в главах

II и III. Экстрагирование необходимо для удаления битумов и получения правильной оценки сухого веса (P_I).

Значение V_o может быть получено различными способами, из числа которых рекомендуются:

I.Способ парафинирования и гидростатического взвешивания;

2.Способ обмера;

3.Способ вычисления из данных взвешивания при определении пористости по методу насыщения.

I.Способ парафинирования

I.Измеряют сухой вес образца - P_I.

2.Парафинируют образец, опустив его на I-2 сек в расплавленный парафин, имеющий температуру не выше 60° и несколькими повторными погружениями наращивают на поверхности образца слой толщиной 0,5-1 мм, не оставляя пузырьков воздуха под и в слое парафина. Обнаруженные пузырьки удаляют прокаливанием парафиновой оболочки нагретой иглой.Проколы заглаживают.

3.Взвешивают запарафинированный образец на технических или аналитических весах (P_2).

4.Взвешивают образец гидростатически - в корзинке,подвешенной к серьге коромысла весов,или подвесив его к указанной серьге с помощью тонкой лески - (P_3). Вес корзинки учитывают.

5.Вынимают образец, осушают его фильтровальной бумагой,взвешивают (P_4) и убеждаются,что вода не проникла в образец (если разность $P_4-P_2 \geqslant 0{,}02$ г определение бракуют).

6.Вычисляют объемную плотность образца по формуле:

$$\rho_п = \frac{P_1 \rho_в \rho_{пар}}{(P_2-P_3)\rho_{пар} - (P_2-P_1)\rho_в} \quad \ldots 25$$

где: $\rho_в$ - плотность воды,

$\rho_{пар}$ - плотность парафина.

Способом парафинирования можно оценить объемную плотность и частично или полностью насыщенных образцов. В этом случае при вычислении $\rho_п$ по формуле 25 под весом P_1 понимают вес насыщенного образца в воздухе непосредственно перед парафинированием.

Плотность парафина обычно определяют пикнометрическим способом по ГОСТ 3900-47 "Нефтепродукты". Методы определения плотности" на пробах, отобранных из каждой новой партии парафина, поступившей в лабораторию, или путем гидростатического взвешивания кусочков парафина на аналитических весах.

Следует иметь в виду, что при погружении образца в расплавленный парафин возможно обогащение последнего воздухом, приводящее к уменьшению величины $\rho_{пар}$. Поэтому определение $\rho_{пар}$ следует проводить в условиях, близких к условиям создания на поверхности образца парафиновой оболочки по следующей методике.

Насыщают эталонный образец с низкой пористостью (до 1%) дистиллированной водой и из данных взвешивания определяют его внешний объем V_o с учетом плотности воды при температуре опыта. Затем образец высушивают, взвешивают (P_1), парафинируют, взвешивают в воздухе (P_1') и воде (P_2).

Тогда плотность парафина

$$\rho_{пар} = \frac{P_1' - P_1}{\left[\frac{P_1' - P_2}{\rho_в} - V_{вн}\right]} \qquad \ldots 26$$

Опыт повторяют 4-5 раз; результаты определения $\rho_{пар}$ осредняют.

Ошибка измерения объемной плотности составляет (при $\rho_в$=1,0 и $\rho_{пар}$=0,8 г/см^3):

$$\frac{\Delta\rho_п}{\rho_п} = \frac{\Delta P_1}{P_1} + \frac{3{,}6\Delta P + 0{,}8\Delta\rho_в(P_2 - P_3) + 1{,}25\rho_{пар}(P_2 - P_1)}{0{,}8(P_2 - P_3) - (P_2 - P_1)} \qquad \ldots 27$$

Величина эта при ΔP=I0 мг не превосходит 0,02 г/см^3 для образцов с минимальным объемом 7-8 см^3.

2. Способ обмера и взвешивания

Способ применим для образцов, имеющих правильную геометрическую форму, гладкие поверхности и острые кромки. Измерение размеров производят штанген-циркулем с точностью до 0,I мм в нескольких направлениях по методике, изложенной в главе IУ. Ошибка в оценке объема, полученного расчетом, с уменьшением размеров образца возрастает.

Сравнение результатов измерения объемной плотности способами обмера и парафинирования производилось рядом авторов. Обычно получают согласные результаты / 56 /.

§ 2. Измерение минералогической плотности

Измерение минералогической плотности заключается в определении веса и объема твердой фазы породы:

$$\rho_{мп} = \frac{P_{тф}}{V_{тф}}$$

Для измерения влияния закрытых пор образец для подготовки к определению $\rho_{мп}$ должен быть дезинтегрирован на частицы по возможности малых размеров, тщательно экстрагирован и высушен до постоянного веса.

Размеры частиц не должны быть меньше I00 мкм - дальнейшее измельчение образца приводит к быстрому росту потерь части навески из-за флотации и трудностям при удалении пузырьков воздуха на стадии насыщения образца жидкостью.

Минералогическая плотность породы обладает известной изменчивостью, обусловленной локальными изменениями состава, неоднородностью и т.п. В связи с этим результат определения может зависеть от размеров образца. Полезно, оценив пористость и кажущуюся минералогическую плотность на образце большого размера (с сохранением диаметра поднятого керна), разделить затем этот образец на 5-7 фрагментов и определить для каждого кажущуюся и истинную минералогическую плотность.

В этом случае удастся статистически оценить литологическую неоднородность породы и наиболее представительное значение минералогической плотности.

I. Пикнометрический способ измерения минералогической плотности с удалением воздуха кипячением

Способ рекомендуется для пород, не содержащих водорастворимых и разбухающих в воде компонентов. Методика измерения заключается в следующем:

I. Навеску измельченной породы в I5-20 г засыпают в пикнометр-стеклянный сосуд строго определенного объема - объемом до 50 $см^3$. Вес пикнометра - Ро, вес пикнометра с навеской - P_I.

2. Заливают пикнометр на половину объема дистиллированной водой, осторожно взбалтывают и кипятят в песчаной бане 30-60 мин. Режим кипения выбирают таким, чтобы не допускать разбрызгивания суспензии.

3. Дают пикнометру остыть, доливают его дистиллированной свежекипяченной водой (4/5 объема), термостатируют при 20^oC и доводят уровень воды до риски.

4. Тщательно протирают пикнометр фильтровальной бумагой снаружи и взвешивают - вес P_2

5. Сливают содержимое, промывают пикнометр, заполняют его дистиллированной водой, термостатируют при 20^oC, доводят уровень до риски и взвешивают - вес P_3. Последнюю операцию достаточно выполнять через каждые I0-20 определений.

6. Вычисляют минералогическую плотность:

$$\rho_{мп} = \frac{P_1 - P_0}{(P_3 - P_0) - (P_2 - P_1)} \quad \ldots \quad 28$$

Ошибку измерения минералогической плотности данным способом можно принять в $\pm$ 0,0I г/$см^3$.

При работе с навесками до 5-I0 г следует применять пикнометры объемом до 5-I0 $см^3$ с вставными капиллярами на шлифе, в которых постоянство объема достигается приведением

уровня жидкости к верхнему торцу капилляра. Капилляр должен входить в горлышко пикнометра плотно и на постоянную глубину. Просачивание жидкости через шлиф недопустимо; негерметичность шлифа можно выявить по намоканию фильтровальной бумаги у стенки через 30-60 секунд после заполнения пикнометра жидкостью / 41 /.

При работе с навесками свыше I0 г применяют пикнометры объемом 20-50 $см^3$ с длинным горлышком и кольцевой риской, ограничивающей фиксированный объем; уровень жидкости приводят к риске по нижнему краю мениска.

2. Пикнометрический способ измерения минералогической плотности с удалением воздуха вакуумированием

В этом способе в качестве жидкости может быть использована как вода, так и очищенный керосин известной плотности, определенной по стандартной методике, н-декан и др.

Последовательность выполнения операций та же, что и в варианте, описанном выше.

Удаление воздуха выполняют следующим образом:

I. После помещения навески в пикнометр и взвешивания заливают в пикнометр жидкость так, чтобы уровень ее был выше породы на I-I,5 см. Пикнометр помещают в герметичный сосуд и медленно повышают вакуум так, чтобы кипение жидкости было как можно менее интенсивным. После прекращения выделения воздуха приводят давление к атмосферному, доливают в пикнометр отвакуумированную жидкость и вновь вакуумируют в течение 30 минут. Снимают вакуум, термостатируют пикнометр в водяной бане, доводят уровень до риски и взвешивают.

Для заполнения пикнометров жидкостью после завершения вакуумирования часто применяют специальное распределительное устройство, позволяющее одновременно заполнять несколько пикнометров. В литературе описан ряд специализированных аппаратов, иногда довольно сложных, с подобными устройствами.

Процесс вакуумирования и залива выполняют так же, как и при насыщении жидкостью образцов с ненарушенной структу-

рой, то есть вакуумируют образцы с жидкостью, приводят образцы к атмосферному давлению.

Способы удаления воздуха кипячением и вакуумированием по трудоемкости и эффективности практически одинаковы.

Преимущество первого - отсутствие погрешностей из-за нетермостабильности жидкости и большая точность определений ее плотности. Преимущество второго - возможность использования керосина и других углеводородных жидкостей.

3. Способ гидростатического взвешивания

Для определения минералогической плотности способом гидростатического взвешивания применяют специальные колбы на 50 или I00 мл (рис.I9). Верхняя часть колбы имеет отводы для удобства при гидростатическом взвешивании. При определении минералогической плотности можно использовать воду или керосин ; предпочтительнее керосин. Плотность керосина необходимо определять очень тщательно и постоянно контролировать. Применяемый керосин должен быть очищен активированным силикагелем и отвакуумирован в течение I-2 часов. Определение плотности керосина требует тщательного термостатирования.

Для каждого образца определение минералогической плотности проводят не менее 2 раз. Для контроля правильности определений производят по данной методике оценку минералогической плотности для веществ с известной плотностью.

Все взвешивания проводят на аналитических весах.

При определении минералогической плотности необходимо знать объем материала колбы. Измерение его проводят один раз перед началом работ по определению $\rho_{мп}$ партии образцов. Один раз в два месяца (при непрерывной работе) проводят контрольные измерения объема материала колбы.

Определение объема материала проводится в следующем порядке:

I. Промывают колбу с внутренней и внешней сторон хромовой смесью и высушивают в сушильном шкафу при t =I05°С до постоянного веса ($P_к$).

2. Заполняют колбу жидкостью с известной температурой (с точностью 0,2°С) и взвешивают гидростатически на анали-

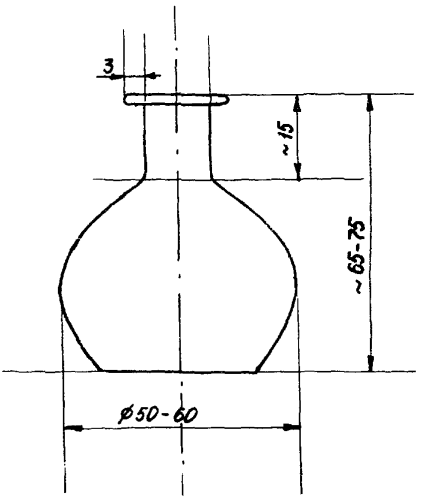


Рис.I9. Колба для определения минералогической плотности способом гидростатического взвешивания.

тических весах в стакане с жидкостью той же температуры. Для подвешивания колбы к коромыслу весов используют леску или тонкую проволоку. Гидростатический вес колбы за вычетом гидростатического веса лески или проволоки - $P_{к,г}$.

3.Измеряют с точностью до 0,2° температуру жидкости до начала и после каждого взвешивания. По среднему значению температуры определяют ее плотность ($\rho_ж^t$).

4.Объем материала колбы находят по формуле:

$$V_к = \frac{P_к - P_{к,г}}{\rho_г^t} \quad \ldots 29$$

Определение повторяют 3-5 раз. Значение $V_к$ находят как среднеарифметическое из этих определений.

В случае применения керосина его подготовку и определение плотности проводят для каждой партии керосина заново. Предварительно выполняют трехкратную очистку керосина активированным силикагелем. Очищенный керосин заливают в емкость, помещают в вакуумный шкаф и вакуумируют 1-2 часа.

Для определения плотности применяют стандартные пикнометры на 50 или 100 $см^3$. В первую очередь определяют точный объем пикнометра следующим образом:

1.Промывают пикнометр с внутренней и внешней сторон хромовой смесью и высушивают в сушильном шкафу до постоянного веса - $P_п$;

2.Заполняют пикнометр свежеотвакуумированной в течение 30 мин дистиллированной водой на 5-10 мм ниже риски и термостатируют в жидкостной бане (время термостатирования - не менее 30 мин);

3.Доводят количество воды (по нижнему мениску) до риски, доливая дистиллированную, также термостатированную воду, пикнометр тщательно протирают с внешней стороны - чистой марлей, с внутренней стороны горлышка до риски- фильтровальной бумагой и взвешивают - $P_п'$.

4.Вычисляют объем пикнометров:

$$V_п = \frac{P_п' - P_п}{\rho_г}$$

где: $V_п$ - объем пикнометра, $см^3$;

$\rho_в$ - плотность воды, $г/см^3$ при температуре термостатирования.

Определение плотности керосина выполняют следующим образом:

1. Пикнометры промывают хромовой смесью и высушивают в сушильном шкафу до постоянного веса - $P_п$.

2. Заполняют пикнометры свежеотвакуумированным в течение 1-2 часа керосином на 5-10 мм ниже риски и термостатируют в жидкостной бане при t=15°С. Время термостатирования - не менее 30 мин.

3. Доводят количество керосина до риски, доливая в пикнометры также термостатированный керосин, тщательно протирают и взвешивают - $P'_п$.

4. Вычисляют плотность керосина при 15°С:

$$\rho_к^{15} = \frac{P'_п - P_п}{V_п}$$

5. Проводят повторные определения плотности керосина при температуре 20°С; 25°С и 30°С и получают значения $\rho_к$ для указанных температур.

По результатам определения $\rho_к$ строят график зависимости плотности керосина от температуры $\rho_к^t = f(t°C)$. График строят в крупном масштабе, так чтобы изменение плотности фиксировалось с точностью до 0,0001 $г/см^3$.

Непосредственно определение минералогической плотности горных пород выполняют в следующей последовательности.

1. Образец породы весом 35-40 г измельчают в фарфоровой ступке и просеивают через сито 0,2 мм. Навеску весом около 30 г помещают в широкий бюкс и сушат в сушильном шкафу при t=105°С в течение 6 часов.

2. Навеску тщательно перемешивают, делят на 2 части, помещают в чистые сухие колбы и взвешивают - P_I.

3. Заливают в колбу с образцом подготовленный по описанной методике керосин, так, чтобы уровень его был на 5-10 мм выше порошка породы.

4. Помещают колбы и стакан с керосином в вакуумный шкаф

и вакуумируют 45–60 мин (до прекращения выделения пузырьков).

5. Вынимают колбы из шкафа, доливают отвакуумированным керосином из стакана и взвешивают гидростатически в отвакуумированном керосине – P_2.

6. Температура керосина в колбе и стакане для гидростатического взвешивания должна быть одинаковой. Измеряют температуру керосина до и после каждого взвешивания. Для расчетов берут среднее значение температуры.

7. Минералогическую плотность вычисляют по формуле

$$\rho_{мп} = \frac{(P_1 - P_к)\rho_к^t}{P_1 - P_2 - V_к\rho_к^t}$$

где $\rho_к^t$ – плотность керосина, найденная по графику при температуре керосина, в котором проводят гидростатическое взвешивание колбы с навеской.

8. Вычисляют среднее значение $\rho_{мп}$ для образца как среднеарифметическое из 2-х определений.

По экспериментальным данным абсолютная погрешность оценки минералогической плотности способом гидростатического взвешивания может быть доведена до 0,005 г/см^3.

§ 3. Вычисление объемной и кажущейся минералогической плотности из результатов взвешивания при определении пористости

В формуле (10), по которой вычисляют открытую пористость по весу сухого образца (P_1), насыщенного жидкостью (P_3) и образца насыщенного жидкостью в этой же жидкости (P_2), числитель есть вес жидкости в порах, а знаменатель вес жидкости в объеме образца; разделив числитель и знаменатель на плотность жидкости получают соответственно:

Объем пор

$$V_п = \frac{P_3 - P_1}{\rho_ж}$$

Объем образца (внешний)

$$V_о = \frac{P_3 - P_2}{\rho_ж}$$

Откуда

$$V_т = V_{вн} - V_п = \frac{P_1 - P_2}{\rho_ж}$$

Тогда:

Объемная плотность

$$\rho_п = \frac{P_1 \rho_ж}{P_3 - P_2}$$

Кажущаяся минералогическая плотность

$$\rho_{кмп} = \frac{P_1 \rho_ж}{P_1 - P_2}$$

Кроме того можно записать

$$m_o = 1 - \frac{\rho_п}{\rho_{кмп}}$$

Откуда

$$\rho_п = (1 - m_o)\rho_{кмп}$$

или

$$\rho_{кмп} = \frac{\rho_п}{1 - m_o}$$

Результаты вычисления объемной плотности и кажущейся минералогической плотности при тщательном выполнении всех операций при определении пористости по способу насыщения можно считать достаточно надежными; методика оказалась, в частности, полезной для оценки пористости каверно-поровых разностей на больших образцах (см.главу IУ).

Использование изложенной методики требует подтверждения для каждой новой литологической разности путем сравнения с результатами, полученными другими способами, изложенными в этой главе.

Отметим, что кажущаяся минералогическая плотность может быть вычислена из данных измерений объема твердой фазы $V_т$ на объемомере (см.главу IУ) как:

$$\rho_{кмп} = \frac{\rho_1}{V_т}$$

а также из данных определений пористости и внешнего объема

$$\rho_{кмп} = \frac{\rho_1}{V_{вн}(1 - m_o)}$$

Глава УI. ИЗМЕРЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ

§ I. Общие сведения

В процессе формирования нефтяных и газовых месторождений происходит неполное вытеснение воды из порового пространства породы-коллектора; невытесненную воду, не извлекаемую при разработке залежи обычными методами, называют остаточной. Информация о содержании остаточной воды, ее свойствах и распределении в породе чрезвычайно важна при подсчете запасов нефти и газа, составлении проектов разработки и других геологических исследованиях.

Под остаточной водонасыщенностью (α) понимают долю объема остаточной воды в объеме порового пространства ($V_п$)

$$\alpha = \frac{V_{в.ост}}{V_п} \qquad \ldots 30$$

В специальной литературе (физхимия, почвоведение и др.) часто встречается термин "связанная вода", отражающий энергетическое состояние воды, находящейся в той или иной степени взаимодействия (связи) с поверхностью породы. Менее распространенными для характеристики остаточной воды являются термины "реликтовая" и "неснижаемая".

Термин "остаточная" для характеристики воды в нефтегазовых пластах, с нашей точки зрения, более формализован, так как отражает геологические особенности формирования залежи нефти или газа.

В общем случае можно выделить:

- капиллярно-удержанную воду - в виде мениской воды углов пор и в тонких капиллярах; если такой капилляр имеет расширение, то вода в последнем не может быть вытеснена и также является остаточной;

- сорбированную воду - в виде тончайших пленок ориентированных молекул на поверхности пор, удерживаемых молекулярными силами.

§ 2. Методы определения остаточной водонасыщенности

Основным методом оценки остаточной водонасыщенности является прямое определение количества воды в кернах, отобранных из скважин, пробуренных на безводном растворе.

К косвенным методам относятся лабораторные опыты по искусственному моделированию содержания остаточной воды одним из следующих методов:

1) капилляриметрическим,
2) центрифугирования,
3) испарения,
4) капиллярной вытяжки.

Необходимо отметить, что наиболее надежным для оценки содержания остаточной водонасыщенности является прямой метод. Сопоставление результатов оценки остаточной водонасыщенности, полученной прямым и косвенными методами, показывает, что в ряде случаев значения α, определенные этими методами, значительно расходятся / 9 /. Основными причинами указанных расхождений являются следующие:

1. Ненадежная герметизация керна, поднятого из скважин, пробуренных с применением раствора на безводной основе, что приводит к испарению некоторого количества воды особенно в случае длительного хранения керна.

2. Методические ошибки при определении остаточной водонасыщенности косвенными методами.

3. Незавершенность процесса гравитационного разделения в залежи воды и углеводородов, что приводит к занижению α, определенной косвенными методами.

4. Полная или частичная гидрофобизация коллектора, приводящая к завышению α, определенной косвенным методом на экстрагированных образцах.

Вопросы методики герметизации и определения остаточной водонасыщенности прямым методом подробно описаны в главах II и III. Методические рекомендации по косвенным методам определения α изложены ниже.

Оценка степени завершенности процесса гравитационного

разделения в залежи воды и углеводородов может быть выполнена исключительно путем сопоставления данных прямого и косвенного определения остаточной воды в пласте с несмачиваемой водонасыщенностью (выше переходной зоны). По результатам такого сопоставления можно оценить и наличие частичной или полной гидрофобизации породы.

Таким образом, оценка остаточной водонасыщенности косвенными методами достоверна лишь при сопоставлении результатов с данными прямого метода на образцах, отобранных с использованием безводного раствора.

Наиболее обоснованными из косвенных является способ полупроницаемой мембраны, при условии, что давление прорыва мембраны для системы воздух-вода не ниже 3-5 ат. Кроме того, этот способ обеспечивает и получение поровой характеристики части пространства, занятой нефтью или газом. Способ этот, однако, очень длителен, опыт длится нередко 30-45 суток. Значительно более быстрыми являются способы центрифугирования, испарения и капиллярной вытяжки. Другие способы проверены недостаточно.

§ 3. Капилляриметрический метод

1. Общие сведения

Метод заключается в измерении содержания воды в капилляриметре с полупроницаемой мембраной при вытеснении воды из образца нефтью или воздухом. В таком опыте моделируется процесс вытеснения воды при заполнении ловушки нефтью или газом, вследствие чего способ иногда называют способом восстановления начального состояния системы. В настоящем руководстве рассматривается методика капилляриметрических измерений в двух вариантах:

1. С индивидуальной камерой с мембраной, на которую помещают один образец; за изменением водонасыщенности образца наблюдают путем измерения объема воды, вытесняемой через мембрану и собираемой в микробюретку или специальный приемник для взвешивания или же путем периодической разборки камеры и взвешивания образца.

2. С групповой камерой с мембраной большого диаметра,

рассчитанной на помещении нескольких образцов ; определение водонасыщенности производят, периодически разбирая камеру и взвешивая образцы.

Устройство электрических вводов позволяет измерять электрическое сопротивление образца в процессе вытеснения из него воды и, таким образом, получать зависимость сопротивления от водонасыщенности. Отношение сопротивлений частично насыщенного и полностью насыщенного образца, то есть величину параметра насыщения, широко используют при интерпретации результатов геофизических исследований скважин. Периодическое измерение сопротивлений на каждой ступени позволяет проследить за ходом стабилизации водонасыщенности - достижение установившихся значений сопротивления позволяет заключить о необходимости взвешивания образцов и перехода к следующей ступени опыта.

Опыты можно выполнять при вытеснении воды из образца воздухом (моделью газа) и нефтью (моделью нефти).

Основным элементом капилляриметра является полупроницаемая мембрана - тонкопористый диск из керамики. Важным параметром мембраны является давление начала прорыва, контролируемое размером самых крупных пор. Давление начала прорыва при проверке качества мембраны определяют при испытании по схеме, показанной на рис.20. Для этого закрепляют мембрану, насыщенную водой в вакууме или при длительном кипячении, в специальном держателе и заливают ее верхнюю поверхность водой. Открывают редуктор и повышают давление воздуха под мембраной со скоростью не более 0,5 ат/час до обнаружения в слое воды цепочки пузырьков выходящего воздуха. Зафиксированное при этом давление и есть давление прорыва $P_{пр}$.

Давление прорыва мембраны определяет максимальную величину капиллярного давления, которая может быть достигнута в опыте. При этом минимальный входной радиус пор образца (r_{min}), из которых будет вытеснена вода, определяется из соотношения:

$$r_{min} \simeq \frac{2\sigma \cos\theta}{P_{пр}} \qquad \ldots 31$$

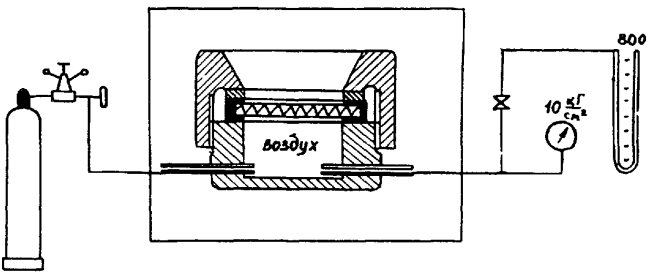


Рис.20 Схема испытания мембран

где: σ - поверхностное натяжение, дин/см,

θ - краевой угол,

$p_{пр}$ - давление прорыва мембраны, дин/см^2

В настоящее время ГИКИ разработана технология изготовления мембран диаметром 50,60 и 118 мм с давлением прорыва не ниже 3-3,5 кгс/см^2, что позволяет дренировать воду из пор образца радиусом до 0,4 мкм.

2.Требования к капилляриметру

I.Мембрана должна иметь независимое уплотнение,то есть допускать помещение на нее образца после уплотнения.

2.Для надежного контакта образца с мембраной должна быть предусмотрена прижимная пружина.

3.Камера должна выдерживать без утечки воздуха давление до 7-8 кгс/см^2.Испытательное давление - 10-12 кгс/см^2. Предусматривается отключение камеры вентилем и сообщение ее полости с атмосферой с помощью продувочной иглы.

4.Должно быть предусмотрено устройство электровводов для измерения сопротивления образца по четырех или двухэлектродной схеме.

5.В случае измерения текущей водонасыщенности образцов по объему вытесненной воды используют градуированные микробюретки различной конструкции с ценой деления не более 0,01 см^3 ; при весовой оценке вытесненной воды конструкция приемника должна обеспечивать быстрое отсоединение его от камеры капилляриметра и взвешивание на аналитических весах.

6.Возможные способы создания давления:

а) с помощью схемы, показанной на рис.21. Схема эта при максимальной разности отметок склянок в 2 м и числе пар склянок до 5 обеспечивает изменение давления до I ат. Следует предусмотреть промежуточные положения склянок.Объем склянки - I-2 литра. Схема обеспечивает стабилизацию давления.

б) с помощью баллона с редукционным регулятором давления до 6-7 кгс/см^2 и промежуточного сосуда-аккумулятора.При надежной герметизации камер (резиновыми кольцами) баллон после повышения давления можно отключить,что существенно по-

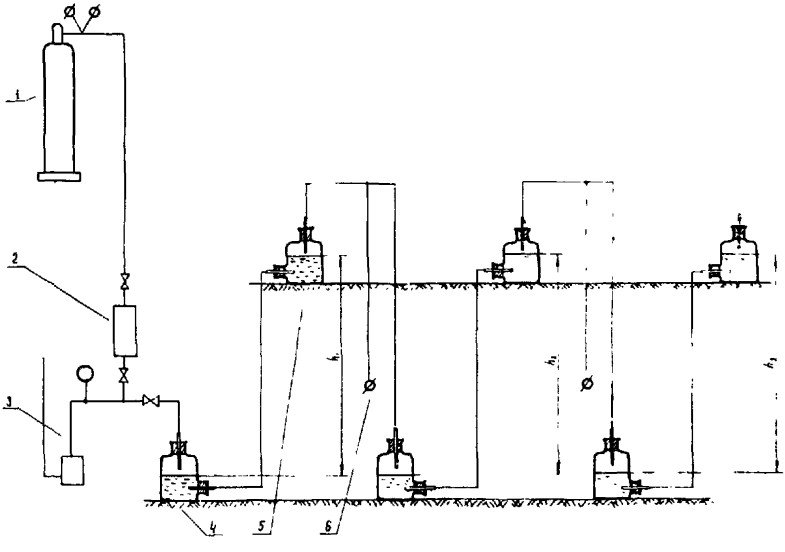


Рис.21 Схема создания давления в капилляриметре

нижает расход воздуха.

7. Давление измеряют водяным столбом - до 0,1-0,2 кгс/см^2, затем переходят на образцовые пружинные манометры с пределами измерения вначале 1-1,6 кгс/см^2, затем 6 кгс/см^2.

8. Камеры капилляриметра и сосуд-аккумулятор рекомендуется термостатировать.

Методика капиллярриметрических измерений, приведенная ниже, изложена применительно к инструкциям индивидуальной (рис.22) и групповой (рис.23) камер, разработанных ВНИГНИ совместно с ВНИИКАнефтегаз, при работе в системе воздух-вода.

3. Методика измерений

А. Индивидуальный капилляриметр

1. Насыщают мембрану (предварительно доведенную до постоянного веса) водой (моделью пластовой воды) по методике, изложенной применительно к образцам в главе IУ, или длительным (2-4 часа) кипячением. Вес сухой и насыщенной мембраны записывают в журнал.

2. Высушивают экстрагированные образцы, доводят до постоянного веса, насыщают водой в вакууме, взвешивают гидростатически и в воздухе после удаления лишней жидкости с поверхности (последнюю операцию производят непосредственно перед помещением образцов в капилляриметры). Результаты взвешивания образцов записывают в журнал. Сборку капилляриметра выполняют под уровнем воды в каком-либо сосуде (батарейном стакане, эксикаторе и т.п.). Для этого в основание устанавливают последовательно: нижнюю резиновую прокладку, мембрану, верхнюю прокладку. Затем устанавливают корпус и уплотняют прокладки болтами (рис.22). Устанавливают крышку. Приводят отсчет по микробюретке к нулевому отсасыванием воды из микробюретки или выпуском через кран. Излишки воды над мембраной удаляют фильтровальной бумагой или сифоном. Дают давление в 1 кгс/см^2 и берут установившийся отсчет по микробюретке, затем поднимают давление до 2-х и затем 3-х кгс/см^2 и берут отсчеты. Приращение отсчета вызывается де-

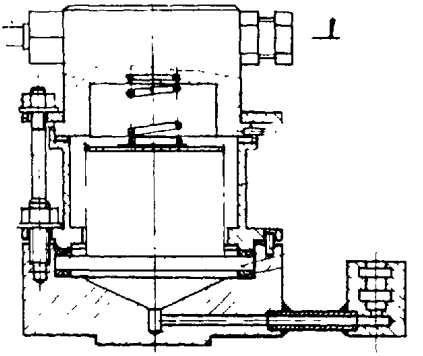


Рис.22 конструкция индивидуальной камеры капилляриметра

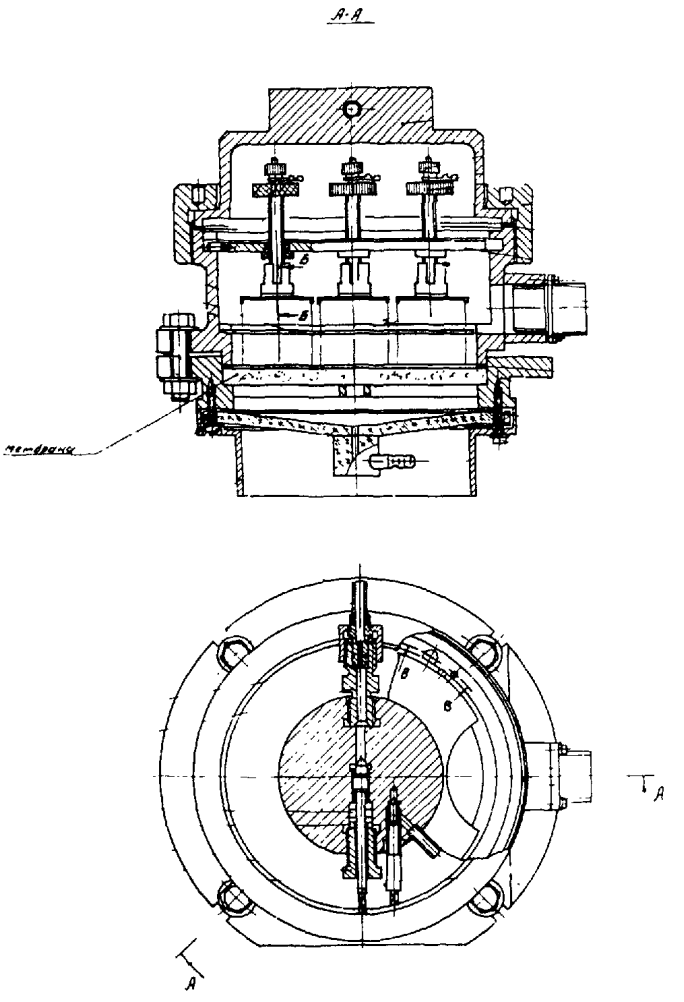


Рис.23 Конструкция групповой камеры капилляриметра

формацией мембраны и резиновых уплотнений (нижнего); оно невелико и в среднем не должно превосходить 0,05-0,07 $см^3$ на I $кгс/см^2$.

Зафиксировав изменение отсчета по микробюретке (в дальнейшем эту величину используют как поправку), приводят давление в капилляриметре к нулю, убеждаются в том, что отсчет по микробюретке также нулевой и демонтируют крышку.

4. Устанавливают образец, поместив между ним и мембраной, смоченный водой бумажный фильтр, присоединяют электроды, кладут на верхний торец образца верхний перфорированный диск-электрод, устанавливают прижимную пружину, устанавливают крышку.

5. Приводят мениск в микробюретке к начальному отсчету и поднимают давление ступенями в I0-20 мм водяного столба с паузами по 3-5 минут - до обнаружения начала движения мениска; давление на предыдущей ступени принимают за давление начала вытеснения, P_d при $S_в$=I00%. Поднимают давление на следующую ступень - это значение давления должно быть больше давления начала вытеснения в 1,5-2 раза и поддерживают его до тех пор, пока мениск не остановится - фиксируют изменение объема и получают вторую точку кривой $P_c - S_в$. Затем задают давление ступенями: 0,05; 0,1; 0,25; 0,5; I,0; 2,0; 3,0 и т.д. $кгс/см^2$ - до величины $P_c = P_{пр}$.

Выбор ступеней давления зависит от формы получаемой кривой $P_c = f(S_в)$. Так, кривая для образцов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (рис.24, кривая I) имеет пологий участок в пределах $\alpha < S_в <$ I00, что требует увеличения числа ступеней в области низких P_c. Для кривой 2 число ступеней в этой области может быть уменьшено.

Время выдержки образцов на каждой ступени опыта до наступления капиллярного равновесия при высоте образца 20-30 мм составляет до 4-5 суток

6. После прорыва воздуха, обнаруживаемого по резкому повышению уровня и появлению пузырьков воздуха в бюретке, отключают камеру, снимают давление, извлекают образец и взвешивают.

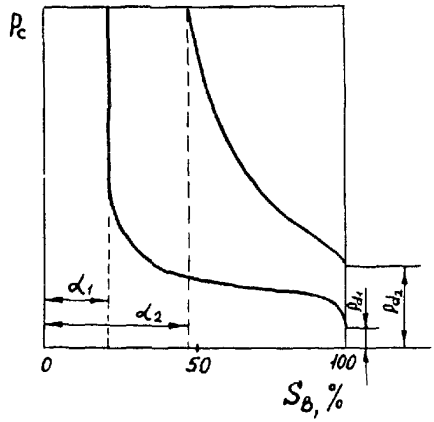


Рис.24 Типичные кривые капиллярного давления:
I-образец с высокими фильтрационно-емкостными свойствами;
2-образец с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

При сходимости результатов определения количества извлеченной из образца воды с разностью между начальным и конечным содержанием воды по данным взвешивания образца с точностью до 1-2% полученные значения объема извлеченной воды на различных стадиях опыта признают представительными. По этим значениям вычисляют водонасыщенность образцов и представляют результаты опыта в виде кривой $P_c - S_в$ и $r = f(S_в)$, вычислив радиусы по формуле Лапласа.

По кривой $r = f(S_в)$ строят гистограмму (дифференциальную кривую), откладывая по оси абсцисс значения радиуса или логарифма радиуса пор с равными интервалами, а по оси ординат - долю объема пор с радиусом, лежащим в данном интервале размеров, от полного порового объема.

Если в задачу исследования не входит изучение поровой характеристики число ступеней опыта может быть значительно сокращено и в пределе доведено до одной при $P_{c,max}$. В этом случае за остаточную принимают водонасыщенность образца при этом давлении.

7. Опыт выполняют при термостатировании аппаратуры (камер и аккумулятора) с точностью до $\pm$ 1,0°С.

Значения поверхностного натяжения воды на границе с воздухом принимают по табличным данным в зависимости от температуры.

8. Электрическое сопротивление измеряют в начале и конце каждой ступени; перед переходом на новую ступень убеждаются в стабилизации замеров.

По результатам измерения строят график $P_н = f(S_в)$, где: $P_н = \frac{\rho_{в,i}}{\rho_{в0}}$ (параметр насыщения, см. главу XI), $\rho_{в,i}$ - сопротивление при $S_в$=100% и $\rho_{в0}$ - сопротивление при $S_в$.

Б. Групповой капиллярметр

Опыт выполняют в том же порядке. Особенность методики заключается в том, что опускают определение давления начала вытеснения, а образцы периодически взвешивают; значение водонасыщенности определяют по потере веса образца. О достижении равновесного состояния в образце на каждой ступени

давления судят по стабилизации электрического сопротивления.

В. Условия ускорения опыта

Для ускорения опыта рекомендуется использовать образцы сокращенной высоты - до 8-I0 мм.

§ 4. Метод центрифугирования

I. Общие сведения

Метод центрифугирования основан на вытеснении свободной воды из образца под действием центробежных сил. Он заключается в центрифугировании насыщенных водой образцов и взвешивании их до и после центрифугирования, после чего определяют объем воды, оставшейся в образце. Продолжительность опыта должна быть достаточна для стабилизации количества воды, оставшейся в образце. Тогда:

$$\alpha = \frac{P_4 - P_I}{P_3 - P_I} \qquad \ldots 32$$

где: P_I - вес сухого образца,

P_3 - вес образца, насыщенного водой;

P_4 - вес образца с водой, оставшейся в нем после центрифугирования.

Р.П. Слободом и др. / *126* / предложена формула для оценки величины капиллярного давления, создаваемого при центрифугировании:

$$\Delta P = I{,}II \times 10^{-8} (\rho_в - \rho_н) r h n^2,$$

где: $\rho_в$ и $\rho_н$ - плотность воды и нефти (газа);

r - расстояние от оси вращения ротора до середины образца;

h - высота образца;

n - число оборотов ротора в I мин.

Этой формулой обычно пользуются для построения зависимости $P_c = f(S_в)$. Сопоставление капилляриметрических кривых, построенных методами капилляриметрии и центрифугирования показало их значительное расхождение (рис.25). Анализ формулы Слобода показал / *75* /, что она справедлива лишь для капил-

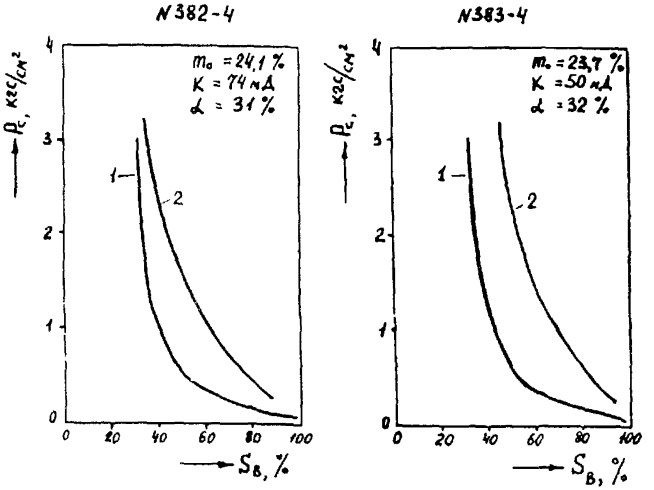


Рис.25 Сопоставление капилляриметрических кривых, полученных методами капилляриметрии /I/ и центрифугирования /2/.

ляров, полностью насыщенных водой, и использовать ее для построения зависимости $P_c = f(S_в)$, а следовательно и для построения распределения пор по размерам, нельзя.

В ряде работ / 31; 58; 116; 126 / показано, что при соблюдении определенных режимов (угловое ускорение, время) результаты удовлетворительно сходятся с результатами капилляриметрических измерений. Отмечалось / 126 /, что с уменьшением проницаемости продолжительность центрифугирования следует увеличивать до нескольких часов, что результаты замеров при центрифугировании можно улучшить устанавливая образец на пористую мембрану / 126 /, что отношение h/r следует как можно более уменьшить /115/. В работе /98/ рекомендуется центрифугировать образцы при 3800 об/мин, r = 12 см, h = 1,5 см и t = 30 мин. Этот режим выверен по результатам определений тех же образцов капилляриметрическим методом. В.И.Гороян (1969) рекомендуется продолжительность центрифугирования в 1 час при $K < 100$ мД и не менее 150 мин при $K > 100$ мД при n = 3000 - 3400 об/мин, h = 2 см и r = 19 см. Таким образом литературные рекомендации по режиму центрифугирования неоднозначны.

Выбор режима должен быть обоснован сравнением с результатами прямого метода или, в крайнем случае, с результатами капилляриметрических измерений, выполненных с применением мембран с высоким давлением прорыва.

Практически необходимо ограничить продолжительность вращения не более чем 60 минутами - лабораторные центрифуги, как правило, не рассчитаны на более длительные периоды непрерывной работы.

Для закладывания образцов необходимы специальные герметичные стаканы из пластмассы или дюралюминия (рис.26).

В качестве центрифуги можно использовать следующее: ЦЛС-3I, ЦЛС-2 с крестовым ротором на 4 и 8 ячеек, ЦЛР-I с рефрижератором и крестовым ротором.

Последняя центрифуга обладает серьезным преимуществом в связи с возможностью поддержания постоянной температуры (в процессе опыта температура в центрифуге может значительно повышаться в связи с разогревом ротора).

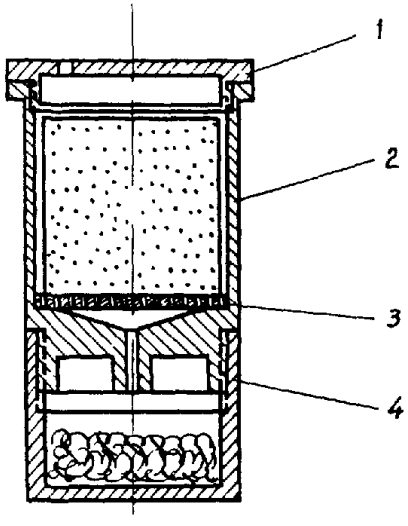


Рис.26 Конструкция стаканчика для центрифуги

Следует отметить целесообразность применения стробоскопического устройства для контроля за стабилизацией водонасыщенности на каждом этапе опыта / 22 /.

Метод центрифугирования широко применяется не только для определения остаточной водонасыщенности, но и для создания в образце заданной водонасыщенности, что необходимо, например, для построения зависимости параметра насыщения (коэффициента увеличения сопротивления) от водонасыщенности.

2. Методика

I. Опыты по центрифугированию выполняют обычно в комплексе с определением пористости. При такой организации работ задание исполнителю предусматривает последовательное выполнение сперва определения пористости, затем остаточной водонасыщенности. После взвешивания в воздухе (последнего этапа определения пористости) образцы помещают в эксикатор под уровень с водой.

2. Образцы подбирают в пары по записям в журнале определения пористости, так чтобы вес их в насыщенном состоянии был близок - эти образцы должны быть вставлены в противоположные ячейки ротора. Образцы, отобранные для одновременной загрузки в центрифугу, должны быть одного порядка по проницаемости.

3. Из эксикатора образцы переносят в подготовленные стаканы и уравновешивают последние попарно с точностью до 20 мг с помощью песка, дроби и т.п.

4. Центрифугируют образцы при выбранном режиме. Время пуска и остановки не учитывают.

5. Взвешивают образцы (P_4) и вычисляют относительное содержание воды, оставшейся в образце по формуле 32.

§ 5. Метод сушки

I. Общие сведения

Метод определения остаточной водонасыщенности по кривым сушки был предложен в 1951 г / 122 /; предпосылкой для

его разработки послужили ранее выполненные в СССР экспериментальные работы / 64 /.

В работах / 44; 65 / предложен способ совместной интерпретации кривых сушки с термограммами, позволяющий выделять различные формы связи влаги с поверхностью глинистых минералов. В дальнейшем этот способ применялся и другими исследователями / 90; 91 /.

При определении содержания остаточной водонасыщенности на кривых сушки необходимо выделить точку, отвечающую условной границе между свободной и связанной водой. Отмечалось / 94 /, что определение положения этой точки на кривых сушки не всегда возможно, что затрудняет интерпретацию данных анализа.

В работах / 94; 96 / предложена методика интерпретации кривых сушки, согласно которой за критическую принимается точка пересечения кривой с биссектрисой угла, образованного касательными к начальному и конечному участку кривой (рис. 27, Ш).

Как видно из рисунка, кривая сушки, типичная как для горных пород, так и многих других пористых сред, характеризуется наличием начального строго прямолинейного участка, областью перегиба и конечным участком, который для небольших отрезков времени t аппроксимируется прямой. На этой кривой отмечены три критические точки:

I - конечная точка первого прямолинейного участка,

П - начальная точка второго прямолинейного участка,

Ш - точка пересечения кривой с биссектрисой угла.

Точка I не характеризует содержания связанной воды, так как ордината ее зависит, главным образом, от условий опыта / 65 /. Мессер / 122 / предложил определять остаточную воду в образцах газонефтесодержащих горных пород на ординате точки П, однако теоретическое обоснование этого выбора нельзя считать достаточным, так как в основу предложенного им уравнения влагопереноса положены представления о едином механизме переноса в газовой фазе во все периоды сушки. Предполагается, что испарение происходит с поверхности менисков, а затем пары воды диффундируют к устьям пор. Очевидно,

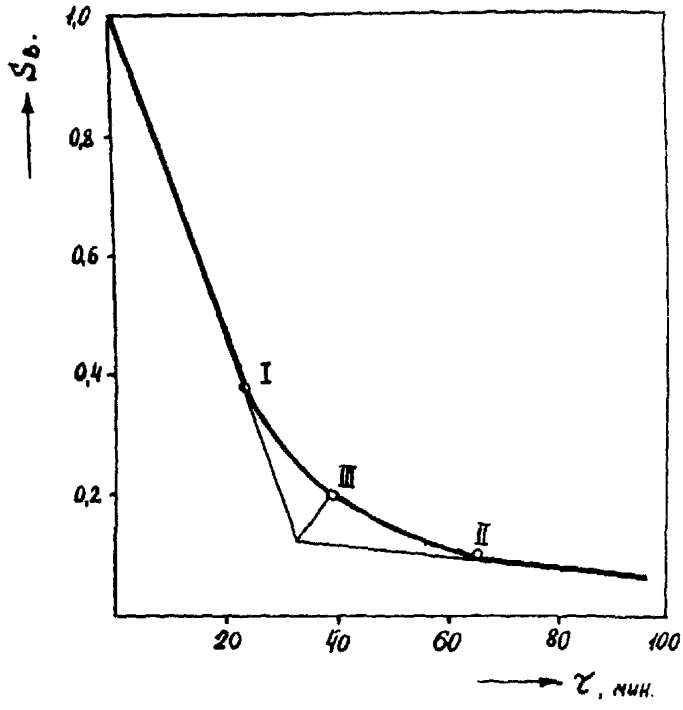


Рис.27 Типичная кривая зависимости водонасыщенности S_b от времени t сушки

что суммарная поверхность менисков в ходе сушки непрерывно уменьшается, стягиваясь к центру образца. Это находится в явном противоречии с постоянством скорости сушки в начальный период.

В действительности механизм переноса в ходе сушки меняется. Имеющий место в начальный период пленочный перенос в поровом пространстве с испарением влаги в устьях пор сменяется значительно более медленным переносом в газовой фазе / *61, 100* /. Происходит это изменение при той критической влажности, при которой резко изменяются физические свойства воды и которая соответствует не критической точке П, а Ш на кривых сушки / *94* /. Эта точка определяет верхнюю границу полимолекулярного адсорбционного слоя воды, в ней изменяется упругость пара над поверхностью образца и растворяющая способность поровой влаги / *95* /. В этой же точке изменяется вязкость воды / *100* /, а при адсорбции воды прекращается выделение теплоты смачивания / *124* /.

Точка Ш на кривых сушки, как показали прямые фильтрационные опыты / *96* / отвечает тому количеству воды в порах, которое не принимает участия в фильтрационном потоке при двухфазной фильтрации, протекающей под действием необходимых градиентов давления и, следовательно, по физическому смыслу соответствует остаточной водонасыщенности образцов.

В некоторых случаях водонасыщенность в точке Ш близка к максимальной гигроскопичности образцов (количеству воды, поглощаемому из воздуха над 10% раствором серной кислоты, то есть при влажности воздуха 94-96%). Следует подчеркнуть, что это совпадение имеет место далеко не всегда. Относительная упругость пара над поверхностью глинистых пород изменяется в критической точке Ш от 90 до 99% и зависит от глинистости / *94* /. Определение границы изменения физических свойств воды по гигроскопическому поглощению при одной и той же упругости пара для любых образцов может привести к ошибке до 100%.

2. Методика определении

А) Подготовка образцов.

Процесс сушки связан с пленочным переносом влаги. Дос-

товерность определения α методом сушки зависит от сохранности водных пленок на стенках пор образцов. Протяженность таких пленок ограничена / 36 /, поэтому при превышении некоторого критического размера образца метод может давать завышенные значения α. На рис.28 показана зависимость α от площади внешней поверхности, отнесенной к весу образца. Как видно при $\frac{S_{пов.пр}}{P_{об}} < 1{,}4$ такое завышение действительно имеет место. При более высоких значениях этого отношения кривая выполаживается. Как показал опыт / 94; 122/ хорошие результаты получаются при проведении сушки образцов цилиндрической формы весом 20-25 г. Образцы, отобранные из продуктивных горизонтов нефтяных и газовых месторождений, экстрагируются.

Подготовленные образцы насыщают под вакуумом дистиллированной водой. Глинистые, слабосцементированные и водочувствительные образцы перед насыщением плотно заворачивают в полотно. После насыщения и непродолжительного добавочного вакуумирования (10-15 мин) такие образцы извлекают из воды и хранят до начала опыта в водонепроницаемой оболочке. Такой способ насыщения дает возможность применять метод сушки практически к любым образцам, не заменяя воду неполярными жидкостями, как рекомендуется в работе / 122/.

в) Аппаратура и способы проведения опытов

Содержание остаточной воды в горных породах при постоянном давлении зависит от температуры, поэтому определения должны проводиться при постоянной температуре. При небольших колебаниях комнатной температуры можно проводить сушку в комнатных условиях, в противном случае необходимо термостатирование.

Результаты определений α не зависят от влажности окружающего воздуха, как это видно из рис.29. Однако, при высокой влажности воздуха длительность опытов увеличивается и перегиб кривых становится нечетким. В связи с этим удобнее проводить опыты при относительной влажности воздуха не выше 50%.

Кривые сушки с четким перегибом получаются лишь в условиях быстрого оттока паров воды от поверхности образца.

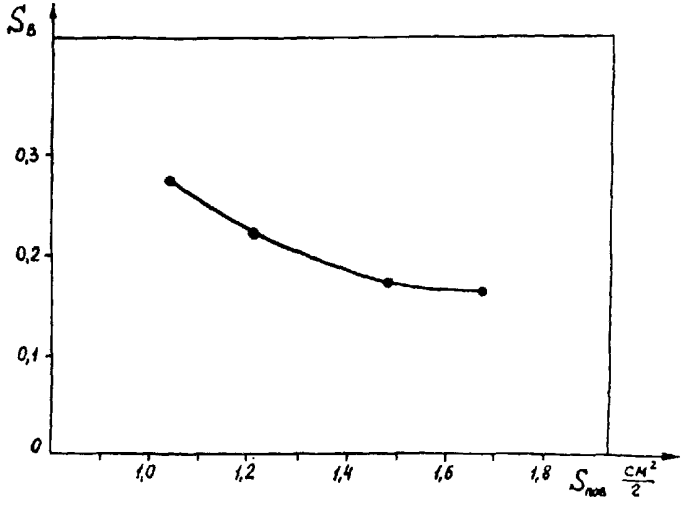


Рис.28 Зависимость водонасыщенности $S_в$ от площади внешней поверхности образца, отнесенной к его весу.

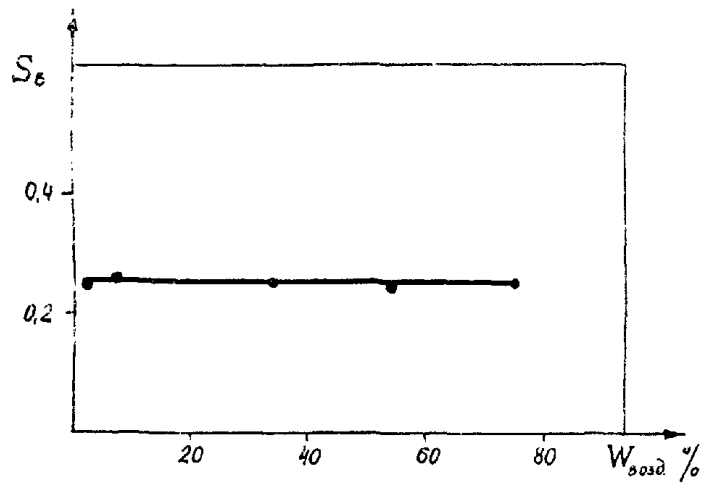


Рис.29 Зависимость водонасыщенности $S_в$ от влажности воздуха $W_{возд.}$

Это достигается перемешиванием воздуха вентилятором /122/.

Снижение влажности образцов в ходе сушки определяют по изменению веса. Если объем пор образца не менее I,5 - 2 $см^3$, взвешивание можно проводить на технических весах. Образцы с меньшим объемом пор необходимо взвешивать на аналитических весах.

Перечисленные условия определяют требования к аппаратуре. Очевидно, что при постоянной температуре и низкой влажности воздуха в помещении сушку можно проводить без специальных приспособлений перед вентилятором, взвешивая образцы через равные промежутки времени (5-I0 мин). Условия эти, однако, не всегда выполняются, поэтому значительно удобнее использовать для опытов сушильную установку. Один из возможных вариантов такой установки схематически изображен на рис.30.

Весы ВЛТК-500 с модифицированным держателем образца помещены в замкнутую камеру из органического стекла. Камера разделена поперечной перегородкой на верхний и нижний отсеки. В верхнем отсеке помещены кюветы с пересыщенным раствором $MgCl_2$. При $t = 25^{\circ}C$, которая поддерживается в камере с помощью контактного термометра и нагревательного элемента, относительная влажность воздуха над этим раствором равна 33%. Пары воды, выделяющиеся в процессе сушки, поглощаются раствором. При температуре в лаборатории свыше 25° в камеру помещают змеевик с проточной водой или используют другой способ охлаждения.

Целесообразно комплексирование автоматических весов типа ВЛТК с самопишущим потенциометром, что позволяет получать непрерывную запись кривой сушки. Такая разработка была выполнена для ВНИИЯГТ лабораторией моделирования пластовых условий НПО СевМоргео.

Насыщенные образцы перед опытом взвешивают в закрытом бюксе $P_{нас}$. Сушка проводится до тех пор, пока скорость испарения не останется постоянной в течение 30-40 минут. Сухой вес образцов P_0 определяют по окончании опыта сушки при $I05^{\circ}C$. По кривым сушки находят P - вес образца в точке Ш.

Для ненабухающих образцов расчет проводят по формуле

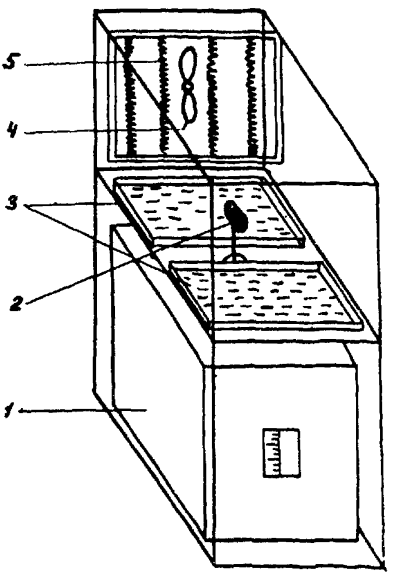


Рис.30 Схема установки для определения остаточной водонасыщенности методом сушки:
1 - весы ВЛТК-500; 2-образец; 3-кюветы с пересыщенным раствором $MgCl_2$; 4-вентилятор; 5-нагревательный элемент.

$$\alpha = \frac{P - P_0}{P_{нас} - P_0} \qquad \ldots 33$$

Для набухающих образцов вес воды в объеме пор (знаменатель формулы) находят по данным определения объема пор в спирте или керосине.

В описанной модификации метод дает хорошую сходимость результатов повторных определений (коэффициент вариации 1-3%). Результаты, полученные методом сушки, близки к данным капилляриметрических определений в условиях, когда применяемые мембраны позволяют получить завершенные капилляриметрические кривые.

§ 6. Способ капиллярной вытяжки

Способ капиллярной вытяжки / 4 / заключается в том, что насыщенные водой образцы помещают в уплотненную тонкопористую среду и после выдержки в течение определенного промежутка времени взвешивают. Остаточное содержание воды в образце и принимают за неснижаемое.

В качестве тонкопористой среды используют зубной порошок, отмытый горячей водой от соды и других примесей и высушенный на воздухе в комнатных условиях.

Методика определения заключается в следующем.

Под отовленный порошок взвешивают и увлажняют небольшим количеством воды (на 1,5 кг порошка 45 $см^3$ воды) путем тщательного перемешивания. Образцы цилиндрической формы, предварительно насыщенные водой в вакууме до постоянного веса, обертывают фильтровальной бумагой и помещают на расстояние примерно 2 d друг от друга в эксикатор на утрамбованный слой порошка толщиной 4 см, вдавливают образцы на 1/3 их высоты и засыпают, постоянно утрамбовывая порошок так, чтобы слой имел высоту около 6-7 см. Подобным путем закладывают второй слой образцов.

Обычно в эксикатор (внутренний диаметр 19 см) загружают 24 образца: нижний слой - 5 образцов, верхний-19.

Наиболее плотные образцы закладывают в нижний слой. Вес мела на 24 образца при указанных размерах эксикатора сос-

тавляет I,5 кг.

Около верхнего слоя мела ставят чашку с влажной фильтровальной бумагой и закрывают эксикатор крышкой. Образцы с проницаемостью более 20-50 мД выдерживают I5-I8 часов, низкопроницаемые - 2-3 суток. (Режим уточняется сопоставлением с прямым или капиллярометрическим методом). Образцы вынимают из мела, освобождают от фильтровальной бумаги, при необходимости осторожно очищают поверхность образца от порошка щеткой, взвешивают и рассчитывают содержание связанной воды.

Способ неоднократно проверялся /57;76/. В.М.Березиным (I968) отмечалась хорошая сходимость с результатами, полученными путем анализа образцов керна, поднятого при бурении на безводном растворе. Часто отмечается, что метод не имеет теоретического обоснования. Между тем физическая основа его ясна. Образец, помещенный в однородную тонкопористую среду с порами определенного размера, в результате капиллярного обмена должен отдать воду из пор и каналов, имеющих радиус больше, чем радиус пор внешней среды. Плотно уплотненный зубной порошок можно считать средой с узким распределением пор. Судя по удовлетворительной сходимости результатов с прямыми, можно полагать, что радиус пор порошка более или менее близок к радиусу пор, ограничивающих пространства, занятые связанной водой.

Способ капиллярной вытяжки также может быть применен для создания в образцах заданной водонасыщенности.

Глава УП. ИЗМЕРЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

§ I. Общие сведения

Проницаемость является свойством пористой среды, определяющим скорость фильтрации жидкости или газа под действием разности давлений.

Зависимость между скоростью фильтрации и разностью давлений выражается законом Дарси

$$V_p = -\frac{K}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L} \qquad \ldots 34$$

где, в случае линейной фильтрации через цилиндрический образец:

$V_p = \frac{Q_{p,t}}{F}$ – скорость фильтрации, см/сек;

ΔP – разность давлений на длине L, физ.ат;

L – длина, см; F – площадь сечения, $см^2$;

$Q_{p,t}$ – расход при средних давлении и температуре, $см^3$/сек;

μ – динамическая вязкость фильтрующей жидкости или газа при $\bar{P}$ и t, сп;

K – проницаемость, дарси.

Расчетное уравнение для определения величины проницаемости образца записывают в виде

$$K = \frac{\mu L Q_{p,t}}{F \Delta p} \qquad \ldots 35$$

Если фильтруется несжимаемая жидкость, то формула (35) является рабочей.

В настоящих рекомендациях рассмотрена методика определения газопроницаемости при стационарной фильтрации при атмосферном давлении на выходе образца. В этом случае расчетная формула может быть записана в виде:

$$K = \frac{\mu L \bar{Q} \cdot 10^3}{F \cdot \Delta P}, \text{ мД} \qquad \ldots 36$$

где: $\bar{Q} = \frac{Q_o P_{бар}}{P_{бар} + \frac{\Delta P}{2}}$ ... 37

$\bar{Q}$ - расход газа при среднем давлении в образце, $см^3/сек$;

$P_{бар}$ - барометрическое давление, физ.ат;

Q_o - измеренный расход газа, $см^3/сек$.

При высоком давлении в пористой среде, когда отклонениями от закона Дарси идеальных газов пренебречь нельзя, расчетное уравнение принимает вид

$$K = \frac{2\mu L Q Z T P_н}{F(P_1^2 - P_2^2) T_н} \quad \text{... 38}$$

где Z - коэффициент, учитывающий сверхсжимаемость газа.

Способы оценки Z приведены в ряде работ, например /46/.

При плоско-радиальной фильтрации, отвечающей основной модели пласта-круговой залежи постоянной мощности, вскрытой на полную мощность центральной скважиной, расход при давлении на контуре залежи $P_к$ и на забое скважины P_c выражается формулой Дюпюи:

$$Q_{P,t} = \frac{2\pi h}{\ln \frac{R}{r}} \frac{K}{\mu} (P_к - P_c) \quad \text{... 39}$$

При определении проницаемости при плоскорадиальной стационарной фильтрации расчетная формула записывается в виде:

$$Q_{P,t} = \frac{2\pi h}{\ln \frac{R}{r}} \cdot \frac{K}{\mu} (P_к - P_c) \quad \text{.... 40}$$

где R, r - внешний и внутренний радиусы образца, см;

H - высота образца, см.

В приведенных уравнениях принимается, что проницаемость пористой среды не зависит от вязкости жидкости и, следовательно, может быть измерена не только при фильтрации газа, но и любой жидкости, не реагирующей с породой. Таким образом, опыт измерения проницаемости в принципе заключается в фильтрации через образец газа, воды или нефти, в частности пластовой нефти или ее модели (разновязкой смеси углеводо-

родов), и измерении расхода фильтрующей среды и перепада давления ; боковая поверхность образца, параллельная направлению движения жидкости, должна быть зачехлена,то есть герметизирована так, чтобы утечка жидкости вдоль этой поверхности была исключена.

Однако при фильтрации жидкости через породы в той или иной степени имеет место взаимодействие ее с пористой средой.Кроме того на результаты измерения влияют и другие факторы гидромеханического и физического характера:

I.При фильтрации через образец газа при низких давлениях наблюдается явление скольжения,проявляющееся в том, что при прочих равных условиях,в том числе при постоянном перепаде давления, с уменьшением среднего давления в образце расход газа возрастает в большей степени,чем это следует из уравнения состояния, в результате проницаемость породы,рассчитанная по уравнению (35), оказывается тем выше, чем ниже давление в образце.

Причиной этого является скольжение газа-явление,связанное с особенностями течения газа в пористой среде при условиях,что длина свободного пробега молекул газа близка к поперечным размерам каналов,по которым движется газ.Соответственно проницаемость,рассчитанную по уравнению (35) следует рассматривать как кажущуюся.

Для того,чтобы определить абсолютную проницаемость,необходимо выполнить измерение при давлении после образца выше 6-8 кгс/см^2 или же серию измерений при различных значениях среднего давления в образце или,наконец, ввести поправку на скольжение газа.

Методика измерения с целью выработки этих поправок рассматривается в § 4.

2.При высоких скоростях фильтрации закон Дарси не соблюдается - возникает дополнительный перепад давления,пропорциональный квадрату скорости фильтрации и уравнение,связывающее расход с перепадом давления, принимает вид:

$$P = a\,Q_{p,t} + b\,Q^2_{p,t} \qquad \ldots 4I$$

Методика измерений с целью определения коэффициентов "а" и "в" рассматривается в § 5.

3.При фильтрации нейтральной жидкости через некоторые породы при достаточно больших скоростях наблюдается отслаивание частиц, перенос их в суженные места каналов и закупорка последних - кольматация. Это явление приводит к затуханию (уменьшению) фильтрации. При изменении направления фильтрации проницаемость вначале восстанавливается, а затем вновь падает вследствие переноса частиц в обратном направлении.

4.При фильтрации воды возникает ряд осложнений, связанных с взаимодействием воды с глинистыми компонентами коллектора, в результате чего в лабораторных опытах обычно наблюдается затухание фильтрации, особенно значительное при существенном расхождении ионного состава вод. Изменение направления потока в этом случае не влияет на скорость фильтрации.

5.При фильтрации нефти могут наблюдаться различные явления, осложняющие измерение проницаемости и влияющие на ее величину - сорбция полярных компонентов, отложение парафина, неньютоновское поведение некоторых нефтей.

6.В пластовых условиях часть порового пространства коллектора занята связанной водой. В процессе добычи нефти часть порового пространства может быть занята газом, выделившимся из нефти, а часть водой, поступившей из законтурной части пласта. С увеличением содержания воды в породе способность породы к фильтрации нефти существенно снижается, а к фильтрации воды растет. Фильтрационная характеристика коллектора при таких условиях должна быть изучена в опыте, моделирующем изменение насыщенности смачивающей фазой. Результаты такого опыта представляют графиком, на котором по оси абсцисс отложена величина насыщенности обычно смачивающей фазой, а по оси ординат - отношение проницаемости по газу, воде или нефти при различных насыщенностях соответственно к проницаемости по газу, воде и нефти при их 100% насыщенности пористой среды.

7.Проницаемость многих пород-коллекторов заметно зави-

сит от внешнего давления, действующего на образец.

Подробно этот вопрос освещен в главе XIII.

§ 2. Задачи измерения, требования к аппаратуре

В связи с большей сложностью изучения фильтрационных характеристик пород-коллекторов и ограниченными аппаратурными возможностями производственных лабораторий, ниже излагаются лишь рекомендации по измерению проницаемости при фильтрации газа.

Основной задачей при изучении фильтрационных характеристик пород-коллекторов является определение газопроницаемости на воздушно-сухих образцах, то есть определение абсолютной проницаемости. Для подсчета запасов и целей других геологических исследований такая информация необходима и обычно достаточна.

Аппарат для измерения проницаемости при фильтрации газа должен удовлетворять следующим условиям:

I. Боковая поверхность образца (поверхность, параллельная направлению фильтрации) зачехляется в тонкостенную резиновую манжету, прижимаемую к уплотняемой поверхности действием давления газа или жидкости от самостоятельного источника.

Минимальное давление обжима, обеспечивающее отсутствие утечки фильтруемой жидкости вдоль боковой поверхности образца, зависит, главным образом, от точности выдержки формы образца, гладкости его поверхности, величины начального зазора между образцом и манжетой, а для кубических образцов и от остроты кромок. При изготовлении образца алмазным инструментом достаточно давление обжима в I0-I5 кгс/см^2.

При применении конических резиновых муфт, используемых в серийных аппаратах Гк-5 / *45* /, или изготовленных из обычных резиновых пробок, следует иметь в виду, что при их сжатии развивается недопустимо высокое и неконтролируемое давление на образец, что нередко приводит к значительным деформациям, существенно уменьшающим проницаемость и даже разрушению образца. Плохая воспроизводимость результатов измерений проницаемости чаще всего объясняется именно применением муфт из

жесткой резины. В связи с этим герметизация образца с помощью конической резиновой муфты с круглым или квадратным отверстием может быть допущена лишь при изготовлении ее из мягкой резины, твердостью не более 30 единиц, например марка 3311 МРТУ-38-5-1166-64. Муфты должны быть изготовлены в прессформе, а не путем механической обработки; особенно важно выполнить это требование при изготовлении муфт квадратного сечения. Длина муфты не должна превосходить длины образца больше чем на 3-5 мм. Такие муфты обеспечивают равномерное уплотнение поверхности при умеренном давлении и удовлетворительную воспроизводимость результатов измерения при перезакладке образца.

2. Измерять проницаемость на образцах большого размера целесообразно при плоскорадиальной фильтрации. Образец должен быть изготовлен в виде цилиндра с осевым отверстием и плоскопараллельными торцами. Направление фильтрации от внешней поверхности к осевому отверстию по радиусу или в обратном направлении. Уплотнению подлежат торцы, что не представляет затруднений - прокладками служат диски из мягкой листовой резины; в одной из прокладок предусмотрено отверстие для сообщения осевого отверстия образца с источником давления или разряжения. Измерения могут быть выполнены по схеме нестационарной фильтрации (пункт 7), так как в этом случае отпадает необходимость измерения расхода.

3. Рекомендуемая конструкция кернодержателя, удовлетворяющего перечисленным требованиям показана на рис. 31.

Конструкция предусматривает следующие способы зачехления.

Цилиндрические и кубические образцы:

гидро- или пневмообжим (в),

резиновая коническая муфта (а,б),

заделка боковой поверхности затвердевающей средой (для рыхлых пород) (г).

Цилиндры с осевым отверстием:

уплотнение по торцам (д,е).

Кернодержатель имеет вентиль (или два вентиля) и позволяет выполнять измерения как при изоточном, так и при ат-

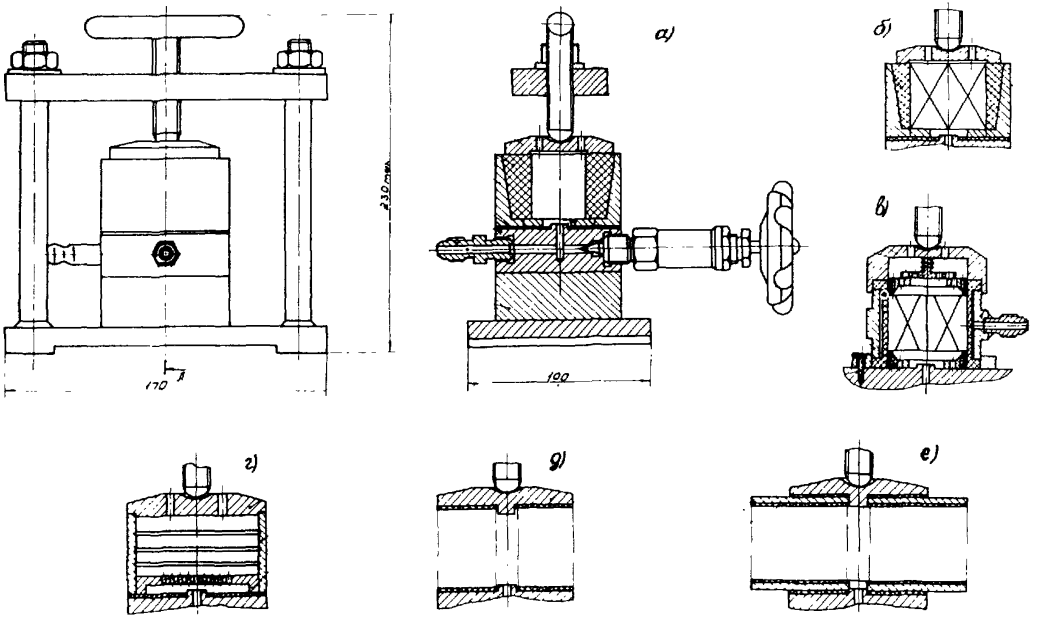


Рис.31. Конструкция универсального кернодержателя.

мосферном давлении на входе в образец и соответственно при атмосферном давлении или давлении ниже атмосферного после образца.

Для измерения проницаемости при радиальной фильтрации предложен керноцержатель /25;86/, схема которого приведена на рис.32. Керноцержатель состоит из основания (5), чехла из органического стекла (2), крышки (I) и струбцины (6). Резиновые кольца из маслобензостойкой резины (4) обеспечивают герметичность прибора. Торцевые поверхности образца герметизируют с помощью дисков из мягкой резины (3) (может быть использована листовая вакуумная резина толщиной 2-4 мм).

Керноцержатель с чехлом из органического стекла рассчитан на противодавление в камере до I0 кгс/см^2. При необходимости работы с большими давлениями чехол должен быть заменен на металлический.

Для выполнения измерений при фиксированном осевом давлении предусмотрено специальное устройство, состоящее из плунжерной пары (7,8), внутренняя полость которой заполнена маслом. В качестве индикатора давления используется манометр (9) с пределом измерения 40-60 кгс/см^2.

Для измерения проницаемости цилиндрических и кубических образцов стандартного размера (30 мм) предложена конструкция быстросъемного керноцержателя (рис.33).

4. Измерения следует производить при перепадах давления не выше 3 кгс/см^2 и атмосферном давлении на выходе или входе образца.

5. Блок-схема измерения проницаемости при стационарной фильтрации с противодавлением, равным атмосферному, показана на рис.34.

В схеме используют:

Для измерения давления перед образцом:

I) Манометр образцовый класса 0,4 на предел измерения 4 кгс/см^2 в области давления от 3,2 до 0,8 кгс/см^2.

2) Манометр образцовый класса 0,4 на предел измерения I кгс/см^2 в области давлений от 0,8 до 0,2 кгс/см^2.

3) Манометр U-образный с водяным заполнением с длиной шкалы 800 мм (МЖ-800 из комплекта АКМ) в области давле-

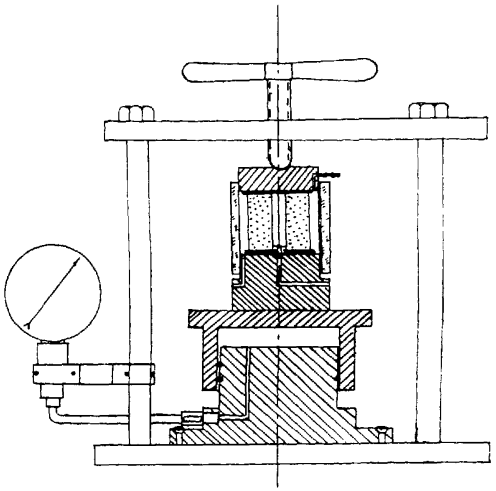


Рис.32 Конструкция устройства для измерения проницаемости при радиальной фильтрации с фиксированным осевым давлением.

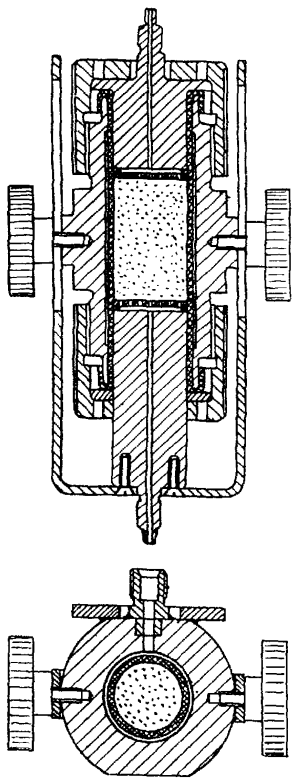


Рис. 33. Конструкция быстросъемного кернодержателя для образцов стандартного размера

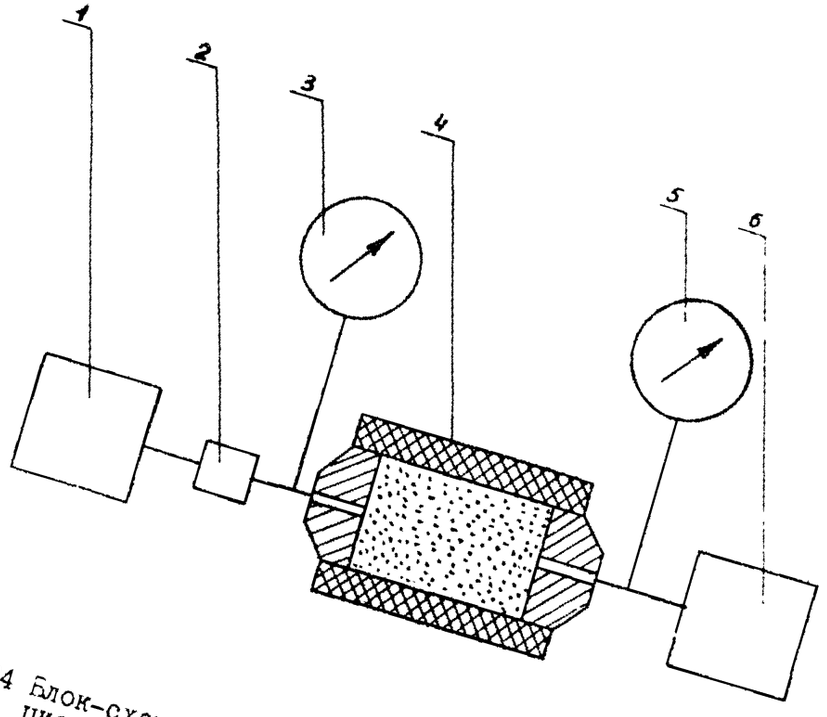


Рис.34 Блок-схема измерения проницаемости при стационарной фильтрации без противодавления

ний от 0,1 до 0,01-0,02 кгс/см^2.

4) Микроманометр МНИ многопредельный для измерения в пределах от 0,02 кгс/см^2 и ниже.

Для измерения расхода газа:

1) Газомер ГСБ-400.

2) Газомер ГМ-2 на 500 см^3 (из комплекта АКМ).

3) Газомер-бюретка на 50 см^3 с индикатором (рис.35а)

4) Газомер с мыльной пленкой на 25,5 и 1 см^3 (рис.35б).

Пределы измерения проницаемости, отвечающие различным комбинациям пределов измерения манометра и газомера, приведены в таблице 7 для образцов $D = L =$ 30 мм и продолжительности замера от 50 до 500 сек.

Пределы измерения проницаемости рассчитаны по формулам

$$K_{max} = \frac{7{,}54\, V_r}{P_{1min}\,(1 + 0{,}5\,P_{1,min})\,t_{min}}$$

$$K_{min} = \frac{7{,}54\, V_r}{P_{1,max}\,(1 + 0{,}5\,P_{1,max})\,t_{max}}$$

где: P_1 - отсчет по манометру;

V_r - объем газомера;

t - продолжительность замера.

При вычислениях принималось $\mu = 0{,}0178$ сп (азот, 20°С), $P_{бар} = 1$ кгс/см^2.

В качестве примера на рис.36 приведена схема измерения проницаемости при стационарной радиальной фильтрации.

6. Схема измерения при стационарной фильтрации с давлением на входе, равном атмосферному, приведена на рис.37.

Источником, создающим перепад давления, является вакуумнасос, присоединенный к выходному торцу образца. Вход образца присоединен к боковому отводу бюретки. Ввод в бюретку присоединен к склянке Мариотта. Воздух засасывается из бюретки, давление в бюретке поддерживается за счет перетока в нее из склянки воды в объеме, равном объему воздуха.

Перепад давления устанавливают с помощью трехходового крана, позволяющего регулировать объем воздуха, засасываемого

Таблица 7.

Пределы измерения проницаемости при стационарной фильтрации

Условия измерения	Перепад от–до		Пределы измерения проницаемости в мд при газомере объемом, мм					
	прибор	кгс/см^2	I см^3	5 см^3	25 см^3	50 см^3	500 см^3	5000 см^3
Давление на выходе равно атмосферическому	ОМ	3,2–0,8	$I,8 \cdot I0^{-2}$	$9 \cdot I0^{-2}$	$4,5 \cdot I0^{-I}$	$9 \cdot I0^{-I}$	$9 \cdot I0^{0}$	$9 \cdot I0$
			$I,9 \cdot I0^{-I}$	$9,5 \cdot I0^{-I}$	$4,8 \cdot I0^{0}$	$9,5 \cdot I0^{0}$	$9,5 \cdot I0^{I}$	$9,5 \cdot I0$
	ОМ	0,8–0,I	$I,9 \cdot I0^{-I}$	$9,5 \cdot I0^{-I}$	$4,8 \cdot I0^{0}$	$9,5 \cdot I0^{0}$	$9,5 \cdot I0^{I}$	$9,5 \cdot I0^{2}$
			$I,5 \cdot I0^{0}$	$7,5 \cdot I0^{0}$	$3,8 \cdot I0^{I}$	$7,5 \cdot I0^{2}$	$7,5 \cdot I0^{2}$	$7,5 \cdot I0^{2}$
	ВМ	0,I–0,02	$I,5 \cdot I0^{0}$	$7,5 \cdot I0^{0}$	$3,8 \cdot I0^{I}$	$7,5 \cdot I0^{2}$	$7,5 \cdot I0^{2}$	$7,5 \cdot I0^{3}$
			$7,5 \cdot I0^{I}$	$3,8 \cdot I0^{2}$	$I,9 \cdot I0^{3}$	$3,8 \cdot I0^{3}$	$3,8 \cdot I0^{4}$	$3,8 \cdot I0$
	ММН	0,02	$7,5 \cdot I0^{2}$	$3,8 \cdot I0^{3}$	$I,9 \cdot I0^{4}$	$3,8 \cdot I0^{4}$	$3,8 \cdot I0^{5}$	$3,8 \cdot I0^{5}$

ОМ – образцовый манометр, ВМ – U –образный водяной манометр, ММН – многопредельный чашечный микроманометр

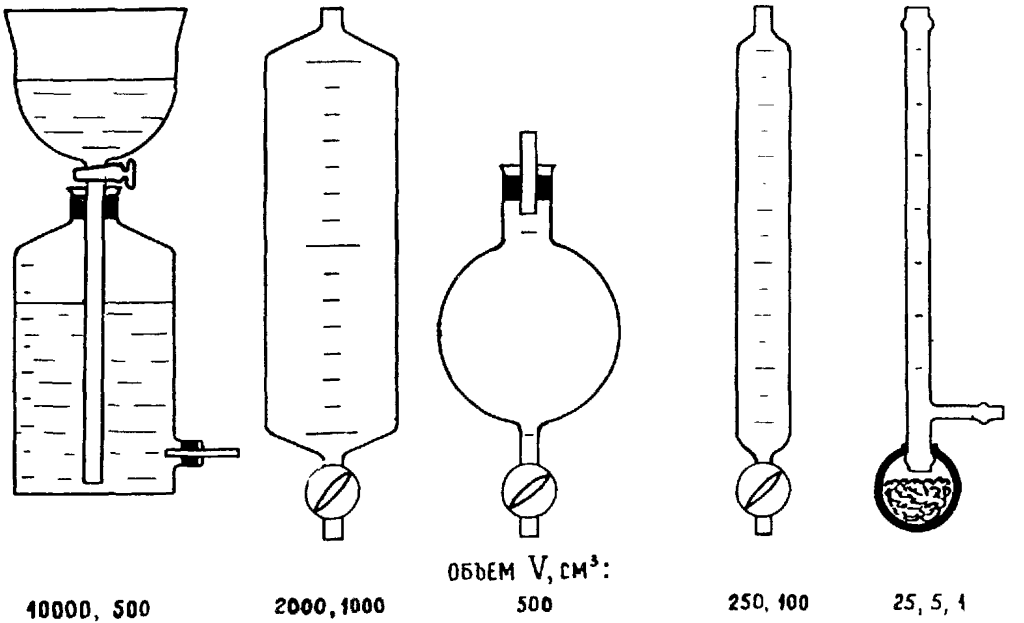


Рис.35. Конструкция газомеров.

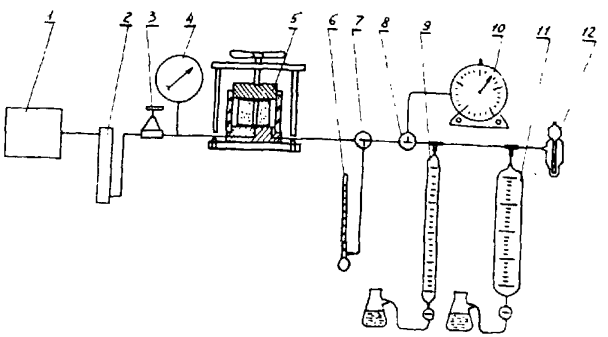


Рис.36 Схема измерения проницаемости при стационарной радиальной фильтрации.

1-источник давления ; 2-осушитель ; 3-редуктор ; 4-манометр ; 5-кернодержатель ; 6,9,II-газомеры ; 7,8-трехходовые краны ; I0-газовые часы ; I2-индикатор давления.

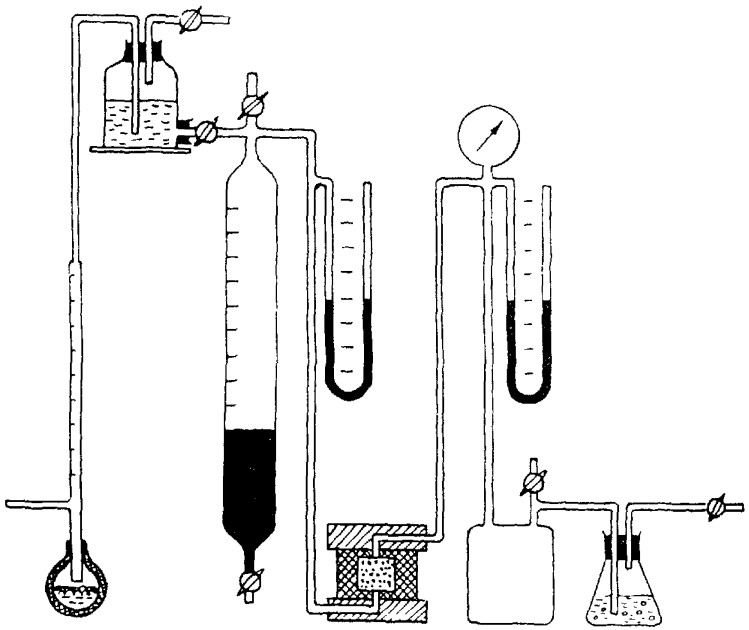


Рис.37 Схема измерения проницаемости при стационарной фильтрации с давлением на входе, равном атмосферному

в буферную емкость из атмосферы. Перепад давления измеряют по образцовому вакуумметру или манометру с водяным заполнением, расход-по бюретке или газомеру с мыльной пленкой, подключенному к отводу склянки в атмосферу.

Схему используют для измерения проницаемости образцов с осевым отверстием при плоско-радиальной фильтрации.

7.В последние годы получило распространение измерение проницаемости при нестационарной фильтрации.

Одна из схем измерения приведена на рис.38.Аппарат состоит из кернодержателя I (может быть использован любой кернодержатель,в том числе один из показанных на рис.3I,32 и 33) и двухтрубного пьезометра с погруженными под уровень воды нижними концами трубок (4,5).Верхние концы трубок присоединены к трехходовому крану (3),в свою очередь присоединенному к пространству под нижним торцом образца и через вентиль - к источнику невысокого разрежения,например,водоструйному насосу. Это позволяет поднять уровень воды в любой из пьезометрических трубок до верхнего репера.Затем закрывают вентиль.Воздух,поступающий через образец в пьезометр , повышает давление в последнем и уровень воды в нем постепенно понижается с уменьшающейся скоростью.Определение проницаемости сводится к измерению времени опускания мениска в заданном интервале высоты столба воды,зафиксированном отсчетными рисками-реперами.С увеличением проницаемости время опускания столба уменьшается. Пьезометр выполнен двухтрубным для расширения пределов измерения.В рассматриваемой схеме измерения давление перед образцом равно атмосферному,а начальный перепад давления не превосходит 70 см водяного столба.

Рабочая расчетная формула для случая линейной фильтрации имеет вид:

$$K = \frac{C \cdot L}{F \cdot t} \qquad \ldots 42$$

где: t - продолжительность опускания уровня в заданных пределах ;

C - постоянный коэффициент,зависящий от геометрических размеров прибора и условий проведения опыта.

Методика вычисления "С" изложена в следующем параграфе.

Для случая радиальной фильтрации:

$$K = 0{,}367 \frac{c \lg \frac{R}{r}}{H \cdot t} \quad \ldots\ 43$$

(обозначения те же, что и для формулы 40).

Для расширения пределов измерения пьезометр заменяют емкостью с водяным манометром (рис.39). Создают в емкости давление или разрежение (P=70 см водяного столба), присоединяют к емкости образец и открывают кран. Начинается процесс фильтрации воздуха через образец при перепаде давления, стремящемся к нулю. Мерой проницаемости является продолжительность измерения давления по водяному манометру в заданных пределах. При необходимости расширения предела измерения в сторону малой проницаемости увеличивают начальное давление и используют образцовый манометр с пружиной Бурдона. Рабочая расчетная формула та же, что и для схемы с пьезометром.

Пределы измерения проницаемости при нестационарной фильтрации приведены в таблице 8.

Погрешности измерения - не больше чем при обычных схемах стационарной фильтрации /16/.

Схемы нестационарной фильтрации, показанные на рис. 38 и 39 выгодно отличаются простотой, отсутствием потребности в сжатом воздухе, легкостью вычислений.

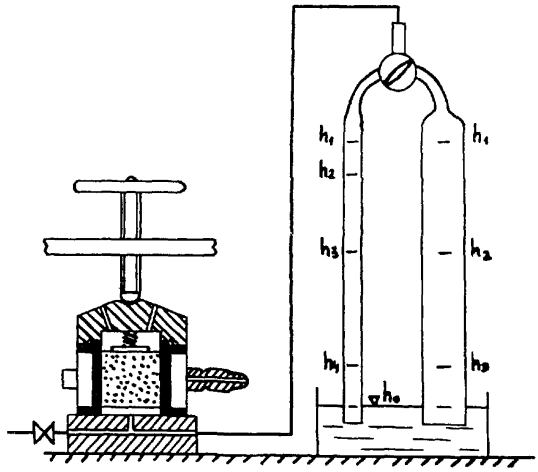


Рис.38 Схема измерения проницаемости при нестационарной фильтрации с пьезометром.

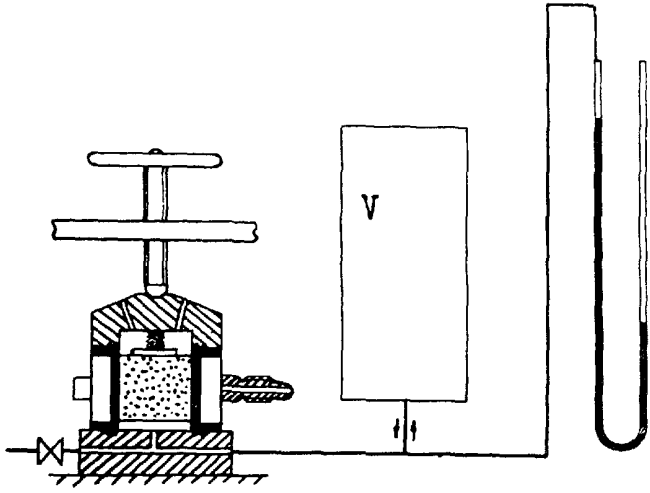


Рис.39 Схема измерения проницаемости при нестационарной фильтрации с емкостью и манометром

Таблица 8

Пределы измерения проницаемости при нестационарной фильтрации

Фильтрация	Схема		Размеры образца, см		Пределы измерения в мд при продолжительности замера 500-50 сек	Пределы измерения в мд при продолжительности замера 25 сек
линейная	с пьезометром		Цилиндр $L=D$	3,0	0,4-2300	до 4600
				2,0	0,6-3450	до 6900
			Куб	3,0	0,3-1800	до 3600
				2,0	0,5-2700	до 5400
	с манометром и емкостью объемом (л)	I0	Цилиндр	3,0	45-4000	-
				2,0	65-6000	
			Куб	3,0	35-3000	-
				2,0	55-5000	
		I5	Цилиндр	3,0	65-6000	-
				2,0	95-9000	
			Куб	3,0	55-5000	-
				2,0	75-7000	
		20	Цилиндр	3,0	85-8000	
				2,0	I25-I2000	
			Куб	3,0	70-6500	
				2,0	I00-9500	
плоско-радиальная	с пьезометром		Цилиндр $L=2,0$	3,0	0,I-750	до I500
				6,0	0,I-985	до I970
	с манометром и емкостью объемом (л)	I0	см с осевым отверстием $r=0,5$ см; внешний радиус R	3,0	I4-I400	до 2800
				6,0	I8-I800	до 3600
		I5		3,0	20-2000	до 4000
				6,0	27-2700	до 5400
		20		3,0	27-2700	до 5400
				6,0	36-3600	до 7200

§ 3. Методика измерения проницаемости при нестационарной фильтрации с помощью проницаемостемера с пьезометром

За последние годы в практике лабораторий физики пласта достаточно широкое применение нашел проницаемостемер с пьезометром, разработанный во ВНИГНИ в 1965 г /16;21/. Некоторое количество таких аппаратов было изготовлено в ЦЭРММ ВНИГНИ по индивидуальным заказам, а также самостоятельно различными организациями.

В связи с вышеизложенным целесообразно в настоящей работе более подробно остановиться на методике тарировки проницаемостемера с пьезометром и выполнения измерений проницаемости.

Как уже отмечалось в предыдущем параграфе в проницаемостемере может быть использован один из описанных выше кернодержателей, присоединяемый к верхнему отводу пьезометра. Методика измерений будет описана для проницаемостемера с универсальным кернодержателем (рис.3I), позволяющим проводить измерения при линейной (на цилиндрическом и кубическом образцах) и радиальной фильтрации.

а). Определение проницаемости при линейной фильтрации

I. Цилиндрический или кубический образец помещают в резиновую муфту патрона пневмообжима (рис.3Iв) или в коническую муфту (а,б).

2. Устанавливают патрон пневмообжима в кернодержатель и создают пневмо- или гидрообжим с заданным давлением (обычно это давление не превышает I0-I5 кгс/см^2, что вполне достаточно для обеспечения надежной герметизации боковой поверхности образца). При использовании конической муфты последнюю устанавливают в стакан, а затем в кернодержатель. Верхняя крышка кернодержателя имеет сквозные отверстия для сообщения верхнего торца образца с атмосферой.

3. Краном 3 (рис.38) подключают к кернодержателю трубку малого диаметра.

4. Включают источник разрежения и, осторожно открывая вентиль 1 (рис.38), поднимают уровень воды в пьезометре на

15-20 мм выше репера h ; вентиль I закрывают и убеждаются в том, что уровень воды начал опускаться. Неподвижность уровня свидетельствует о том, что образец практически непроницаем.

5. Пускают секундомер в момент прохождения мениском репера h, и останавливают его в момент прохождения одного из реперов (h_2, h_3 или h_4) в том случае, если время фильтрации больше 50 сек.

Если время прохождения интервала $h_1 - h_4$ менее 50 сек краном 3 (рис.38) подключают трубку большого диаметра и вновь выполняют определение.

6. Вычисляют величину проницаемости по формуле 42

б). Определение проницаемости при радиальной фильтрации

Образец зажимают между прокладками в кернодержателе, как это показано на рис.31 ("д" или "е"). Затем выполняют все операции, описанные в предыдущем разделе.

Проницаемость вычисляют по формуле 43

Вычисление коэффициента "С"

Как отмечалось в предыдущем параграфе величина С является комбинированным множителем в формулах 42, 43, зависящим от геометрических размеров аппарата, барометрического давления и температуры. Значения коэффициента С вычисляют для всех интервалов измерения по формулам / 21 /.

$$C = A \eta f \, 10^8 \qquad \ldots 44$$

где:

$$A = 2{,}303 \, \frac{1+\varepsilon}{c} \, lg \, \frac{ch_1 - U}{ch_i - U} - \frac{(3-\varepsilon)(h_1 - h_i)}{2H} \qquad \ldots 45$$

$$\varepsilon = \frac{cV_0 + f(ch_1 - U)}{fH} \qquad \ldots 46$$

$C = 1 + \frac{f}{H}$ – коэффициент, учитывающий опускание уровня в сосуде, в который погружен пьезометр;

F – площадь сечения сосуда, $см^2$.

f - площадь сечения пьезометрической трубки, $см^2$;

H - барометрическое давление, см.вод.столба. Изменение величины H практически не влияет на точность определения проницаемости, ввиду чего в расчетах можно принять $H = const$ (в общем случае H=1000 см);

h_1 - отметка верхней (начальной) отсчетной риски пьезометрической трубки над уровнем воды, см;

h_i - отметка текущей (конечной) отсчетной риски пьезометрической трубки над уровнем воды, см;

U - высота капиллярного поднятия в пьезометрической трубке, см;

V_o - объем между нижним торцом образца и верхней отсчетной риски (мертвый объем), $см^3$;

γ - вязкость воздуха в зависимости от температурн, пуаз.

Наиболее оптимальной является конструкция аппарата со следующими размерами пьезометрических трубок:

диаметр малой трубки - 2,5-3 мм,

диаметр большой трубки - 25 мм

малая трубка - h_1 =70 см
h_2 =65 см
h_3 =53 см
h_4 =5 см

большая трубка h_1 =70 см
h_2 =53 см
h_3 =5 см

Вычисления производят следующим образом.

I. Определяют отметки реперов каждой трубки пьезометра - h_1, h_2, h_3 и h_4 относительно h_o - путем измерения стальной измерительной линейкой длиной 1000 мм, расстояния между репером h_o и соответствующим отсчетным репером.

2. Измеряют объемы трубок между реперами h_o и h_1 и мертвый объем трубок от репера h_1 до обреза свободного отвода крана).

Для этого:

а) заливают в сосуд дистиллированную воду;

б) снимают пьезометр со штатива и переворачивают его краном вниз ;

в) опускают свободный отвод крана под уровень воды и засасывают в трубки воду выше реперов h_0 ;

г) приводят уровень воды в трубках к реперу h_0 , выпуская излишки через кран ;

д) выпускают воду через кран сперва из одной трубки, затем из второй в сухие, предварительно взвешенные стаканчики до совмещения уровня воды в трубке с репером h_1 . Вес вытесненной воды в граммах будет численно равен произведению объема трубки в интервале $h_0 - h_1$, на плотность воды при данной температуре;

е) тем же способом находят мертвые объемы трубок $V_{0,1}$

3. Мертвый объем аппарата V_0 слагается из:

а) мертвого объема пьезометрических трубок - $V_{0,1}$;

б) объема соединительного трубопровода от пьезометра до кернодержателя - $V_{0,2}$;

в) мертвого объема кернодержателя - $V_{0,3}$

Объем $V_{0,1}$ известен из данных градуировки (пункт 2е).

Объем $V_{0,2}$ вычисляют по длине и внутреннему диаметру соединительного трубопровода.

Объем $V_{0,3}$ вычисляют по результатам измерения длины и диаметра сверлений в кернодержателе и оценки объема полости под нижним торцом образца.

Определение мертвого объема не требует высокой точности ввиду малого влияния этой величины на точность измерения проницаемости.

4. Вычисляют площадь сечения трубок f по известным из п.п.1 и 2 объемам и расстоянию между реперами h_1 и h_4 (малая трубка) и h_1 и h_3 (большая).

5. Вычисляют диаметр трубок

$$d = \sqrt{\frac{f}{0{,}785}}$$

6. Площадь сечения сосуда F вычисляют по размерам.

7. Выполняют вычисления для каждого интервала большой и малой трубок последовательно по формулам 46, 45 и 44.

Для удобства рекомендуется составить таблицу значений С для каждого предела измерения в зависимости от температуры, как это показано в таблице 9. Таблица составлена по результатам градуировки реального пьезометра; при близких геометрических размерах используемого пьезометра к рекомендуемым, величины вычисленных коэффициентов "С" должны иметь тот же порядок.

§ 4. Измерение проницаемости при различных средних давлениях в образце

Выполнение серии измерений проницаемости при различных средних давлениях в образце и постоянном небольшом перепаде давления - последнее обеспечивает постоянную скорость фильтрации во всех опытах - позволяет получить график Клинкенберга- зависимость кажущейся проницаемости от величины, обратной среднему абсолютному давлению - $\frac{1}{\bar{p}}$,аппроксимируемую прямой линией (рис.40), уравнение которой может быть записано в виде:

$$K_i = K_\infty \left(1 + \frac{b}{\bar{p}_i}\right) \qquad \ldots 47$$

где - K_i кажущаяся проницаемость измеренная при $\bar{P}_i$;

K_∞ экстраполированное на $\frac{1}{\bar{p}_i}$ =0 значение проницаемости;

$b = \frac{\Delta K}{\Delta\left(\frac{1}{\bar{p}_i}\right)} \cdot \frac{1}{K_\infty}$ поправка на скольжение газа;

$\frac{\Delta K}{\Delta\left(\frac{1}{\bar{p}_i}\right)}$ усредненное значение тангенса угла наклона прямой.

Величина K_∞ ,как это было показано в ряде работ, например / 24 /, есть истинное значение проницаемости при $P \to \infty$,то есть при отсутствии скольжения газа; это значение совпадает с проницаемостью на жидкости, не реагирующей с веществом коллектора, и не зависит от природы газа (величина b зависит от природы газа).

За искомое значение $K_{пл}$ - проницаемости при пластовых условиях следовало бы принять величину $K_{пл} = K_\infty \left(1 + \frac{b}{\bar{p}_{пл}}\right)$,

Таблица 9.

Коэффициенты С в зависимости от температуры воздуха ($P_{бар}$ = 750 мм рт.столба).

Трубка пьезометра	Реперы	Множитель	Температура °С												
			I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26
Малая	$h_I - h_2$	$I0^2$	I,83	I,84	I,84	I,85	I,85	I,86	I,87	I,87	I,88	I,88	I,90	I,90	I,90
	$h_I - h_3$	$I0^2$	6,67	6,69	6,70	6,72	6,74	6,76	6,79	6,82	6,83	6,86	6,88	6,90	6,90
	$h_I - h_4$	$I0^3$	6,77	6,79	6,8I	6,83	6,85	6,86	6,90	6,92	6,94	6,97	6,99	7,0I	7,02
Боль-шая	$h_I - h_2$	$I0^4$	2,02	2,03	2,04	2,04	2,05	2,05	2,06	2,07	2,08	2,08	2,09	2,I0	2,I0
	$h_I - h_3$	$I0^5$	2,I7	2,I7	2,I8	2,I9	2,I9	2,20	2,2I	2,22	2,23	2,24	2,25	2,25	2,25

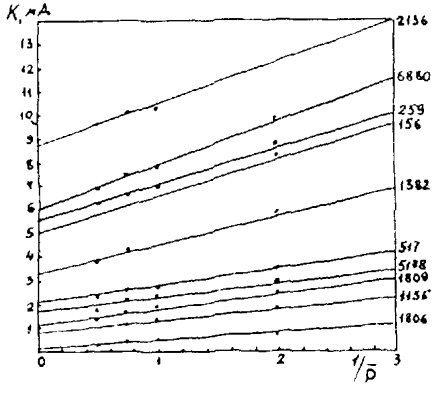


Рис.40 Зависимость проницаемости от величины, обратной среднему давлению. Шифр кривых - номера образцов.

однако величина $\frac{b}{\bar{p}_{пл}}$ мала и этой поправкой можно пренебречь.

Между величиноу b и K_∞ существует довольно тесная связь вида: $b = b_0 \cdot K_\infty$

Подобные корреляции были получены рядом авторов; одна из них (рис.4I), усредненная для широкого класса литологических разностей, приведена в правилах измерения проницаемости, разработанных Американским Нефтяным Институтом / /, в качестве универсальной

Получение корреляции $b - K_\infty$ на представительных для данной площади образцах позволяет ограничиться выполнением массовых измерений при каком-либо одном значении среднего давления, а затем вводить поправку на скольжение газа с помощью корреляционного графика. При этом, поскольку значение K_∞ еще не известно, задаются полученным кажущимся значением $K_{i\infty}$, находят " b ", вычисляют $\bar{K}_\infty$, по последнему находят новое значение b и т.п. до совпадения двух последовательно найденных значений K_∞, на что обычно требуется не более трех попыток.

На рис.42 приведены корреляции ВНИГНИ для двух типов песчаников Тюмени.

Для увеличения точности экстраполяции следует выполнить измерения кажущейся проницаемости в широком диапазоне средних давлений, охватывающем и область значительных разрежений. Рекомендуемые значения $\bar{P}$: 0,2; 0,24; 0,33; 0,5; I и 2 ат (соответственно $\frac{1}{\bar{P}_i}$ составляет 5; 4; 3; 2; I; 0,5 и 0,25); дальнейшее увеличение $\bar{P}_i$ повышает надежности экстраполяции.

Для измерения проницаемости при переменном среднем давлении в указанном интервале рекомендуется схема измерения при нестационарной фильтрации по методу перетока, показанная на рис.43. Кернодержатель с образцом (П) включен между двумя сосудами одинакового объема (I,Ш). Перепад давлений на образце измеряют дифманометром с водяным заполнением. В начале опыта заполняют систему воздухом (газом) при некотором начальном давлении, затем создают заданный начальный перепад при закрытых пусковом (2) и уравнительном (3) вентилях. Открывают пусковой вентиль - начинается переток газа

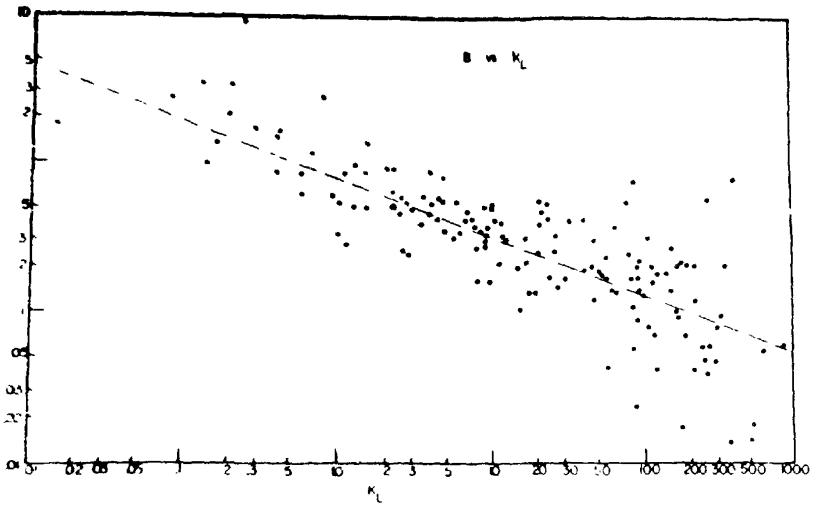


Рис. 41 . Сопоставление поправки на скольжение газа B с экстраполированным значением проницаемости.

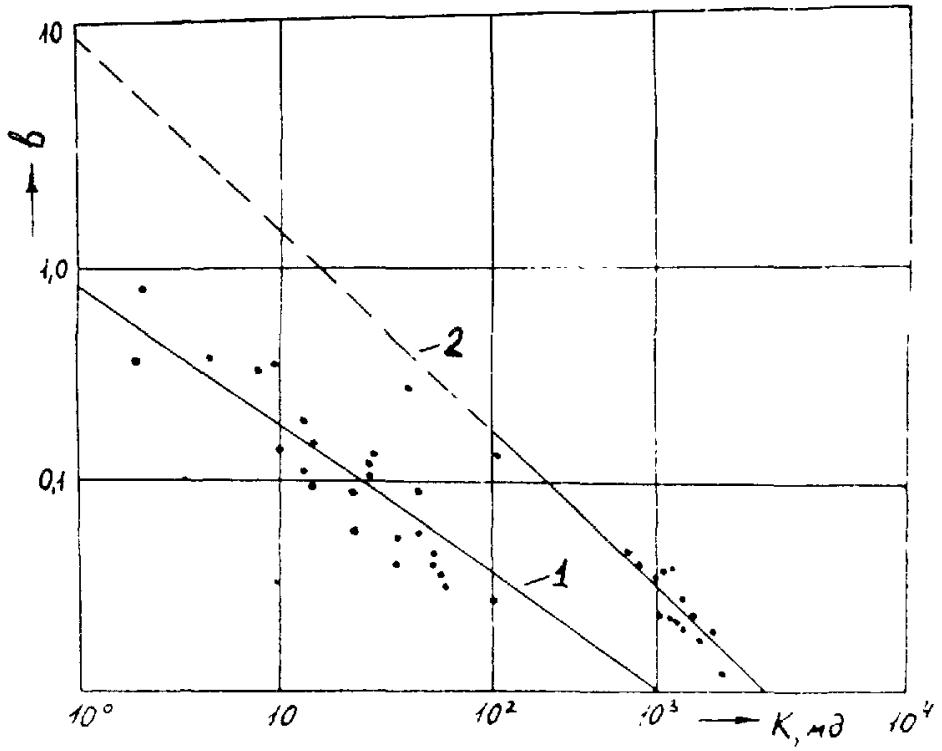


Рис.42 Сопоставление поправки b с К мд .

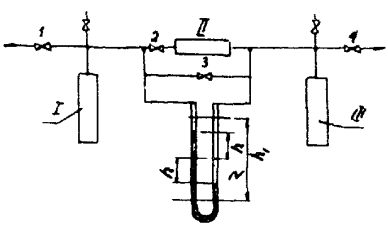


Рис.43 Схема измерения проницаемости при нестационарной фильтрации по методу перетока.

из одного сосуда в другой через образец. Мерой проницаемости является продолжительность изменения перепада давления в заданных пределах.

Схема может быть собрана в любой лаборатории, поскольку она состоит из весьма простых элементов-емкостей, манометра, вентилей и дифманометра типа ДТ-50.

Рекомендуемые объемы сосудов 125; 875 и 1000 $см^3$, что при последовательном включении дает объемы 125, 1000 и 2000 $см^3$. Продолжительность измерения от 50 до 2000 сек. и измерение перепада водяным столбом обеспечивают измерение кажущейся проницаемости от 0,01 до 1000 мД. Теория схемы, анализ погрешностей и методика приведены в работе / 16 /.

Можно еще больше упростить схему, выполнив всю аппаратуру из стекла. Стеклянные трубки должны быть толстостенными, максимальное избыточное давление не должно превосходить 0,2-0,5 $кгс/см^2$; все стеклянные элементы схемы должны быть защищены щитом из оргстекла.

Использование кернодержателя ЗК-8 из комплекта АКМ или другого подобного позволит получить значения K_∞ и β для пластовых условий (см., например, работу / 85 /).

§ 5. Измерение проницаемости в широком диапазоне скоростей фильтрации

Целью этих измерений является представление фильтрационной характеристики коллектора газа в виде параметров двучленного уравнения, выражающего зависимость перепада давления от расхода, как это принято для характеристики продуктивности газовых скважин.

Для керна из залежи нефти необходимости в выполнении таких исследований нет, так как скорости фильтрации нефти в призабойной скважине невелики и не выходят за пределы, в которых фильтрация подчиняется закону Дарси.

Расчетное уравнение записывается в виде:

$$M(\Delta P)^2 = \alpha\bar{\mu}(T\,Q_m) + \frac{\beta}{T}(T\,Q_m)^2$$

где M - молекулярный вес газа;

$$(\Delta P)^2 = (P_1^2 - P_2^2)(1 - \varepsilon\bar{P});$$

ε – поправка, учитывающая отклонения от закона идеального состояния; при невысоких давлениях (до 30-50 ат) $\varepsilon = 0$;

$$\alpha = \frac{2RL}{KF}$$

R – газовая постоянная;

K – проницаемость при малой скорости фильтрации;

$\bar{\mu}$ – вязкость при среднем давлении и температуре в образце;

T – средняя температура в образце;

Q_m – массовый расход газа.

Коэффициент β зависит только от свойств среды – он характеризует влияние расширений капилляров, создающих при высоких скоростях фильтрации завихрения, обуславливающие дополнительные потери перепада давления.

При температуре в образце, равной комнатной, уравнение упрощается и может быть записано в виде

$$\frac{F(\Delta P)^2}{L Q_0} = \frac{\mu}{K} + \frac{\beta \rho_0}{F} Q_0 \qquad \ldots 48$$

Это уравнение прямой линии в координатах $\frac{F(\Delta P)^2}{L Q_0} - Q_0$ отрезок, отсекаемый прямой по оси $\frac{F(\Delta P)^2}{L Q_0}$, есть $\frac{\mu}{K}$, а тангенс угла наклона прямой – $\frac{\beta \rho_0}{F}$ (см. рис. 44).

Таким образом, методика опыта заключается в выполнении серии измерений расхода газа при различных перепадах давления, подборе прямой, наилучшим образом аппроксимирующей полученную зависимость, и определении значений K и β по длине отрезка, отсеченного на оси абсцисс и тангенсу угла наклона прямой.

В опытах следует выдержать одно важное, хотя и трудно обеспечиваемое условие – давление на выходе из образца должно быть не ниже 6-7 ат – только при этом условии влияние скольжения газа будет исключено.

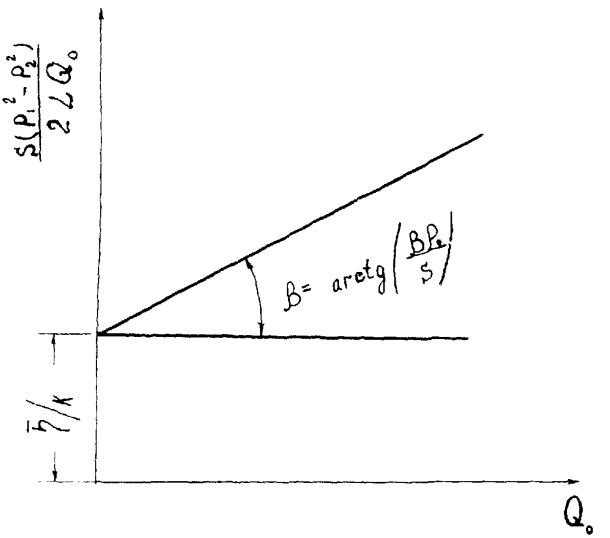


Рис.44 Графический способ определения постоянных двучленного уравнения фильтрации.

В схеме измерения необходимо иметь два вентиля тонкой регулировки - после образца для создания необходимого противодавления и до образца - для регулирования перепада и расхода.

Для измерения давлений и перепадов предусматриваются образцовые манометры на давление 16 и 60 кгс/см^2 после образца и 16, 60 и 100 - до образца.

Для измерения расхода в широких пределах применяют газомер V =5 литров или газобарабанный счетчик КСБ-400 и набор газомеров, рекомендованный в § 2.

§ 6. Методические рекомендации по измерению проницаемости

Общие методические указания по выбору и условиям измерения приведены в предыдущих параграфах этой главы. Ниже приводятся общие рекомендации по выполнению измерений.

1.Образцы пород-коллекторов, предназначенных для измерения проницаемости, должны иметь правильную геометрическую форму (цилиндр или куб), гладкие поверхности и острые кромки. Последнее особенно важно для кубических образцов.

Размеры образцов должны быть выдержаны с точностью до 0,2-0,3 мм, так чтобы образец плотно, но без особого усилия можно было вставить в манжету или муфту. Необходимо иметь набор перфорированных металлических или керамических пластин на случай, если длина образца меньше длины манжеты.

2.Размеры образцов определяют штангенциркулем как средние из 3-5 измерений в каждом направлении с точностью до 0,1 мм.

3.Образцы должны быть освобождены от нефти, воды и битумов экстрагированием и высушиванием при t =105°С. При значительном содержании глинистых минералов образцы высушивают в эксикаторе над хлористым кальцием. Подготовленные образцы хранят в эксикаторе.

4.Оценку анизотропии удобно проводить на кубических образцах. В этом случае получают 2 значения проницаемости параллельно напластованию и одно- перпендикулярно наплас-

тованию. Значение K параллельно напластованию определяют как среднеарифметическое из 2-х измерений. Сходимость последних является оценкой воспроизводимости результатов измерения.

5.При выполнении измерений необходимо наблюдать за барометрическим давлением, как величиной, входящей в расчетную формулу, и температурой воздуха для оценки вязкости фильтруемого газа.

6.Манометры, используемые при измерении, должны иметь класс точности не ниже 0,4. Проверка манометра должна производиться не реже I раза в год.

7.Рекомендуемая продолжительность измерений расхода при применении газомеров, а также при работе по схеме нестационарной фильтрации не должна выходить за пределы 50÷500 сек.

8.Отсчеты перепада давления по манометру в кгс/см^2, необходимые для вычисления проницаемости, должны быть пересчитаны на физические атмосферы умножением на 0,967.

9.На точность измерения проницаемости влияет влажность фильтруемого газа. В схеме стационарной фильтрации предусмотрен осушитель. При особо точных измерениях следует учитывать также насыщение газа водяными парами в газомерах с водяным заполнением. Расход газа в этом случае вычисляют так:

$$Q' = \frac{(P_{бар} - P_{вп})\,Q}{P_{бар}}$$

где: $P_{вп}$ – упругость водяных паров в мм ртутного столба при данной температуре;

$(P_{бар} - P_{вп})$ – парциальное давление сухого газа в газомере

Учет влажности газа в схемах нестационарной фильтрации затруднителен.

§ 7. Ошибки измерения, воспроизводимость результатов

1.Ошибки измерения, предполагая, что влияние скольжения газа отсутствует (или учтено) и что закон Дарси соблюдается составит, в соответствии с расчетной формулой:

$$\left(\frac{\Delta K}{K}\right)_{max} = \frac{\Delta P_б}{P_б} + \frac{\Delta P_1}{P_1} + \frac{2\Delta P_б + \Delta P_1}{2P_б + P_1} + \frac{\Delta V}{V} + \frac{\Delta \mu}{\mu} + \frac{\Delta t}{t} + \frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta F}{F} + \frac{\Delta K_P}{K} \quad \ldots 49$$

где: знак Δ - перед величиной придает последней значения частной погрешности; величины V и t объем газомера и время измерения соответственно.

Последний член представляет ошибку, обусловленную неединообразием условий зачехления образца. Допуская, что утечка вдоль боковой поверхности образца исключена и что зависимость проницаемости от давления обжима при отсутствии вертикальной составляющей известна, мы можем принять

$$\frac{\Delta K_P}{K} = \left[\frac{\partial f(P)}{\partial P}\right]_{P_0} \frac{\Delta P}{K}$$

где: $\left[\frac{\partial f(P)}{\partial P}\right]_{P_0}$ - значение производной при известном или предполагаемом давлении обжима P_0;

ΔP - возможное отклонение от P.

Имеющиеся данные позволяют заключить, что при муфтах из твердой резины величина $\frac{\Delta K_P}{K}$ достигает 15 и более процентов. При применении муфт из мягкой резины расхождения результатов параллельных определений при перезакладке не превосходят 5%. При измерении проницаемости с применением гидрообжима погрешность члена $\frac{\Delta K_P}{K}$ равна нулю. Остальные компоненты погрешности по уравнению (49) могут быть оценены следующим образом.

Ошибка измерения избыточного давления

А. Манометр с водяным заполнением:

ΔP=0,2 см водяного столба; P_{min} =10 см; P_{max} =80 см.

$$2 \geqslant \frac{\Delta P_1}{P_1} \geqslant 0{,}25\ \%$$

Б. Образцовый пружинный манометр класса 0,5; предел измерения 4 кгс/см^2:

ΔP=0,005 x 4 =0,02 кгс/см^2; P_{min} =0,6 кгс/см^2; P_{max} = 3,2 кгс/см^2

$$3{,}3 \geq \frac{\Delta P_1}{P_1} > 0{,}6\,\%$$

Ошибка измерения барометрического давления

В случае измерения барометром-анероидом можно принять $\Delta P_б = 2$ мм ртутного столба $= 2{,}72$ см водяного столба. Тогда, положив $P_б = 1$ кгс/см^2, получим:

$$\frac{\Delta P_б}{P_б} = \frac{2{,}72}{1000} \cdot 100 \simeq 0{,}3\,\%$$

Ошибка, оцениваемая членом $\frac{2\Delta P_б + \Delta P_1}{2P_б + P_1}$ уравнения (49) определится в зависимости от типа манометра.

А. Манометр с водяным заполнением:

$$0{,}28 \geq \frac{2\Delta P_б + \Delta P_1}{2P_б + P_1} \geq 0{,}27\,\%, \text{ т.е}$$

$$\frac{2\Delta P_б + \Delta P_1}{2P_б + P_1} \simeq 0{,}3\,\%$$

Б. Пружинный манометр:

$$1 > \frac{2\Delta P_б + \Delta P_1}{2P_б + P_1} > 0{,}5\,\%$$

Ошибка измерения объема

$V = 500$ см^3; $\Delta V = 2$ см^3;

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{2 \cdot 100}{500} = 0{,}4\%$$

Ошибка оценки вязкости

Величина вязкости принимается по табличным данным в зависимости от температуры /табл. 10/. Возможна ошибка, вызванная неточностью оценки температуры. Примем $\Delta t = 2^\circ$C. Для азота при $t = 20^\circ$C $\mu = 0{,}01766$; при $t = 18^\circ$C $\mu = 0{,}01756$; $\Delta\mu = 0{,}0001$.

$$\frac{\Delta\mu}{\mu} = \frac{0{,}0001}{0{,}01756} \cdot 100 \simeq 0{,}6\,\%$$

Таблица I0.

Вязкость азота и воздуха в зависимости от температуры / 45 /.

t, °C	Вязкость, спуаз	
	азот	воздух
I0	0,0I715	0,0I758
II	0,0I72I	0,0I763
I2	0,0I726	0,0I768
I3	0,0I73I	0,0I773
I4	0,0I736	0,0I778
I5	0,0I74I	0,0I783
I6	0,0I746	0,0I788
I7	0,0I75I	0,0I793
I8	0,0I756	0,0I798
I9	0,0I76I	0,0I803
20	0,0I766	0,0I812
2I	0,0I768	0,0I8I8
22	0,0I77I	0,0I822
23	0,0I775	0,0I829
24	0,0I776	0,0I834
25	0,0I778	0,0I840
26	0,0I782	0,0I845
27	0,0I786	0,0I849
28	0,0I79I	0,0I854
29	0,0I795	0,0I858
30	0,0I799	0,0I863
3I	0,0I803	0,0I867
32	0,0I807	0,0I872
33	0,0I8I2	0,0I877
34	0,0I8I6	0,0I88I
35	0,0I820	0,0I886
36	0,0I824	0,0I890
37	0,0I828	0,0I895
38	0,0I833	0,0I899
39	0,0I837	0,0I904
40	0,0I84I	0,0I909

Для воздуха b_{20} =0,01812; μ_{18}=0,1798; $\Delta\mu$ =0,00014

$$\frac{\Delta\mu}{\mu} = \frac{0,00014}{0,01812} \cdot 100 \approx 0,8\%$$

Ошибка измерения времени

Цена деления секундомера СМ 60 составляет 0,2 сек. Секундная стрелка движется скачками через 0,2 секунды. При известном навыке точность измерения может быть доведена до технической точности секундомера, то есть до 0,2 сек. Тогда при t_{min}=50 сек и t_{max}=500 сек.

$$0,4 \geq \frac{\Delta t}{t} \geq 0,04\ \%$$

Ошибка размеров

Ошибка размеров образца зависит не столько от точности измерения, сколько от способа изготовления. Часто образцы изготовляют вручную с большими отклонениями от правильной геометрической формы. В подобном случае можно допустить, что $\Delta L = \Delta D$ =0,5-1,0 мм. Наибольшая точность обеспечивается при изготовлении образцов алмазным инструментом, тогда $\Delta L = \Delta D$ = 0,2 мм.

Суммарная погрешность измерения размеров, поскольку $\frac{\Delta F}{F} = 2\frac{\Delta D}{D}$ составит, принимая $D = L$ и $\Delta D = \Delta L$

$$\frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta F}{F} = \frac{3\Delta L}{L}$$

Примем $D = L$ =2,5 см.

Для образца, изготовленного вручную

$$\frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta F}{F} = 3\,\frac{0,5 \div 1}{25} \cdot 100 = 6 \div 12\ \%$$

Для образца, изготовленного алмазным инструментом

$$\frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta F}{F} = 3\,\frac{0,2}{25} \cdot 100 = 2,4\ \%$$

Суммарная ошибка измерения проницаемости при применении гидрообжима

В наиболее неблагоприятном случае, когда образец изготовлен вручную, давление измерено пружинным манометром, $P_I = P_{min}$ и $t = t_{min}$

$\frac{\Delta K}{K}$ =3,3+0,3+1,0+0,4+0,8+0,4 (6+12) = 12,2 + 18,2%

При измерении расхода реометром погрешность будет еще выше.

Суммарная погрешность первых четырех членов уравнения лежит в пределах:

при измерении давления пружинным манометром:

$$0,3+3,3+1,0+0,4 \geqslant \left(\frac{\Delta K}{K}\right)_{P_б, P_1, V} \geqslant 0,3+0,6+0,5+0,4$$

$$5 \geqslant \left(\frac{\Delta K}{K}\right)_{P_б, P_1, V} \geqslant 1,8\ \%$$

при измерении давления водяным манометром:

$$0,3+2,0+0,4+0,3 \geqslant \left(\frac{\Delta K}{K}\right)_{P_б, P_1, V} \geqslant 0,3+0,25+0,4+0,3$$

$$3 \geqslant \left(\frac{\Delta K}{K}\right)_{P_б, P_1, V} \geqslant 1,3\ \%$$

Полная суммарная погрешность согласно уравнению (49) лежит в пределах (принято $\frac{\Delta M}{M}$ =0,8% и $\frac{\Delta t}{t}$ = 0,4%).

При измерении давления	Погрешность к/к,%, если образец изготовлен: вручную $\frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta F}{F} = 6\%$	алмазным инстр. $\frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta F}{F} = 2,4\%$
Водяным манометром	10,2-8,5	6,6-4,9
Пружинным манометром	12,2-9,0	8,6-5,4

Погрешности измерения аппаратуры по схеме нестационарной фильтрации при правильном выборе геометрии пьезометра не превосходят приведенных значений / 16 /.

Допустимое расхождение результатов параллельных определений проницаемости, выполненных при одинаковом давлении перед образцом, как следует из изложенного, не должно превосходить 15%. Допустимое среднее квадратичное отклонение для партии в 10 образцов можно оценить в 10% при условии, что максимальное расхождение не превосходит указанного допуска в 15%.

Глава УШ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНОСТИ

§ I. Общие сведения

Под карбонатностью $C_к$ понимают общее содержание в породе солей угольной кислоты (H_2CO_3), измеряемое в весовых процентах. Наличие информации о карбонатности позволяет более полно характеризовать породу как коллектор, правильно классифицировать ее, а также ответить на ряд вопросов, связанных с генезисом породы.

В песчано-глинистом коллекторе карбонатные минералы встречаются, как правило, в виде цемента порового и порово-базального типа. Поэтому содержание его тесно связано с емкостными и фильтрационными свойствами. Так, корреляция, например, карбонатности и проницаемости часто имеют достаточно высокие коэффициенты связи.

При изучении подобных связей необходимо, однако, принимать во внимание присутствие в породе обломков карбонатных пород. Повышение карбонатности за счет этой части породы не ухудшает ее коллекторской характеристики.

В карбонатном коллекторе практический интерес, в частности, для количественной интерпретации данных радиометрии скважин, представляет содержание некарбонатной составляющей-нерастворимого остатка Сн.о. Оценка этой величины возможна, если известна карбонатность породы:

$$C_{н.о.} = I - C_к$$

Известны различные способы определения карбонатности-микроскопический, химико-аналитический, термический, объемный, рентгено-структурный, манометрический и другие.

Определение карбонатности химико-аналитическими методами выполняют в специализированных химических лабораториях, рентгено-структурный анализ требует дорогостоящей аппаратуры, специального помещения и высококвалифицированного персонала. Простые петрографические методы окрашивания дают полуколичественную оценку. Термический метод не нашел широкого применения из-за неоднозначности интерпретации термограмм

образцов, содержащих глинистые минералы.

Наиболее простым, а потому и распространенным способом определения карбонатности является объемный. Способ основан на определении объема углекислого газа, выделившегося в результате реакции карбонатной составляющей породы с соляной кислотой. Способ, однако, позволяя оценить общую карбонатность породы, не дает количественной характеристики содержания различных карбонатных минералов.

В работе /104/ был предложен термогазометрический способ определения карбонатности, позволяющий раздельно оценить концентрацию кальцита, доломита и магнезита. Способ основан на различной скорости реакции этих минералов с холодной, подогретой и кипящей соляной кислотой.

На том же принципе различной скорости реакции карбонатных минералов с соляной кислотой основан и манометрический способ дифференциального определения содержания кальцита и доломита.

Ниже приведены описания объемного, термографического и манометрического способов определения карбонатности.

§ 2. Объемный метод. Аппаратура и методика

В комплекте аппаратуры АКМ-2 для определения карбонатности предусмотрен прибор АК-4, детально описанный в ряде работ / 45; 48; 73 /. Прибор прост по конструкции, надежен и удобен. Принцип работы его рассматривается на примере более компактной и наглядной конструкции (рис. 45).

Прибор состоит из градуированной бюретки на 250 $см^3$ (5), помещенной для термостатирования в стеклянный цилиндр, заполняемый водой. Бюретка заполнена жидкостью, слабо растворяющей CO_2. Нижний конец бюретки соединен резиновой трубкой с уравнительным стеклянным цилиндром, который имеет боковой отвод с краном (6). Кран резиновой трубкой соединен с уравнительной склянкой (I). Верхний конец бюретки соединен с реакционной колбой (4), в которую впаяна пробирка для кислоты (3).

Методика определения заключается в следующем:

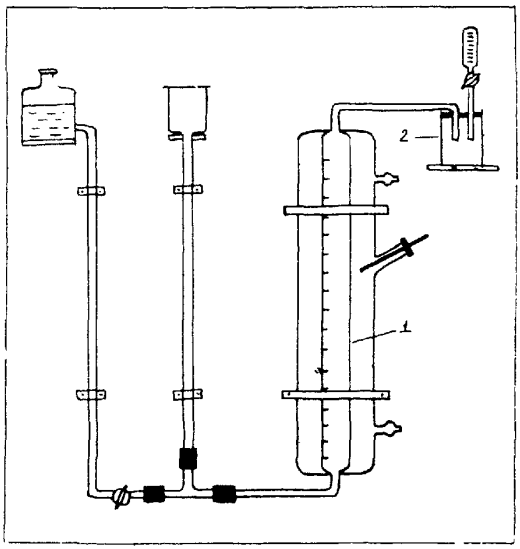


Рис.45 Схема аппарата для определения карбонатности объемным методом

1.1 г тонкоизмельченного и высушенного при температуре 105°С образца помещают в колбу (2).

2.В пробирку наливают 10 см³ 10%-ной соляной кислоты.

3.Соединяют бюретку с колбой, после чего последнюю наклоняют и несколько раз встряхивают.

4.Открывают кран (5) уравнительного цилиндра и выпускают часть жидкости, вытесненной выделившимися в результате реакции CO_2, в уравнительную склянку (1) таким образом, чтобы уровни жидкости в цилиндре и бюретке были одинаковы.

5.По окончании реакции образца с HCl производят отсчет выделившегося углекислого газа по бюретке.

6.Карбонатность вычисляют по формуле:

$$C_к = \frac{V \cdot \beta}{4{,}4\,a} \qquad \ldots 50$$

где V - измеренный объем углекислоты, см³,

β - вес 1 см³ углекислоты, определяемой из таблицы в зависимости от температуры и давления с учетом содержания паров воды и газа, мг (см. табл.II);

a - вес навески, г ;

4,4 - коэффициент, учитывающий соотношение молекулярных весов $CaCO_3$ и CO_2 и размерности величин.

Форма определения справедлива только в случае, когда карбонатный материал представлен чистым кальцитом. Для доломита формула принимает вид:

$$C_к = \frac{V \cdot \beta}{4{,}78 \cdot a} \qquad \ldots 51$$

Ввиду этого погрешность определения карбонатности при смешанном минеральном составе карбонатного материала составляет до 5-10% от измеряемой величины ; при известном же минеральном составе-не более 1% при достаточно высоком содержании карбонатов в анализируемой навеске.

Для повышения точности анализа слабокарбонатных пород рекомендуется увеличить навеску до 3-5 г.

Таблица II.

Пересчет миллилитров углекислого газа в миллиграммы

(Цифры показывают вес I мл CO_2 в мг при различных температурах и барометрическом давлении, выраженном в мм рт.ст.)

°C	735	737,5	740	742	744,5	747	749	751	753,5	756	758	760	762,5	765	767	769	771
38	I,695	I,701	I,708	I,714	I,720	I,727	I,733	I,740	I,746	I,753	I,759	I,766	I,769	I,773	I,778	I,783	I,788
37	I,701	I,708	I,715	I,721	I,727	I,734	I,740	I,747	I,753	I,760	I,766	I,771	I,776	I,780	I,785	I,790	I,795
36	I,708	I,714	I,721	I,727	I,733	I,740	I,746	I,753	I,759	I,766	I,772	I,777	I,782	I,786	I,791	I,796	I,801
35	I,714	I,720	I,727	I,733	I,739	I,746	I,752	I,759	I,765	I,772	I,778	I,783	I,788	I,792	I,797	I,802	I,807
34	I,721	I,727	I,734	I,740	I,746	I,753	I,759	I,766	I,772	I,779	I,785	I,790	I,795	I,799	I,804	I,809	I,814
33	I,727	I,733	I,740	I,746	I,752	I,759	I,765	I,772	I,778	I,785	I,791	I,796	I,801	I,805	I,810	I,815	I,820
32	I,733	I,739	I,746	I,752	I,758	I,765	I,771	I,778	I,784	I,791	I,797	I,802	I,807	I,811	I,816	I,821	I,826
31	I,740	I,746	I,753	I,759	I,765	I,772	I,778	I,785	I,791	I,798	I,804	I,809	I,814	I,818	I,823	I,828	I,833
30	I,746	I,752	I,759	I,765	I,771	I,778	I,784	I,791	I,797	I,804	I,810	I,815	I,820	I,824	I,829	I,834	I,839
29	I,752	I,758	I,765	I,771	I,777	I,784	I,790	I,797	I,803	I,810	I,816	I,821	I,826	I,830	I,835	I,840	I,845
28	I,759	I,765	I,772	I,778	I,784	I,791	I,797	I,804	I,810	I,817	I,823	I,828	I,833	I,837	I,842	I,847	I,852
27	I,765	I,771	I,778	I,784	I,790	I,797	I,803	I,810	I,816	I,823	I,829	I,834	I,839	I,843	I,848	I,853	I,858
26	I,772	I,778	I,785	I,791	I,797	I,803	I,809	I,816	I,822	I,829	I,835	I,840	I,845	I,849	I,854	I,859	I,864
25	I,779	I,785	I,791	I,797	I,803	I,810	I,816	I,823	I,829	I,836	I,842	I,847	I,852	I,856	I,861	I,866	I,871
24	I,786	I,790	I,797	I,803	I,809	I,816	I,822	I,829	I,835	I,842	I,848	I,853	I,858	I,862	I,867	I,872	I,877
23	I,790	I,796	I,803	I,809	I,815	I,822	I,828	I,835	I,841	I,848	I,854	I,859	I,864	I,868	I,873	I,878	I,883
22	I,796	I,802	I,809	I,815	I,821	I,828	I,834	I,841	I,847	I,854	I,860	I,865	I,870	I,875	I,880	I,885	I,890
21	I,803	I,809	I,816	I,822	I,828	I,835	I,841	I,848	I,854	I,861	I,867	I,872	I,877	I,882	I,887	I,892	I,897
20	I,809	I,815	I,822	I,828	I,834	I,841	I,847	I,854	I,860	I,867	I,873	I,878	I,883	I,888	I,893	I,898	I,903
19	I,815	I,821	I,828	I,834	I,840	I,847	I,853	I,860	I,866	I,873	I,879	I,884	I,889	I,894	I,899	I,904	I,909
18	I,821	I,827	I,834	I,840	I,846	I,853	I,859	I,866	I,872	I,879	I,885	I,890	I,895	I,900	I,905	I,910	I,915
17	I,827	I,833	I,840	I,846	I,853	I,860	I,866	I,873	I,879	I,886	I,892	I,897	I,902	I,907	I,912	I,917	I,922
16	I,834	I,840	I,847	I,853	I,860	I,866	I,873	I,879	I,886	I,892	I,898	I,903	I,908	I,913	I,918	I,923	I,928
15	I,840	I,846	I,853	I,859	I,866	I,872	I,879	I,885	I,892	I,898	I,905	I,910	I,915	I,920	I,925	I,930	I,935
14	I,846	I,852	I,859	I,865	I,872	I,878	I,885	I,892	I,899	I,905	I,912	I,917	I,922	I,927	I,932	I,937	I,942
13	I,852	I,859	I,866	I,872	I,878	I,885	I,892	I,899	I,906	I,913	I,919	I,924	I,929	I,934	I,939	I,944	I,949
12	I,859	I,865	I,872	I,878	I,885	I,892	I,899	I,906	I,912	I,919	I,925	I,930	I,935	I,940	I,945	I,950	I,955
11	I,866	I,872	I,879	I,885	I,892	I,899	I,906	I,913	I,919	I,926	I,932	I,937	I,942	I,947	I,952	I,957	I,962
10	I,873	I,879	I,886	I,892	I,899	I,906	I,913	I,920	I,926	I,933	I,939	I,944	I,949	I,954	I,959	I,964	I,969

§ 3. Термогазометрический метод / 104 /

Аппаратура и методика

Прибор (рис.46) состоит из стеклянной V-образной трубки (I), один конец которой открыт, а другой через отвод (3) и резиновую трубку (5) соединен с реакционным патроном (9). Другой конец патрона резиновой трубкой (6) соединен с пипеткой для соляной кислоты (7) и резиновой грушей (8).

V-образная трубка заполнена жидкостью, слабо растворяющей CO_2 (например, насыщенный раствор поваренной соли).

Описание прибора дано по автору. При воспроизведении прибора рекомендуется заменить V-образную трубку термостатированной бюреткой с напорной склянкой, а присоединение патрона к схеме выполнить на шлифах.

Порядок работы

I. Навеску породы 200 мг, измельченной до степени дисперсности пудры, засыпают через воронку с оттянутым концом в патрон, который присоединяют к резиновым трубкам (5) и (6).

2. В пипетку набирают 5 $см^3$ 5%-ной соляной кислоты и подсоединяют ее к схеме, следя чтобы уровни в трубке (I) находились на нулевом делении.

3. Пипетку поднимают вертикально и с помощью груши (8) медленно за 5-I0 сек, переводят кислоту в патрон.

4. Через 30 сек по секундомеру берут отсчет по V-образной трубке и получают количество углекислоты, выделившееся при реакции с кальцитом.

5. После того, как скорость выделения CO_2 станет равной I-I,5 деления в минуту, кислоту в патроне в течение нескольких минут слегка нагревают на спиртовой горелке до окончания разложения доломита. Температура не должна превышать 40-45°С.

6. Подогревают кислоту до кипения. Выделившаяся углекислота отвечает содержанию в породе магнезита. Отсчеты после первого и второго нагревания берут после охлаждения патрона водой.

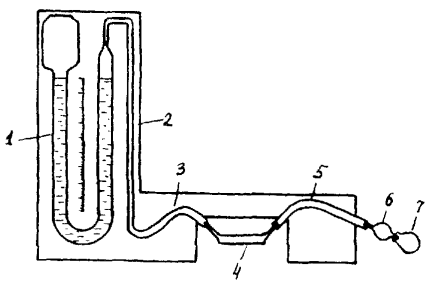


Рис. 46 Схема аппарата для определения карбонатности термогазометрическим методом.

Предварительную градуировку прибора проводят с помощью навесок чистого кальцита весом 50, 100, 150, 200 и 250 мг. Так как содержание CO_2 в $CaCO_3$ равно 44%, то, принимая навеску 200 мг за исходную, получим на шкале 5 точек, соответственно следующему содержанию CO_2:

Содержание CO_2, %	Навеска $CaCO_3$, мг
0	0
11	50
22	100
33	150
44	200
55	250

Расстояние между точками делят на 11 равных частей, каждая из которых соответствует 1%-ному содержанию CO_2.

Ввиду того, что на результаты измерения карбонатности влияют внешние условия (давление и температура), с изменением последних изменяется и цена деления шкалы прибора. Для учета этого перед началом работы и после каждых 10 анализов с помощью навесок чистого кальцита весом 200 мг определяют поправочный коэффициент К:

$$K = \frac{X}{44}, \qquad \ldots 52$$

где: К - поправочный коэффициент, на который умножают полученный отсчет;

X - отсчет по шкале при анализе контрольной навески.

Для пересчета результатов анализа на кальцит, доломит и магнезит отсчеты умножают соответственно.

Первый - на 2,27;

второй - (за вычетом первого) - на 2,09;

третий - (за вычетом первого и второго) - на 1,91.

Описанный способ позволяет судить о распределении в породе карбонатных минералов. В большинстве случаев можно ограничиться измерением только кальцита и доломита, что значительно упрощает методику и время анализа.

§ 4. Манометрический метод

Манометрический метод позволяет дифференциально определять содержание кальцита и доломита на основе существенного различия скоростей реакций солей $CaCO_3$ и $CaMg(CO_3)_2$ с соляной кислотой.

Французской фирмой " *Geoservices* " разработан специализированный прибор для раздельного измерения в породе кальцита и доломита путем обработки записи давления, развивающегося в реакционной камере в результате химической реакции навески породы с соляной кислотой. Прибор состоит из реакционной камеры, выполненной из кислотоупорного материала - оргстекла, и самопишущего манометра с чувствительным элементом в виде пружины Бурдона, заполненной маслом. Давление передается пружине через разделительную мембрану, покрытую фторопластом. Скорость движения ленты 20 мм/мин, рабочая ширина диаграммы - 100 мм, привод ленты - от часового механизма.

Для выполнения опыта в реакционную камеру помещают навеску породы и ампулу с соляной кислотой. Включают часовой механизм и разбивают ампулу нажатием на ударник; шток ударника, перемещаясь вглубь камеры, одновременно изолирует выпускное отверстие реактора. Кислота реагирует с навеской и манометр записывает повышающееся давление во времени. После окончания реакции приводят давление к атмосферному переводом ударника в начальное положение, затем разбирают камеру и очищают ее от оставшихся продуктов реакции и обломков ампулы.

Опыты выполняют с дымящейся соляной кислотой, разбавленной дистиллированной водой в соотношении 1:1. На 1 г породы берут 5 $см^3$ HCl.

Прибор сконструирован так, чтобы при выполнении опыта с навеской чистого кальцита в 1 г перо отклонилось на 100 мм. Таким образом, цена одного миллиметра перемещения пера составляет 1% $CaCO_3$ на 1 г навески.

Для проверки прибора в камеру загружают различные навески чистых кальцита и доломита и их смесей. При равных навесках кальцита и доломита величина перемещения пера практически одинакова. Для пояснения принципа оценки содержания доломита приведен рисунок 47, на котором воспроизведены записи прибора при загрузке в камеру а) 0,5 г чистого кальцита, б) 0,2 г чистого доломита и в) смеси 0,5 г чистого кальцита и 0,2 г чистого доломита.

Записи отражают существенное различие скорости реакции соляной кислоты с кальцитом и доломитом и устанавливают, что содержание кальцита хорошо фиксируется точкой перегиба кривой (рис.47в). Необходимо заметить, что в опытах с различными горными породами точки перегиба обычно выражены менее четко, чем в опытах со смесями чистых компонентов.

Погрешность определения концентрации чистого компонента по результатам выполненных опытов / 23 / значительна и составляет не менее 5%. Эта погрешность вызвана не вполне удовлетворительной кинематикой прибора и, возможно, недостаточным моментом, развиваемым его чувствительным элементом. Дополнительная погрешность, вызванная неточностью отбивки точки перегиба, по-видимому, зависит от минералогического состава породы и может составить 5-10%.

Тем не менее, манометрический метод раздельного определения содержания кальцита и доломита представляет определенный интерес в связи с экспрессностью и простотой опыта. Сравнение результатов определения содержания доломита в карбонатной породе различными методами показало, что с данными рентгеновского анализа, который многие исследователи считают эталонным, лучше всего сходятся данные определений на манокальциметре.

На этом же принципе ВНИГНИ совместно с ВНИИКАНефтегаз разработана конструкция самопишущего манокальциметра, общий вид которого представлен рис.48. Аппарат состоит из герметичной реакционной камеры, в которой находится вращающийся стаканчик; камеры и стаканчик выполнены из оргстекла. Камера укреплена на трубе, вращающейся вокруг стойки, укрепленной на верхней стенке корпуса, и соединена гибким шлангом с мем-

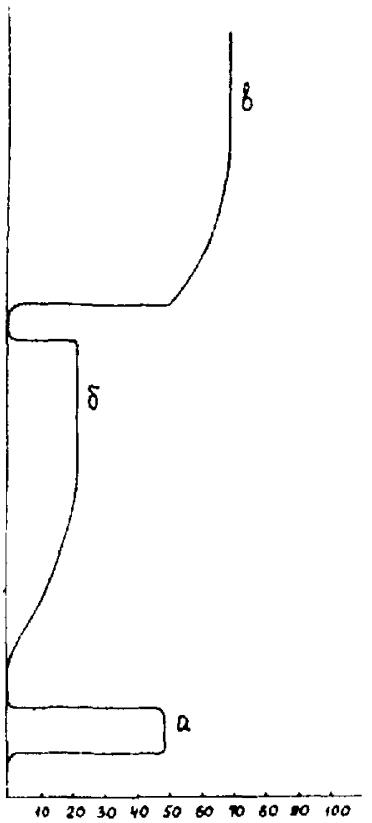


Рис.47 Форма кривой манокальциметра.

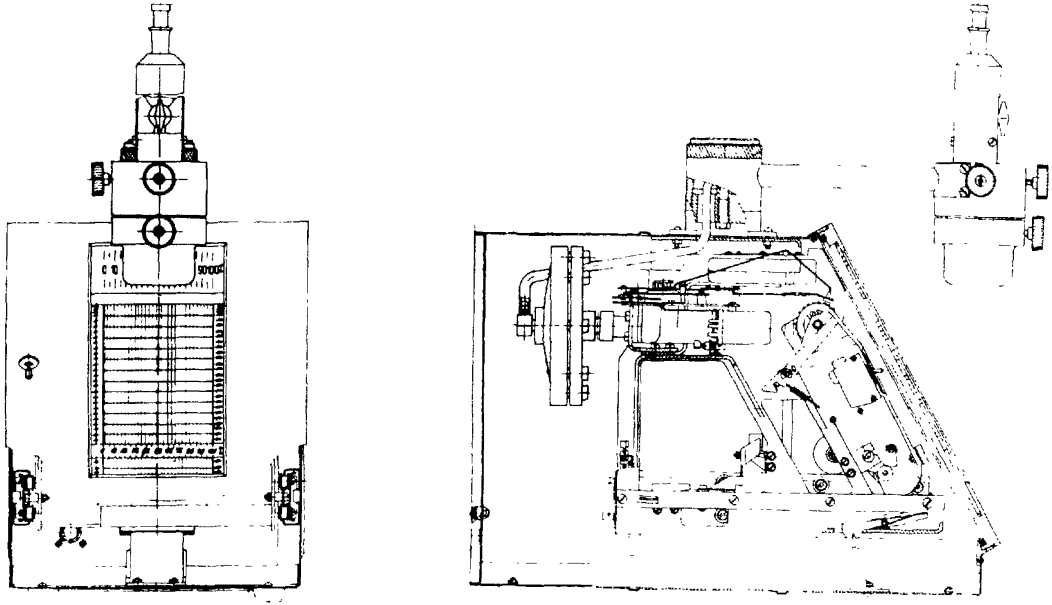


Рис.46. Самопишущий манокальциметр. Общий вид.

бранным разделителем. К разделителю крепится трубка Бурдона со спрямляющим механизмом и пером записывающего устройства. Привод лентопротяжного механизма от электромотора.

Глава IX. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

§ I. Основные сведения

Под гранулометрическим составом породы понимают относительное содержание в ней частиц различной величины. За размер частицы принимают диаметр описанной вокруг частицы сферы. Множество частиц с размерами, лежащими в определенных пределах, называют фракцией. Содержание фракций принято выражать в весовых %[x]. При изучении гранулометрического состава пород-коллекторов выделяют широкие, так называемые, номенклатурные фракции: песчаную $> 0,1$; алевритовую 0,1-0,01 и глинистую $< 0,01$ мм. Песчаную фракцию подразделяют на крупную $< 0,5$, среднюю 0,5-0,25 и мелкую 0,25-0,1 мм; алевритовую - на крупную 0,1-0,05 и мелкую 0,05-0,01 мм. Глинистую фракцию, применяя особые приемы анализа, разделяют на фракции 0,01-0,005; 0,005-0,001 и $< 0,001$ мм. Инструкция ГКЗ / 42 / устанавливает следующие размеры фракций: >1; 1,0-0,5; 0,5-0,25; 0,25-0,1; 0,1 - 0,01; $< 0,01$ мм.

Для детального исследования гранулометрического состава пользуются более дробными интервалами фракций - ГОСТ 3584-53 предусматривает следующие границы размеров (размеры больше 1 мм опущены): 1; 0,85; 0,70; 0,60; 0,50; 0,42; 0,355; 0,30; 0,25; 0,21; 0,18; 0,15; 0,125; 0,105; 0,085; 0,063; 0,053 и 0,047.

Известны и другие шкалы размеров фракций, установленных проходными размерами сит. Так по DIN-4188 предусмотрены размеры: (размер > 1 мм опущен) 1,0; 0,8; 0,63; 0,5; 0,4; 0,315; 0,25; 0,2; 0,16; 0,125; 0,1; 0,09; 0,08; 0,071; 0,063; 0,056; 0,05; 0,045; 0,04.

Гранулометрический анализ имеет целью:

1. Определение типа песчано-алевритово-глинистой породы-

---

x) В настоящее время в связи с развитием техники измерений в шлифах размерный состав породы выражают в % числа частиц данного размера от общего числа частиц.

по содержанию широких (номенклатурных) фракций.

2. Выявление влияния гранулометрического состава на свойства коллектора.

3. Проведение минералогического анализа фракций (в основном фракций 0,25-0,1 и 0,1-0,01 мм).

4. Исследование фациальной и палеогеографической обстановок в период осадконакопления.

В основе гранулометрического анализа лежит разделение исследуемой среды на две широкие фракции - глинистую / 0,01/ и песчано-алевритовую фракции - 0,01 мм отмучиванием и отставанием в спокойной воде и рассеивание на ситах фракции >0,01 мм.

Известны различные варианты способа; в практике лабораторий, изучающих осадочные породы нефтяных и газовых месторождений, применяют, как правило, способы А.Я.Сабанина и АзНИИ / *1; 62* /.

Основными недостатками способа Сабанина являются: малая навеска образца (не более 5 г), возникновение токов в воде, которые увлекают более крупные зерна вместе с мелкими при сливе через сифон, применимость метода лишь при содержании в породе глинистых частиц не более 10% / *84* .

Основные недостатки способа АзНИИ: значительные отклонения скоростей осаждения частиц от закона Стокса *40* потери некоторого количества алевритовых частиц нижнего граничного диаметра и другие.

Настоящее методическое руководство рекомендует модифицированный в институте Гипротюменнефтегаз способ АзНИИ, в котором перечисленные недостатки обоих способов в значительной мере устранены.

Модификация предусматривает уменьшение объема сосуда до 5 л, единую форму сосуда, который должен иметь внутренний диаметр 195-200 мм и высоту не менее 230-250 мм, фиксирование начального уравнения на высоте 210 мм, отстаивание в течение 30 мин, отмучивание со снижением уровня воды до 80 мм.

§ 2. Отбор материала для гранулометрического анализа

Для гранулометрического анализа обычно используют остатки керна после изготовления образцов правильной геометрической формы. Эти остатки размельчают до размеров 0,5-1 см. Для анализа отбирают примерно равные числа кусочков из различных участков керна.

§ 3. Экстрагирование

Если исходная порода не была экстрагирована, то экстрагируют отобранные кусочки. Если порода в той или иной степени гидрофобна требуется дополнительное экстрагирование дезинтегрированной породы. Экстрагирование для гранулометрического анализа проводят спирто-бензольной смесью с обязательным люминесцентным контролем жидкости из экстрактора и осмотром каждого образца под лампой.

§ 4. Вес образца для гранулометрического анализа

Вес образца определяют в зависимости от литологического типа коллектора. Настоящее руководство рекомендует брать навеску песчаника от 10 до 15 г, алевролитов и плохоотсортированных разностей песчано-алевритовых пород - 15-20 г.

Большие объемы навески не рекомендуется из-за ухудшения условий отмучивания, так как при этом увеличивается концентрация суспензии, что влечет затруднение движения и слипание частиц.

§ 5. Подготовка образца к гранулометрическому анализу

При гранулометрическом анализе породы разделение происходит: для частиц размерами не больше 0,04-0,1 мм- на ситах и для частиц размером менее 0,01 мм - отмучиванием; содержание фракций 0,04-0,01 (0,1-0,01) оценивают по количеству породы, проходящей через сито с минимальным отверстием. При необходимости определения содержания частиц размером от 0,05 до 0,001 мм применяют пипеточный метод / 62; 84 /.

Этот способ анализа представляет интерес при исследовании сильно заглинизированных алевритовых пород.

Гранулометрическому анализу подвергают песчано-алевритовые и глинистые породы, а также примеси обломочного материала в карбонатных породах.

Основной особенностью гранулометрического анализа пород-коллекторов, представленных, как правило, консолидированными средами, является необходимость разрушения структуры породы для разделения ее на зерна минералов, обломки и цементирующие частицы. Процедура разрушения должна обеспечить сохранение целости всех этих элементов, особенно зерен. Иными словами разрушению подлежат только связи между зернами. Оптимальный способ дезинтеграции выбирают на основании осмотра образца под бинокулярной лупой и испытания на карбонатность действием соляной кислоты.

Если песчано-алевритовая порода сцементирована карбонатным материалом, образец раскалывают на кусочки, сушат, взвешивают и помещают в химический стакан, полностью заливают 5% соляной кислотой и выдерживают до прекращения выделения CO_2. Осторожно сливают кислоту, отмывают, высушивают образец и взвешивают. По потере веса рассчитывают количество растворимых компонентов; определяют содержание нерастворимого остатка. Эти величины выражают в весовых процентах от исходной навески.

Породу переносят в выпарительную чашку и, добавляя воду, растирают резиновым пестиком. Помутневшую воду периодически сливают через сито 0,25 мм в стеклянный сосуд, в котором проводят отмучивание. Осадок на сите просматривают под лупой. Выявленные агрегаты возвращают в чашку, зерна переносят в сосуд. Растирание продолжают до полного разделения агрегатов на зерна.

Полученное в процессе подготовки образца значение содержания растворенных компонентов используют для контроля оценки карбонатности.

Если цемент породы представлен гидроокислами железа, то применяют 15-20% соляную кислоту с последующим кипячением. Описанный способ подготовки образца обработанной соляной

кислотой применяют и для выделения обломочной части карбонатных пород. Если песчано-алевритовая порода имеет глинистый или гипсовый цемент, дезинтегрирование производят легким нагреванием навески с водой.

В случае присутствия значительного количества органических остатков, нерастворимых при экстрагировании, структурные особенности пород изучают в шлифах.

Структуру песчаников с кремнистым или кварцевым регенерационным цементом описанными способами разрушить не удается. Дезинтеграция такой породы механическим путем приводит к разрушению зерен и грубым ошибкам в оценке гранулометрического состава. Способы оценки размеров зерен без разрушения структуры пород рассмотрены в главе X.

§ 6. Методика анализа

I. После завершения процесса растирания (см. § 5) породу переносят в стеклянный сосуд, в который сливали суспензию.

2. Указанный сосуд должен иметь емкость 5 л при высоте не менее 230-250 и диаметр 195-200 мм. Сосуд доливают водой до отметки 210 мм.

3. Используют, как правило, питьевую воду из водопроводов при условии, что она удовлетворяет санитарным нормам (см. ГОСТ 2874-54).

4. После 1,5-2 минутной паузы начинают отсчет времени отстаивания. Время отстаивания 30 минут.

5. Сливают столб воды 180 мм. Для полного удаления глинистых частиц производят 9-12 сливов.

Теоретическое обоснование и экспериментальное подтверждение процесса отмучивания приведены в работе / 32 /.

6. Для слива воды применяют стеклянный сифон, навешиваемый на край сосуда. Внутренний диаметр сифона 8 мм. Размеры сифона должны быть согласованы с высотой банки.

7. Одновременно выполняют анализ 15-20 образцов.

Рекомендуемая компановка стола для анализа и расположение сосудов указаны на рис. 49.

Для сбора сливаемой воды предусмотрен желоб.

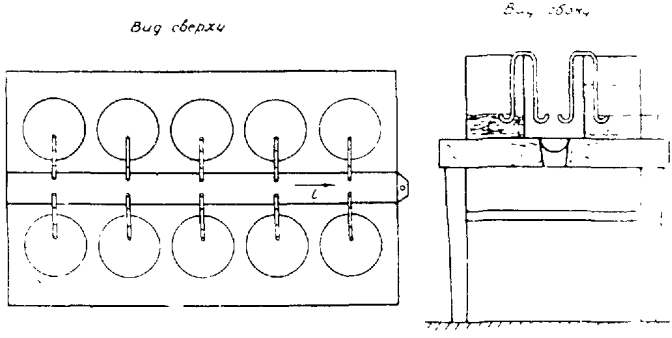


Рис.49 Лабораторный стол для проведения отмучивания при гранулометрическом анализе

8.После завершения процесса отмучивания оставшуюся в сосуде воду вместе с осадком переводят в выпарительную чашку. Оставшиеся на внутренней поверхности сосуда частицы смывают в чашку с помощью резиновой груши объемом не менее 200-250 $см^3$.

9.Выпаривают воду. Растрескивание поверхности осадка после испарения воды свидетельствует о том, что образец был растерт не достаточно тщательно. В этом случае необходимо повторить операцию растирания и отмучивания. Опыт показывает, что при повторном анализе требуется провести дополнительно 3-5 сливов.

10.Осадок переносят полностью на кальку с помощью кисточки и взвешивают с точностью до 1 мг.

11.Взвешенный остаток переносят на набор сит и рассеивают в течение 40 минут.

12.Содержание каждого сита и поддона высыпают на предварительно взвешенные часовые стекла и взвешивают с точностью до 1 мг. Для контроля складывают полученные веса и сравнивают сумму с исходным весом осадка. Расхождением до 0,5% можно пренебречь. Расхождение больше 5% признают недопустимым и анализ бракуют. Расхождение от 0,5 до 5% можно рассматривать как следствие систематической погрешности - неизбежного прилипания некоторого количества частиц к ситам. Эту погрешность учитывают при расчете гранулометрического состава, распределяя величину небаланса пропорционально весам песчаной и алевритовой фракций.

Для уточнения допустимой величины небаланса рекомендуется выполнять контрольные опыты.

13.Разность между навеской до отмучивания и весом осадка до рассеивания принимают за вес отмученной фракции. Опыт показывает, что в процессе отмучивания наблюдается вынос некоторого количества частиц алевритовой размерности вместе с глинистой фракцией. Для введения соответствующей поправки необходимо провести контрольные опыты на 25-30 образцах каждой типичной породы коллектора исследуемого региона. В этих опытах сливаемую из сосудов воду со взвешенными в ней глинистыми частицами полностью собирают в 16-ти литровые бутыл-

ки. После суточного отстоя сливают воду до уровня примерно 80–100 мм. Остаток сливают в одну емкость и повторяют суточный отстой, сливая воду до уровня 80–100 мм. Оставшуюся воду и отмученную часть породы переводят в выпарительную чашку. Воду испаряют. Осадок взвешивают. При необходимости сохранения воды сорбированной глинистыми частицами отмученную часть породы высушивают при температуре 30–35°С.

Разность между весом высушенной отмученной фракции и весом глинистой фракции, полученной вычитанием веса осадка песчано-алевритовой фракции из начального веса образца до отмучивания представляет собой величину потерь при отмучивании. Эту величину, выраженную в процентах, рассматривают как поправку к анализу и распределяют пропорционально весам песчаной, алевритовой и глинистой фракций / 33 /.

14. Расчет гранулометрического состава выполняют по схеме, приведенной в таблице 12.

15. Для изучения минерального состава обломочной части коллектора фракции 0,1–0,01 и 0,1–0,25 мм делят с помощью тяжелых жидкостей (методом центрифугирования или отстаиванием) на тяжелую и легкую фракции / 1; 69; 84 /.

16. Для исследования вещественного состава и морфологических особенностей глинистых минералов фракцию < 0,01 мм собираемую по методике, изложенной в п. 13, передают для дальнейшего изучения в специализированную лабораторию.

§ 7. Допустимые погрешности анализа

На настоящей стадии разработки методики рекомендуется оценивать точность гранулометрического анализа величиной расхождения результатов параллельных определений. Допустимое расхождение устанавливают в 10% для широких номенклатурных фракций.

Для параллельных анализов подготавливают 50–60 г породы.

Навески для двух параллельных анализов разделяют после дезинтеграции породы и тщательно перемешивают.

Таблица I2.

Схема расчета гранулометрического состава

Навеска		Вес образца после обработки HCl		Потери при обработке HCl		Фракция 0,0I мм				Фракция 0,0Iмм		Фракция 0,0I мм				
						до рассеивания		после рассеивания		потери при рассеивании		фактический вес		по расчету		потери при отмучивании
I		2		3=I-2		4		5		6=4-5		7		8=2-4		9=2-(4+7)	
г	%	г	%	г	%	г	%	г	%	г	%	г	%	%	г	%
I0	I00	9,76	I00	0,24	2,4	7,66	78,5	7,40	75,8	0,26	2,7	I,87	I9,2	27,5	0,23	2,3
I0	I00	9,9	I00	0,I0	0,I	8,4I	85,0	8,39	84,8	0,02	0,2	I,I8	II,9	I5,0	0,3I	3,I

§ 8. Пипеточный метод [x)]

Анализ пипеточным методом рекомендуется осуществлять с помощью пипеточной установки ПУ-52. Установка позволяет производить быстрый и точный отбор проб пипеткой, при одновременном анализе 6 образцов / 71 /. Пипеточным методом можно осуществлять полный и сокращенный анализы, соответственно до фракций <0,001 мм и <0,01 мм. В первом случае навеска составляет 5-7 г, во втором - 2-3 г / 101 /.

Подготовка навески к анализу

Навеска, залитая 10-20 мл дистиллированной воды, размачивается в фарфоровой чашке в течение двух суток. После размачивания навеска растирается резиновым пестиком с добавлением нескольких капель 25%-го раствора NH_4OH. Густая суспензия сливается из чашки в двух или однолитровую коническую колбу. После каждого сливания остаток суспензии вновь растирают с небольшим количеством дистиллированной воды до полного перенесения навески в колбу. Колбу дополняют дистиллированной водой до объема 300-500 $см^3$, добавляют 0,5-1,0 мл 25%-го раствора NH_4OH, в горловину колбы вставляют резиновую или корковую пробку с обратным холодильником (для конденсации водяного пара) и колбу помещают на кипячение в течение 1 часа. Если аммиак не добавляется, то кипячение продолжается в течение 3 часов. По окончании кипячения проба остужается до комнатной температуры (15-20°) и переводится для анализа в однолитровый цилиндр.

Схема установки и метод анализа

Установка была сконструирована Е.С.Семеновой в 1952 г в ГГИ. Схема приведена на рис. 50. Пипеточная установка состоит из штатива, аспиратора, крана, пипетки, смывного сосуда, мешалки, цилиндров и бюксов / 101 /. Штатив разборный и состоит из основания 1, стержня 2, столика 3, кронштейна 4 и крестовины 5. На основании устанавливаются в выемках столика шесть цилиндров 10 объемом в 1 л одинаковой высоты с анализируемой суспензией, а на столике рядом с цилиндром - низкие

x) Текст заимствован в сокращенном виде из / 71; 101 /.

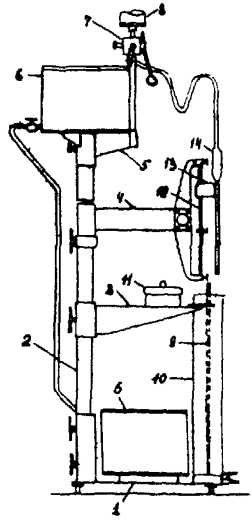


Рис.50 Схематический вид установки пипеточного метода

бюксы II (допускается отклонение объема цилиндра и суспензии от 1200 до 900 мл). Для удобства работы верхние края бюксов и цилиндров располагаются примерно на одном уровне путем установки столика на соответствующей высоте. На вертикальном стержне 12 кронштейна свободно и плавно передвигается в вертикальном и горизонтальном направлениях держатель пипетки 13. Пипетка 14 укрепляется в держателе. На крестовине устанавливается один из двух сосудов 6 аспиратора; второй сосуд помещается на основании. Оба сосуда аспиратора емкостью по 4 л соединяются между собой резиновой трубкой, по которой из верхнего в нижний сосуд периодически стекает определенная порция воды в момент отбора пипеткой пробы суспензии из цилиндра. После того как верхний сосуд освобождается от воды, они меняются местами. Действие аспиратора основано на создании вакуума в верхнем сосуде и рассчитано на отбор 150 проб с постоянной скоростью наполнения пипетки. Сосуды через верхние отверстия соединяются с атмосферой (нижний сосуд) и с краном 7 пипетки-(верхний сосуд).

С помощью трехходового крана (7), приводимого рукоятью в движение около его горизонтальной оси, пипетка попеременно может соединяться (через систему отростков в кране и резиновых трубок) с аспиратором, атмосферой и смывным сосудом.

Смывной сосуд (8) емкостью 300 мл навинчивается на верхний отросток крана, наполняется чистой дистиллированной водой для смыва в бюкс с отобранной пробой остатков твердых частиц суспензии со стенок пипетки. Мешалка (9) употребляется для взбалтывания суспензии в цилиндре перед отбором каждой пробы. Пипеточные установки изготовляются предприятиями ГУГМС.

Анализ производится следующим образом.

После кипячения охлажденная на воздухе до комнатной температуры суспензия переводится из колбы в фарфоровые чашки, где осевшая часть пробы осторожно растирается резиновым пестиком, после чего переводится в пустой однолитровый цилиндр. Доливается дистиллированная вода комнатной температуры до метки 1 л., смесь взбалтывается и оставляется на

I5-20 минут для выравнивания температуры. После измерения температуры суспензию в цилиндре взбалтывают мешалкой. Мешалку вынимают. С этого момента включается секундомер и определяется время для взятия пипеткой первой пробы. После взятия каждой пробы повторяется взбалтывание суспензии. Первые четыре пробы берутся с глубины I0 см, а последняя с глубины 5 см. Пробы берутся пипеткой Мора путем втягивания суспензии с помощью аспиратора. Объем взятой пробы отсчитывается с точностью до 0,I мл по шкале емкости пипетки. Сроки отбора проб пипеткой даны в следующей таблице - при условии ведения анализов на дистиллированной воде, имеющей температуру I5°:

№№ проб	Наибольший размер частиц, отбираемых пипеткой	Срок взятия пробы пипеткой: час.	мин.	сек	Глубина взятия пробы (см)
I	0,05			5I	I0
2	0,0I		2I	I6	I0
3	0,005	I	25		I0
4	0,00I	I7	43		5

При других температурах для определения времени взятия проб вводятся поправочные коэффициенты / *101* /. Взятые пипеткой пробы переносят во взвешенные бюксы и выпаривают досуха на бане. Затем пробы в бюксах, накрытые крышками, взвешивают на аналитических весах. После отбора пипеткой положенных проб оставшаяся суспензия в цилиндрах взбалтывается и оставляется на отстой в течение 3 минут, частично осветленный таким образом слой воды с оставшимися во взвеси частицами мельче 0,05 мм осторожно сливается сифоном. В цилиндре остается слой суспензии в 7-8 см. Этот процесс повторяют до 3 раз.

Остаток суспензии с частицами $>$ 0,05 мм используют при необходимости для дальнейшего подразделения на крупные фракции с помощью фракциометра / *101* /.

Количество взятых пипеткой частиц в граммах вычисляют по формуле:

$$X = \frac{a\,W}{e} \qquad 53$$

где: a - абсолютной сухой вес пробы во взятой пипеткой суспензии, г;
W- объем всей суспензии в цилиндре (1000 мл);
e - объем пипетки (20-25 мл).

Чтобы получить количество фракций 0,05-0,01, 0,01-0,05; 0,005-0,001 мм, надо произвести последовательные вычитания количеств, определенных по формуле 49 для всех проб. По разности определяют вес каждой фракции y в граммах, который затем вычисляют в процентах от всей навески по формуле:

$$\% = \frac{y(100-c)}{A} \qquad 54$$

где: c - сумма фракций 1 мм, %;
A - вес навески для анализа пипеткой, г;
% - процентное содержание в образце частиц отдельной фракции.

Сумма процентов по всем выделенным фракциям должна составлять 100. При расхождениях менее 3% эта разность разбрасывается пропорционально весу каждой фракции (включая и крупные). Если расхождение превышает 3%, то проверяют вычисления веса проб, фракций и в случае ненахождения ошибки анализ считается приближенным, а при ошибке 10% - бракуется.

§ 9. Дополнительные сведения

В настоящее время *Coultronics France SA* (промышленный отдел) разработаны автоматизированные системы определения гранулометрического состава терригенных пород, с помощью счетчика Культера, который представляет собой оборудование для подсчета количества частиц в интегральной и дифференциальной форме. Модель ZBC. Благодаря вычислительной машине, счетчик позволяет получить интегральную кривую количества частиц в зависимости от размеров этих частиц.

Модель "ВМ позволяет производить последовательный счет массы в дифференциальной форме. Вычислительная машина автоматически преобразует информацию по количеству частиц в дифференциальной форме в дифференциальную массу. Устройство позволяет непосредственно получить интегральную весовую кривую.

Анализ проводится при помощи электронного часового устройства со временем счета обратно пропорциональным концентрации частиц в рассматриваемом классе.

Последняя модель "ТА" разработана специально для распределения по гранулометрическому составу. Это 16-ти канальный анализатор для анализа частиц по размерам от 0,4 до нескольких сотен микрон. Модель обеспечивает анализ образца и дает результаты на самописце по полному распределению частиц по размерам за каждые 20 секунд.

Другой прибор Седиграф (модель 5000), основанный на использовании рентгеновских лучей, измеряет степень осаждения частиц и автоматически выдает эти результаты в виде процентного распределения в интегральной форме в зависимости от эквивалентных диаметров сферы (закон Стокса). Гамма измерения от 100 до 0,1 микрона.

§ 10. Представление результатов гранулометрического анализа

Результаты гранулометрического анализа представляют в виде кумулятивной кривой, откладываемой на оси абсцисс логарифм размера, а по оси ординат - накопленную частость.

С кривой снимают следующие величины: первую / Q_1 /, третью (Q_3), квартили, медиану Md и вычисляют:

Коэффициент отсортированности

$$S_o = \sqrt{Q_1 / Q_3} \qquad .55$$

Коэффициент асимметрии

$$S_{kq} = \sqrt{\frac{Q_1 \cdot Q_3}{Md^2}} \qquad .56$$

Способы обработки и целесообразность использования результатов гранулометрического анализа описаны в многочисленных работах отечественных и зарубежных исследователей. В рамках настоящего руководства считаем необходимым ограничиться изложением способов вычисления наиболее информативных параметров.

Глава X. ИССЛЕДОВАНИЕ МИКРОСТРУКТУРЫ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРА В ШЛИФЕ

§ I. Цели и задачи

Исследование породы-коллектора в шлифе производят с целью уточнения ее литолого-петрографического типа, ранее установленного при макроописании керна, и детальной характеристики ее микроструктуры - строения твердой фазы и порового пространства. Полученная при этом информация должна быть достаточной для:

I) объяснения коллекторских свойств пласта и их изменчивости по разрезу и площади с учетом положения на структуре;

2) изучения постседиментационных изменений коллектора, а также различий интенсивности их проявления в пределах образцов, разрезов, площадей - с выделением зон, где физические свойства образцов могут рассматриваться как современная однородная в генетическом отношении совокупность, в которой применены методы статистической обработки;

3) анализа закономерностей развития палеопористости коллекторов, особенно для тех этапов, которые соответствуют времени формирования и переформирования залежей нефти и газа.

Методы, используемые для решения этих задач, все в большей и большей степени основываются на количественном анализе, в частности на количественно-минералогическом анализе и статистической обработке результатов измерений. Обзор развития этих методов (до 1956 г) сделал Ф.Чейз / 99 /. В дальнейшем появилась обширная работа Дж.Гриффитса / 30 /, содержащая подробное описание как способов получения данных о гранулометрическом составе, размерах и форме зерен, оценке пространственных взаимоотношений между зернами, так и методов подготовки информации.

Подобные задачи, то есть задачи изучения микроструктуры сред на основе измерений, выполненных на плоскости, встречаются при исследовании самых разнообразных объектов

- полупроводников, керамики, грунтов, строительных материалов, порошков, растительных и животных тканей и органов и т.п. Во всех приложениях необходимо измерять на плоскости размеры и число частиц, определять их форму, оценивать содержание различных компонент и пересчитывать результаты измерений на пространство. В последние годы возникла и успешно развивается наука, определяющая общие статистико-геометрические принципы таких пересчетов - стереология. Также развивается и техника измерения микроструктур. В ряде отраслей науки получили применение быстродействующие полуавтоматические и автоматические устройства для анализа микроструктур. В наиболее совершенных моделях таких устройств сочетаются микроскоп с большим увеличением, проектирующий изображение на телевизионный экран, устройства для перемещения шлифа в поле зрения с целью последовательного просмотра структуры вдоль определенного направления и выполнения различных измерений по заданной программе и, наконец, вычислительный блок, обрабатывающий результаты измерений и выдающий их в отпечатанном виде. Такие микроскопы за несколько минут выдают информацию о содержании основных компонентов структуры, форме частиц и включений, их удельной поверхности, распределении частиц по размерам и т.п.

Многие положения стереологии представляют большой интерес и для целей изучения пород-коллекторов. Эти положения изложены в ряде работ /88; 123; 127/, из которых особо следует отметить книгу С.А.Салтыкова "Стереометрическая металлография" /88/. Развитие нового подхода применительно к изучению микроструктуры пород-коллекторов, к сожалению, еще лимитируется отсутствием современных автоматизированных микроскопов. Учитывая перспективы автоматизации измерений в обозримом будущем и, соответственно, необходимость подготовки к новым способам исследования микроструктур, не получившим до последнего времени распространения в практике большинства лабораторий физики пласта и петрографических лабораторий, в настоящей работе рассматриваются основные приемы неавтоматизированных измерений в шлифах гранулярных

пород, а также технологии пропитки образцов окрашенными затвердевающими смолами для приготовления шлифов оптимальной контрастности. Методика измерений в шлифах трещинных коллекторов детально изложена в руководстве ВНИГРИ /67/.

Проведение неавтоматизированных измерений и подсчетов вручную - процесс весьма трудоемкий и в известной степени субъективный, однако не накопив и не обобщив достаточно обширной информации, полученной при существующих возможностях, нельзя будет перейти к планированию автоматизированных исследований.

Указания по отбору характерных образцов для исследования микроструктуры и породы-коллектора приведены в главе I. Кусочки или пластинки (толщиной 2-6 мм, площадью от 5 до 30 $см^2$), отобранные для изучения микроструктуры, пропитывают окрашенной смолой и передают на изготовление шлифов.

Результаты измерений в шлифе, рассматриваемые в этой главе, рекомендуется представлять в виде таблиц и корреляций. Рациональной формой записи данных является перфокарта

§ 2. Микроскопическое описание пород-коллекторов

I. Терригенный коллектор

I. Характеризует степень слоистости (четкая, неясная, отсутствует) или неоднородность строения породы.

При изучении неоднородности породы определяют и описывают:

а) содержание породообразующих минералов (кварц, полевые шпаты, слюды и т.д.) в породе в целом и в обломочной ее части;

б) размер, форму и характеристику участков, отличающихся по плотности расположения зерен, составу, количеству, строению и типу цемента, форме зерен, типу их сочленений (касательные, конформные, инкорпорационно-стилолитовые, регенерации или растворения зерен и т.п.);

г) состав цемента (глинистый, карбонатный, кварцевый).

2. Характеризуют обломочные зерна:

а) размер зерен (преобладающий, минимальный и максимальный) и их процентное содержание в породе ;
б) форму зерен: угловатые, полуокатанные, окатанные ;
в) число контактов с соседними зернами и типы контактов для изучения постседиментационных изменений породы.

3.Характеризует цемент:

а) тип цементации (пленочный, поровый, базальный и т.д.) ;
б) структуру цемента (тонкозернистый, мелкозернистый, разнозернистый и т.д., пойкилитовый, крустификационный) ;

4.Характеризует поровое пространство:

а) описывают форму сечений пор (многоугольные, трапецевидные, треугольные, прямоугольные, эллиптические, сложные ;
б) оценивают однородность или неоднородность распределения различных видов в разных слоях и разных участках слоя ;
в) определяют генезис пористости: первичная, измененная в разной степени (диагенетическая) при регенерации зерен и распределении вторичного цемента ; вторичная (выщелачивание) или новообразования (в результате перекристаллизации) ;
г) описывают типы пор и каналов по соотношению со структурой породы: межзерновые и внутризерновые (решетчатой, ячеистой, точечной структуры или в виде прямых или извилистых трещин, а также по степени и характеру выполнения минеральным веществом (свободные, частично или полностью выполненные) ;
д) оценивают преобладающие и максимальные размеры пор и каналов.

В результате микроописания формулируется название породы, в котором отражаются основные ее минералого-петрографические особенности.

2. карбонатный коллектор

1.По данным окрашивания шлифа ализарином диагностируют карбонатные минералы (кальцит и доломит и др.), оценивают их процентное содержание.

2.Описывают слоистость (четкая, неясная, отсутствует).

3.Описывают форму, размер зерен или форменных образо-

ваний, характер контактов между ними, количество и тип цемента интенсивность проявления постседиментационных процессов. Условной границей диагенетических и эпигенетических преобразований в доломитизированных известняках и доломитах принимают размер зерен. По В.Б.Татарскому тонкозернистая (0,01 мм) кристаллическая структура связана с условиями седиментации; мелкозернистая структура (0,01 - 0,05 мм) характерна для карбоната диагенетического происхождения; средние и крупнозернистые (0,05-0,25 мм; 0,25-1 мм) обусловлены эпигенетическими процессами (доломитизацией, перекристаллизацией, кальцитизацией и т.д.). Для органогенных карбонатных пород-коллекторов, у которых поры располагаются между органическими остатками, обломками карбонатных пород, оолитами, псевдоолитами, сгустковыми комками, описывают характер упаковки форменных элементов и обломков, их количество и тип цементации, характер распределения форменных образований.

4. Описывают морфологические особенности (межзерновые и межформенные), генезис (поры перекристаллизации и выщелачивания) и различают межзерновые и межформенные поры (первичные и вторичные). Последние, в отличие от первых, образованы гранями средних и крупных кристаллов карбонатных минералов. Размер их равен или больше размера кристаллов. Форма пор - полигональная, угловатая; поры соединяются между собой межзерновыми каналами, длина которых равна или больше размеров пор. Обычно это поры эпигенетической перекристаллизации и доломитизации.

Особое внимание уделяют изучению вторичного емкостного пространства (пор, каверн), образование которого связано с процессами растворения форменных образований, отдельных зерен цементирующего вещества и вторичных минералов (гипс, галит, ангидрит), первичных седиментационных пор и пор диагенетической перекристаллизации. Описывают форму (неправильная, округлоизометрическая, удлиненная, щелевидная и т.д.), а также характеризуют степень неоднородности разделения пустот. Отмечают характер соединения вторичных

пустот: каналы, трещины и их морфологические особенности. Обращают внимание на наличие изолированных пустот и учитывают их количество.

5. Изучают характер и степень развития вторичных процессов (доломитизации, кальцитизации, сульфатизации, окремнения, выщелачивания) и выполнение минеральным веществом пустот и трещин. По возможности выделяют стадии вторичности этих процессов. Обращают внимание на распределение примесей глинистого и органического вещества, которые замедляют процессы растворения и перекристаллизации, благоприятные для образования эффективной вторичной пористости.

6. Выделяют структурно-текстурные и морфолого-генетические особенности и детально описывают литогенетические и тектонические трещины, руководствуясь указаниями, приведенными в методике, разработанной ВНИГРИ.

§ 3. Насыщение пород окрашенной затвердевающей смолой для приготовления прозрачных шлифов

1. Смолы

Для насыщения пород затвердевающей смолой с целью приготовления контрастных прозрачных шлифов применяют бакелит / 2 /, метил-метакрилат / 76 /; смесь метил-метакрилата с винилацетатом / 87 /, эпоксидную смолу / 39 /, смолу ФР-12 / /.

Смола должна быть окрашена яркими красителями. Обычно ее окрашивают в красный цвет суданом / 87 / или родамином (Л.А.Коцеруба (1969)).

Смола должна быть маловязкой, хорошо смачивать породу, иметь незначительную усадку; техника применения ее должна быть простой и безопасной.

В качестве примера ниже приведена характеристика смолы ФР-12, в основном удовлетворяющей этим требованиям и обеспечивающей хорошую полноту насыщения.

Смола ФР-12 термопластичная, резорцинно-формальдегидовая, класса Б ГОСТ 5752-51. Отвердитель - 40%-ный формалин. Свежеприготовленная смола хорошо растворяется в воде, спирте

ацетоне ; отвержденная-нерастворима. Хорошо прилипает к дереву и не прилипает к металлу, смачивает поверхность кварца. Вязкость 250-270 сп, плотность 1,18 г/см^3 при 20°С. Не люминесцирует. Показатель преломления 1,5136. В проходящем свете имеет однородную лимонно-желтую окраску ; при скрещенных николях - изотропна. При окрашивании родамином приобретает интенсивный малиновый оттенок. Для пропитки образцов пород-коллекторов применяют смесь смолы с 40%-м формалином в качестве отвердителя (100:29), имеющую при 20°С начальную вязкость 65 сп и плотность 1,17 г/см^3.

Усадка смеси в результате отверждения составляет 1,6-1,7% при 20°С ; 3,8-3,9% при 60-80°С и 4,1-4,9% при 100 - 120°С. Таким образом, применять температуру выше 40°С для ускорения процесса отверждения не следует.

2. Аппаратура

Для насыщения породы смолой необходимы:

1. Аппарат для насыщения образцов в вакууме.

2. Аппарат для донасыщения образцов под давлением до 150 ат (при проницаемости меньше 10 мД).

Оба аппарата достаточно просты по конструкции, особенно первый, и не требуют заводского изготовления.

Аппарат для насыщения образцов в вакууме показан на рис. 51.

Основным его элементом является вакуумный эксикатор типа ЭВ Ø 130 (ГОСТ 7371-54). В отверстие в крышке эксикатора вставлена шлиф-муфта трехходового крана с отводом к вакуум-насосу. В верхней части крана предусмотрен шлиф, в который вставлен нижний шлиф воронки. Воронка имеет в нижней части трехходовой кран с отводом, впаянным в воронку и заканчивающимся стеклянной трубкой, доведенной до верха полости воронки, и в верхней части шлиф-пробку. В шлиф-пробку вставлен одноходовой кран с шлиф-муфтой. Насыщаемые образцы помещают в химический стакан.

Схема допускает:

1. Вакуумирование образцов.

2. Залив жидкости (смолы) в воронку в процессеваку-

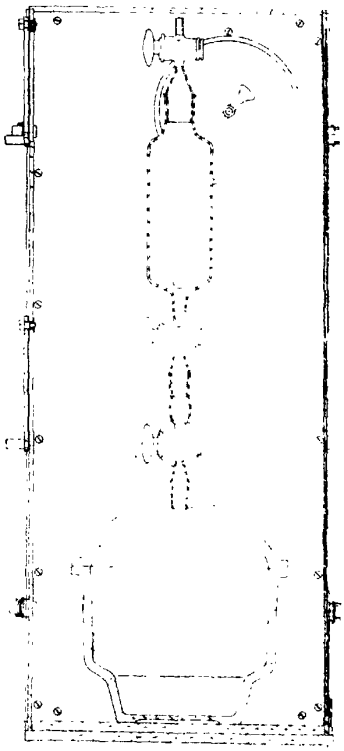


Рис.51 Аппарат для насыщения образцов окрашенной смолой в вакууме ПОРП-2.

умирования сухих образцов.

3.Вакуумирование жидкости в воронке при изоляции эксикатора от источника вакуума.

4.Одновременное вакуумирование эксикатора и воронки.

5.Отключение эксикатора и воронки от вакуум-насоса и слив жидкости в эксикатор под действием разности уровней.

6.Ускоренный слив жидкости под действием атмосферного давления (для чего следует приоткрыть верхний кран воронки).

Таким образом, обеспечивается:

- длительное вакуумирование сухих образцов;
- приготовление смолы и ее вакуумирование в последние минуты вакуумирования сухих образцов,
- быстрый слив смолы в стакан с образцами.

Аппарат должен быть защищен экраном из оргстекла и испытан на герметичность при остаточном давлении 5-10 мм рт.столба.

Схема аппарата для донасыщения малопроницаемых образцов под давлением до 150 кгс/см^2 показана на рис.52.

Аппарат состоит из стальной камеры, рассчитанной на давление до 150 кгс/см^2, с крышкой на резьбе или на болтах уплотненной резиновым кольцом. Размеры полости камеры должны быть достаточны для помещения химического стакана диаметром не менее 100 мм. Для контроля давления предусмотрен манометр с пределом измерения 250 кгс/см^2 класса 2,5.Схема позволяет изолировать аппарат от источника давления - баллона со сжатым азотом, приводить давление в аппарате к атмосферному перед отвинчиванием крышки.Для этого в схеме предусмотрены два игольчатых вентиля или один двухвентильный манифольд.Аппарат должен быть испытан на прочность и герметичность гидравлическим давлением до 200 кгс/см^2.

3.Методика пропитки

1.Пропитку можно производить:

а) на отдельных неориентированных "кусках" породы;

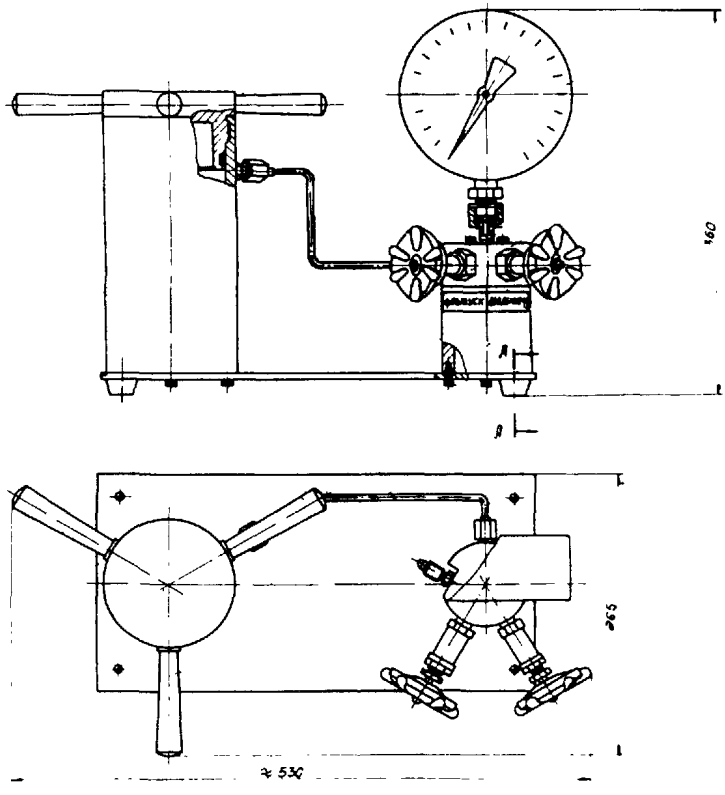


Рис.52. Аппарат для донасыщения образцов под давлением до 150 кгс/см^2 ПОРП-1.

б) на цилиндрических или кубических ориентированных образцах, приготовленных из керна ;

в) на пластинках, выпиленных алмазной пилой, различной толщины от 7 до 1,5 мм.

2. Пластинки или образцы экстрагируют, высушивают при температуре 105°С, зарисовывают контуры пластинки в рабочей тетради с указанием номера и укладывают в химический стакан или кристаллизатор. Сушку карбонатных пород производят при температуре не выше + 40°С ; песчаники с глинистым цементом сушить не рекомендуется, так как в процессе сушки глины растрескиваются.

3. Проверяют смазку всех шлифованных поверхностей эксикатора, кранов воронки и помещают стакан с пластинками в эксикатор.

4. Ставят трехходовой кран 3 (рис.53) в положение I и вакуумируют образцы:

хорошо проницаемые - 1,5 часа,

плохо проницаемые - 2-3 часа.

Остаточное давление в процессе вакуумирования (разность отсчетов по барометру и вакуумметру) не должно превосходить 20-30 мм рт.столба).

5. Приготовляют смолу. Количество ее зависит от числа образцов и размеров стакана. Приступают к приготовлению смеси за 15 минут до конца периода вакуумирования сухих образцов, установленного пунктом 4.

Способ приготовления рабочей смолы следующий (на 100 $см^3$ смолы):

1. Растворяют краситель-родамин (0,05-0,07 г) в 1 $см^3$ этилового спирта.

2. Отмеряют 29 $см^3$ отвердителя - 40%-го формалина, добавляют раствор красителя и тщательно перемешивают до равномерной окраски.

3. Отмеряют 100 $см^3$ смолы ФР-12, вливают окрашенный формалин в смолу небольшими порциями, тщательно перемешивая стеклянной палочкой в течение 2-х минут.

4. Продолжительность приготовления смеси не должна превосходить 10 мин. Соответственно эту операцию осуществляют

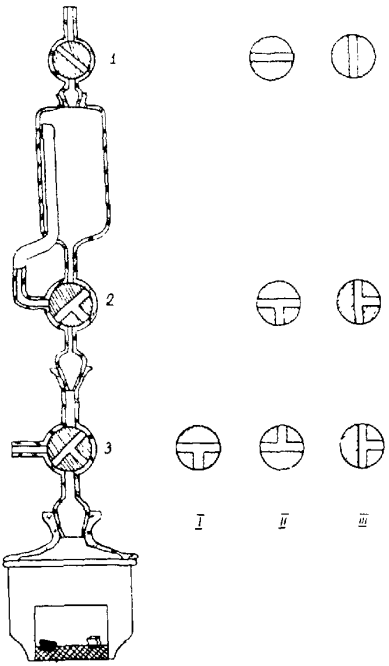


Рис.53 Схема переключения кранов аппарата ПОРП-2

в конце периода вакуумирования сухих образцов, находящихся в химическом стакане или кристаллизаторе, помещенном в аппарат для насыщения образцов.

Приготовленную смесь заливают в воронку. Уровень смеси должен быть ниже верхнего отверстия внутренней стеклянной трубки на 4-5 см. Вставляют кран-I и устанавливают краны I,2 и 3 в положение П, присоединяя таким образом воронку к источнику вакуума для вакуумирования смолы. При этом эксикатор отключается от источника вакуума и остается изолированным. Процесс вакуумирования смолы до прекращения выделения пузырьков воздуха обычно длится не более I0-I5 минут.

6. Для слива смолы из воронки в эксикатор с образцами устанавливают краны в положение Ш в следующей последовательности:

краны 2 и 3 одновременно (включают вакуум-насос),

кран I постепенно в процессе слива смолы.

7. Извлекают стакан из эксикатора. Демонтируют воронку и вынимают краны. Тщательно отмывают водой стеклянные детали от смолы, высушивают их, смазывают шлифы вакуум-смазкой.

8. Извлекают образцы из стакана, раскладывают их на восковую бумагу и сушат при комнатной температуре в течение 6-7 суток.

9. Удаляют смолу с поверхности пластинок с помощью плоскогубцев и ножа. Отламывают кусочки от пластинок. Осматривают поверхность скола через лупу 4-8х и убеждаются в том, что порода равномерно прокрашена по всей толще.

I0. Малопроницаемые образцы после насыщения в вакууме донасыщают под давлением. Для этого химический стакан с образцами извлекают из эксикатора и переносят в емкость установки для донасыщения под давлением.

II. Завинчивают крышку, открывают вентиль на баллоне, медленно открывают вентиль "давление", затем закрывают вентиль на баллоне. Давление в баллоне не должно быть ниже 50 ат. Выдерживают давление в течение 30 мин.; падение давления указывает на негерметичность аппарата. Открывают вен-

тиль "продувка" и приводят давление в сосуде к атмосферному. Снимают крышку и далее поступают согласно указаниям пунктов 8-9.

I2. Образцы, пропитанные смолой, отдают для изготовления шлифов.

4. Подготовка шлифов к диагностике карбонатных минералов

Диагностика карбонатных минералов, их структурные взаимоотношения в породе и количественная оценка могут быть выяснены, например, по методу Митчелла / 67 /. Для этого часть шлифа, свободную от покровного стекла, обрабатывают раствором ализарина красного в I/I5 Н-растворе HCl. Обработку производят с подогревом до 35-40°С или без него. После обработки незащищенную покровным стеклом часть шлифа промывают в дистиллированной воде, а затем высушивают при комнатной температуре. Кальцит после обработки приобретает малиновый цвет, а доломит остается неокрашенным.

§ 4. Аппаратура для анализа микроструктур

Для визуального анализа микроструктуры и измерений в шлифах используют поляризационный микроскоп (например МИН-8), укомплектованный следующими приспособлениями:

I. Поворотный столик с двухкоординатным препаратоводителем со шкалами и нониусами с точностью отсчета 0,I мм.

2. Окуляры:

- окуляр-микрометр с увеличением 8х (желательно и I6-20х) с разделенной на I00 частей линейкой.
- квадратно-сетчатый окуляр с сеткой на 256 квадратов (I6xI0).

3. Интеграционный столик ИСА с 6-тью барабанами для перемещения шлифа (при повороте барабана на одно деление шлиф смещается на I0 мкм).

4. Фотоприставка.

5. Проектор типа микрофот или демонстрационный.

При использовании фотоприставки рассматривают изображение шлифа на матовом экране приставки, что заметно снижа-

ет контрастность.При пользовании проектором шлиф вставляют вместо слайда; увеличение при этом невелико (не более 24-30х).

§ 5. Виды сканирования

Процесс последовательного просмотра микроструктуры в шлифе, на микрофотографии или на экране с целью выполнения тех или иных замеров называют сканированием. Различают:

1.Пообъектное сканирование - от объекта к соседнему объекту в пределах заданной площади.Задачей является взятие какого-либо замера, например диаметра вписанного в контур зерна круга или нескольких замеров на каждом объекте. При сканировании микрофотографии принимают шаблон-прозрачный лист с изображением кругов различного диаметра и линейной шкалой соответственно выбранной степени увеличения.

2.Линейное сканирование - шлиф смещают в горизонтальном или вертикальном направлении и производят замеры хорд зерен или пор с помощью линейки окуляра-микрометра, числа пересечений контуров элементов структуры с линией сканирования, контактов зерна с зерном, зерна с порой и т.п.

При сканировании микрофотографии на последнюю накладывают прозрачную линейку (кромка линейки является линией сканирования) или прозрачный лист с сеткой параллельных линий.В последнем случае вводится понятие: "шаг сканирования"- расстояние между двумя соседними линиями.

3.Сеточное сканирование-с изображением совмещают квадратно-сетчатый окуляр при просмотре шлифа и прозрачный лист с вычерченной сеткой при просмотре микрофотографии.Измеряют число попаданий точек пересечений линий сетки в зерна или поры (число это является мерой относительной площади,занимаемой зернами или порами) и число пересечений вертикальных и горизонтальных линий сетки с контурами зерен.Первый прием используют и для минералогического анализа.

Как следует из изложенного измеряемыми величинами являются: а) те или иные размеры микрообъектов; б) число пересечений контуров с линией сканирования; в) число точек,попавших в одноименные объекты. Для подсчета числа объектов в единице длины площади можно ограничиться пределами поля

квадратно-сетчатого окуляра.

Существенно отметить, что все эти величины измеряют при случайном совмещении линии сканирования или сетки с площадью микроструктуры. Случайные совмещения эти равноправны при условии, что число объектов изучаемой структуры или число пересечений достаточно велико. Число наложений (секущей или сетки) определяется в зависимости от числа объектов измерения, необходимого для получения представительных результатов. В литературе рекомендуется различные числа объектов - от 200 до 2000. Начинающему исследователю следует измерять объекты по сотням, подсчитывая по каждой новой сотне среднее значение и ее дисперсию и прослеживая за изменениями этих статистик по мере расширения выборки. Общее правило: число измерений можно считать достаточным, если расширение в выборке не приводит к заметному изменению статистик измеряемой величины.

Число секущих при линейном сканировании зерен рекомендуется принять равным 10 при смещении в направлении сканирования шлифа на 1 см. Таким образом, за одно совмещение просматривается секущая длиной 10^4 мкм на площади в 1 $см^2$. Рекомендуемая степень увеличения-64х. При сканировании пор число секущих не менее 20, степень увеличения 160х.

§ 6. Измерение размеров зерен

1. Оценка диаметров

Зерна имеют самую различную форму и в силу этого какой-либо один размер в большинстве случаев не является определяющим. Известны следующие оценки размеров зерна:

1. Максимальный и минимальный проходные размеры: $Д_{max}$ и $Д_{min}$.

Под максимальным проходным размером понимают максимальное расстояние между двумя параллельными касательными к контуру зерна, под минимальным - минимальное расстояние между двумя параллельными касательными. Угол между первыми и вторыми зависит от конфигурации зерен и главным образом от их асимметричности. Отношение минимального и максимального проходных размеров можно рассматривать как некоторую

оценку отклонения формы зерна от сферичной.

2.Диаметр вписанного круга $Д_О$-максимальный диаметр круга, вписанного в контур зерна, то есть имеющего с контуром не менее двух точек касания.

3.Диаметр разновеликого круга $Д_Ф$- диаметр круга, площадь которого равна площади контура зерна.

4.Диаметр Фере, $Д_F$ - максимальное расстояние между касательными, перпендикулярными направлению сканирования. Если определены два взаимно перпендикулярных диаметра Фере, то определена и ориентировка зерна.

5.Диаметр Мартина - $Д_М$ - длина хорды, параллельной линии сканирования и делящей площадь на две равных части.

6.Диаметр Нассенштейна - $Д_N$ - длина хорды, перпендикулярной направлению сканирования и проведенной через точку касания контура с линией сканирования при условии, что последняя не пересекает контура.

Из перечисленных величин $Д_{max}$, $Д_{min}$, $Д_О$ $Д_Ф$ не зависят от направления сканирования. Остальные, зависящие от направления, величины, в самом общем варианте исследования можно усреднять по направлению. Так, усредненный диаметр Фере изучаемого зерна составит:

$$\bar{D}_F = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} D_{F_i} d\varphi \sim \frac{\sum D_{F_i}}{N} \qquad \ldots 57$$

где: D_{F_i} - диаметр, измеренный при i -том направлении сканирования;

N - число направлений (например, при изменении направления сканирования интервалами в 30° в пределах 360° $N=12$).

Диаметры зерна при пообъектном сканировании проще всего измерять на микрофотографии с помощью шаблонов, вычерченных на тонком прозрачном листе (круги и сетка). Результаты измерения по достаточно большому количеству зерен - не менее 200 - используют для оценки средних значений и других статистик.

Площадь зерна А, необходимую для оценки $Д_Ф$, измеряют при большом увеличении с помощью квадратной сетки. Измерение

возможно при условии, что площадь зерна значительно превосходит площадь одного квадрата сетки - путем оценки числа полных и неполных квадратов сетки. Другой способ заключается в совмещении изображения зерна на микрофотографии с сеткой параллельных линий с одинаковым расстоянием Δ между ними и измерении длины секущих ℓ_i ; тогда $A = \Delta \Sigma \ell_i$

2. Оценка формы зерна

Весьма чувствительной оценкой формы зерен является отношение площади контура (А) к квадрату периметра (Р) $\varphi = \frac{S_A}{P^2}$. Величина эта не зависит от абсолютных размеров - подобные фигуры имеют одно и то же значение φ . С усложнением формы фигуры при неизменной площади величина φ быстро уменьшается. Удобно ввести множитель 4π , тогда $\varphi_1 = \frac{4\pi A}{P^2}$; эта величина есть отношение площади круга, равновеликого площади исследуемого зерна, к квадрату ее периметра. Для круга $\varphi_1 = 1$, квадрата - 0,785, шестиугольника - 0,908, равностороннего треугольника - 0,604, эллипса - в зависимости от отношения площадей: 0,815 ($\frac{b}{a} = 0{,}5$); 0,711 ($\frac{b}{a} = 0{,}4$); 0,566 ($\frac{b}{a} = 0{,}3$); 0,398 ($\frac{b}{a} = 0{,}2$). Часто пользуются величиной $\varphi_2 = \sqrt{\varphi_1}$

Для оценки формы сечения зерна с помощью величины φ_1 или φ_2 необходимо получить увеличенное изображение с размерами порядка нескольких сантиметров двуступенчатым фотографированием или зарисовкой, а затем использовать планиметр и курвиметр. Более простой прием заключается в наложении сетки прямых с шагом Δ =1-3 мм на исследуемое изображение, измерении суммарной длины секущих $\Sigma \ell_i = L$, уложившихся в пределах контура изображения и оценке числа секущих в контуре / 88 /. Тогда:

$$\varphi_1 = \frac{1{,}2\,L}{n^2 \Delta}$$

$$\varphi_2 = \frac{1{,}13\sqrt{L}}{n\sqrt{\Delta}}$$

Возможно составление вспомогательных таблиц с характерными формами зерен (и пор) и значениями φ_2 для полуколичественной оценки формы исследуемых частиц сопоставлением.

Измерив достаточно представительное число зерен можно получить среднюю оценку коэффициента формы $\bar{\varphi} = \frac{\Sigma N_i \varphi_i}{\Sigma N_i}$ и другие статистики этой величины.

Известен аналитический способ оценки формы зерен на основе аппроксимации контура тригонометрическим рядом / 111 /.

3. Измерение длины случайной хорды зерен

Измерение характерных размеров большого числа зерен с помощью неавтоматизированных микроскопов требует значительных затрат времени. В то же время, как показал опыт, можно получить полезные результаты, измеряя длину случайной хорды при линейном сканировании с помощью окуляр-микрометра и интеграционного столика ИСА . Отсчеты берут с точностью до половины деления и группируют по интервалам в 20 или 50 мкм в зависимости от максимального размера зерна; число интервалов должно лежать в пределах 8-12. Минимальное значение измеряемой величины составляет 10 мкм при увеличении 64х; обычно это увеличение достаточно.

При прохождении в поле зрения зерен, укладывающихся в пределы первых шести интервалов, шлиф смещают барабанными счетчиками интегратора. Принимают, что барабаны счетчиков (слева-направо) соответствуют интервалам хорд - первый 10-30; второй - 30-50.... шестой - 110-130 мкм. Левый край зерна совмещают с нулевым делением окулярной линейки, измеряют длину хорды зерна и смещают шлиф счетчиком, закрепленным за тем интервалом длины, в который попадает наблюдаемое зерно. По совмещении края зерна с нулевым делением продолжают смещать шлиф до совмещения нулевого деления линейки с левым краем следующего зерна вращением возвратного винта (этот винт расположен в левой части интеграционного столика).

Если очередное зерно имеет длину хорды больше 130 мкм, то совмещение шлифа производят возвратным винтом. Появление такого зерна фиксируют точкой в соответствующей графе про-

токола измерений.Точки ставят конвертиками": $\boxtimes$ Это позволяет легко подсчитать число точек в данном интервале.

Число зерен в каждом из первых шести интервалов рассчитывают делением накопленного отсчета на среднеинтервальную длину зерен:

$$(n_i)_{1\div6} = \frac{\sum d_i}{\bar{d}_i} \qquad \ldots 58$$

где: $\sum d_i$ - накопленный отсчет

$\bar{d}_i$ - среднеинтервальная длина зерна

Форма записи приведена в таблице I3.

По результатам замеров вычисляют

I.Частость

$$f_i = \frac{n_i \bar{d}_i}{\sum n_i d_i} \qquad \ldots 59$$

2.Кумулятивную частость

$$\sum_{i=1}^{k} f_i \qquad \ldots 60$$

3.Среднеарифметическое значение длины хорды зерна

$$\bar{D} = \frac{\sum n_i \bar{d}_i}{\sum n_i} \qquad \ldots 61$$

По данным таблицы строят в рабочих координатах с равномерными шкалами ($\sum f_i$ и $\bar{d}_i$) кумулятивную (интегральную) кривую распределения, откладывая накопленную частость в конечной точке интервала.С кривой снимают значения квантилей 5, I5, 25, 50, 75, 84 и 95%. По квантилям вычисляют параметры распределения. Кроме того вычисляют так же относительную площадь, занимаемую зернами $D_3 > 10$ мкм в шлифе:

$$m_3 = \frac{\sum n_i d_i}{N L} \qquad \ldots 62$$

где N - число секущих

L - длина секущей

Если принять N =I0 и L =10^4 мкм, то

$$m_3 = 10^{-5} \sum n_i d_i$$

Таблица I3.

Пример измерения длины хорды зерен при линейном сканировании

Длина хорды, мкм от - до	d_i	n_i	$n_i d_i$	f_i	Σf_i
I0-30	20		-	-	-
30-50	40	3I[x]	I240	2,3	2,3
50-70	60	58	3480	6,4	8,7
70-90	80	66	5280	9,7	I8,4
90-II0	I00	34	9400	I7,2	35,6
II0-I30	I20	70	8400	I5,4	5I,0
I30-I50	I40	76	I0460	I2,3	70,5
I50-I70	I60	42	6760	7,5	82,8
I70-I90	I80	23	4I40	0,4	90,3
I90-2I0	200	I	200	4,0	90,7
2I0-230	220	I0	2200	I,8	94,7
230-250	240	4	960	I,4	96,5
250-270	260	3	780	I,4	97,9
270-290	280	2	560	I,0	98,9
290-3I0	300	-2	600	I,I	I00,0
Среднеарифметическое:		482	54600	I00	-

$$\bar{d} = \frac{\Sigma n_i \bar{d}_i}{\Sigma n_i} = \frac{54600}{482} = 113 \text{ мкм}$$

Содержимое зерен > I0 мкм:

$$m_3 = \frac{\Sigma n_i \bar{d}_i}{10L} = \frac{54600}{100000} \; I00 = 54,6\%$$

---

x) Первые шесть значений n_i рассчитаны по отсчетам, снятым со счетчиков интеграционного столика

$$n_i = \frac{n_i \bar{d}_i}{d_i} - \frac{\text{отсчет по счетчику}}{\text{ср.интервальная длины хорды}}$$

4. Измерение длины случайной хорды агрегатов цемента

В некоторых породах, например полимиктовых песчаниках, встречаются сплошные цементные образования - агрегаты, имеющие размеры, близкие к размерам зерен. Измерение размеров агрегатов и подсчетов их числа производят уже рассмотренными способами.

Содержание цемента в агрегатной форме оценивают по формуле:

$$m_ц = \frac{\sum n_i d_{ui}}{NL} \qquad \ldots 63$$

где d_{ui} - длина хорд агрегатов цемента

§ 7. Измерение размеров пор, оценка пористости

Неопределенность понятия "пора" приводит к известной условности расчленения порового пространства при микроанализах на основные элементы.

В шлифе проще и удобнее всего понимать под порой элемент пустотного пространства, ограниченного не менее, чем тремя зернами. Визуально поры представляются соединенными друг с другом каналами - сравнительно узкими вытянутыми пустотами, окаймленными зернами; каналы обычно имеют отчетливо видимый перешим - наиболее узкую часть канала. Сложность строения порового пространства зависит от соотношения между числом каналов и числом пор и конфигурации этих элементов (см. § 9).

Исходя из деления порового пространства на поры и каналы, следует в качестве характеризующих размеров этих элементов принять диаметр вписанного круга - для поры /88; 123 / и минимальное расстояние между соседними зернами - для каналов / 87 /. Измерять эти величины можно при пообъектном сканировании микрофотографии с применением прозрачного шаблона.

Другой способ характеристики строения пор основывается на измерении длины хорды пустот (расстояния между стенками пор) при линейном сканировании / 10 /. В этом случае

результаты измерения представляют в виде распределения длины хорды. Измерения производят по схеме измерения длины хорды зерен (§ 6) при интервале в 10-20 мкм. Опыт показывает, что при увеличении 160х минимальная длина хорды может быть оценена в 5 мкм. По результатам измерений строят кумулятивную кривую и подсчитывают пористость:

$$m_{ш\Lambda} = \frac{\sum n_i \bar{d}_{ni}}{NL} \quad \ldots 64$$

где: $\bar{d}_{ni}$ - значение среднего i-того интервала длины,
n_i - число пор в i-том интервале
L - длина секущей, N - число секущих

Значение пористости $m_{ш\Lambda}$, полученное таким путем для песчаников с хорошо окатанными зернами, не содержащих цемента, удовлетворительно сходятся с экспериментальным значением открытой пористости - m_o. Для пород с большим содержанием глинистой составляющей и цемента вычисленное по формуле (64) значение пористости обычно значительно меньше пористости, полученной способом насыщения. В этом случае можно оценить содержание пор < 5 мкм по разности m_o и $m_{ш}$

$$\Delta m_{<5} = m_o - m_{ш}$$

Другой способ оценки пористости основан на совмещении изображения с сеткой и замере чисел узлов сетки (пересечений) $n_п$, попавших в поры. Тогда

$$m_ш = \frac{n_п}{n_c} \quad \ldots 65$$

где n_c - число узлов сетки.

Для увеличения точности совмещения повторяют несколько раз, смещая шлиф в случайном порядке поворотом столика и перемещениями препаратоводителя.

Для оценки формы пор можно использовать величину $У$ как и для оценки формы зерен (§ 6).

§ 8. Измерение координационных чисел

Будем называть координационными числа

- зерен, образующих пору - $n_{зп}$
- зерен в единице площади - $\nu_з$
- пор в единице площади - $\nu_п$
- сужений (каналов) в единице площади - $\nu_{кан}$
- каналов на одну пору - $n_{пп}$

$$n_{пп} = \frac{\nu_{кан}}{\nu_п};$$

- число контактов зерен - относительное в долях от общего числа контактов ($n_к$) и удельное-на единицу площади ($\nu_к$):
  - межзерновых
    - тангенциальных - $n_{кт}$, $\nu_{кт}$
    - конформных - $n_{кк}$, $\nu_{кк}$
    - инкорпорационно-микростиллолитовых - $n_{ким}$, $\nu_{ким}$
  - с порой - $n_{кп}$, $\nu_{кп}$
  - с цементом - $n_{кц}$, $\nu_{кц}$
  - с регенерационной каймой - $n_{кр}$, $\nu_{кр}$

Координационные числа характеризуют строение твердой фазы коллекторов и ее влияние на строение и разветвленность порового пространства, особенности контактов между зернами, соотношения между зернами и порами. В ряде случаев с помощью координационных чисел можно объяснить причины изменения пористости и проницаемости. Так с ростом числа пор, соединенных с одной порой, обычно наблюдается увеличение проницаемости.

Координационные числа определяют счетом вдоль линии сканирования или при пообъектном сканировании - на единице площади (с помощью квадратно-сеточного окуляра). При счете учитывают контакты с одной стороны зерна, например, с правой.

При счете чисел контактов полезно обращать внимание на протяженность контактов, как меру уплотненности породы под действием горного давления и наличие трещин в зернах.

В пределах изучаемой микроструктуры координационные числа изменяются в тех или иных пределах, поэтому их следует характеризовать средним и среднеквадратичным отклонением или строить гистограмму.

Результаты подсчета координационных чисел приводят в табличной форме. В качестве примера приведены таблица I4 подсчета чисел пор, каналов зерен на I пору и таблица I5 подсчета числа контактов.

§ 9. Оценка удельной поверхности

Выполняя сканирование, можно получить оценку величины удельной поверхности породы, подсчитав число пересечений контуров пор и каналов с секущей.

Расчетная формула весьма проста:

$$S = \frac{2cm}{L}, \quad \frac{\text{поверхность пор}}{\text{внешний объем}}, \quad \frac{см^2}{см^3} \qquad \ldots 66$$

где: C – число пересечений,

L – длина секущей,

m – кратность увеличения

Формула дает оценку удельной поверхности крупных пор, размерами больше нескольких микрон. Расширение области измерения возможно только при повышении степени увеличения микроскопа.

§ I0. Оценка проницаемости гранулярной породы

Для вычисления проницаемости по результатам измерений в шлифах можно использовать ряд приемов, в том числе формулу Маршалла / *I2I* / и уравнение Козени-Кармана /*I03*/.

Формула Маршалла:

$$K = \frac{m_0^2 \sum (2i-1) r_i^2}{8 n^2} \cdot 10^{-3} \qquad \ldots 67$$

где: r_i – среднеинтервальный радиус пор в мкм при делении порового пространства на I0 равных по объему интервалов;

m_0 – пористость в долях единицы

i – порядковый номер интервала от первого, содержащего поры наибольшего радиуса.

Таблица I4.

Число каналов и пор с распределением по числу зерен образующих пору

Число зерен образующих пустоту – i		Число пустот на площади I см² n_i	Относительное число пустот, %	Суммарное число зерен, образующих пустоту in_i
Канал	2	n_2 =850	39,I	I660
	3	n_3 =770	36,3	23I0
	4	n_4 =4I0	I9,4	I640
Поры	5	n_5 = 40	I,9	200
	6	n_6 = 40	I,9	240
	7	n_7 = 20	0,9	I40
	8	n_8 > I0	0,5	80
Всего пор		$\sum_{i=3}^{i=8} n_i$ =I290	I00,0	46I0

Среднее число зерен, образующих одну пору $n_{зп} = \frac{\sum_{i=3}^{i=8} in_i}{\sum_{i=3}^{i=8} n_i} = \frac{4610}{1290} = 3,5$

Число каналов на одну пору $n_{пп} = \frac{n_2}{\sum_{i=3}^{i=8} n_i} = \frac{830}{1290} = 0,64$

Примечание: суммарное число зерен Σin_i не является оценкой абсолютного числа зерен, так как одни и те же зерна участвуют в образовании нескольких соседних.

Таблица I5.

Удельное число и распределение контактов зерен по типам

Тип контактов	Число контактов на площади I см^2	$(n/\Sigma n)$ 100%
Тангенциальный	36	I,5
Конформный	2209	9I,I
Инкорпорационно-стиллолитовый	25	I,0
Зерно-пора	8I	3,3
Зерно-цемент	64	2,8
Зерно-регенерационная кайма	9	0,3
	Σ 2424	I00%

Формула эта была предложена для так называемой "секционной" модели поровой среды, то-есть модели, в которой любое сечение имеет одинаковое распределение пор, распределение пор по сечению случайно, сечения так же случайно повернуты относительного любого другого, вследствие чего смежные поры совмещаются в случайном порядке.

При использовании результатов замеров в шлифах за величину r_i принимают половину длины случайной хорды - расстояния между стенками пор (d_i) по кумулятивной кривой, при разделении ее на равные участки прямыми, параллельными оси r и проведенными через 10% интервалы частоты. Точки пересечения этих прямых с кривой определяют начальное и конечное значение d_i для каждого интервала. Полусумму этих значений и принимают за значение r_i при расчете проницаемости. Величина i равна 10. За величину m_0 принимают значение пористости по шлифу.

Формула дает сравнительно удовлетворительные результаты для хорошо отсортированных песчаников с относительно изометричными порами. Улучшить сходимость результатов расчетов с экспериментальными данными можно введением дополнительного множителя, имеющего смысл литологического коэффициента.

Уравнение Козени-Кармана

$$K = \frac{Cm^3}{S_0(1-m)^2}, \qquad \ldots 68$$

где: m - пористость

S_0 - удельная поверхность на единицу объема образца,

C - коэффициент, зависящий от формы и извилистости каналов.

Значения m и S_0 определены (§§ 7 и 9). Величину C следует подобрать, исходя из экспериментальных значений проницаемости.

§ 11. Пересчет результатов измерений в шлифе на пространство

Задача оценки размеров и чисел микрообъектов в единице объема по результатам измерений размеров сечений и их

числа в случайном сечении породы - плоскости шлифа решается точно лишь в случае шаров или эллипсоидов. Во всех остальных случаях можно получить лишь оценки - тем более грубые, тем сложнее формы частиц. Основные сведения по методике пересчета приведены в работах / 88; 123; 127 /. В.Н.Шванов / 102 / рассматривает способ пересчета видимого" гранулометрического состава на истинный, пользуясь методикой Гринмена / 114 /. Мы ограничимся приведением некоторых простейших формул.

I. Расчет числа микрообъектов в единице объема пространства (по Салтыкову-Хиллиарду / 88; 123 /):

$$N_v = \frac{N_a}{\overline{D}} \qquad \ldots 69$$

где: N_v - число объектов (зерен, пор) в I $см^3$ породы,
N_a - число сечений (зерен, пор) в I $см^2$ шлифа
$\overline{D}$ - средневзвешенный диаметр частиц, см.

$$D = \frac{\Sigma n_i D_i}{\Sigma n_i}$$

2. Оценка средневзвешенного диаметра микрообъекта (по Крамбейну / 120 /):

$$\overline{D} = \frac{\pi}{4} \overline{D}_A , \qquad \ldots 70$$

где: D_A - среднеарифметическое значение диаметра сечений зерен пор в плоскости шлифа, найденного в результате обработки замеров величины диаметра вписанного круга или максимального проходного диаметра (но не длины случайных хорд).

3. Пересчет распределения длины случайной хорды (по Спектору / 92 /) :

$$\Delta N_{i\Delta} = \frac{4}{\pi \Delta^2} \left(\frac{n_i^i - 1}{2i - 1} - \frac{n_i^{i+1}}{2i+1} \right) \qquad \ldots 71$$

где: $\Delta N_{i\Delta}$ - число частиц, диаметр которых лежит в интервале от $i\Delta - \frac{\Delta}{2}$ до $i\Delta + \frac{\Delta}{2}$ (средний диаметр этих частиц $i\Delta$) - на I $мм^3$;

Δ - интервал разбиения длины хорд, мкм ;

n - число хорд в интервале $(i+1)$-i и i-$(i-1)$, 1/мм

Суммируя ΔN_i, находят кумулятивное число зерен N_i в зависимости от диаметра частиц $i\Delta$ и общее число зерен в единице объема.

Получив кумулятивную кривую распределения диаметра зерен, по числу зерен нетрудно пересчитать ее на весовую, то есть получить обычную гранулометрическую кривую (при этом предполагают, что минералогическая плотность зерен γ одинакова). Пересчет выполняют следующим путем:

I. По числу зерен в каждом интервале диаметра зерен ($i\Delta = \bar{d}_i$) находят объем зерен: $\Delta V_i = \frac{\pi}{6} \Delta N_i \bar{d}_i^3$

2. Находят вес i-той фракции $\Delta G_i = \frac{\pi}{6} \Delta N_i \bar{d}_i^3 \gamma$

$$G_i = \sum_{i=1}^{K} \Delta G_i \; ; \quad g_i = \frac{G_i \, 100}{\sum_{i=1}^{n} \Delta G_i}, \; \%$$

3. Суммируют вес фракций и строят гранулометрическую кривую $g_i = f(d_i)$. Сумма $\sum \Delta V$ (объем вес зерен в I см^3) очевидно должна быть близка к величине I-m_0-$m_ц$ где $m_ц$ - содержание цемента.

При значительных расхождениях можно попытаться подбирать поправочные коэффициенты к величинам N_i. Следует ожидать, что эти коэффициенты будут связаны с коэффициентом форм частиц (φ).

Рекомендуется провести сопоставление расчетных гранулометрических кривых с экспериментальными, полученными при гранулометрическом анализе отмучиванием и рассеиванием.

§ I2. Особые случаи исследования шлифа

I. Изучение микронеоднородности

Результаты подсчета по большому числу объектов дают искомые величины как усредненные по площади принятых размеров (I см^2). Представляет интерес и оценка микронеоднородности строения породы по тем или иным величинам. Характеристикой неоднородности является среднеквадратичное отклонение. Для оценки неоднородности достаточно разбить под-

счет на несколько измерений- выборок и произвести оценку среднеарифметического в пределах каждой выборки, а затем, подсчитав среднее для всех выборок, подсчитать отклонения и вычислить среднеквадратичное. Проще всего провести такое исследование при линейном сканировании, приняв за сокращенную выборку подсчеты при смещении шлифа на I см - всего будет получено I0 выборок (при I0 секущих на I $см^2$).

При подсчете по микрофотографии целесообразно выделить участки, характерные проявлением тех или иных генетических особенностей, очертить эти участки контуром и провести пообъектное сканирование в пределах каждого участка и затем сопоставить полученные выборки.

По нескольким наиболее типичным образцам исследуемой коллекции следует приготовить 5-6 шлифов из пластин, полученных разрезанием образца ; хорошо проницаемый образец пропитывают смолой до разрезания. Исследование нескольких *шлифов позволит оценить микронеоднородность в пределах* объема образца.

2. Исследование реконструированных структур

Реконструирование современных структур породы-коллектора можно проводить с целью:

а) анализа палео-свойств коллектора в предшествующие геологические эпохи, например, величины, палеопористости и палеопроницаемости коллектора для этапа формирования залежей.

б) определения возможных изменений свойств коллектора в пределах призабойной зоны при воздействии на него бурового раствора, кислоты и т.д.

Реконструирование структуры при анализе палеосвойств состоит в:

I) определении минералов или отдельных форм их выделения, которые не входят в состав основного скелета (каркаса) породы и формировались, выполняя начальное поровое пространство, либо несоответствия границ пор и естественных очертаний частиц твердой фазы коллектора. Примерами могут являться поры выщелачивания в оолитовом известняке,

границы которых пересекают концентры оолитов, или поры в кварцевом песчанике, ограниченные регенерационным кварцем и выделениями кальцита, частично корродирующими регенерационные каемки кварца;

2) зарисовке границ зон отложения вторичных минералов, что позволяет восстановить первичные неизмененные формы зерен;

3) подсчете величин, характеризующих строение первичной твердой фазы, начальной пористости и проницаемости.

Построение новых границ и подсчеты можно попытаться выполнить на различных стадиях эпигенеза.

Подобным же образом можно выяснить, как изменяются свойства коллектора при соляно-кислотной обработке - для этого достаточно очертить зоны отложения карбонатного цемента и предполагаемые участки растворения его кислотой.

Описанные построения проще всего выполнить на микрофотографиях.

Круг подобных задач может быть весьма разнообразен, способ же решения по существу всегда одинаков.

Глава XI. ИЗМЕРЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

§ I. Основные сведения. Цели измерения.

Удельное электрическое сопротивление[x] $\rho_п$ породы характеризует противодействие единицы объема породы прохождению электрического тока. В промысловой геофизике и петрофизике в качестве измерения $\rho_п$ принят омметр /омм/ - сопротивление одного кубического метра породы. Зерна минерального скелета пород-коллекторов являются практически непроводящими - их удельное сопротивление превышает 10^6 - 10^8 омм - поэтому величина $\rho_п$ породы зависит, в основном, от коэффициента пористости породы, степени насыщения объема пор водой и минерализации воды. Удельное сопротивление $\rho_{вп}$ полностью насыщенной водой породы определяется выражением:

$$\rho_{вп} = P_п \rho_в \qquad \ldots 67$$

где $P_п$ - параметр пористости (относительное сопротивление) породы;

$\rho_в$ - удельное сопротивление воды.

Для неглинистых, чистых коллекторов параметр $P_п$ зависит только от величины коэффициента открытой пористости m и геометрии порового пространства / 47 /. Связь параметров $P_п$ и m описывается эмпирическими уравнениями:

$$P_п = \frac{a}{m^n} \qquad \ldots 68$$

и

$$P_п = \frac{1}{m^n} \qquad \ldots 69$$

где a и n - постоянные для данного класса коллекторов величины, возрастающие с усложнением структуры порового

---

x) В дальнейшем для краткости изложения слово "электрическое" опускаем.

пространства. Экспериментальную связь между параметрами $P_п$ и m для большей части коллекторов межзернового типа, терригенных и карбонатных, можно выразить уравнением (69). С ростом степени цементации породы и интенсивности процессов преобразования растет значение n, изменяясь от величин I,2 - I,3 для песков до I,8-2,0 для хорошо сцементированных песчаников и алевролитов и большинства межзерновых карбонатных пород.

В кавернозных известняках и доломитах величина n существенно превышает 2; в трещиноватых породах значение n существенно ниже значений n, типичных для межзерновой матрицы данной породы; в трещинно-кавернозных карбонатных породах величина n обычно заключена в пределах I,8-2,2.

Связь между параметрами $P_п$ и m графически изображают обычно в двойном логарифмическом масштабе; графики $P_п = f(m)$ рассчитанные по формуле (69), образуют семейство прямых, проходящих через точку с координатами $P_п=1; m=1$; наклон которых растет с ростом " n ".

Если исследуемая совокупность образцов представляет все виды коллекторов данного геологического объекта, и эти виды существенно отличаются по структуре порового пространства, обобщенная зависимость $P_п = f(m)$ для этой совокупности состоит из отдельных частных зависимостей типа (68) и (69), причем каждая из них справедлива только в определенном диапазоне пористости / 47 /.

Для глинистых коллекторов величина $P_п$ зависит также от глинистости коллектора и удельного сопротивления $\rho_в$ воды, насыщающей породу. Влияние удельного сопротивления воды на параметр $P_п$ глинистого коллектора можно учесть, составляя экспериментальные зависимости $P_п = f(m)$ для изучаемой совокупности образцов при насыщении образцов водой различной минерализации $C_В$ и удельного сопротивления $\rho_в$. Обычно для глинистых образцов величина $P_п$ уменьшается с ростом удельного сопротивления $\rho_в$ воды, насыщающей образец.

Удельное сопротивление $\rho_в$ воды зависит от концентрации $C_В$ солей в растворе, их химического состава и температуры t раствора:

$$\rho_в = \frac{10 P_t}{\sum_{i=1}^{n} \Lambda_i C_i} \quad \ldots 70$$

где: Λ_i и C_i - эквивалетные электропроводность и концентрация в растворе i - той соли;

P_t - температурный коэффициент (электропроводности растворов, выражаемой формулой:

$$P_t = \frac{1}{1 + \alpha_t (t - 18°)} \quad \ldots 71$$

где: α_t - величина, характерная для данного электролита изменяющаяся для большинства солей пластовых вод в пределах 0,021-0,022. Параметр P_t служит для приведения величины $\rho_в$ к стандартной температуре t =18°С, принятой в практике лабораторных исследований. При t =18°С P_t =1 и величина $\rho_в$:

$$\rho_в = \frac{10}{\sum_{i=1}^{n} \Lambda_i C_i} \quad \ldots 72$$

Формулу (72) можно использовать для расчета значения $\rho_в$ при t =18°С раствора со сложным составом электролитов если известно содержание в растворе отдельных компонентов C_i . Значения Λ_i для каждой компоненты определяют по кривой $\Lambda = f(C_в)$ для данного электролита /рис. 54 / соответственно суммарной концентрации $C_Σ = \sum_{i=1}^{n} C_i$ раствора. Такой способ расчета $\rho_в$ сложных растворов дает более точные значения, чем использование коэффициентов Мартена и Пэтона рекомендуемых в работе / 51 / для решения той же задачи / 60 /. Для раствора одного электролита при t =18°С величина $\rho_в$ определяется выражением:

$$\rho_в = \frac{10}{\Lambda C_в} = \frac{10}{(u+v) C_в} \quad \ldots 73$$

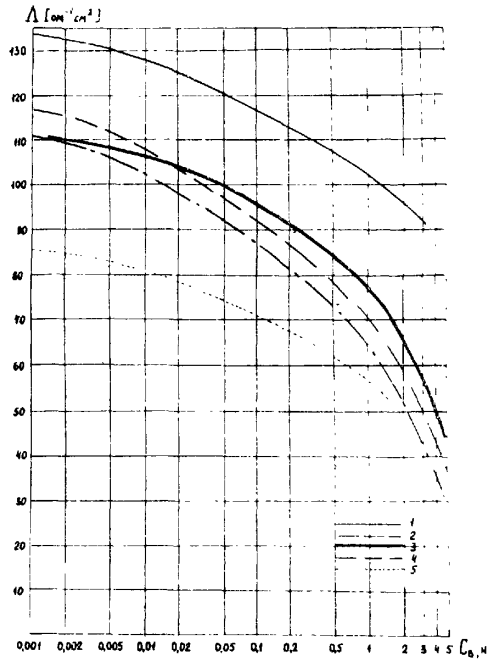


Рис.54. Зависимости $\Lambda = f(C_{\text{в}})$ для водных растворов различных электролитов.
I-KCl ,2-$CaCl_2$,3-$NaCl$,4-$MgCl_2$,5-$NaHCO_3$.

где: $\mathcal{U}$ и $\mathcal{V}$ - подвижности катиона и аниона данного электролита, соответствующие заданной концентрации.

Как очевидно из предыдущего, величины $\mathcal{U}$, $\mathcal{V}$ и $\Lambda = \mathcal{U} + \mathcal{V}$ являются функциями суммарной минерализации C_B раствора и зависят от химического состава электролита. Значения $\mathcal{U}$, $\mathcal{V}$, Λ для одного электролита берут по таблицам, помещенным в соответствующих справочниках / 93 /.

Наиболее распространенным электролитом пластовых вод нефтяных и газовых месторождений является $NaCl$. Зависимости $\rho_в = f(C_в)$ для различных $t = const$ растворов $NaCl$ приведены на рис. 55. Если $NaCl$ составляет более 90% солей в растворе, при расчете $\rho_в$ по заданному химическому составу раствора принимают величину $\rho_в$ равной удельному сопротивлению раствора $NaCl$ с концентрацией $C_в$ в эквивалентном выражении ($\frac{г\text{-экв}}{л}$), равной эквивалентной суммарной концентрации C_Σ раствора со сложным составом.

Формула (67) и наличие корреляционной связи между параметрами $P_п$ и m являются физической предпосылкой для определения коэффициента открытой пористости m по удельному сопротивлению промытой зоны $\rho_{пп}$ или зоны проникновения $\rho_{зп}$ продуктивного коллектора, по удельному сопротивлению $\rho_{вп}$ коллектора в законтурной части залежи. Эти методики рассматриваются в специальных руководствах / 12 ; 34 /. Для реализации каждой из этих методик необходимо располагать корреляционной зависимостью $P_п = f(m)$ для коллекторов изучаемого геологического объекта. Для получения такой зависимости выполняют следующие операции.

I. Формируют коллекцию образцов, на которой будет получена зависимость $P_п = f(m)$. Коллекция должна включать наиболее типичные образцы изучаемого коллектора, а также вмещающих пород-неколлекторов, охватывая весь диапазон пористости исследуемого геологического объекта. Если объект находится в новом, малоизученном районе и подобную зависимость для него получают впервые, коллекция должна содержать не менее 50-100 образцов (чем шире диапазон изменения m, тем больше берется образцов). Если объект изучен достаточно хорошо в соседних районах или на соседних площадях, вполне

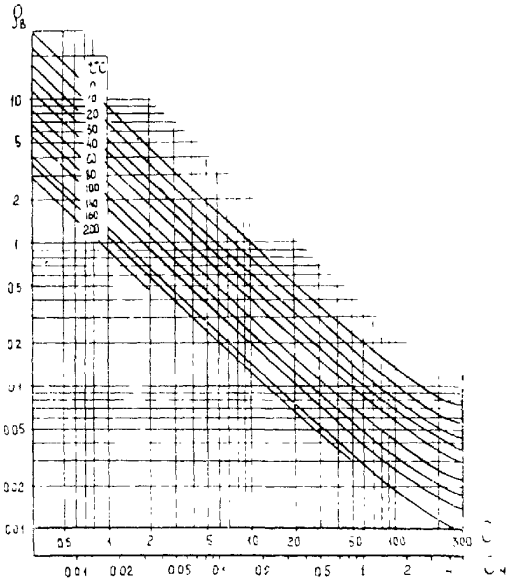


Рис.55. Зависимости $\rho_в = f(C_в)$ для растворов при различной температуре.

достаточно 20-30 образцов для того, чтобы подтвердить или уточнить соответствующую зависимость $P_п = f(m)$, полученную ранее на соседней площади или в соседнем районе.

2. Из образцов, отобранных для исследований, вытачивают цилиндры преимущественно вдоль напластования и в отдельных случаях, если исследуется электрическая анизотропия, перпендикулярно напластованию. Размеры цилиндров: диаметр - 30 мм, длина 20-40 мм. Если анизотропия исследуется на всех образцах, вытачивают кубики или параллелепипеды.

Образцы отмываются от пластовых солей и углеводородов способами, изложенными в главе III настоящего рукокодства.

3. Образцы насыщают водным раствором солей заданной минерализации и состава. Насыщение выполняют, используя те же методические приемы, что и при определении открытой пористости методом насыщения образцов водой. Контроль полноты насыщения выполняют путем многократных повторных измерений сопротивления R образца, считая насыщение полным при достижении постоянного для данного образца значения R.

При выборе раствора для насыщения образцов возможны следующие варианты.

1. Коллекторы слабоглинистые. Образцы насыщают моделью пластовой воды. Это водный раствор с тем же химическим составом и общей минерализацией, что и пластовая вода. Для упрощения процедуры в качестве модели пластовой воды используют раствор $NaCl$ с той же эквивалентной концентрацией, что и суммарная эквивалентная концентрация пластовой воды (если содержание $NaCl$ в пластовой воде более 90%) или с тем же удельным сопротивлением, что и удельное сопротивление пластовой воды, которое рассчитывают по формуле (72), используя данные химического анализа пластовой воды.

2. Исследуемая коллекция содержит образцы с глинистостью, изменяющейся в широких пределах. Образцы последовательно насыщают двумя или тремя растворами различной минерализации, каждый раз измеряя их сопротивление R и рассчитывая удельное сопротивление $\rho_{вп}$. Вначале насыщают образцы моделью пластовой воды с уд. сопротивлением $\rho_в$ и получают соответствующие значения $\rho_{вп}$.

Затем отмывают образцы и насыщают их вновь раствором,

являющимися моделью фильтрата бурового раствора для данного района; этот раствор имеет удельное сопротивление ρ_{ϕ}, равное среднему значению уд.сопротивления фильтрата в районе работ. Вновь определяют удельное сопротивление всех образцов, насыщенных моделью фильтрата. Если величина ρ_{ϕ} изменяется в широких пределах, получают две зависимости $P_{п} = f(m)$ для образцов, насыщенных соответственно моделью фильтрата с минимальным и максимальным значениями ρ_{ϕ}, встречающимся в районе работ.

Зависимость $P_{п} = f(m)$, полученную при насыщении образцов моделью пластовой воды, используют при определении параметра $К_{п}$ по величине $\rho_{вп}$ коллектора за контуром. Зависимости $P_{п} = f(m)$, полученные при насыщении образцов моделью фильтрата бурового раствора, используют для определения $К_{п}$ продуктивных коллекторов по величинам $\rho_{пп}$ и $\rho_{зп}$.

4. Определяют на каждом образце величины $\rho_{вп}$ и m, затем рассчитывают величину $P_{п}$ по формулам

$$P_{п} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}} \qquad \ldots 74$$

или

$$P_{п} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{ср}} \qquad \ldots 75$$

На двойном логарифмическом бланке наносят точки с координатами $P_{п}$ и m, соответствующие исследованным образцам. Уравнение регрессии $P_{п} = m$ и соответствующий ему график находят, обрабатывая известными способами полученные экспериментальные данные по методу наименьших квадратов; рассчитывают также дисперсию σ, коэффициент корреляции r или корреляционное отношение η полученной связи. Если параметры σ, r или η характеризуют связь, как надежную, передают ее для практического использования при оперативной интерпретации геофизических материалов и при подсчете запасов в соответствующие организации; в противном случае полученную связь для количественной геологической интерпретации данных промысловой геофизики не рекомендуют.

Удельное сопротивление частично водонасыщенного образ-

ца $\rho_п$ определяется выражением:

$$\rho_п = P_н \cdot P_п \cdot \rho_в = P_н \cdot \rho_{вп} \quad \ldots 76$$

где: $P_н$ – параметр насыщения (коэффициент увеличения сопротивления), показывающий, во сколько раз возросло удельное сопротивление $\rho_п$ образца, поры которого частично насыщены водой, по сравнению с удельным сопротивлением $\rho_{вп}$ того же образца при полном насыщении его водой.

Параметр $P_н$ зависит от величины коэффициента водонасыщения $S_в$; эта зависимость для большинства коллекторов характеризуется выражением:

$$P_н = \frac{1}{S_в^n} \quad \ldots 77$$

где: n – эмпирический показатель степени, характерный для данного типа коллектора. Величина n для гидрофильных терригенных и карбонатных межзерновых коллекторов изменяется в пределах 1,8 – 2,0, уменьшаясь с ростом глинистости коллектора. Для чистых и слабоглинистых коллекторов n = 1,8–2. В частично гидрофобных коллекторах n значительно выше 2. Так же, как и для связей $P_п = f(m)$, описываемых уравнением (69), семейство графиков $P_н = f(S_в)$, для различных $n = const$ в двойном логарифмическом масштабе образует пучок прямых, проходящих через точку с координатами $P_н$=1, $S_в$=1.

Зависимости $P_н = f(S_в)$ используют для определения коэффициентов водонасыщения $S_в$ и нефтегазонасыщения $S_{нг} = 1 - S_в$ по удельному сопротивлению $\rho_п$ неизмененной части коллектора, устанавливаемому по диаграммам метода сопротивлений в скважине. Различают 2 рода зависимостей $P_н = f(S_в)$

З а в и с и м о с т ь п е р в о г о р о д а получают следующим образом.

1. Подбирают коллекцию образцов коллектора, удовлетворяющую тем же требованиям, что и коллекция для получения связи $P_п = f(m)$. Подготавливают все образцы к исследованиям, выполняя перечисленные выше операции, которые проводят перед определением значения $\rho_{вп}$.

2. Зависимость $P_н = f(S_в)$ получают для каждого образ-

ца, выполняя следующие операции.

а) изменяют параметр $S_в$ образца, начиная с $S_в$=I до минимального, неснижаемого значения α ,характеризующего содержание в порах породы, связанной воды. Изменение $S_в$ выполняют постепенно, используя один из описанных в главе УI способов моделирования остаточной водонасыщенности, предпочтительнее - способ капиллярной пропитки.В качестве фазы, вытесняющей воду, используют воздух, керосин или модель пластовой нефти данного геологического объекта.

б) при промежуточных фиксированных значениях $S_в$ и конечном α определяют на четырех электродной установке соответствующие значения $\rho_п$ и $P_н$.Для каждого образца получают 5-6 точек, включая крайние точки с координатами $P_н$ =I, $S_в$=I, и $P_н = P_н^{пр}$, $S_в = \alpha$. Значению $S_в = \alpha$ обычно соответствует максимальное, предельное для данного образца значение $P_н^{пр}$ параметра насыщения /рис. 56 /.

в) наносят на билогарифмический бланк точки с координатами $P_н$, $S_в$,соответствующие данному образцу и по этим точкам составляют зависимость $P_н = f(S_в)$ для одного образца.

3.Полученные зависимости $P_н = f(S_в)$ для отдельных образцов группируют по видам коллекторов. Убедившись в том, что для образцов с близкими коллекторскими свойствами графики $P_н = f(S_в)$ отличаются мало, для каждого вида коллектора составляют обобщающий график $P_н = f(S_в)$,получая семейство зависимостей $P_н = f(S_в)$ для различных видов /рис. 5 7 /,характеризуя каждый вид средним значением параметра, характерным для данного вида. В качестве такого параметра можно использовать: относительную амплитуду СП /рис. 57 /, коэффициент проницаемости $К_{пр}$ и т.п.

З а в и с и м о с т ь в т о р о г о р о д а получают после того,как получено семейство зависимостей $P_н = f(S_в)$ первого рода, путем построения графика $P_н^{пр} = f(\alpha)$ являющегося геометрическим местом точек с координатами $P_н^{пр}$, α для коллекторов с различной глинистостью, принадлежащих к изучаемому геологическому объекту /рис. 57 /.

Зависимости $P_н = f(S_в)$ первого рода используют для определения параметров $S_в$ и $S_{нг}$ в пластах и участках залежи, принадлежащих к зонам промежуточного нефтегазонасыщения

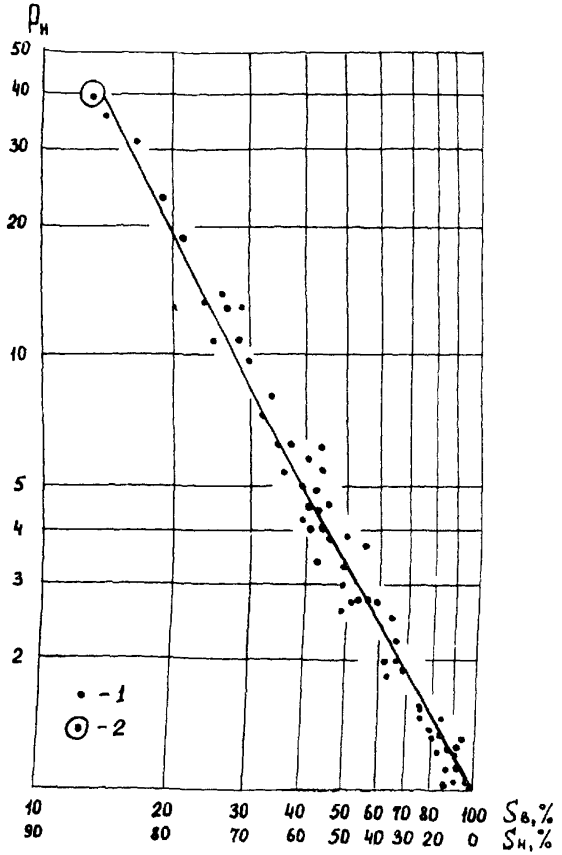


Рис.56. Зависимость параметра насыщения $P_н$ от коэффициента водо-нефтенасыщенности.
I - точки, полученные при промежуточных значениях водонасыщенности $/S_в/$;
2 - точка с водонасыщенностью $S_в = \alpha$.

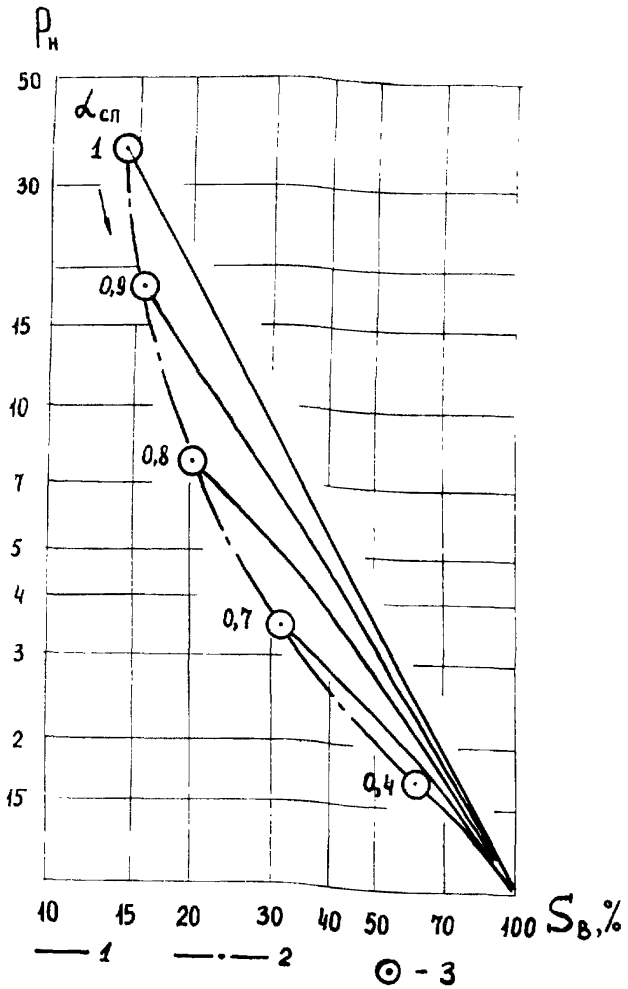


Рис.57. Зависимости $P_н = f(S_в)$ для глинистых коллекторов.
Шифр кривых $\alpha_{сп}$ относительная амплитуда СП
1-зависимости $P_н = f(S_в)$ для коллекторов с различной глинистостью;
2-зависимость $P_н^{пр} = f(S_{в.св})$ для совокупности глинистых коллекторов;
3-точки с координатами $P_н^{пр}$, $S_{в.св}$.

(зоны недонасыщения или переходные). Зависимости $P_н^{пр} = f(\alpha)$ используют для расчета параметров $S_в$, $S_{нг}$ в зонах предельного нефтегазонасыщения коллектора.

Из предыдущего ясно, что получение зависимостей $P_п = f(m)$ и $P_н = f(S_в)$ сводится, в первую очередь, к определению удельных сопротивлений модели пластовой воды $\rho_в$ (или фильтрата $\rho_ф$), полностью $\rho_{вп}$ или частично насыщенных $\rho_п$ образцов.

§ 2. Измерение удельного сопротивления воды

Удельное электрическое сопротивление воды $\rho_в$, используемое для вычисления параметра пористости $P_п$ зависит от концентрации и химического состава соли и от температуры раствора. Измерение $\rho_в$ осуществляют с помощью специальных двухэлектродных резистивиметров, включенных в мостовую схему. Примером такого резистивиметра является электролитическая ячейка Х-38, выпускаемая в комплекте с мостом Р-38, При работе с высокоминерализованными растворами следует на базе Х-38 изготовить ячейку с увеличенным расстоянием между электродами.

Перед измерениями производят градуировку ячейки, измеряя мостом Р-38 сопротивление растворов (обычное KCl) различной концентрации с известными значениями $\rho_в$ при заданной температуре.

Конструкция ячейки позволяет помещать ее в термостат. Емкость сосуда для электролита порядка 50 $см^3$.

§ 3. Подготовка образцов к измерению

Удельное сопротивление пород измеряют на цилиндрических и кубических образцах ; последние обеспечивают выполнение измерений в трех направлениях и соответственно оценку анизотропии.

Поверхность образцов должна быть чисто обработана, то есть не содержать раковин и трещин (методика изготовления образцов правильной геометрической формы изложена в главе II). Оптимальные размеры - длина 3-4 см, диаметр 2,5-3 см, куоы -

со стороной 2,5-3 см.

Образцы должны быть экстрагированы от нефти и битумов (см.главу Ш), отмыты от пластовых солей дистиллированной водой и насыщены раствором с заданной минерализацией и химическим составом (модель пластовой воды, фильтрата бурового раствора и т.д.) по методике, изложенной в главе IУ.Насыщенные образцы целесообразно выдержать в том же растворе в закрытом сосуде (эксикаторе), измеряя несколько раз в течение одного-двух дней удельное сопротивление на одних и тех же выборочных образцах.

Стабилизация величины ρ_{en} во времени может явиться критерием достаточной полноты их насыщения и в то же время признаком хорошей отмывки их от пластовых солей.

При контроле постоянства сопротивления необходимо следить за температурой раствора и в случае ее изменения вводить соответствующие поправки.

При работе со слабосцементированными породами во избежание их разрушения отмывка дистиллированной водой не рекомендуется. Образцы насыщают рабочим минерализованным раствором и длительное время выдерживают в эксикаторе с этим же раствором. Контроль отмывки производят по стабилизации ρ_e раствора.

§ 4. Схема измерения, аппаратура, методика

I.Общие сведения

В практике измерения сопротивления образцов пород наибольшее распространение получили следующие способы:

I.По четырехэлектродной схеме: а) с питанием от пульсатора и потенциометром ЭП ; б) с питанием от генератора звуковой частоты и ламповым вольтметром или потенциометром переменного тока.

2.Мостовой - по двухэлектродной схеме: а) с компенсацией емкостной составляющей и питанием от генератора звуковой частоты и б) упрощенный - без компенсации емкостной составляющей и питанием от сети переменного тока.

Четырехэлектродная схема является универсальной и мо-

жет быть применена для измерения сопротивления как полностью, так и частично водонасыщенных образцов. Двухэлектродная схема для измерения частично водонасыщенных образцов, а также для низкоомных полностью водонасыщенных образцов не рекомендуется из-за трудностей учета контактных сопротивлений.

2. Четырехэлектродная схема

Преимуществом четырехэлектродной схемы является возможность применения компенсационного способа измерения разности потенциалов на измерительных электродах. В момент измерения ток в измерительной цепи отсутствует и следовательно нет необходимости учитывать переходные сопротивления измерительных электродов. Удельное электрическое сопротивление образцов пород измеряется по четырехэлектродной схеме при помощи кернового резистивиметра КР-I ВНИИГеофизики /рис. 58 а /. Резистивиметр состоит из двух токовых электродов А и В (I и I4), диски которых имеют диаметр 40 мм и двух приемных электродов М и N ,представляющие собой рамку I9-две полоски из латуни шириной 0,5 мм и толщиной 0,3 мм, укрепленные на двух полукольцах 6 и II. Металлические полукольца приемных электродов крепятся на изоляционных втулках 7 и I0 гайками 5 и I2. Измерительные электроды имеют возможность легко поворачиваться и перемещаться по стяжке 3. Образец 9 крепится на изоляционной подвеске 8 с помощью круглой резинки 20. Детали прибора укрепляются на изоляционных платах 2 и I7, соединенных тремя стяжками 3,21,22. Плата I5 с укрепленным на ней питающим электродом В может перемещаться по трем стяжкам с помощью винта I6 и ручки I8.

Образец породы устанавливается в КР-I, для этого:

I.На диски токовых электродов накладываются круглые прокладки из мягкой материи, смоченные тем же раствором электролита, которым насыщен образец.

2.Измерительный электрод М передвигается по стяжке 3 так, чтобы рамка I9 электрода прижалась к поверхности прокладки 4, расположенной на торце электрода I.

При этом полукольцо 6 должно установиться симметрично

диску электрода I.

3.Образец 9 вместе с подвеской 8 передвигается по стяжке 3 до соприкосновения одним своим торцом с рамкой электрода M и прокладкой 4.

4.Измерительный электрод N передвигается по стяжке 3 так, чтобы рамка электрода прижалась к другому торцу образца 9.При этом полукольцо II должно установиться симметрично торцу образца.

5.С помощью вращения ручки I8 питающий электрод B вместе с прокладкой I3 прижимается к торцу образца и рамке электрода A .

При установке образца в КГ-I необходимо следить за тем, чтобы не произошло непосредственного соприкосновения рамок электрода M и N с электродами A и B.

Коэффициент рамочного кернового резистивиметра определяется по формуле:

$$K \approx \frac{F}{L} \cdot 10^{-2}, \text{ м} \qquad \ldots 78$$

где: F -площадь сечения образца в $см^2$,

L -длина образца в см.

Величина удельного электрического сопротивления образцов, полученная при измерениях на КР-I, не зависит от положения образца в приборе, силы питающего тока. Размеры электродов M и N (рамки) выбраны таким образом, чтобы металл электродов не влиял на результаты измерений. Измерения рамочным резистивиметром производятся компенсационным способом по схеме, показанной на рис. 58 б .В схеме используются: потенциометр Р-307 или Р-37-I с зеркальным гальванометром М 195/3 и пульсатор.

Известно, что недостатком четырехэлектродной схемы являлся несовершенный коллекторный пульсатор. Удовлетворительную воспроизводимость результатов при измерении сопротивления пород с этим пульсатором удавалось получить лишь при тщательном уходе за прибором, в первую очередь за коллектором пульсатора-регулярной очистке изолирующих пазов коллектора от углемедной пыли,протирке поверхности коллектора шкуркой

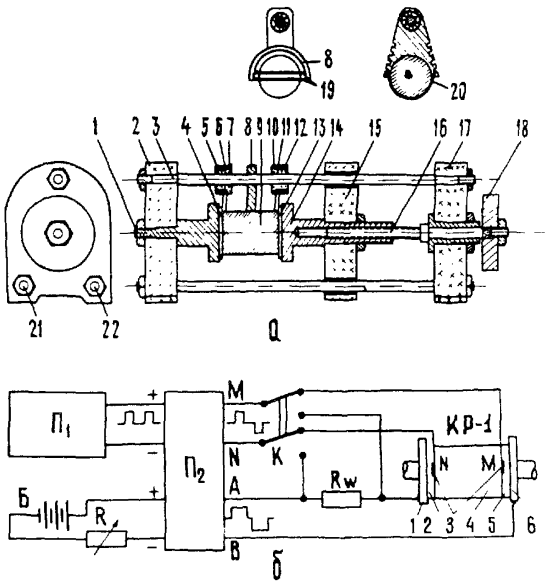


Рис.58. Четырехэлектродная схема для измерения удельного электрического сопротивления:

а-конструкция кернового резистивиметра КР-I ;
б-электрическая схема

и т.п. Поэтому в схеме используется релейный пульсатор ВНИИГеофизики, ПР-I, который по сравнению с коллекторным не требует ухода, надежен в работе, прост в изготовлении и создает значительно меньший шумовой фон. После сборки пульсатора /см.рис. 59 / его схема коммутации должна быть отрегулирована (переменными сопротивлениями R_8 и R_{12} и винтами контактов реле) таким образом, чтобы включение цепи MN производилось с запаздыванием, а выключение с опережением относительно цепи АВ. Регулировка производится при включенном пульсаторе. Знакопеременные импульсы в цепях АВ и MN /рис. 59 г / наблюдаются одновременно на экране низкочастотного осциллографа /см.рис. 59 в /.

Измерения резистивиметром КР-I проводятся в следующей последовательности.

I. Гальванометр М I95/3 включается в сеть и с помощью нормального элемента входящего в комплект Р-307 или Р-37-I блик гальванометра устанавливается в нулевое положение [x].

2. Релейный пульсатор подключается к источнику питания с постоянным напряжением 380 в и переменным напряжением 6,3 в (анодное питание схемы пульсатора и накала ламп)[xx].

3. По контрольному миллиамперметру mA устанавливается ток питания в цепи токовых электродов кернового резистивиметра, который обычно выбирается в пределах I-I0 ма. Регулировка силы тока производится баластным сопротивлением R.

4. Потенциометром $П_I$ измеряется разность потенциалов ΔV, в $мв$ на измерительных электродах M, N кернового резистивиметра. Положение переключателя К при этом соответствует положению К на рис. 58 б

5. Потенциометром $П_I$ измеряется падение напряжения в мв на шунте $R_ш$. Для этого клеммы пульсатора M, N с помощью переключателя К подсоединяются к выводам шунта.

---

x) Установка блика в положение "0" производится перед серией измерений удельного сопротивления образцов.

xx) В качестве источников питания могут использоваться приборы УИП-I, УИП-2 и др.

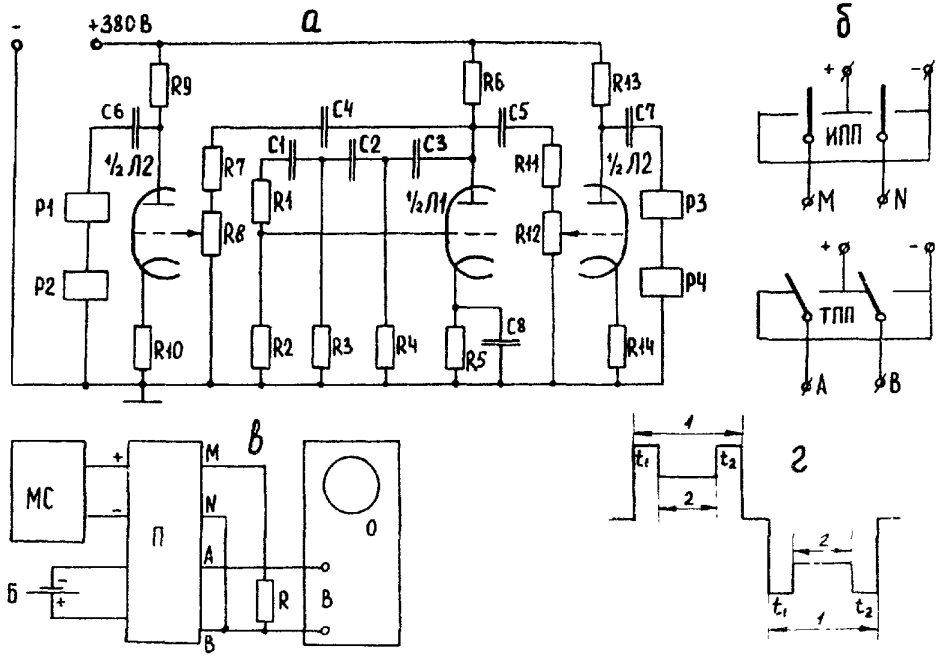


Рис. 59 . Релейный пульсатор.
а – принципиальная схема; б – схема коммутации; в – схема регулировки пульсатора; г – форма импульсов при регулировке пульсатора.

Напряжение батареи Б при измерениях выбирается в пределах 15-30 в.

Удельное электрическое сопротивление образца породы определяется по формуле:

$$\rho = K \frac{\Delta V_1}{J}, \text{ ом м} \qquad \ldots 75$$

где K - коэффициент кернового резистивиметра в м.

$$J = \frac{\Delta V_2}{R_м}, \text{ ма}$$

где $R_м$ обычно устанавливается равным 10 или 100 ом.

Погрешность определения удельного сопротивления образцов пород четырехэлектродной схемой с резистивиметром КР-1 и релейным пульсатором не более 3%, что является вполне достаточным для решения задач построения корреляционных зависимостей между физическими и коллекторскими свойствами пород.

Удельное электрическое сопротивление электролитов определяется жидкостными резистивиметрами /рис. 60 и 61 /, измерения с которыми производится по схеме /см.рис 58б /.

В резистивиметре, показанном на рис. 60 детали 1,3,5, 6,8 изготавливаются из оргстекла, а детали 2,4,7,9 - из латуни. При сборке детали 3,6 и 4,1 и 4 склеиваются дихлорэтаном.

В резистивиметре, показанном на рис. 61 деталь 1 изготавливается из оргстекла, 2,3 - из латуни, 4 - из нержавеющей стали. Величина радиуса полусферы R может выбираться в пределах от 30 мм и выше ; радиус полусферическиз электродов А,М и N принимается равным r_1 =3 мм, r_2 и r_3 =2мм электрод А располагается в центре крышки, электроды М и N по радиусу на расстояниях АМ и AN от центра. Расстояния АМ и AN могут выбираться произвольно.

При измерениях внутренний объем резистивиметров полностью заполняется электролитом. Излишек электролита удаляется через отверстие в электроде А и крышке в цилиндрическом резистивиметре /рис. 60 / или через отверстие в крышке выливается в кольцевую проточку на крышке (в полусферическом

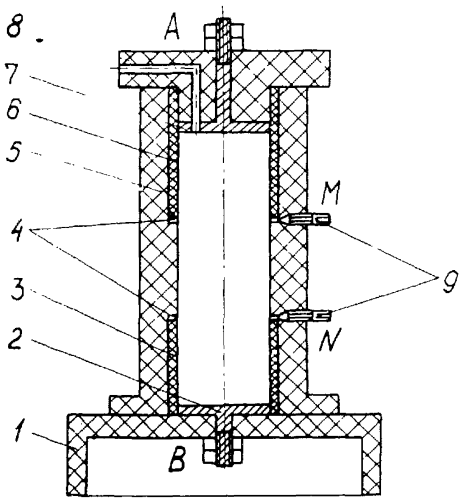


Рис.60. Схема цилиндрического жидкостного резистивиметра.

1-Подставка ; 2-электрод В ; 3,6-вкладыши ; 4-кольцевые электроды M и N ; 5-корпус ; 7-электрод А ; 8-крышка ; 9-тоководы.

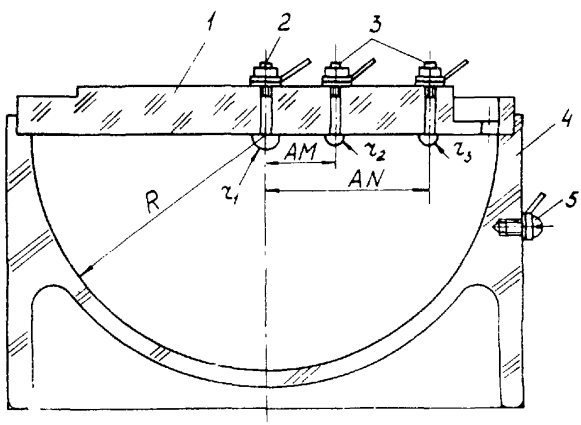


Рис.6I. Схема полусферического жидкостного резистивиметра.

I-крышка ; 2-электрод A ; 3-электроды M и N ; 4-корпус ; 5-винт.

резистивиметре рис. 6I).

Измерения удельного сопротивления жидкости проводятся с помощью схемы, показанной на рис. 58 б .Для этого соединительные провода от электродов КР-I отсоединяются от схемы и вместо них подключаются соответствующие электроды жидкостного резистивиметра.

Измерения с жидкостным резистивиметром проводятся в той же последовательности, как и с КР-I.

Удельное сопротивление раствора определяется по формуле 79. Коэффициент К цилиндрического резистивиметра определяется по результатам измерений с растворами электролита известного удельного сопротивления (см.табл. I6). Коэффициент К полусферического резистивиметра определяется расчетным путем по формуле:

$$K = 2\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \qquad \ldots 80$$

где AM, AN и MN - расстояния между центрами соответствующих электродов, измеряемые с помощью микрометра.

3. Двухэлектродная схема

Измерительная ячейка в отличие от четырехэлектродной имеет 2 электрода из нержавеющей стали, прижимаемые к торцам образца через прокладки. Необходимо обеспечить постоянство условий прижимания к торцам образца с помощью специального груза (при расположении образца по вертикали), пружин или винтового зажима. Прокладки выполняют в виде 2-3 слоев фильтровальной бумаги, насыщенной тем же раствором, что и образец.

К электродам подводят переменный ток от сети частотой 50 гц.Измерительную ячейку включают в мостовую схему.

Двухэлектродная схема с мостом Р-38 .

Мост Р-38 имеет питание от сети переменного тока 50 гц. Принципиальная схема измерения показана на рис. 62

Измерения выполняют следующим путем:

I.Помещают образец в измерительную ячейку,принимая меры для удаления шунтирующей пленки влаги с боковой поверхности образца.

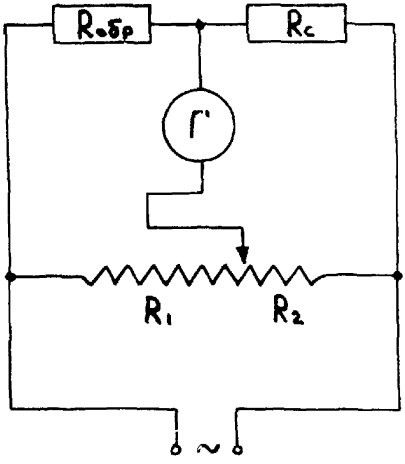


Рис.62. Двухэлектродная схема измерения удельного сопротивления с мостом Р-38

Таблица I6.

Удельное сопротивление водного раствора (в ом.м)

°C	Концентрация р-ра хлористого натрия (NaCl) при I8°C в Н							
	I	0,5	0,2	0,I	0,05	0,02	0,0I	0,005
I	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0,2I05	0,3860	0,809	I,733	3,362	8,I05	I5,82	3I,I6
I	0,205	0,377	0,880	I,690	3,270	7,900	I5,4	30,4
2	0,200	0,368	0,860	I,650	3,I90	7,70	I5,I	29,6
3	0,I95	0,360	0,840	I,6I0	3,I0	7,50	I4,7	28,8
4	0,I90	0,352	0,820	I,570	3,02	7,30	I4,3	28,I
5	0,I86	0,344	0,800	I,530	2,94	7,I0	I4,0	27,4
6	0,I82	0,336	0,780	I,490	2,86	6,90	I3,7	26,7
7	0,I78	0,328	0,760	I,450	2,79	6,80	I3,3	26,0
8	0,I74	0,320	0,750	I,420	2,73	6,60	I2,9	25,3
9	0,I70	0,3I2	0,730	I,380	2,64	6,40	I2,6	24,6
I0	0,I65	0,304	0,7I0	I,350	2,57	6,20	I2,3	23,9
II	0,I6I	0,296	0,690	I,320	2,50	6,00	I2,0	23,2
I2	0,I57	0,288	0,670	I,280	2,43	5,90	II,7	22,6
I3	0,I53	0,28I	0,650	I,240	2,37	5,70	II,4	22,0
I4	0,I49	0,274	0,630	I,2I0	2,3I	5,60	II,I	2I,4
I5	0,I45	0,267	0,6I	I,I80	2,25	5,40	I0,8	20,8
I6	0,I42	0,260	0,60	I,I50	2,I9	5,20	I0,5	20,3
I7	0,I38	0,254	0,58	I,I20	2,I4	5,I0	I0,2	I9,8
I8	0,I348	0,2476	0,57I2	I,089	2,094	5,030	9,830	I9,34
I9	0,I32	0,243	0,56	I,070	2,04	4,90	9,70	I8,8
20	0,I29	0,238	0,55	I,040	2,00	4,80	9,50	I8,4
2I	0,I26	0,233	0,54	I,020	I,96	4,70	9,2	I8,0
22	0,I23	0,228	0,53	I,00	I,92	4,60	9,0	I7,6
23	0,I20	0,224	0,52	0,98	I,88	4,50	8,8	I7,2
24	0,II7	0,2I9	0,5I	0,96	I,84	4,40	8,6	I6,8
25	-	0,2I45	0,4925	0,9375	I,80I	4,3I5	8,430	I6,55
26	-	0,2I0	0,48	0,9I0	I,76	4,20	8,2	I6,20
27	-	0,205	0,47	0,89	I,72	4,I0	8,I	I5,9
28	-	0,200	0,46	0,87	I,68	4,00	7,9	I5,6

I	2	3	4	5	6	7	8	9
29	-	0,195	0,45	0,85	1,64	3,90	7,7	15,3
30	-	0,191	0,44	0,84	1,61	3,80	7,5	14,9
31	-	0,187	0,44	0,82	1,58	3,70	7,4	14,6
32	-	0,183	0,43	0,80	1,55	3,60	7,2	14,3
33	-	0,179	0,42	0,78	1,52	3,50	7,1	14,0
34	-	0,176	0,41	0,77	1,49	3,50	6,9	13,7
35	-	0,173	0,41	0,75	1,46	3,40	6,8	14,4

2.Включают питание и, изменяя положение движка на реохорде, добиваются равновесия моста.

3.Фиксируют значение R_c ,соответствующее равновесию моста, которое соответствует активной составляющей комплексного сопротивления ячейки с образцом.$R_{обр.}$

4.Величину $\rho_{обр.}$ вычисляют по формуле $\rho_{обр} = \frac{F}{L} R_{обр}$

Иногда из значения $R_{обр}$ вычисляют величину переходного сопротивления электродов $R_{эл}$,определенного как сопротивление измерительной ячейки при сомкнутых электродах с прокладками. Вводить прокладку таким образом неправильно, поскольку в общем случае сумма переходных сопротивлений на контактах электрод-образец отличается от сопротивления,измеренного при непосредственном (через прокладки) контакте электродов. Поэтому следует использовать электроды, обладающие минимальным переходным сопротивлением (до 5 ом), которым можно пренебречь по сравнению с измеряемым сопротивлением образца. Этому условию удовлетворяют электроды из нержавеющей стали. Электроды необходимо периодически обрабатывать переменным током промышленной частоты напряжением 20-30 вольт в течение 5-10 минут в 10%-ом растворе $NaCl$ или KCl .В перерывах между измерениями электроды помещают в тот же раствор, в котором производили обработку током "хлорирование" электродов. Рекомендуется также следить за чистотой поверхности электродов.

Мостовая схема с компенсацией емкостной составляющей

Плечо сравнения в этой схеме состоит из параллельно включенных активного и реактивного (емкость) сопротивления. В отличие от рассмотренного, мост уравновешивают по напряжению и фазе. Индикатором равновесия является осциллограф в диагонали моста (рис. 63), источником питания - звуковой генератор ЗГ-10, ЗГ-12 или ЗГ-34, в плече сравнения активным сопротивлением служит магазин сопротивлений Р-5I7, а емкостным - магазин переменной емкости МЕРП-5I3. Другие два сопротивления представлены активными сопротивлениями магазинов сопротивлений Р-5I7.

Рекомендуется проведение измерений при частоте около I000 гц и плотности тока не более 2 ма/см^2. Эти условия обеспечивают минимальное переходное сопротивление электродов (до I см).

Измерение удельного сопротивления образца состоит из следующих операций:

I. Устанавливают переключатели магазинов сопротивлений и емкости в нулевое положение. Включают ток.

2. При включенном осциллографе сначала на грубом, а затем на пределах более высокой чувствительности добиваются минимальной амплитуды синусоиды переменного тока с помощью магазина сопротивлений (сопротивление R_c на рис. 63). Дальнейшего уменьшения амплитуды синусоиды достигают, поочередно изменяя сопротивление R_1 и емкость в "плече сравнения"; добиваются того, что синусоида на экране осциллографа превращается в прямую линию на самом чувствительном пределе, то есть полной компенсации.

3. Расчет величины $R_{обр}$ производят по формуле $R_{обр} = R_c \frac{R_1}{R_2}$ используя в качестве R_c, R_1 и R_2 значения соответствующих активных сопротивлений уравновешенного моста, отвечающих моменту компенсации (рис. 63).

Величину $\rho_{обр}$ рассчитывают по формуле $\rho_{обр} = \frac{F}{L} R_{обр}$

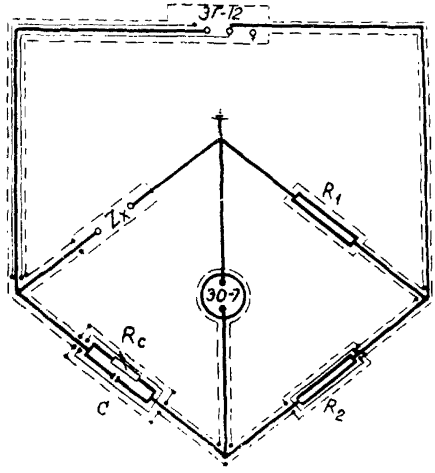


Рис.63. Двухэлектродная схема измерения удельного сопротивления с компенсацией емкостной составляющей.

Значение емкости С в плече сравнения, соответствующее моменту компенсации, при необходимости можно использовать для расчета диэлектрической постоянной образца.

Погрешности измерения

Погрешность измерения сопротивления мостом Р-38 оценивается в 1,5% от измеренной величины. При измерении мостом с компенсацией емкостной составляющей точность измерения выше. Погрешность определения удельного сопротивления, учитывающая влияние искажающих факторов, связанных непосредственно с особенностями измерительной ячейки и объектом измерений (образцы пород), больше и составляет, по-видимому, до 5%. Это относится в равной степени как к двухэлектродной, так и четырехэлектродной установкам.

Важным элементом любой схемы измерения сопротивления является устройство кернодержателя для фиксирования образца и присоединения к нему электродов - 4-х или 2-х, в зависимости от схемы. Общепринятой конструкции кернодержателя нет. Большей частью применяют устройства открытого типа с негерметизированной боковой поверхностью образца. Недостатком этих кернодержателей являются:

1. Различная степень прижатия электродов к торцам образца.

2. Неодинаковая степень влажности боковой поверхности в момент измерения.

3. Испарение воды.

Эти факты могут привести к значительным искажениям при измерении.

Для того, чтобы избежать этих искажений, особенно при применении двухэлектродной установки, целесообразно применять кернодержатель закрытого типа с гидрообжимом на давление 30-50 ат и созданием внутрипорового ("пластового") давления в образце 5-15 ат.

В качестве такого кернодержателя применительно к двухэлектродной схеме можно использовать кернодержатель ЗК-8 /из комплекта АКМ-2/, приспособленный для измерения сопротивлений путем замены плунжеров на реконструированные. Ре-

конструкция должна заключаться в устройстве изолированных электрических вводов соединительных трубок. Эта реконструкция позволит также выполнить измерение удельного сопротивления и при пластовых условиях с некоторым упрощением, описанным в главе УП.

Применение кернодержателей закрытого типа с гидрообжимом позволит повысить точность измерения $R_{обр}$ за счет устранения возможности недонасыщения образца, равномерного и постоянного прижимания электродов к торцам образца и исключения влияния шунтирующей пленки влаги на боковой поверхности образца.

Изучение удельного сопротивления пород в условиях, приближающихся к пластовым, выполняется обычно, в комплексе с определением и других параметров /пористости, проницаемости, скорости распространения упругих волн/. Методика исследований и аппаратура подробно описаны в главе XII.

Глава XII. ИЗМЕРЕНИЕ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГИХ ВОЛН

§ I. Общие сведения

Скорость распространения упругих волн характеризует акустическую жесткость породы - способность к распространению в ней ультразвуковых колебаний.

Скорость распространения упругих волн в горных породах измеряется в м/сек. Используется также величина обратная скорости - время пробега упругой волны единицы длины породы, измеряемая в мксек/м. Скорость распространения упругих волн в горных породах зависит от их минералогического состава, пористости флюида в порах и других литологических и петрографических параметров. В таблице I7 приведены диапазоны значений скоростей для некоторых горных пород.

Таблица I7.

Значения скорости распространения упругих волн в различных средах

Наименование горной породы или вещества	Скорость м/сек	Время пробега мксек/м
Глина	I200-2500	800-400
Мергель	2000-3500	500-300
Песок	800-I800	I250-550
Песчаник несцементированный	I500-2500	660-400
Песчаник плотный	3000-6000	330-I70
Известняк, доломит	5000-7500	200-I30
Ангидрит, гипс	4500-6500	220-I50
Каменная соль	4500-5500	220-I80
Кристаллические породы	4500-6500	220-I50
Вода, буровой раствор	I500-I700	660-600
Лед	3I00-3600	320-280
Нефть	I300-I400	770-7I0
Воздух	300-350	3330-2857
Метан	430	2320

Для породы данного типа и при одном и том же характере флюида в порах существует прямая пропорциональность между пористостью m и временем пробега Δt продольной упругой волны. Эта зависимость (уравнение среднего времени):

$$m = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} \qquad \ldots 81$$

где $\Delta t_{ж}$ и $\Delta t_{ск}$ – время пробега соответственно в насыщающей породу жидкости и в скелете породы, используется на практике для определения величины m исследуемой породы + коллектора по данным акустического каротажа. В коллекторах содержащих рассеянный или слоистый глинистый материал их пористость определяется по уравнению среднего времени, записанного в виде:

$$m = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} + C_{гло} \frac{\Delta t_{гл} - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} \qquad \ldots 82$$

где $\Delta t_{гл}$ – время пробега в глинах

$C_{гло}$ – объемное содержание глин в породе.

Для приближенной оценки пористости коллектора по уравнению среднего времени можно использовать для основных типов пород следующие средние значения интервального времени в скелете:

песчаники сцементированные	– 170 мксек/м
слабосцементированные песчаники	– 182 мксек/м
известняки	– 156 мксек/м
доломиты	– 141 мксек/м

Для повышения точности оценки пористости эти значения должны быть уточнены одним из следующих способов.

1. Сопоставлением величин пористости m, определенной на керне с учетом термодинамических условий в пласте, и соответствующих им значений времени Δt, снятых с кривой акустического каротажа. Этот способ применяется при хорошем выносе керна и хорошей привязке его по глубине.

2. Сопоставлением Δt со значением пористости, полученным по данным других методов исследования скважин.

3. Графическим сопоставлением интервального времени с

удельным сопротивлением $\rho_п$ с применением для $\rho_п$ степенного масштаба.

Однако, наиболее точным следует считать способ лабораторных исследований керна, последовательно в атмосферных и пластовых условиях. В результате этих исследований определяются время Δt , $\Delta t_ж$ и пористость m образцов керна в пластовых условиях, объемная глинистость $C_{гл0}$ и после подстановки этих величин в уравнение среднего времени рассчитывается значение $\Delta t_{ск}$. Для изучаемого интервала разреза представленного достаточным количеством образцов керна определяется Δt среднее по данным $\Delta t_{ск}$ и для каждого образца. Время в глинах может быть принято 200 и 300 мксек/м.

§ 2. Подготовка образцов к измерениям

Скорость продольных волн измеряют на цилиндрических и кубических образцах. Поверхность образцов должна быть чисто обработана, т.е. не содержать раковин и трещин. Оптимальный размер образцов: длина 2-4 см, диаметр 2,5-4 см (причем длина не должна превышать диаметра), куб со стороной 2-4 см. Образцы должны быть насыщены пластовой водой или раствором с заданной минерализацией. Насыщенные образцы должны находиться в закрытом сосуде в том же растворе.

§ 3. Аппаратура и методика

В образцах пород (керна) с небольшими линейными размерами и в жидкостях скорость продольных волн определяется на установке ИСУ-I (измеритель скорости ультразвука) / 82 / разработанной во ВНИИГеофизике.

ИСУ-I (рис. 64 а) состоит из генератора высоковольтных импульсов (I), устройства для прозвучивания (2) и комплекта стандартных приборов (3-7). Высоковольтный генератор прямоугольных импульсов (рис. 64 б), построен по принципу импульсного модулятора с частичным разрядом накопительной емкости CI. Питание его осуществляется от источников (6,7).

Генератор работает следующим образом. Низковольтные электрические импульсы одной полярности от первого канала K_I генератора импульсов 5 запускают генератор высоковольт-

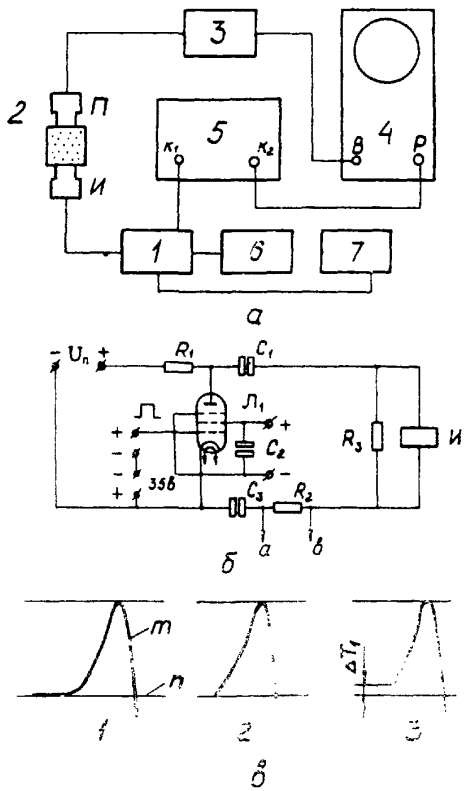


Рис.64. Установка для измерения скорости распространения ультразвука ИСУ-1.
а-блок-схема; б-схема высоковольтного генератора; в-форма импульсов.

ных импульсов I. Высоковольтные импульсы одной полярности от генератора I подаются на пьезометрический излучатель И, который преобразует электрические импульсы в продольные упругие колебания ультразвуковой частоты. После прохождения через образец О эти колебания принимаются пьезокерамическим приемником П и преобразуются в электрические сигналы, которые предварительно усиливаются в блоке 3 и подаются на вход осциллографа 4. Развертка осциллографа запускается от импульса второго канала $К_2$ генератора 5.

Наблюдение за моментом первого вступления электрического сигнала от приемника П производится на экране осциллографа 4. Управление положением первого вступления на экране и отсчет времени задержки упругого импульса в образце осуществляется с помощью калиброванной электронной линии задержки между импульсами первого и второго каналов в генераторе 5[x)].

Для прозвучивания образцов и жидкости в ИСУ-I используется устройство, показанное на рис.65. Устройство состоит из двух плексиглассовых плат 2,8, скрепленных стойками 3,I9, чашки 6 с вмонтированным в нее пьезокерамическим излучателем I7 и штока 9 с наконечником I5, внутри которого укреплен пьезокерамический приемник I7. Пьезокерамика I7 прикрепляется к поверхности дюралевых корпуса 5 и наконечника I5 с помощью эпоксидной смолы, смешанной с серебряными опилками для создания электрического контакта обкладки пьезокерамики с деталями 5 и I5.

Во избежании коррозии деталей 5 и I5 при соприкосновении с насыщенным раствором электролита, образцами пород и жидкостями, они помещены в плексиглассовые оболочки: чашка 6 и колпачек I6. Для создания акустического контакта между

x). Вместо указанных в блок-схеме ИСУ-I стандартных приборов могут быть использованы другие аналогичные приборы: генераторы импульсов с калиброванной линией задержки в пределах 0,0I-I00 мкс, Г5-3Б, Г5-27А, 75-28А и др. усилители: ламповый милливольтметр В3-I4, В3-4 и др.; осциллографы, обеспечивающие длительность развертки I-2 мкс/см: С1-54, С1-65, С1-I3А, С1-I6, С1-I7 и др.; источники питания с постоянными выходными напряжениями 60-I000 в, I50в, 35в и переменным напряжением I2,6 в: Б1-3, Б2-3, ВВС-I и др.

этими деталями наружный торец корпуса 5 и внутренняя поверхность колпачка 6 при сборке смазывается тонким слоем солидола.

Сборка установки ИСУ-I

Приборы установки ИСУ-I располагаются на лабораторном столе, соединение блоков I-5 (рис. 64 а) производится коаксиальным кабелем с соответствующими штеккерами, соединение блоков I, 6 и 7 - монтажными проводами. При сборке ИСУ-I производятся следующие соединения: гнездо ВЗ-4 "выход усилителя" с гнездом осциллографа СI-20 "вход Y ", выход канала П генератора Г5-4Б с входом СI-20 "вход запуск".

На клеммы схемы генератора высоковольтных импульсов (рис. 64 б) " $\pm U_n$ ", накал лампы $Л_I$ " ± I50 в", " ± 35в " соответственно подается постоянное напряжение 600 в и переменное напряжение I2,6 в от УИП-I, постоянное напряжение I50 в и 35в от УИП-2[x]. Центральная жила кабеля от канала I Г5-4Б подсоединяется к первой сетке лампы $Л_I$, оплетка - к минусу источника напряжения 35 в. Пьезокерамический приемник устройства для прозвучивания с помощью кабеля I2 (рис. 65) через штеккер, подсоединяется к входу прибора ВЗ-4 (выносному пробнику). Центральная жила и оплетка кабеля I (рис. 65) от пьезокерамического излучателя подсоединяется к резистору R_2 (см.рис. 64 б).

Наладка установки ИСУ-I

Наладка ИСУ-I производится в следующей последовательности.

I. Обеспечивается включение развертки осциллографа 4 от второго канала генератора 5 (рис. 64 б). Для этого переключатель осциллографа СI-20 "Синхронизация" ставится в положение "внешняя", переключатель " ежим запуска" - в положение "ждущая". В генераторе Г5-4Б переключатели, управляющие

---

x) После сборки панель генератора высоковольтных импульсов для безопасности закрывается кожухом из изоляционного материала.

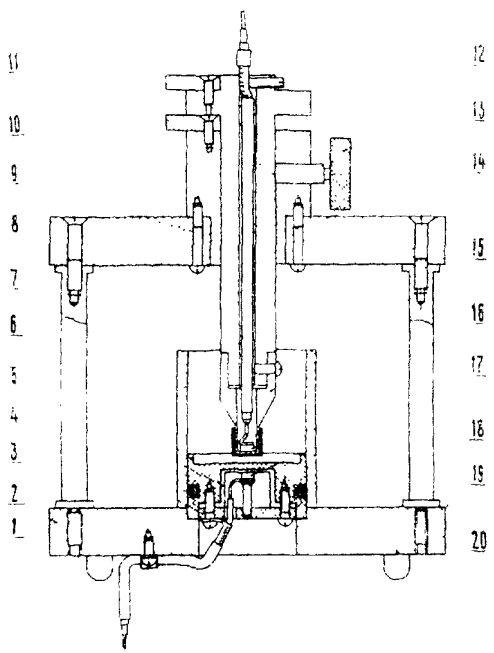


Рис.65. Устройство для прозвучивания образцов в жидкости

вторым каналом, ставятся в следующее положение : "ослабление ДБ" - в положение "0". "Длительность имп.мк.сек" - положение "I" и "< 0,I". После включения приборов СI-20 и Г5-4Б в сеть переключателем осциллографа "уровень запуска" и переключателя генератора "полярность" канала 2 и "амплитуда П" добиваются появления на экране осциллографа устойчивой горизонтальной светящейся линии (след электронного луча). Яркость линии определяется частотой следования импульса канала П Г5-4Б и положением переключателя "яркость СI-20. Рекомендуется переключатели управления частотой следования импульсов Г5-4Б установить : "частота" в положение "xI0^{2}", "частота следования H_{z} "на деление 4. При включении развертки и для проведения последующих измерений скорости упругих волн в образцах и жидкостях длительность развертки СI-20 (переключатели "длительность" $\mu s/cm$ и "множитель") устанавливается равной 2 $\mu s/cm$,а переключатель генератора Г5-4Б "вид запуска" ставится в положение "внутр".

2.Устанавливаются заданные номиналы напряжений на клеммах генератора высоковольтных импульсов (рис. 64 б). Для этого после включения приборов УИП-I и УИП-2 в сеть с помощью переключателей (декадник "20-I50-300-400-500-600", реостат 20-600) УИП-I устанавливается напряжение питания схемы 600 в. Переключатели УИПН-2 расположенные над гнездами "0-50 и 0-3 ма"и "20-300 в 0-250 ма" устанавливаются напряжения соответственно 35 и I50 в.

Измерение скорости продольных волн в образцах и жидкости на ИСУ-I

Измерения проводятся в следующей последовательности.

I.Стандартные приборы ИСУ-I включаются в сеть и прогреваются I0-I5 минут.

2.Образец устанавливается в устройство для прозвучивания x) (рис. 65). Для этого:

а) поверхность чашки 6 покрывается тонким слоем I-2 мм флюида, насыщающего образец;

б) на дно чашки 6 устанавливается образец;

в) для улучшения акустического контакта верхний торец

---

x) Цилиндр 7 при измерениях с образцами снимается.

образца смачивается (с помощью пипетки) флюидом, насыщающим образец ;

г) шток 9 плавно опускается до соприкосновения нижнего торца колпачка I6 с поверхностью верхнего торца образца и в этом положении фиксируется винтом I8.

3.На экране осциллографа появляются горизонтальный след электронного луча и первые периоды электрического сигнала от приемника ультразвуковых колебаний (переключатели: "задержка мк/сек Г5-4Б).

4.Производится регистрация первого вступления электрического сигнала от приемника ультразвуковых колебании на экране осциллографа.В ИСУ-I для этого используется новый метод "отрыв-возвращение", который заключается в следующем:

а) след электронного луча перед первым вступлением с помощью ручки вертикального перемещения луча в СI-20 совмещают с одной из горизонтальных линий шкалы экрана (положение $I^{x)}$) (рис. 64 в).

б) изменяя время задержки (переключатели "задержка мксек" и лимб плавной регулировки Г5-4Б (добиваются запаздывания включения развертки, относительно первого вступления на $\Delta T \simeq 0{,}05\text{-}0{,}I$ мксек, при этом на экране наблюдается отрыв светящегося следа луча сигнала от выбранной линии шкалы (положение 3).

в) продолжая регулировать время задержки возвращают начало следа луча сигнала первого вступления к выбранной линии шкалы (положение 2).

В положение 2 по ручкам "задержка мксек" к лимбу Г5-4Б производится отсчет времени задержки ΔT в мксек. Отсчет должен производиться оператором дважды (при работе с лимбом). Расхождение в отсчетах допускается не более 0,02 мк/сек

При регистрации первого вступления его амплитуда на экране устанавливается равной заданной величине (I или 2 см)

---

x) Если на экране осциллографа наблюдается перевернутая картинка первого вступления - концы кабеля от излучателей, подходящие к резистору R_2 ,необходимо поменять

(переключатели: аттенюатор "В3-4" и "усилитель У" в С1-20).

5.С помощью стандартного микрометра измеряется расстояние между пластинами II (рис. 65) $L_{пл}$ в мм.

6.При прозвучивании жидкости на чашку 6 устанавливается цилиндр 7, в который наливается исследуемый флюид. Шток 9 так же как и в случае с образцом плавно опускается до соприкосновения нижнего торца колпачка I6 с поверхностью жидкости.Дальнейшие измерения величин ΔT и $L_{пл}$ производятся аналогично измерениям с образцом (пункты 3-5 данного раздела).

При прозвучивании образцов и жидкостей время регистрации момента первого вступления включает: время постоянной задержки в аппаратуре, время постоянной задержки в дюралевом дне деталей 5,I5, в плексиглассовом дне чашки 6 и колпачке I6 и, наконец, время прохождения упругого импульса по образцу (жидкости). Все постоянные временные задержки исключаются с помощью методики относительных измерений.

Определение скорости продольных волн $V_{рм}$ на образцах может производиться двумя способами. Первый способ заключается в последовательном измерении времени задержки ΔT_I и ΔT_2 на образцах различной длины (например I5 и 30 мм), приготовленных из одной породы

$$V_{рм} = \frac{L_{пл_1} - L_{пл_2}}{\Delta T_1 - \Delta T_2} \cdot 10^3 \quad м/сек \qquad \ldots 81$$

где $L_{пл_1}$ и $L_{пл_2}$ соответственно расстояние между пластинами II в мм при прозвучивании длинного и короткого образцов. ΔT_I и ΔT_2 - соответственно время задержки в мксек при прозвучивании длинного и короткого образцов.

Второй способ заключается в последовательном измерении времени задержки при наличии между излучателем и приемником сначала образца породы - ΔT_I, а затем дистиллированной -оды - ΔT_2 .

$$V_{рм} = \frac{L_o}{\frac{L_в}{V_в} - (\Delta T_2 - \Delta T_1)} \cdot 10^3 \quad м/сек \qquad \ldots 82$$

где L_o - длина образца в мм,

$v_в$ - скорость продольных волн при данной температуре в дистиллированной воде (см.табл.).

Скорость ультразвука $v_в$ в дистиллированной воде при различных температурах t °С.

t °С	$v_в$ м/сек	t °С	$v_в$ м/сек
I5	I466,75	25	I49I,50
I6	I469,70	24	I494,29
I7	I473,07	25	I497,00
I8	I476,35	26	I499,64
I9	I479,55	27	I502,20
20	I482,66	28	I504,68
2I	I485,69	29	I507,I0
22	I488,63	30	I509,44

Длина образца L_o получается по результатам измерения расстояния $L_{пл}$ между пластинами II (см.рис 65).

$$L_{об} = L_{пл} - \Delta L \qquad \ldots 83$$

где ΔL - разница между истинной длиной образца L_o и расстоянием $L_{пл}$ получаемая по результатам измерения длины эталона (металлический образец со строго параллельными шлифованными торцами) и расстояния между пластинками II при помещении эталона в устройство для прозвучивания.

Практически в ИСУ-I регистрируется скорость продольной волны в массиве в образцах,длина которых не превышает их диаметра.Как правило для прозвучивания используются образцы диаметром 25-35 мм при соответствующей длине I5-25 и 20-35 мм.

Определение скорости продольных волн v в жидкости производится по формуле (8I).Для этого последовательно измеряются время задержки при 2-х различных уровнях погружения торца колпачка I6 (рис. 65) в жидкость и соответствующие расстояния между пластинами II. Точность определения скорости продольных волн в образцах и жидкости на ИСУ-I - I%.

Глава XIII. ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

§ I. Общие сведения. Цели исследований

Фильтрационно-емкостные и физические свойства коллекторов изучаются обычно на образцах керна при атмосферных значениях давлений и температуры. В естественном залегании породы испытывают действие геостатических и геотектонических напряжений, а также температуры, которые деформируют породу и изменяют ее физические свойства. Количественная оценка этих изменений необходима:

I. Для учета влияния пластовых условий при построении петрофизических зависимостей (например зависимостей $\rho_n = f(m)$ и $V_p = f(m)$ используемых при определении коллекторских свойств по данным промысловой геофизики).

2. Для введения термобарических поправок в параметры пород, используемые при подсчете запасов (коэффициенты пористости и нефте-газонасыщенности).

3. При составлении проектов разработки месторождений (для определения коэффициентов сжимаемости и проницаемости пород в пластовых условиях).

Физические свойства пород в естественном залегании изучаются экспериментально. При этом используется принцип моделирования давлений и температуры проиллюстрированный на рис. 66. Образец породы насыщенный моделью пластовых флюидов помещают в эластичную оболочку и подвергают сжатию имитирующему действие среднего нормального напряжения σ. Одновременно в порах породы создается давление флюида ρ - аналог пластового давления и породу нагревают до пластовой температуры t. После этого с помощью измерительной аппаратуры регистрируют физические параметры образца.

Под действием разности ($\sigma - \rho$) называемой эффективным напряжением, порода деформируется. При достижении ($\sigma - \rho$) и t значений, характерных для глубины залегания, свойства образца соответствуют свойствам породы в пластовых ус-

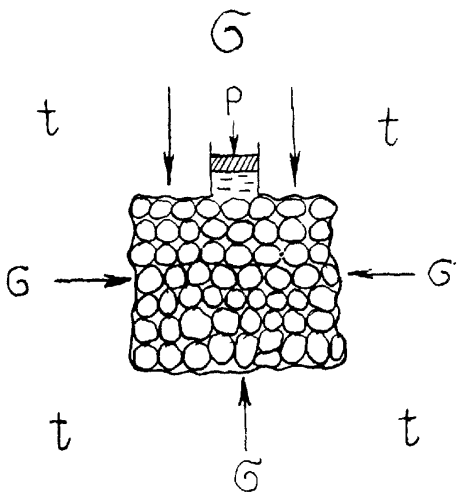


Рис.66. Схема моделирования пластовых условий

ловиях. Роль пластового давления в деформации коллекторов большинства месторождений обычно невелика в связи с низкой сжимаемостью основных породообразующих минералов. Поэтому, если при исследованиях не ставят специальных целей, значение пластового давления в опытах выбирают достаточным лишь для устранения недонасыщения и сохранения агрегатного состояния внутрипоровой жидкости при нагревании. Чаще всего опыты проводят при $P \simeq 100$ кг/см^2.

Эффективное напряжение на глубине залегания $(\sigma - p)h$ можно рассчитать по плотностям вышележащих пород, пластовых жидкостей и глубине отбора керна / 38 /.

$$(\sigma - p)h = \sum_{i=1}^{N} g(\delta_{n_i} - \delta_{в_i})h_i \qquad \ldots 84$$

где δ_{n_i} и $\delta_{в_i}$ - плотности породы и насыщающей ее жидкости

h_i - мощность i-того литологически однородного горизонта.

g - ускорение силы тяжести.

Если плотности вышележащих пород и вод неизвестны, то в первом приближении можно воспользоваться средними по разрезу плотностями. В частности, при $\delta_{п.ср} = 2{,}5$ г/см^3 и $\delta_{в.ср} = 1{,}1$ г/см^3, равенство (84) примет вид:

$$(\sigma - p)h = 0{,}14h \qquad \ldots 85$$

где σ и p выражены в кг/см^2, а h - в м.

При отсутствии измеренных значений температуры в скважинах, где отобран керн, пластовую температуру рассчитывают по значению среднего геотермического градиента в изучаемом регионе.

Отличительной особенностью осадочных горных пород, представляющих собой сложные гетерогенные тела, не обладающие идеальной упругостью, является наличие необратимых (остаточных) деформаций и гистерезисных явлений, заключающихся в несовпадении значений физических свойств этих тел при увеличении и снижении давлений.

На рис. 67 показан пример экспериментального изучения изменений электрического сопротивления и объема внутрипоро-

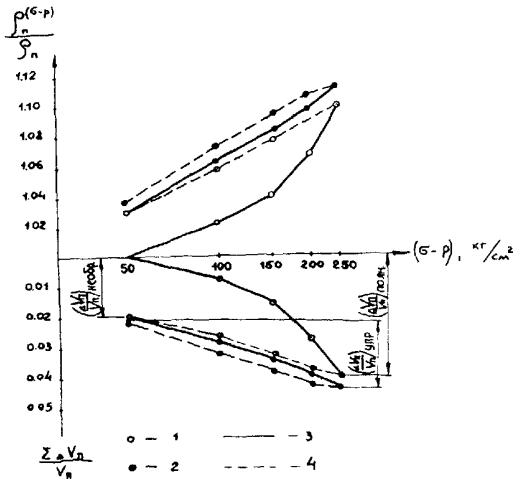


Рис.67. Влияние необратимых деформаций в I цикле нагружения. Малгобек-Вознесенское месторождение, известняк, m =9,5%. I - I цикл; 2 - II цикл; 3 - прямой ход; 4 - обратный ход.

вой жидкости в зависимости от эффективного напряжения образца известняка Малгобек-Вознесенского месторождения, отобранного с глубины 2320 м. Как видно из рисунка, необратимые деформации порового пространства ($\Delta V_n/V_n$) необр. наблюдаются в первом цикле нагружения породы, который характеризуется незамкнутыми и широкими петлями гистерезиса.

Во втором цикле образец деформировался упруго. Наличие необратимых деформаций, проявляющихся в первых циклах нагружения, объясняется усадкой породы за счет ликвидации возможных микротрещин, возникших в породе при ее высушивании, либо в процессе выбуривания. Лабораторное изучение хорошо сцементированных песчаных коллекторов, а также известняков показывает, что остаточные деформации редко превышают 25% от величины полной деформации и наблюдаются обычно при изучении сильно-глинистых песчаных и низкопористых карбонатных пород. Следует отметить также, что существенные необратимые деформации могут проявляться при неправильном хранении керна, в частности, при его замораживании в зимних условиях. Результаты исследований такого керна будут необъективными. Для раздельного изучения необратимых и упругих деформаций на каждом образце рекомендуется проводить два-три цикла исследований при увеличении и снижении давления всестороннего сжатия. Обратимые (упругие) объемные деформации коллекторов оцениваются с помощью коэффициентов сжимаемостей. Наибольший интерес представляет коэффициент сжимаемости пор β_n

$$\beta_n = -\left[\frac{\partial V_n}{\partial(\sigma-p)}\right]_{p,t} \qquad \ldots 86$$

где V_n - объем порового пространства, а индексы у квадратных скобок показывают, что производная взята при постоянных значениях внутрипорового давления p и температуры t . Способ расчета β_n по экспериментальным данным будет изложен в § 3.

§ 2. Аппаратура

В настоящее время серийная аппаратура для изучения комплекса физических свойств пород при воздействии давления и температуры не выпускается. Наметились два направления в развитии техники этих исследований. Во-первых - создание универсальных установок, позволяющих решать широкий круг задач, связанных с данной проблемой. Это, как правило, сложные дорогостоящие аппараты, требующие высококвалифицированного обслуживания, которыми оснащены крупные научно-исследовательские организации, ведущие работы в этом направлении.

К таким установкам предъявляются следующие требования:

1.Наиболее полное воспроизведение пластовых условий и, в частности, возможность моделирования сложнонапряженного состояния пород.

2.Широкий диапазон воспроизведения термобарических условий (моделируется глубина залегания пород до 10 км).

3.Комплексность изучения всех важнейших физических свойств породы: сжимаемости, пористости, проницаемости,нефтенасыщенности, электрического сопротивления, скорости продольных волн, диффузионно-адсорбционной активности.

4.Высокая точность измерения регистрируемых параметров.

Из существующих универсальных установок в качестве примера можно привести две. Ниже дается краткое их описание.

Универсальная установка МИНХиГП для изучения физических свойств горных пород в пластовых условиях

Универсальная установка МИНХ и ГП была разработана и спроектирована сотрудниками кафедры промысловой геофизики МИНХ и ГП им.И.М.Губкина совместно с СКБ Института нефтехимического синтеза АН СССР и вот уже в течение ряда лет успешно используется при проведении экспериментальных исследований физических свойств горных пород при воздействии пластовых условий.

Установка предназначена для изучения водо- и нефтенасыщенных цилиндрических образцов горных пород диаметром 27-28 мм и длиной 20-50 мм в диапазоне всестороннего давления до 1500 кгс/см^2, пластового давления до 250 кгс/см^2 и температуры до 200°С.

В указанном диапазоне термодинамических условий могут быть определены следующие параметры:

1.Коэффициент сжимаемости пор.

2.Коэффициент пористости.

3.Коэффициент проницаемости.

4.Удельное электрическое сопротивление.

5.Скорость распространения упругих волн.

Кроме того, при внутрипоровом давлении, равном атмосферному,могут изучаться также диффузионно-адсорбционные потенциалы.

Схема установки показана на рис. 68 .

Основным узлом установки является камера высокого давления (1), представляющая собой толстостенный сосуд из стали 40Х. Внутрь камеры помещается исследуемый образец породы (2), который защищен от масла, находящегося внутри камеры, манжетой (3) изготовленной из маслостойкой и термостойкой резины. Боковое давление на образец создается с помощью касторового масла от насоса НЖР$_1$, а осевое - с помощью гидропресса (4) и поршней (5) от насоса НЖР$_2$. Таким образом, конструкция камеры позволяет моделировать сложно-напряженное состояние породы с различными значениями бокового и осевого давлений. Измерительные поршни изолированы от камеры высокого давления и являются электродами при измерении электрического сопротивления образцов. Для измерения скорости продольных волн внутри поршней размещены пьезодатчики (6). Нагрев камеры осуществляется с помощью электропечи (7).

В процессе исследований под действием всестороннего сжатия внутрипоровая жидкость выжимается из образца и поступает в измерительные капилляры (8), которые позволяют фиксировать изменение объема пор с точностью до 10^{-3} мм. Одновременно с регистрацией уровней жидкости в измерительных капиллярах производится измерение электрического сопротивления

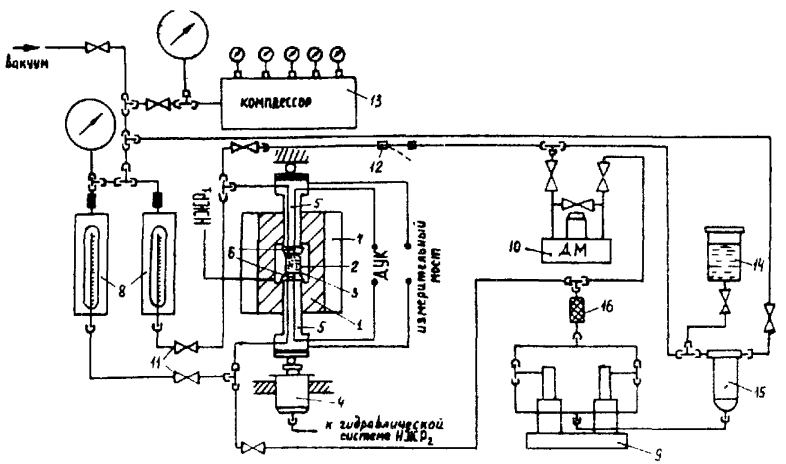


Рис.68. Схема универсальной установки МИНХ и ГП

образца по двухэлектродной схеме с помощью моста переменного тока с параллельным включением основных плечей емкостного характера (см.гл.XI). Измерение скорости упругих колебаний осуществляется с помощью ультразвукового дефектоскопа ДУК-20.

Фильтрация жидкости через образец обеспечивается дозатором (9) непрерывного действия, редукторная система которого обеспечивает калиброванные расходы жидкости через образец с погрешностью не более I%. Возникающий при этом на образце перепад давления регистрируется на диаграмме с помощью дифференциальных манометров ДМ (I0) с пределами измерений 6,3 и 0,63 кг/см^2. Погрешность измерений дифманометров менее I%, таким образом максимальная суммарная погрешность в определении перепада давления фильтрующейся жидкости на образце составляет 2%.

Вентили высокого давления (II) служат для перекрытия капилляров при измерении проницаемости, а разделитель (I2) для отсоединения системы трубопроводов обеспечивающих фильтрацию жидкости при измерении электрического сопротивления образца.

Давление внутрипоровой жидкости создается с помощью азота от малогабаритного компрессора (I3), развивающего давление газа до I000 кг/см^2. Для вакуумирования образца и системы подводящих трубопроводов служит вакуумный насос типа БМ-4.Для очистки фильтрующейся жидкости находящейся в емкостях (I4) и (I5) служит фильтр (I6).

На установку получено авторское свидетельство № I96432 от I6.X.65 г. Более подробно конструкция описана в литературе / *80* /.

Из устройств аналогичных по своему функциональному назначению известна также установка физических веществ,применяемая Раменским отделением НПО Союзгеофизика.

Установка типа УФС Раменского отделения НПО Союзгеофизика предназначена для определения сжимаемости, пористости, удельного электрического сопротивления и скорости упругих волн образцов пород в условиях высоких давлений и температур.

Конструктивные особенности установки позволяют проводить исследования при воздействии на образец породы всестороннего давления до 1500 кг/см^2, внутрипорового давления до 1000 кгс/см^2 и температуры до 250^{0}С.

Основу установки составляет камера высокого давления и температуры, изображенная на рис. 69.

Корпус камеры (1) представляет собой цилиндрический толстостенный сосуд изготовленный из стали 40 Х.

Затвор (2) с уплотняющимися металлическими кольцами (3), (4) и (5) и резиновыми кольцами (9) с помощью крышки (6) с упорной резьбой создают необходимую гидроизоляцию камеры от внешней среды.

В затворе предусмотрено 6 конических электровводов (8), к которым подсоединяются электроды (13), датчики упругих волн (15) и термопара (10). Для изоляции электродов от датчиков упругих колебаний между ними имеются слюдяные пластины (14).

Изоляция металлических электровводов от корпуса камеры осуществляется с помощью стекловолокна АГ-4.

Исследуемый образец породы (11) диаметром 30 и длиной от 30 до 80 мм в резиновой манжете (12) помещается между электродами, которые прижимаются к торцам образца. Контакт электродов с образцами осуществляется через перфорированные пластины, впрессованные в электрод. К электродам (13) приварены стальные капиллярные трубки (7), пропущенные через конуса в затворе камеры. Они подключаются либо к стеклянным капиллярам на пульте управления установки, либо через систему трубопроводов к разделительному цилиндру. Капиллярные трубки являются каналами для выхода жидкости из пор образца в процессе его сжатия. Одновременно капилляры служат для создания внутрипорового давления.

Машинное масло, применяемое в качестве рабочей жидкости нагнетается в камеру через отверстие (18) с помощью насоса НЖР-1000. Подача масла из насоса в камеру высокого давления или разделительный цилиндр осуществляется с помощью системы вентилей, которые дают возможность регулировать всестороннее и внутрипоровое давления.

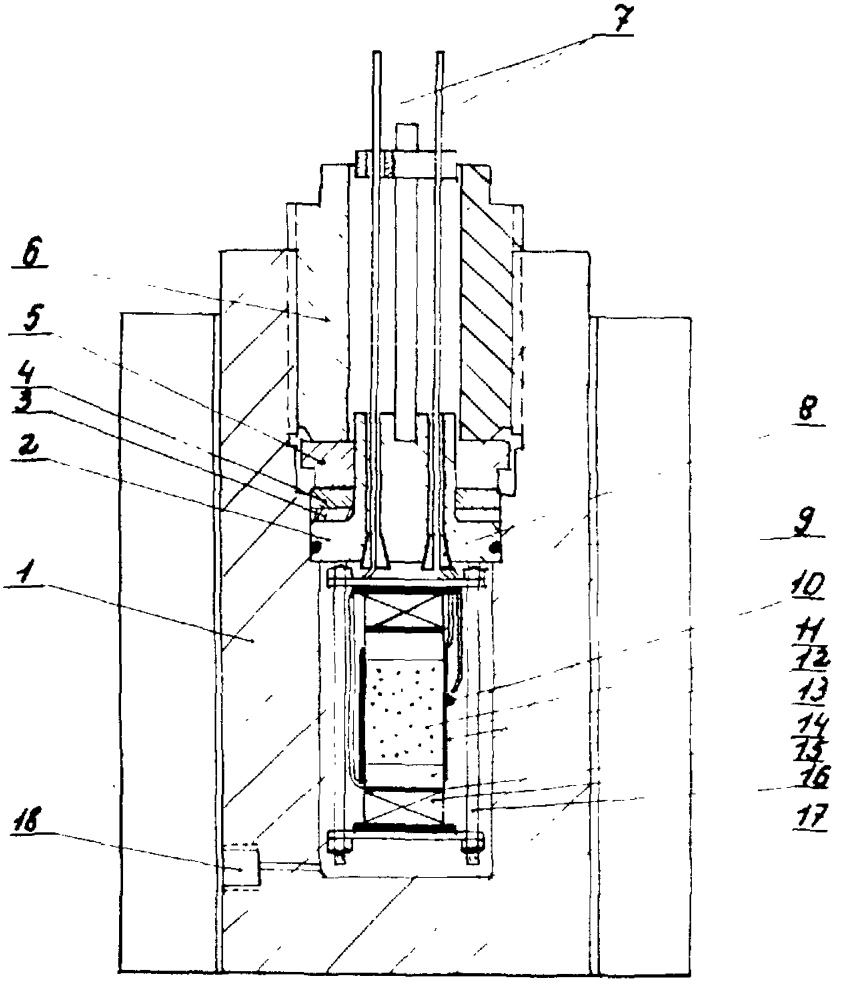


Рис.69. Схема кернодержателя УФС.

Обогрев камеры осуществляется с помощью электропечи (I7) цилиндрической формы.

Все узлы установки смонтированы в стальном кожухе. Ручки управления давлением и температурой выведены на пульт управления установки.

Другим направлением в создании аппаратуры высоких давлений является разработка установок, которые могли бы применяться в производственных организациях, занимающихся массовыми петрофизическими определениями на образцах керна.

К такого рода установкам предъявляются следующие требования:

I. Простота конструкции и изготовления, портативность.
2. Невысокая стоимость.
3. Надежность работы и простота обслуживания.
4. Возможность измерения с достаточной точностью минимального комплекса параметров породы: пористости, удельного электрического сопротивления, скорости продольных волн.

Этим требованиям отвечает портативный измеритель физических свойств ИФС-П, разработанный во ВНИИГеофизике НПО "Союзгеофизика".

Аппаратура ИФС-П

Измеритель физических свойств ИФС-П предназначен для одновременного определения на цилиндрических образцах породы длиной 30-50 мм и диаметром 30 мм пористости, электрического сопротивления и скорости продольных волн при давлении всестороннего сжатия до 2000 кгс/см^2, давлении внутрипоровой жидкости до I000 кгс/см^2 и температуры до 250^{0}С.

В комплект установки входит также специально разработанная в лаборатории аппаратура для измерения скорости продольных волн и электрического сопротивления (ИСУ-I, КР-I и ПР-I).

Установка ИФС-П /см.рис. 70 / состоит из малогабаритной камеры высокого давления (I) для исследуемых образцов, которая помещается в стандартном термостате (2) с автоматическим регулятором температуры, пресса-измерителя

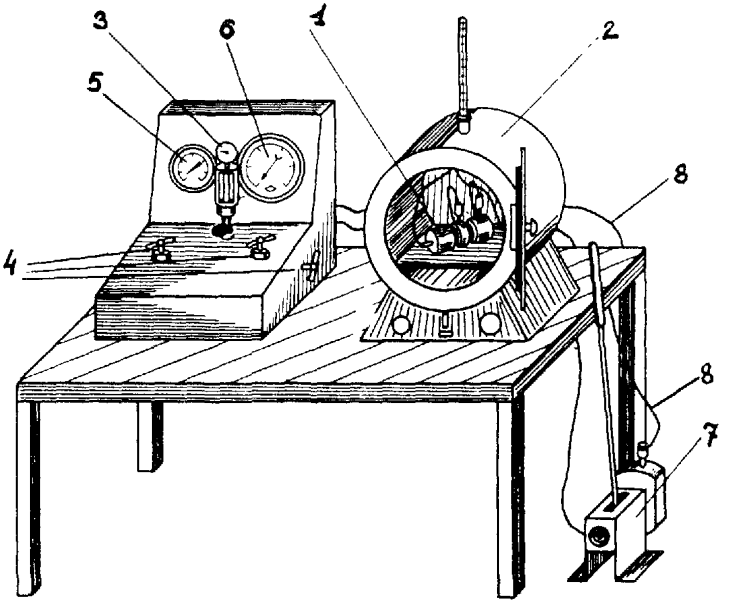


Рис.70. Установка ИФС-П

(3), трех вентилей точной регулировки (4), двух стандартных манометров (5) на 1600 кгс/см^2 и (6) на 2000 кгс/см^2, ручного насоса (7) и соединительных трубопроводов (8).

Для создания всестороннего давления используется трансформаторное масло. Давление жидкости насыщающей образец создается с помощью пресса, который одновременно служит для измерения деформаций объема порового пространства по объему жидкости вытесненной в процессе всестороннего сжатия породы, с точностью до 0,0003 см^3.

При изучении свойств жидкости вместо образца породы в камеру вставляется тонкостенный цилиндр с отверстиями на боковой поверхности, в который и помещается исследуемая жидкость.

Во ВНИГНИ для изучения пористости, проницаемости, электрического сопротивления и скорости продольных волн в условиях равномерного сжатия применяется кернодержатель КВО-I, изображенный на рис. 71

Кернодержатель всестороннего обжима КВО-I

Кернодержатель предназначен для исследования влияния эффективного давления на проницаемость, удельное электрическое сопротивление и пористость цилиндрических образцов горных пород диаметром до 28-30 и высотой 15-35 мм. Небольшая модернизация входных штуцеров позволяет проводить измерения скорости распространения упругих волн.

Общий вид кернодержателя представлен на рис. 71. Образец, перфорированные диски (14) и штуцера (12) помещаются в резиновую манжету (13). Края манжеты для предварительного уплотнения закрепляются хомутами. К штуцерам с помощью накидных гаек и ниппелей присоединяются трубопроводы. Свободные концы трубопроводов выводятся через крышку кернодержателя; они пропущены через втулки-изоляторы (9) и могут служить тоководами, что позволяет измерять удельное электрическое сопротивление образца по двухэлектродной схеме.

Крышка состоит из стакана (10) и кольца (2), между которыми помещено фторпластоасбестовое уплотнение (1). Крышка вставляется в корпус и удерживается в рабочем положении упором кольца в вилку (8), вставленную в квадратные отверстия

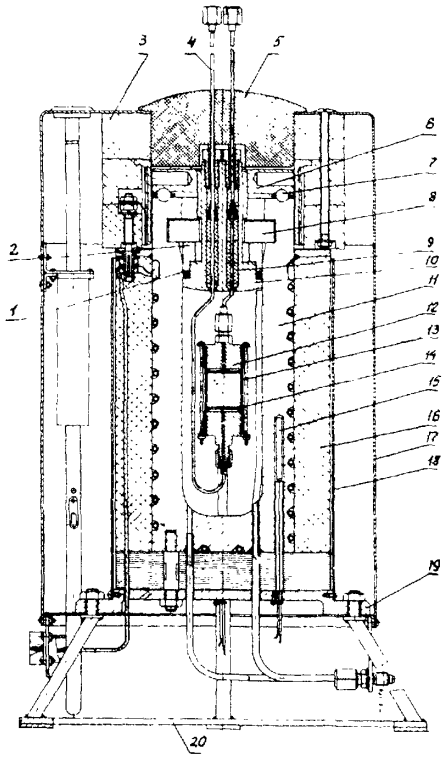


Рис.71. Кернодержатель всестороннего обжима КВО-1. Общий вид.

в стенках корпуса. При увеличении давления внутри сосуда, стакан и кольцо с увеличивающейся силой раздавливают уплотнение, обеспечивая таким образом, хорошую герметизацию.

Для извлечения крышки предусмотрен съемник в виде гайки (6) с отверстиями для ручек. Съемник опирается на шариковый подшипник (7).

Сосуд высокого давления имеет четыре отверстия: два отверстия для слива и заполнения жидкости (в отверстия вварены трубки, одна из которых введена внутрь сосуда почти до крышки, что обеспечивает удаление воздуха; трубки заканчиваются штуцерами, укрепленными на подставке); отверстие с вваренной трубкой для ввода платинового термометра сопротивления для замера температуры в жидкой фазе; отверстие в стенке сосуда для ввода платинового термометра сопротивления (I5) контролирующего температуру сосуда.

Снаружи сосуд имеет винтовой паз, в который уложен нихромовый нагреватель и изоляция из фарфоровых бус; мощность нагревателя I квт.

Сосуд высокого давления укреплен болтами на основании (I9) имеющем подставку (20). Между днищем сосуда и основанием уложен теплоизолирующий слой прокладок из асбестовой бумаги. Боковая поверхность сосуда теплоизолирована слоем стекловаты (I6). Сосуд экранирован кожухом (I8) и защитным кожухом (I7).

Верхняя часть аппарата защищена от теплопотерь крышкой (7), с разъемной по меридиональному сечению центральной теплоизолирующей пробкой (5) из асбоцемента.

Температура обогрева автоматически регулируется мостом МСРI-0I со шкалой до 200°С по термометру, вставленному в отверстие в стенке сосуда высокого давления. Контроль температуры с помощью термометра в кармане внутри сосуда предусмотрен с помощью универсального моста УМ-3.

Термостатирование проводится до температуры 200°С. Рабочее давление аппарата до I200 кгс/см^2.

Создание давления в полости кернодержателя осуществляется блоком управления БУК-I. Блок смонтирован в виде стола на колесах со щитом управления и контроля. Основным механиз-

мом блока является пресс высокого давления с электроприводом. Плунжер пресса имеет диаметр 17,8 мм, длина хода 100 мм ; объем, описанный плунжером-25 $см^3$; продолжительность хода плунжера 3,6 мин. Пресс поднимает давление в системе, (объем 500 $см^3$) заполненной маслом до 1000 атм со скоростью около 200 атм/мин. Заполняется пресс рабочей жидкостью из расходной емкости. Для повышения коэффициента наполнения производят предварительное вакуумирование.

§ 3. Методика исследований водонасыщенных пород. Обработка экспериментальных данных

1. Общие вопросы методики

Исследования влияния термодинамических условий на физические свойств пород проводят обычно на цилиндрических образцах стандартного размера - диаметром 28-30 мм и длиной 30-50 мм. Размер по диаметру определяется конструкцией кернодержателя и должен быть выдержан с точностью до $\pm$ 0,1 мм. Образцы изготавливают по методике изложенной в главе II (§5), их поверхность не должна содержать раковин и трещин. Затем образцы отмывают от остаточных солей, нефти и битумов и насыщают моделью пластовой воды ; определяют пористость способом насыщения ; измеряют удельное электрическое сопротивление и скорость продольных волн в обычном кернодержателе в атмосферных условиях.

Всю коллекцию образцов, подготовленных таким образом к исследованиям, хранят в эксикаторе с моделью пластовой воды.

Перед проведением исследований, с целью определения поправки ΔV_u в значения объемов внутрипоровой жидкости вытесняемой из образца в процессе всестороннего сжатия проводят наблонирование измерительной ячейки камеры высокого давления. Эта поправка впоследствии вводится в экспериментальные данные для учета систематической погрешности значений изменения объемов внутрипоровой жидкости за счет упругой деформации установки и уплотнения сборки "резиновая манжета-образец-поршни".

Для определения поправки в камеру высокого давления вместо образца помещают цилиндрический стальной шаблон, за-

полняют подводящие трубопроводы моделью пластовой воды и при постоянном внутрипоровом давлении p=100 кгс/см^2 и постоянной температурой t=20°С проводят нагружение стального образца всесторонним равномерным давлением σ от 125 до 1000 кгс/см^2 через 100 кгс/см^2 с выдержкой на каждой ступени по 5-10 мин. После этого осуществляют снижение давления до исходного с выдержкой на тех же ступенях. Затем камеру разогревают до пластовой температуры и также проводят цикл нагружения. По результатам измерений строят график $\Delta V_u = f(\sigma - p)t$, по которому вводится поправка в значения изменений объемов порового пространства образцов.

Методика измерения электрического сопротивления образцов пород при воздействии давления и температуры аналогична методике измерения при атмосферных условиях, которая изложена в главе УШ.

Однако, в данном случае особое внимание следует уделить электро-изоляционным свойствам резиновых манжет, в которые помещаются исследуемые образцы. Как показывают исследования, некоторые сорта резин при воздействии давления и температуры могут существенно снижать свое электрическое сопротивление и тем самым вносить погрешность в результаты исследований, особенно при изучении низкопористых, а также нефтенасыщенных коллекторов.

Для контроля качества резиновых манжет определяют их электрическое сопротивление. Для этого в камеру высоких давлений вместо образца породы помещают изолятор с бесконечно высоким сопротивлением (например, стеклокерамический), создают пластовые условия характерные для данной коллекции образцов и с помощью мегоомметра измеряют сопротивление изоляции резиновой манжеты. Это сопротивление должно удовлетворять условию:

$$\alpha \geqslant 100 \frac{R_{обр}}{R_{обр} + R_{изол}}$$

где: α - заранее заданная допустимая погрешность измерений в % (обычно принимается 1%);

R обр.-сопротивление наиболее низкопористого образца в коллекции;

$R_{изол}$ сопротивление резиновой манжеты

Непосредственно перед исследованиями измерительные поршни обрабатывают током (если измерения ведутся по двухэлектродной схеме) по методике изложенной в главе УШ (§ 4) и определяют время задержки $\tau_{зад.}$ ультразвуковых колебаний в измерительной схеме при сомкнутых поршнях смоченных моделью пластовой воды.

Подготовленный к исследованиям образец помещают в камеру высокого давления и создают давление всестороннего обжима порядка 5 кгс/см^2. В течение I5-20 мин. вакуумируют измерительную ячейку и систему трубопроводов, после чего заполняют их моделью пластовой воды. Затем одновременно повышают давление всестороннего сжатия и давление внутрипоровой жидкости так, чтобы разность между ними не превышала 25 кгс/см^2. По достижению давления σ =I25 кгс/см^2 устанавливают значение ρ равное I00 кгс/см^2, что соответствует эффективному напряжению 25 кгс/см^2. Этого начального напряжения обычно достаточно для уплотнения измерительной ячейки и удаления защемленной между образцом и резиновой манжетой пленки воды, которая может повлиять на результаты измерений.

После стабилизации измеряемых величин, уровней пластовой жидкости в капиллярах, электрического сопротивления, скорости продольных волн и перепада давления жидкости фильтрующейся через образец осуществляют ступенчатое повышение эффективного напряжения от 25 кгс/см^2 до значения $(\sigma-\rho)h$, наблюдаемого на глубине залегания пород h при постоянных значениях ρ и t . Ступени изменения $(\sigma-\rho)$ выбираются с таким расчетом, чтобы обеспечить равномерную скорость деформаций во всем исследуемом интервале давлений. Можно рекомендовать следующие значения эффективных напряжений: 25, 50, I00, 200, 400, 700 и т.д.

После достижения некоторого максимального для данного образца значения $(\sigma-\rho)h$ осуществляют снижение давления всестороннего сжатия до начального $(\sigma-\rho)$ = 25 кгс/см^2 с выдержкой на тех же ступенях, что и при нагрузке.

Максимальное эффективное напряжение в каждом конкретном случае не должно превышать значения $(\sigma - p)k$ определяемого формулами (84) и (85). Исключение составляют специальные исследования, например, когда изучаются свойства породы находящейся в зоне депрессии.

Время выдержки на каждой ступени нагружения определяется главным образом проницаемостью изучаемого образца и составляет от 0,5 часа для хороших, высокопроницаемых коллекторов до нескольких часов для плохопроницаемых разностей. Вопрос о времени выдержки для каждой конкретной коллекции образцов решается опытным путем по результатам исследования первых образцов. Время должно быть достаточным для завершения основной доли деформаций, свидетельством чего должны являться узкие и замкнутые во 2-ом цикле исследований петли гистерезиса кривых изменения изучаемых параметров в зависимости от эффективного напряжения.

Известно, что упругие свойства породы, в частности коэффициент сжимаемости пор, который определяет изменение с давлением физических свойств породы, могут в общем случае зависеть от температуры. От температуры зависят также скорость упругих волн и удельное электрическое сопротивление, поэтому после проведения исследований при комнатной температуре осуществляют постепенное нагревание образца до значений пластовой температуры. При этом через каждые $5^{\circ}C$ регистрируют изменения всех физических параметров образца. После стабилизации температуры также проводят один-два (до получения замкнутых петель гистерезиса) цикла нагрузки породы давлением всестороннего сжатия.

Как правило, во втором и тем более третьем цикле нагружения порода формируется упруго, поэтому для раздельного изучения упругих и остаточных деформаций, а также для контроля качества получаемых данных необходимо проводить 2-3 цикла исследований, причем упругие деформации $(\Delta V_n / V_n)$ определяются по последнему, а необратимые $(\Delta V_n / V_n)_{необр}$ по первому циклу. Величина полных деформаций определяется как сумма $(\Delta V_n / V_n)$ упр. + $(\Delta V_n / V_n)$ необр. Основное внимание в настоящей инструкции уделено изучению упругих

деформаций, определяющих минимальную и контролируемую при экспериментальных исследованиях долю поправки за влияние термобарических условий, которую нужно вводить в значения физических параметров породы.

2. Изучение физических свойств в пластовых условиях. Обработка экспериментальных данных.

Коэффициент сжимаемости пор β_n является характеристикой упругих свойств породы (см.уравнение 86),отражающей способность породы изменять объем порового пространства под действием эффективного напряжения.

Экспериментально коэффициент сжимаемости пор определяется по упругой доле изменений относительных объемов порового пространства ($\Delta V_n/V_n$) упр.,характеризуемой замкнутыми петлями гистерезиса, которые наблюдаются во 2-ом или 3-ем цикле исследования. Как свидетельствуют многочисленные данные, в большинстве случаев изменение относительных объемов порового пространства (полученных как средние арифметические значения при одних и тех же давлениях в процессе нагружения и разгрузки образца) с давлением всестороннего сжатия хорошо аппроксимируются линейной зависимостью в системе координат $\Delta V_n/V_n - lg(\sigma-p)$:

$$\frac{\Delta V_n}{V_n} = \left(\frac{\Delta V_n}{V_n}\right)_1 + 0{,}434\, \beta_n \frac{(\sigma-p)}{(\sigma-p)_{min}} \qquad \ldots 87$$

Эта зависимость имеет место в диапазоне изменения эффективного напряжения от некоторого $(\sigma-p)_{min}$ находящегося для различных пород-коллекторов в пределах 50 - 150 кгс/см^2 до значения напряжений соответствующих глубине залегания $(\sigma-p)_h$

В уравнении (87) $\left(\frac{\Delta V_n}{V_n}\right)_1$ и $\beta_n(\sigma-p)_{min}$ -координаты точки, левее которой происходит отклонение от линейной зависимости; K_v - угловой коэффициент прямой (87); V_n - объем пор образца в атмосферных условиях.

Продифференцировав уравнение (87) по $d(\sigma - p)$ с учетом определения коэффициента сжимаемости пор, получим формулу для вычисления β_n по данным эксперимента:

$$\beta_n = \frac{0{,}434 \cdot K_v}{(\sigma - p)} \qquad \ldots 88$$

Рекомендуется следующий порядок обработки, который иллюстрируется на примере изображенном на рис. 72. Из средних значений изменения объемов ΔV, полученных во втором или третьем цикле исследований (когда наблюдаются замкнутые петли гистерезиса) по отсчету уровней в измерительных капиллярах вычитают значения поправки ΔV_g, определяемые для данного эффективного напряжения по тарировочной кривой. На полулогарифмическом бланке наносят относительные значения изменения объема порового пространства $\left(\frac{\Delta V_n}{V_n}\right)_{cp}$ с эффективным напряжением и осредняют их прямой линией. Определяют угловой коэффициент K_v, представляющий тангенс угла наклона прямой $\left(\frac{\Delta V_n}{V_n}\right)_{cp} = f[\lg(\sigma - p)]$ к оси эффективных напряжений.

По уравнению (88) вычисляют значения β_n, соответствующие эффективному напряжению в диапазоне от $(\sigma - p)_{min}$ до $(\sigma - p)_h$

Закон изменения объемных деформаций в начальном интервале напряжений изучен мало, однако имеются сведения /38/, что изменение коэффициента сжимаемости пор с давлением в этом интервале менее интенсивно, чем это следует из уравнения (88). Это обстоятельство позволяет сделать допущение, что при приложении к породе небольших напряжений - от 0 до $(\sigma - p)_{min}$ она, в первом приближении ведет себя подобно упругому телу с постоянным коэффициентом сжимаемости.

Таким образом, весь интервал эффективных напряжений можно разделить на два интервала в пределах которых будут справедливы следующие законы изменения коэффициента сжимаемости пор.

при $0 \leq (\sigma - p) \leq (\sigma - p)_{min}$ $\beta_n = \frac{0{,}434 K_v}{(\sigma - p)_{min}} = const$

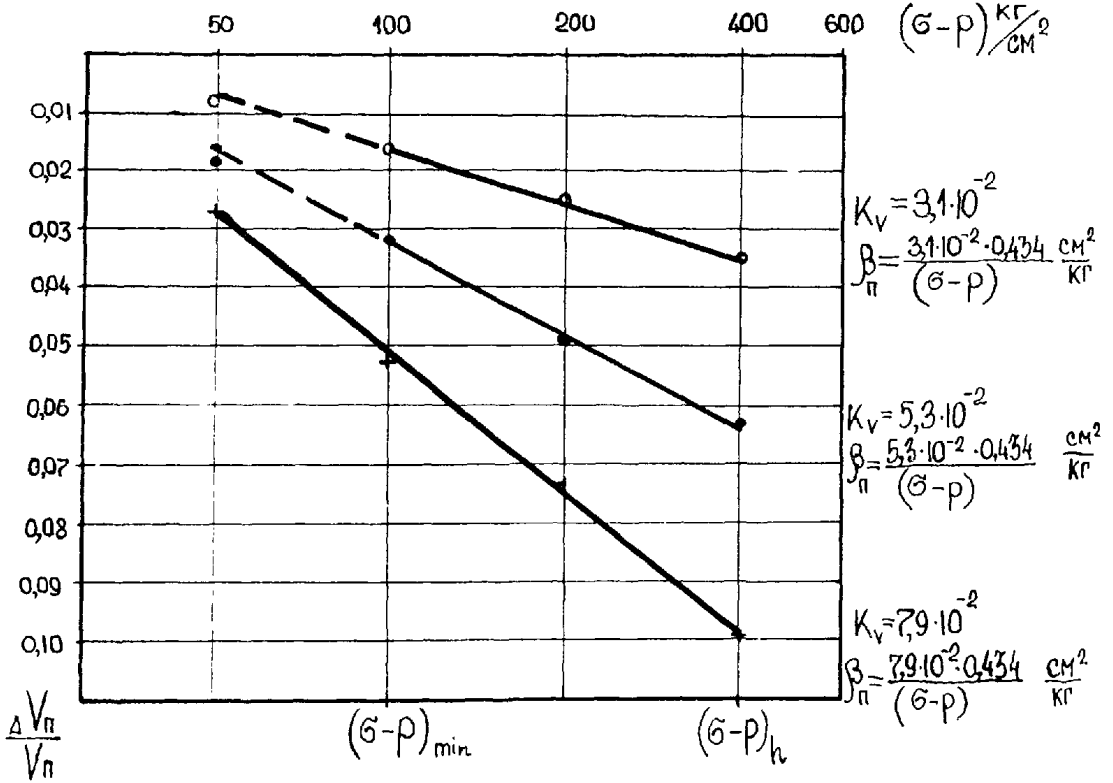


Рис. 72. Пример вычисления коэффициента сжимаемости пор.

при $(\sigma - p) \geq (\sigma - p)_{min}$ $\beta_n = \frac{0{,}434 K_v}{(\sigma - p)}$

Как уже отмечалось выше, температура может оказать определенное влияние на упругие характеристики породы, но, как показывают экспериментальные исследования, влияние температуры, изменяющейся в пределах характерных для большинства нефтяных и газовых месторождений на коэффициент сжимаемости пор невелико, и его в первом приближении можно не учитывать. Однако, при изучении каждой конкретной коллекции следует проверять это предположение на нескольких образцах, для чего проводят 2-3 цикла нагружения породы эффективным напряжением при стабилизированной пластовой температуре по вышеизложенной методике. Данные обрабатываются аналогичным образом.

Коэффициент пористости. Упругие относительные изменения коэффициента пористости рассчитываются по следующей формуле:

$$\frac{\Delta m}{m} = \frac{\frac{\Delta V_n}{V_n}(1-m)}{1 - m\frac{\Delta V_n}{V_n}} \qquad \ldots 89$$

где: $\frac{\Delta m}{m}$ - упругое относительное изменение коэффициента пористости под действием эффективного напряжения;

$\frac{\Delta V_n}{V_n}$ - упругое относительное изменение объема порового пространства под действием эффективного напряжения.

На бланке миллиметровой бумаги (см. пример изображенный на рис.73) наносят экспериментально полученную зависимость $\Delta V_n / V_n = f(\sigma - p)$. Эту зависимость линейно экстраполируют (с учетом предположения о постоянстве коэффициента сжимаемости пор в начальном интервале эффективных напряжений) в точку со значением $(\sigma - p) = 0$. Отрезок, отсекаемый при этом на оси ординат, дает представление об относитель-

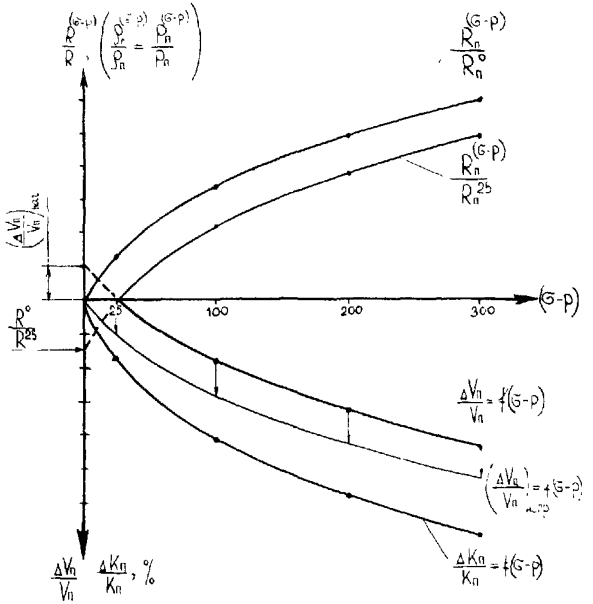


Рис.73. Пример определения упругих относительных изменений объема пор и удельного электрического сопротивления.

ном изменении объема пор изучаемого образца ($\Delta V_п / V_п$) нач. в начальном интервале ($\sigma - p$) от 0 до 25 кгс/см^2 - напряжения, начиная с которого проводятся исследования. Строится кривая исправленных значений ($\Delta V_п / V_п$) испр., для чего к экспериментально полученным величинам $\Delta V_п / V_п$ прибавляется значение ($\Delta V_п / V_п$) нач. С помощью формулы (89) вычисляются упругие относительные изменения коэффициента пористости, по которым строится зависимость.

Удельное электрическое сопротивление. Данные по изучению влияния эффективного напряжения на удельное электрическое сопротивление пород представляются в виде зависимостей относительных изменений сопротивления образца с эффективным напряжением

$$\frac{R^{\sigma-p}}{R} = \frac{\rho_п^{\sigma-p}}{\rho_п} = \frac{P_п^{\sigma-p}}{P_п} = f(\sigma-p) ,$$

при этом изменением размеров образца в процессе его деформации обычно пренебрегается. На бланке миллиметровой бумаги (см.рис.73) по результатам 2-го или 3-го цикла исследований наносят зависимость

$$R_п^{\sigma-p} / R_п^{25} = f(\sigma-p)$$

которую линейно экстраполируют в точку со значением $(\sigma-p)=0$. На оси ординат при этом получают точку R^o/R^{25}, ордината которой представляет собой отношение сопротивления образца, которое было бы при ($\sigma - p$)=0 к сопротивлению образца при начальном эффективном напряжении 25 кгс/см^2. Деля экспериментально полученные значения $R_п^{(\sigma-p)}/R_п^{25}$ на ординату этой точки получают искомую кривую изменения относительного электрического сопротивления образца (или, что тоже самое, параметра пористости) с давлением всестороннего сжатия:

$$\frac{R_п^{\sigma-p}}{R_п^{25}} \quad \frac{R_п^{25}}{R_п^{o}} = \frac{R_п^{\sigma-p}}{R_п^{o}}$$

Как показывают исследования, для большинства пород в интервале изменения эффективного напряжения от некоторого $(\sigma-p)_{min}$ лежащего в пределах 100-150 кгс/см^2 до $(\sigma-p)_h$ наблюдается линейная зависимость значений $R_n^{(\sigma-p)}/R_n$ от логарифма эффективного напряжения. Поэтому изменение сопротивления образцов в этом интервале давлений можно характеризовать с помощью коэффициента K_p представляющего собой тангенс угла наклона зависимости

$$R_n^{\sigma-p}/R_n = f[lg(\sigma-p)]$$

к оси эффективных напряжений. Для определения K_p на полулогарифмическом бланке строят зависимость

$$R_n^{\sigma-p}/R_n = f[lg(\sigma-p)]$$

аппроксимируют ее прямой линией и определяют коэффициент K_p как приращение значений $R_n^{\sigma-p}/R_n$ при изменении логарифма эффективного напряжения на единицу в интервале линейности зависимости.

Влияние температуры на удельное электрическое сопротивление горных пород и в практике промысловой геофизики обычно учитывают с помощью формулы /32/:

$$\rho_в^t = \frac{\rho_в^{20}}{1+\alpha_t(t-20)} = P_t\rho_в^{20} \qquad \ldots 90$$

где $\rho_в$ - удельное электрическое сопротивление раствора или породы при температуре t °С; $\rho_в^{20}$ тоже самое при 20°С; α_t - температурный коэффициент теплопроводности, заключающийся для электролитов различного состава в пределах от 0,015 до 0,026; $P_t = \rho_в^t/\rho_в^{20}$ - температурный параметр.

Однако, как показывают экспериментальные исследования, формула (90) справедлива для коллекторов чистых от глинистых примесей, для глинистых же пород наблюдается отклонение от этой зависимости. Поэтому при изучении каждой конкретной коллекции целесообразно проводить исследование влияния температуры на удельное электрическое сопротивление на нескольких образцах с высокой глинистостью.

При изучении влияния температуры горную породу медленно (5-10°С в час) нагревают при постоянных значениях эффективного напряжения ($\sigma - p$) = 25 кгс/см^2 и внутрипорового давления p =100 кгс/см^2. Температуру регистрируют через каждые 5°С. Результаты исследований представляют в виде зависимостей от температуры отношения значений температурного параметра водонасыщенных пород $(P_t)_{бп}$, полученных в процессе опыта, к соответствующим им значениям температурного параметра для насыщающей образец минерализованной воды $(P_t)_в$, эти отношения равнозначны относительному изменению параметра пористости с температурой $P_п^t / P_п^{20}$

$$\frac{(P_t)_{бп}}{(P_t)_в} = \frac{R_{бп}^t}{R_{бп}^{20}} \Big/ \frac{R_в^t}{R_в^{20}} = \frac{R_{бп}^t}{R_в^t} \Big/ \frac{R_{бп}^{18}}{R_в^{20}} = \frac{P_п^t}{P_п^{20}} = f(t)$$

где $R_в^t$ - сопротивление образца, измеренное при температуре t

$R_в^{20}$ - тоже при 20°С;

$R_в^t / R_в^{20} = \rho_в^t / \rho_в^{20}$ - отношение удельных сопротивлений внутрипоровой воды при температуре t и 20°С, которое рассчитывается по зависимости (90) или по палеткам / 11 /.

Коэффициент проницаемости. Изучение коэффициента проницаемости в зависимости от эффективного напряжения можно проводить отдельно или одновременно с другими параметрами породы. Для этого при каждом фиксированном значении эффективного напряжения, начиная с начального ($\sigma - p$)=25 кгс/см^2, после регистрации других физических величин через образец с помощью дозаторов (см.рис. 68) создают постоянный расход жидкости. Измерительные капилляры перекрываются с помощью вентилей. Возникающий при этом перепад давления на торцах образца регистрируют с помощью дифференциальных манометров типа ДМ. Расход жидкости выбирают таким, чтобы перепад давлений возникающих на образце соответствовал пределам измерения манометра. После получения стабильного перепада давления в течение 20-25 мин, о чем свидетельствует

прямая линия, прочерченная самописцем дифманометра на диаграммной бумаге за этот отрезок времени, фильтрация прекращается, система проницаемости отсоединяется вентилем, измерительные капилляры открываются и в них устанавливается начальный уровень отсчета. Затем изменяют ступень эффективного напряжения и вновь регистрируют изменение уровней в капиллярах, электрическое сопротивление, скорость продольных волн. После стабилизации этих параметров вновь осуществляют измерение проницаемости и т.д. на всех ступенях нагружения образца эффективным напряжением.

Обратимые изменения коэффициента проницаемости рассчитываются по средним значениям перепада давления фильтрующейся жидкости полученным в процессе нагружения и разгрузки образца давлением всестороннего сжатия во втором цикле исследований (при получении замкнутых петель гистерезиса). Пример обработки экспериментальных данных показан на рис. 74.

На бланке миллиметровой бумаги наносят значения:

$$\frac{\Delta P^{25}}{\Delta P^{(\sigma-p)}} = \frac{K_{пр}^{(\sigma-p)}}{K_{пр}^{25}}$$

где $\Delta P^{(\sigma-p)}$ и ΔP^{25} – перепады давления при эффективном напряжении $(\sigma - p)$ и при 25 кгс/см^2; $K^{(\sigma-p)}$ и K^{25} – коэффициенты проницаемости при эффективном напряжении $(\sigma - p)$ и при 25 кгс/см^2.

Полученную кривую линейно экстраполируют в точку со значением $(\sigma - p) = 0$. Отрезок, отсекаемый при этом на оси ординат, представляет собой отношение коэффициента проницаемости при атмосферных условиях к коэффициенту проницаемости при $(\sigma - p)$=25 кгс/см^2. Далее с учетом соотношения:

$$\frac{K^{\sigma-p}}{K} = \frac{\frac{K^{\sigma-p}}{K^{25}}}{\frac{K^{0}}{K^{25}}}$$

строят кривую относительных упругих изменений коэффициента

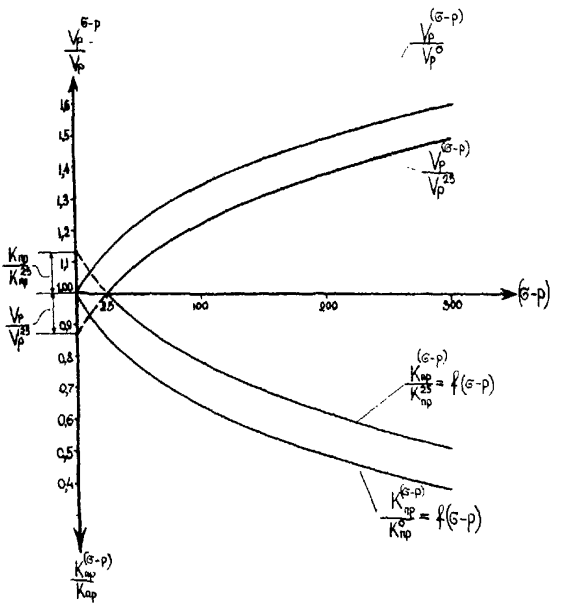


Рис.74. Пример определения упругих относительных изменений скорости продольных волн и коэффициента проницаемости.

проницаемости в зависимости от эффективного напряжения - $K^{(\sigma-p)}/K = f(\sigma-p)$

Абсолютные значения коэффициента проницаемости рассчитываются по формуле (35) (см.гл.УП, § I).

При изучении влияния температуры измерение проницаемости проводят в процессе разогревания камеры высокого давления через каждые I0°С после измерения электрического сопротивления и скорости продольных волн. При этом поддерживают постоянными давление внутрипоровой жидкости и начальное эффективное напряжение равное 25 кгс/см^2. Расчет коэффициентов проницаемости при этом проводят по формуле (35) с учетом динамической вязкости и расхода жидкости соответствующих температуре разогрева камеры высокого давления.

Скорость упругих волн. Измерение времени распространения упругих продольных волн производится на каждой ступени нагружения совместно с измерением электрического сопротивления и изменения объема пор. Обратимые изменения скорости рассчитываются по замкнутым петлям гистерезиса кривых изменения скорости продольных волн (или времени распространения) с давлением всестороннего сжатия.

На бланке миллиметровой бумаги (см.рис. 74) наносят относительные значения скорости упругих волн:

$$\frac{V_p^{(\sigma-p)}}{V_p^{25}} = \frac{\frac{l_{обр}}{\tau^{(\sigma-p)}}}{\frac{l_{обр}}{\tau^{25}}} = \frac{\tau^{25}}{\tau^{(\sigma-p)}} = \frac{\tau_{изм}^{25} - \tau_{зад}}{\tau_{изм}^{(\sigma-p)} - \tau_{зад}} = f(\sigma-p)$$

где V_p - скорость продольных волн;

$\tau_{изм}$ - измеренное значение времени распространения упругих колебаний;

$\tau_{зад}$ - время задержки, определенное при сомкнутых поршнях;

τ - время распространения колебаний через образец породы. Индексы у обозначений показывают эффективное напряжение, при котором определен данный параметр.

Полученную кривую линейно экстраполируют в точку со значением $(\sigma - p) = 0$. Отрезок V_p°/V_p^{25} отсекаемый при этом на оси ординат представляет отношение скоростей при атмосферном давлении и при $(\sigma - p) = 25$ кгс/см^2.

С учетом соотношения:

$$\frac{V_p^{(\sigma-p)}}{V_p} = \frac{\frac{V_p^{\sigma-p}}{V_p^{25}}}{\frac{V_p^{\circ}}{V_p^{25}}}$$

строят зависимость относительных значений скорости упругих волн от эффективного напряжения.

Как показывают экспериментальные данные, для большинства коллекторов справедливо следующее выражение:

$$V_p^{(\sigma-p)} = V_p^{25}\left(\frac{\sigma-p}{25}\right)^{\frac{1}{n}} \qquad \ldots 9I$$

Это указывает, что начиная с начального эффективного напряжения 25-50 кгс/см^2 до напряжения $(\sigma - p)$ n логарифм скорости упругих волн линейно зависит от эффективного напряжения.

Это обстоятельство позволяет характеризовать влияние всестороннего сжатия на скорость упругих колебаний с помощью коэффициента " n ".

Для вычисления коэффициента " n " (см.рис.75) на двойном логарифмическом бланке наносят зависимость

$$\lg\left(V_p^{\sigma-p}/V_p^{25}\right) = f\left[\lg(\sigma-p)\right]$$

аппроксимируют ее прямой линией и определяют " n " как тангенс угла наклона этой линии к оси ординат:

$$n = \frac{\lg(\sigma-p) - \lg 25}{\lg V_p^{(\sigma-p)} - \lg V_p^{25}} \qquad \ldots 92$$

При изучении влияния температуры измерение времени распространения упругих волн проводят в процессе разогрева камеры высокого давления через каждые 10°С. Пластовое давление и эффективное напряжение равное 25 кгс/см^2 поддерживают постоянными. Результаты исследований представляют в

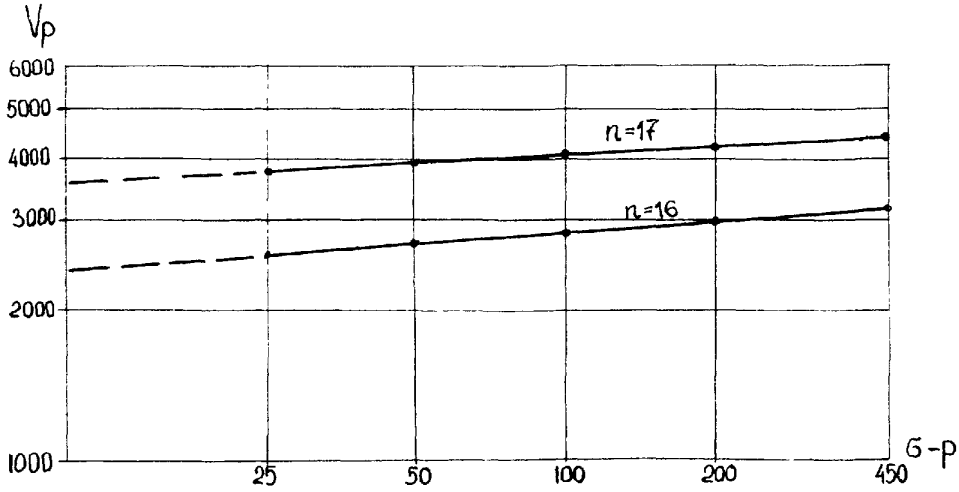


Рис. 75 Пример обработки результатов изучения влияния эффективного напряжения на скорость продольных волн в двойном логарифмическом масштабе.

виде зависимости

$$\frac{V_p^t}{V_p^{20}} : \frac{\tau_{изм}^{20} - \tau_{зад}}{\tau_{изм}^{t} - \tau_{зад}} = f(t)$$

где V_p^t и V_p^{20} скорости упругих колебаний при температуре t и при 20°С;

$\tau_{изм}^t$ и $\tau_{изм}^{20}$ измеренные значения времени прохождения упругих колебаний при температуре t и при 20°С;

$\tau_{зад}$ время задержки, измеренное при сомкнутых поршнях.

§ 4. Методика исследования нефтенасыщенных пород

После проведения исследований образца, насыщенного моделью пластовой воды, производят вытеснение ее моделью пластовой нефти, вязкость которой соответствует вязкости нефти в пластовых условиях.

Вытеснение производят при постоянных значениях внутрипорового давления P=100 кгс/см^2, эффективного напряжения $(G-P)$=25 кгс/см^2 и пластовой температуре с помощью дозаторов при различных расходах жидкости начиная с минимального. По достижению неснижающегося количества остаточной воды, признаком чего является стабилизация электрического сопротивления, измеряемого по четырехэлектродной схеме, образец выдерживают в течение 15-20 часов при тех же постоянных значениях давлений и температуры. После этого проводят цикл исследований по методике аналогичной для водонасыщенных образцов.

Результаты исследований используют для построения зависимости параметра насыщения от коэффициента остаточного водонасыщения $P_н = f(\alpha)$ в пластовых условиях (см. гл. УШ, § 1). Для этого определяют значения $P_н^{(G-P),t}$ и $\alpha^{(G-P),t}$ соответствующие эффективному напряжению и температуре, характерные для глубины залегания породы:

$$\rho_н^{(\sigma-p),t} = \frac{R_{нп}}{R_{вп}^{(\sigma-p),t}} \qquad \ldots 93$$

где $R_{нп}^{(\sigma-p),t}$ и $R_{вп}^{(\sigma-p),t}$ – электрические сопротивления образца в пластовых условиях, определенные при частичном и полном его водонасыщении.

Коэффициент остаточного водонасыщения $\alpha^{(\sigma-p),t}$ можно определить следующим образом.

После проведения исследований образец охлаждают в камере, поддерживая постоянными значения внутрипорового давления и эффективного напряжения 25 кгс/см^2. Затем образец вынимают и взвешивают. Рассчитывают значение α в атмосферных условиях:

$$\alpha_в = 1 - \frac{V_н}{V_п} = 1 - \frac{(P_{вп} - P_{нп})\gamma_в}{(P_{вп} - P_{сух})(\gamma_в - \gamma_н)} \qquad \ldots 94$$

где α – коэффициент водонасыщения;

$V_н$ – объем нефти в образце;

$V_п$ – объем пор образца;

$P_{вп}$, $P_{нп}$ и $P_{сух}$ – соответственно веса данного образца в условиях полного и частичного водонасыщения и в сухом состоянии;

$\gamma_в$ и $\gamma_н$ – плотности моделей пластовой воды и нефти в атмосферных условиях.

Затем, значение $\alpha_в$ приводят к пластовым условиям:

$$\alpha_в^{(\sigma-p),t} = \alpha\left(1 + \frac{\frac{\Delta m}{m}}{1 + \frac{\Delta m}{m}}\right) \qquad \ldots. 95$$

где $\alpha_в^{(\sigma-p),t}$ – коэффициент водонасыщения в пластовых условиях, $\Delta m / m$ – относительное изменение пористости в пластовых условиях, определенное по данным изучения данного образца при полном его водонасыщении.

Глава XIУ. ОРГАНИЗАЦИЯ ЛАБОРАТОРИИ

§ I. Оборудование лаборатории

Основой оборудования лаборатории исследования пород-коллекторов нефти и газа является аппаратура АКМ-2, выпускаемая заводом "Нефтекип" с 1958 г. Небольшая модернизация, проводимая заводом-изготовителем, не обеспечивает достаточного уровня развития данной аппаратуры. Однако в лабораториях в настоящее время могут быть использованы и используются отдельные узлы и аппараты из комплекта АКМ-2, в том числе:

I. Аппараты Закса ВН-2 для определения водонасыщенности образцов - 9 комплектов.

2. Аппараты Сокслета с проходным сечением 40 мм - для экстрагирования без определения экстрагируемых веществ:

с колбой 500 мл ОСТ 100075-39 - 5 комплектов

с колбой 200 мл -"- - 6 комплектов.

3. Печи электрические типа ПЭ-3 и ПЭ-4 по I комплекту.

4. Вакуум-насос /из установки ВУ-3/ - I комплект.

5. Аппарат для определения карбонатности типа АК-4 - I комплект.

6. Аппарат для определения газопроницаемости ГК-5 - I комплект.

7. Установка УИПК-ПМ - I комплект.

Кроме АКМ-2 в комплект лаборатории включают другое оборудование.

Примерные перечни аппаратов и приборов общелабораторного назначения и других видов материального обеспечения, необходимых для организации лаборатории коллекторов, приведены в таблицах:

I. Основное лабораторное оборудование - табл.I8.

2. Вспомогательное лабораторное оборудование - табл.I9.

3. Слесарный и мерительный инструмент - табл.20.

4. Стеклянное оборудование и лабораторная посуда - табл.2I.

5. Реактивы, химикаты и газы - табл.22.

Перечни составлены из расчета комплектности.

Таблица I8.

Примерный перечень основного лабораторного оборудования

№№ пп	Наименование приборов и аппаратов	Тип или марка	Основные технические требования
I	2	3	4
I.	Шкаф вакуумный	СНВС-4,5-3,4/3 (ВШ-0,035)	Рабочий объем-40 л
2.	Шкаф сушильный лабораторный круглый	СНОЛ-2,5 2,5.2,5/2М-М0I ТУ-I6-53I-099	Размеры рабочего пространства 250х250х250 мм. Напряжение 220 в. Потр.мощности - I,6 квт.
3.	Микроскоп поляризационный	МИН-I0 ТУ 3-3,244-7I Минобороны I/Ш-7I г.	Увеличение от I7,5 до 900х Поле зрения 6,5-0,2 мм
4.	Прибор для определения зернового состава (типа Ротап)	028М	Число ударов I80 уд/мин. Потреб. мощность 0,5 квт. Число оборотов эксцентр. 300 об/мин.
5.	Центрифуга	ЦЛС-3IМ	Ротор крестообразный. Число оборотов до 6000.
6.	Вакуум-насос	ВН-46I М	Производительность 50 л/мин. Вакуум не более 5.10^{-3}. Мощность эл.двигателя 0,6 квт.
7.	Облучатель ртутно-кварцевый наст. (люминесцентная лампа)	ОКН-II	
8.	Баллоны для сжатого газа		Давление I60 кгс/см^2, объем- 40 литров.
9.	Машина вычислительная малогабаритная	Электроника СЗ-07	Напряжение 220 в.
I0.	Весы лабораторные аналитические с разновесами	ВЛА-200 г-М ТУ-25-06-383-68	Пределы: нагрузка - 200 г Цена дел.опт.шкалы - -0,I мг/дел.

I	2	3	4
			Погрешность неравноплечности коромысел- 2 мг.
II.	Весы лабораторные технические I кл.	ВЛТ-I кг-I ТУ-25-06-386-68	Пределы нагр.I кг Цена деления- I0 мг/дел.
			Погрешность неравноплечности коромысел- I0 мг
I2.	Весы лабораторные технические квадрантные	ВЛТК ТУ-25-06-I63-67	Предел - 500 г Цена деления - I00 мг/дел. Погрешность взвешивания - 0,08 г.
I3.	Весы лабораторные технические квадрантные	ВЛТК-2 кг ТУ-25-06-I63-67	Предел нагр.- 2 кг. Цена деления I г/дел Погрешность взвешивания - 0,5 г
I4.	Газобарабанный счетчик	ГСБ-400	Емкость 5 литров

Таблица I9.

Примерный перечень вспомогательного лабораторного оборудования

№№ пп	Наименование	Тип, марка	Основные технические данные
I	2	3	4
I.	Барометр-анероид	БАММ ГОСТ 6466-53	
2.	Омметр	М-372	Класс I,5, напряжение 60-380 в.
3.	Секундомер однострелочный	С-I-2А	Макс.время - 30 мин. Цена деления -0,2 сек.
4.	Секундомер двухстрелочный	С-П-I6 (5I-СД)	Макс.время - 30 мин Цена деления - 0,I сек
5.	Манометры образцовые (в корпусе Ø I60 мм)	МО ГОСТ 2405-63	Класс точности 0,4 Цена деления 0,5 усл.ед.
6.	Вакуумметр	ВО ГОСТ 2405-63	Шкала I00 усл.единиц Цена деления-0,5 усл.ед. Погрешность ± 0,4 от верхнего предела
7.	Автотрансформатор	ЛАТР-9А ЛАТР-2А	Пределы регулирования 0-220 в
8.	Редуктор кислородный	РС-250-58	Давление на входе 250-I50 кгс/см^2
9.	Редуктор воздушный	РДВ-5	Давление на входе 5 $\frac{кгс}{см^2}$
I0.	Штативы лабораторные		
II.	Зажимы винтовые		
I2.	Трубки резиновые разные		
I3.	Трубки вакуумные разные		
I4.	Зажимы пружинные		
I5.	Перчатки резиновые		
I6.	Пробки резиновые разные		
I7.	Пробки разные		
I8.	Электроплитки с закрытой спиралью		

Таблица 20.

Примерный перечень слесарного и мерительного инструмента

№ пп	Наименование
I.	Тиски параллельные настольные
2.	Набор гаечных и разводных ключей
3.	Набор слесарно-монтажного инструмента
4.	Дрель электрическая
5.	Патрон трехкулачный для токарного станка Ø = 200
6.	Штангенциркуль с ценой деления конуса 0,I и 0,05 мм

Таблица 2I.

Примерный перечень стеклянного лабораторного оборудования и лабораторной посуды

№ пп	Наименование	Тип, марка, ГОСТ или ТУ
I	2	3
I.	Ступки фарфоровые с пестиком	ГОСТ 9I47-59
2.	Колбы разные	ГОСТ I0394-63
3.	Стаканы химические разные	ГОСТ I0394-63
4.	Бюретки разные	ГОСТ I770-64
5.	Банки с тубусом	СТРГ ГОСТ I0238-62
6.	Склянки с притертой пробкой	ГОСТ I0394-65
7.	Бюксы разные	ГОСТ 7I48-70
8.	Пробки	ГОСТ I05I5-63
9.	Стекла предметные	ГОСТ 8446-57
I0.	Фильтры стеклянные	ГОСТ 9I47-59
II.	Воронки Бюхнера	ГОСТ 9I47-59
I2.	Чашки выпаривательные	ГОСТ 9I47-59
I3.	Краны трехходовые	К3ХА ГОСТ 7995-68
I4.	Краны одноходовые	К1ХА ГОСТ 7995-68
I5.	Трубки стеклянные разные	ТУ 25-II-372-69
I6.	Мензурки разные	ГОСТ I770-64

1	2	3
17.	Цилиндры мерные разные	ГОСТ 1770-64
18.	Воронки фильтрующие	ГОСТ 9775-69
19.	Эксикаторы разные	ГОСТ 6371-64
20.	Денсиметры (комплект)	ГОСТ 1300-57
21.	Нефтеденсиметры	А и Б ГОСТ 1289-57
22.	Пикнометры для твердых тел разных объемов	ПТТ ГОСТ 7465-67
23.	Пикнометры для газа разных объемов	ГОСТ 11723-66
24.	Пикнометры для жидкости разных объемов	ПМЖ ГОСТ 11723-66
25.	Вискозиметры капиллярные	ВПЖ-2 ГОСТ 10028-67 ВПЖ-3 ТУ-25-11-282-69 МинПрибор
26.	Мановакуумметры U-образцовые	ГОСТ 9933-61
27.	Часы песочные настольные	ЧПН ГОСТ 10576-63
28.	Реометр лабораторный капиллярный	РКС ГОСТ 9932-61
29.	Термометры лабораторные (комплект)	ТЛ-5 ГОСТ 215-57 Б-11
30.	Психрометр бытовой	ПБ-1А ТУ 25-11-617 71 Мин.Прибор.
31.	Аппарат для дистилляции воды	АД МРТУ 25-11-60-67 Мин.Прибор.
32.	Кристаллизаторы разные	ГОСТ 6371-64
33.	Трубка хлоркальциевая	ТХ-У-ГОСТ 9964-71
34.	Насос водоструйный лабораторный	ГОСТ 10696-63
35.	Холодильники	ГОСТ 9499-70
36.	Склянки Тищенко	СПТ ГОСТ 10378-63

Таблица 22.

Примерный перечень основных реактивов, химикатов и газов

№№ пп:	Наименование
I.	Азот (сжатый в баллонах)
2.	Гелий - "-
3.	Керосин
4.	Бензол
5.	Толуол
6.	Ксилол
7.	Спирт-ректификат
8.	Соляная кислота
9.	Серная кислота
I0.	Кальций хлористый
II.	Натр едкий
I2.	Калий едкий
I3.	Парафин
I4.	Ацетон
I5.	Дихлорэтан
I6.	Аммиак
I7.	Формалин
I8.	Масло вазелиновое
I9.	Масло вакуумное
20.	Масло трансформаторное
2I.	Менделеевская замазка
22.	Бакелит
23.	Смола ФР-I2

§ 2. Штаты лаборатории

Штаты исполнителей-лаборантов и старших лаборантов определяются в зависимости от производительности лаборатории, выражаемой числом образцов, анализируемых в год, степени массовости отдельных видов анализа и норм времени - по Справочнику норм времени на лабораторные исследования полезных ископаемых и горных пород (ВИЭМС, часть II, 1969 г). Под степенью массовости понимается число образцов, подвергнутых данному виду анализа в процентах от общего числа образцов- эти величины установлены в главе I.

Расчет числа исполнителей приведен в таблице 23 для производительности лаборатории в 1000, 2500 и 5000 образцов в год.

При числе лаборантов не менее четырех в штат следует ввести препаратора. При большом числе лаборантов принимается, что один препаратор может обеспечить образцами и материалами от четырех до пяти лаборантов. При числе лаборантов не свыше трех препараторские работы выполняют сами лаборанты, при соответствующем изменении норм выработки. Образовательный ценз лаборантов и препараторов не ниже 8-10 классов. Образовательный ценз старших лаборантов - техникум типа химико-аналитического.

При числе образцов 2500 и выше в штат следует ввести петрографа, старшего инженера-методиста и лаборанта для выполнения методических работ.

Штаты, необходимые для выполнения тематических работ, устанавливают в зависимости от объема последних вне связи со штатами исполнителей определительских работ.

§ 3. Помещения

Лаборатория должна иметь следующие специализированные помещения:

I. Препараторская - для изготовления и подготовки образцов. В ней монтируют сверлильные, абразивно-отрезной станки, шлифовальный круг, керноколл, ротап, рабочие столы, стеллажи.

Таблица 23.

Примерный расчет штатов лаборатории

№№ пп	Наименование анализа	Число анализов в % от числа обр-цов	Время в чел.час на I анализ	Необходимое число лаборантов в год при объеме I000 обр.	2500 обр.	5000 обр.
I.	Экстрагирование с определением количества экстрагируемого вещества (сокслет)	50	I,2	0,3	0,75	I,5
2.	Определение насыщенности в аппаратах Закса	20	I,8	0,I8	0,45	0,9
3.	Определение открытой пористости	I00	I,35	0,68	I,7	3,4
4.	Определение связанной воды (центрифугированием)	I00	I,I5	0,58	I,45	2,9
5.	Определение проницаемости	80	I,5	0,6	I,5	3,0
		20	2,I	0,2I	0,52	I,05
6.	Определение карбонатности	50	I,0	0,25	0,63	I,25
7.	Определение абсолютной пористости	20	I,25	0,I3	0,32	0,65
8.	Определение удельного электрического сопротивления	50	0,6	0,I5	0,38	0,75
9.	Гранулометрический анализ	30	3,I	0,47	I,I8	2,35
	Изготовление образцов неучтенное время			I,5	2,I	3,3
	Всего (необходимое количество исполнителей)			5	I2	2I

Площадь препараторской 12-15 м^2, в зависимости от количества обрабатываемого каменного материала. При числе образцов на уровне 5000 в год для обработки керна необходимо выделить отдельное помещение площадью 20-50 м^2.

Станки для обработки керна должны иметь местный отсос для удаления пыли. Сверлильный станок для работы алмазными коронками с охлаждением сжатым воздухом должен иметь подвод сжатого воздуха от компрессора. Помещение должно иметь приточную вентиляцию, умывальник, канализацию.

2. Экстракционная - для экстрагирования образцов в аппаратах Сокслета и Закса. В этом же помещении производят (в шкафу) пропитку образцов окрашенной смолой для изготовления шлифов. Аппараты монтируются в металлических вытяжных шкафах 200 х 75 со столешницами, покрытыми кафелем. Помещение оборудуют приточной вентиляцией. Предусматривается умывальник, мойка, канализация, подвод воды к вытяжным шкафам. Пол и нижняя половина стен - кафельные. Потолок и верхнюю часть стен покрывают огнестойкой краской. Двери помещения открываются наружу. У входа предусматриваются обтирочные рубильники и водяной кран.

Необходимое число вытяжных шкафов: экстракция в аппаратах Закса - 1 шкаф на 500 образцов в год; экстракция в аппаратах Сокслета - 1 шкаф на 2500 образцов в год. Площадь помещения - по числу шкафов.

3. Весовая - при объеме работ не менее 2500 образцов. Специальные устройства для установки весов. Пол - линолеум. Стены и потолок окрашены масляной краской. Площадь - 12-20 м^2.

4. Аналитическая - для проведения основных анализов. Число комнат и площадь из расчета 10 м^2 на 1 лаборанта при числе лаборантов не более 4-х; 8 м^2 - при большем числе лаборантов. Комнаты оборудованы лабораторными столами. Каждое рабочее место имеет подводы: электроэнергии, сжатого воздуха, вакуумной линии. На каждые два стола предусматривается умывальник.

Для гранулометрического анализа предусматривается отдельная комната с подводом воды и канализацией. Центрифуги монтируют в специально отгороженном звуконепроницаемом отсе-

ке площадью 2,5-3 м^2 на I центрифугу.

Пол - линолеум. Стены окрашены масляной краской. Выключение энергии и воды централизованное.

5. Насос - компрессорная - для монтажа вакуум-насосов и компрессора, площадью 8-I2 м^2.

6. Камеральная - I-2 комнаты для начальника лаборатории старшего инженера-методиста, петрографа.

§ 4. Требования к безопасности

I. Все работы должны выполняться в строгом соответствии с общими правилами безопасности при лабораторных работах.

2. Работы, связанные с нагревом и кипячением горючих жидкостей, производят только в помещении экстракционной в шкафах при включенной вентиляции.

3. Применение ртутных манометров, вакуумметров и других приборов с ртутным заполнением не допускается. Разрешается лишь пользование ртутными термометрами.

4. У выхода из экстракционной монтируют баллон с углекислотой с краном и отводами непосредственно в вытяжные шкафы. Кроме того, во всех помещениях должны находиться огнетушители.

5. В каждом помещении назначают лицо, ответственное за соблюдение правил безопасности.

§ 5. Организация лабораторного контроля
/ 13 /

Внутрилабораторный и внешний контроль заключаются в выполнении параллельных анализов и сравнении величины расхождения результатов с допусками, приведенными в таблице 24. Для анализов, не предусмотренных ГОСТ, в каждой контролируемой выборке должно быть не менее 75% результатов анализов (образцов), уложившихся в допуск. Остальные 25% могут дать расхождение больше допуска, но не свыше удвоенной его величины.

Примечание: В случаях, не указанных ГОСТ, относительная ошибка вычисляется по формуле:

$$П = \frac{2(P_{макс} - P_{мин})}{P_{макс} + P_{мин}} \cdot 100, \text{ где}$$

$P_{макс}$ - больший результат;

$P_{мин}$ - меньший результат

Внутрилабораторный контроль

1. Внутрилабораторный контроль осуществляется для выявления случайных ошибок количественных определений при массовых анализах коллекторских свойств пород-коллекторов путем проведения повторных определений другим исполнителем на зашифрованных образцах.

2. Внутрилабораторный контроль обеспечивает выдачу заказчику результатов количественного анализа образцов с точностью (воспроизводимостью), укладывающейся в допуска, приведенные в таблице 24.

3. Внутрилабораторный контроль служит одним из средств оценки качества работы лаборатории в целом и отдельных исполнителей анализов (оценка выражается относительным числом - % забракованных к числу проконтролированных определений).

4. Внутрилабораторному контролю подвергают образцы, отобранные начальником или старшим специалистом лаборатории в количествах, указанных в таблице 24. Эта выборка называется "контрольной выборкой".

5. Контрольную выборку выбирают в зависимости от наличия образцов и других технических и организационных причин

6. Начальнику лаборатории предоставляется право осуществлять при необходимости внутрилабораторный контроль в больших размерах, чем это предусмотрено таблицей 24

7. Если расхождение результатов не отвечают требованиям описанным выше, начальник лаборатории проводит повторный анализ образцов, давших повышенные расхождения. При отсутствии материала для дополнительных анализов лаборатория выдает заключение всех результатов анализа с соответствующим примечанием.

Таблица 35

Допустимые расхождения и частота повторных анализов при исследовании образцов пород-коллекторов (поровых)

№№ пп		Пределы определения величины	Допустимое расхождение результатов параллельных определений	Ссылки на источник величины допуска	Внутрилабораторный контроль, %	Внешний контроль %
I.	Открытая пористость пород методом насыщения	I0% I0%	0,3% абс 0,5% абс	по опыту	3	2-5
2.	Проницаемость	-	I0% отн.	-"-	3	2-5
3.	Объемный вес (плотность) пород методом парафинирования	-	0,03 г/см^3	ГОСТ 5182-64	3	2-5
4.	Уд.вес (минералогическая плотность) пород	-	0,02 г/см^3	ГОСТ 5181-64	3	2-5
5.	Карбонатность	-	5%	по опыту	3	2-5

Примечание: Процент внешнего контроля производится в зависимости от количества выполненных анализов. Если выполняется в год свыше 5 тыс. определений, процент внешнего контроля устанавливается в 3%.

Внешний контроль

8.Внешний лабораторный контроль предназначен для оценки правильности количественных анализов коллекторских свойств пород-коллекторов.

9.Внешний лабораторный контроль осуществляется в контролирующей лаборатории путем повторного анализа образцов, которые подвергались первичному анализу в контролируемой лаборатории. Результаты оцениваются по величине разности между полученными данными в контролируемой и контролирующей лабораториях.

I0.При внешнем контроле сравнивают средние значения величин, определенных контролирующей и контролируемой лабораториями. Это расхождение не должно превышать допусков, установленных таблицей 24..

II.Все случаи выявления расхождений результатов анализов должны быть тщательно расследованы контролирующей и контролируемой лабораториями. Если эти лаборатории не могут выявить причины расхождений, весь материал передается в организацию, которой согласно приказу МГ СССР поручается установление причин расхождения между результатами контролируемой и контролирующей лабораторий.

I2.На внешний контроль направляют образцы, прошедшие внутрилабораторный контроль и имеющие, следовательно, два результата анализа ; в контролирующую лабораторию сообщают результаты анализов и методику их выполнения.

I3.Контролирующая лаборатория выполняет анализы по внешнему лабораторному контролю наиболее надежными и наиболее освоенными и проверенными методами по собственному усмотрению.Все контрольные анализы выполняются со I00%-ным внутрилабораторным контролем.

14.Работы по внешнему контролю должны рассматриваться как составная часть основного производственного плана контролирующей лаборатории и выполняться наравне с текущей работой без дополнительного выделения лимитов по труду.

Арбитражный контроль

Арбитражный контроль проводится в тех случаях, когда с помощью внешнего контроля устанавливаются систематические расхождения в работе контролирующей и контролируемой лабораторий. Арбитражный контроль выявляет лабораторию (контролирующую или контролируемую), допускающую систематические ошибки в анализах; выясняет причины расхождения результатов анализов для принятия мер к их устранению.

§ 6. Учет кернового материала, запись результатов анализов и хранение образцов

Для учета кернового материала, записи результатов анализов применяют перфокарты (бланки), предназначенные взамен лабораторных журналов. Переход на предлагаемые перфокарты (бланки) не требует изменения способов приема и регистрации кернового материала, изложенных в предыдущих главах.

Тип перфокарт - К4. Наличие двойной краевой перфорации предусматривает возможность кодирования данных. Кодируемые позиции не регламентируются. Как представляется, следует кодировать:

1. Вид определений;
2. Адресную часть;
3. Количество контрольных определений;
4. Количество контрольных определений с расхождением больше допустимого;
5. Дату анализа;
6. Шифр лаборанта.

При необходимости можно кодировать и другие данные.

Перфокарты разработаны по единой схеме и предусматривают запись:

I. Адресной части данной партии;

II. Расхождений результатов определений с контрольными;

III. Условий опыта;

IУ. Измерений и результатов при контрольных измерениях (выборочных);

У. Измерений и результатов при определениях, выполненных на данной партии;

УI. Подписей исполнителей и даты анализа.

Адресная часть и поле подписей на всех перфокартах одинаковы.

Адресная часть размещена в верхней строке лицевой стороны под названием карты и имеет следующие графы:

01 - месторождение, скважина.

02 - индекс коллекции (под коллекцией понимают совокупность образцов, принадлежащих одной скважине, площади, разведке, доставленную в лабораторию одновременно или специально подобранную).

03 - порядковый номер данной партии образцов.

04 - количество образцов в партии.

Ниже предусмотрена резервная строка.

Поле подписей размещено в нижней части оборотной стороны справа - предусмотрена запись фамилий лаборантов, выполнявших основные и контрольные определения, вычислителя и лица, проверившего полученные данные и вычисления, а также даты анализов.

Слева от этого поля находится резервное.

Конструкция других полей перфокарт описана ниже для каждой перфокарты.

Поле для записи измерений и результатов основных определений имеет те же графы, что и поле для записи измерений и результатов контрольных определений и дополнительно графу для отметки образцов, подвергнутых контрольным определениям.

Карта позволяет записать до 30 основных и 5 контрольных анализов.

А. Прием кернового материала

После осмотра полученного в лаборатории керна, проверки описи производят соответствующую запись в перфокарты учета поступления кернового материала. Каждому образцу присваивают лабораторный номер, который записывают на этикетке и обертке керна.

Перфокарта "Учет поступления кернового материала"
(рис. 76)

I.Адресная часть.

П.Запись основных характеристик поступающего керновоматериала (графы 05-I5) - 30 строк

05 - номер скважины
06 - интервал отбора керна
07 - положение керна
08 - диаметр керна
09 - способ герметизации
I0 - сохранность керна
II - необходимые анализы
I2 - присвоенный лабораторный номер
I3 - подпись принявшего
I4 - отметка о передаче на изготовление
I5 - дата приема

Б. Учет изготовления

Для учета изготовленных образцов в соответствии с намеченным планом (см.гл.П) заполняют перфокарту "Учет изготовления". В перфокарту записывают сведения об изготовленных образцах.Индексы, присваемые образцам следующие:

0 - цилиндр, параллельный напластованию Ø =3 см
I - большой цилиндр для радиальной фильтрации с сохранением диаметра поднятого керна
2 - цилиндр, перпендикулярный напластованию
3 - куб
4 - куб
5 - кусок со сглаженными краями
6 - кусок со сглаженными краями
7 - пластина параллельно напластованию
8 - пластина перпендикулярно напластованию
9 - кусочки для дезинтеграции.

При изготовлении повторных образцов из остатков им присваивают индекс "а".

Образцы маркируют черной тушью.Номера записывают -цилиндрический образец "0"- на торцевых поверхностях ; кубический образец "3", "4" - на плоскостях, перпендикулярных оси

Учет поступления кернового материала

01 Месторождение		2 Коллектор		3 Партия		4 Число образцов	

N скв. (05)	Интервал отбора	Положение керна	Диаметр керна	Способ герметиз.	Сохранность	Необходимые анализы (11)	N лаб обр (12)	Подпись принявш.	Отметка о передаче на изготовление (14)	Дата приема (15)

Рис.76 а. Перфокарта «Учет поступления кернового материала». Лицевая сторона.

N скв. [05]	Интервал отбора	Положение керна	Диаметр керна [08]	Способ герметиз. [09]	Сохранность	Необходимые анализы [11]	N лаб обр [12]	Подпись принявшего	Отметка о передаче на изготовление	Дата приема [15]

Лаборант	
Гіроверка	
Вычислитель	Дата
Контроль	

Рис.76 б. Перфокарта «Учет» поступления кернового материала. Оборотная сторона.

скважины ; большой цилиндр "2" - на торцевых и боковой поверхностях.

Перфокарта " Учет изготовления образцов из кернового материала" (рис. 77)

I.Адресная часть
2.Изготовление образцов (05-I0) - 50 строк
05 - номер керна по ведомости
06 - лабораторный номер образца
07 - форма,размер, вес образца
08 - индекс образца
09 - остаток
I0 - индекс образца из остатка
II - примечание

В.Запись результатов анализов

Результаты всех измерений и вычислений,выполненных при проведении каждого вида анализа, записывают на соответствующей перфокарте. Заполненную и подписанную перфокарту лаборант передает руководителю, который проверяет результаты измерений и вычислений, а также подписывает перфокарту.

Перфокарты складывают в картотеку или подшивают и периодически переплетают. Срок хранения в лаборатории - I0 лет, затем документацию передают в архив вышестоящей геологической организации.

Перфокарта "Определение пористости,объемной и кажущейся инералогической плотности методом насыщения.Определение содержания связанной воды центрифугированием" (рис. 78).

I. Адресная часть

Перфокарта является комплексной и может быть использована не только как таковая,то есть при совмещении заданий на определение всех величин,но и при определении только пористости или только содержания воды центрифугированием.

Учет изготовления образцов из кернового материала											
01	Месторо-е		2	Колл-я		3	Партия		4	Число образцов	

N Керна по ведом	N лаб обр [06]	Форма, размер, вес образца [07]	Индекс обр.	Остаток [09]	Индекс обр. из остатка [10]	Примечание [11]

Рис.77 а. Перфокарта «Учет изготовления образцов из кернового материала. Лицевая сторона.

N керна по ведом.	N лаб обр [06]	Форма, размер, вес обр-ца [07]	Индекс [08]	Остаток [09]	Индекс обр. из остатка [10]	Примечание [11]

	Лаборант	Дата	
	Проверил		
	Вычислитель		
	Контроль		

Рис. 6. перфокарта «Учет изготовления образцов из кернового материала. Оборотная сторона».

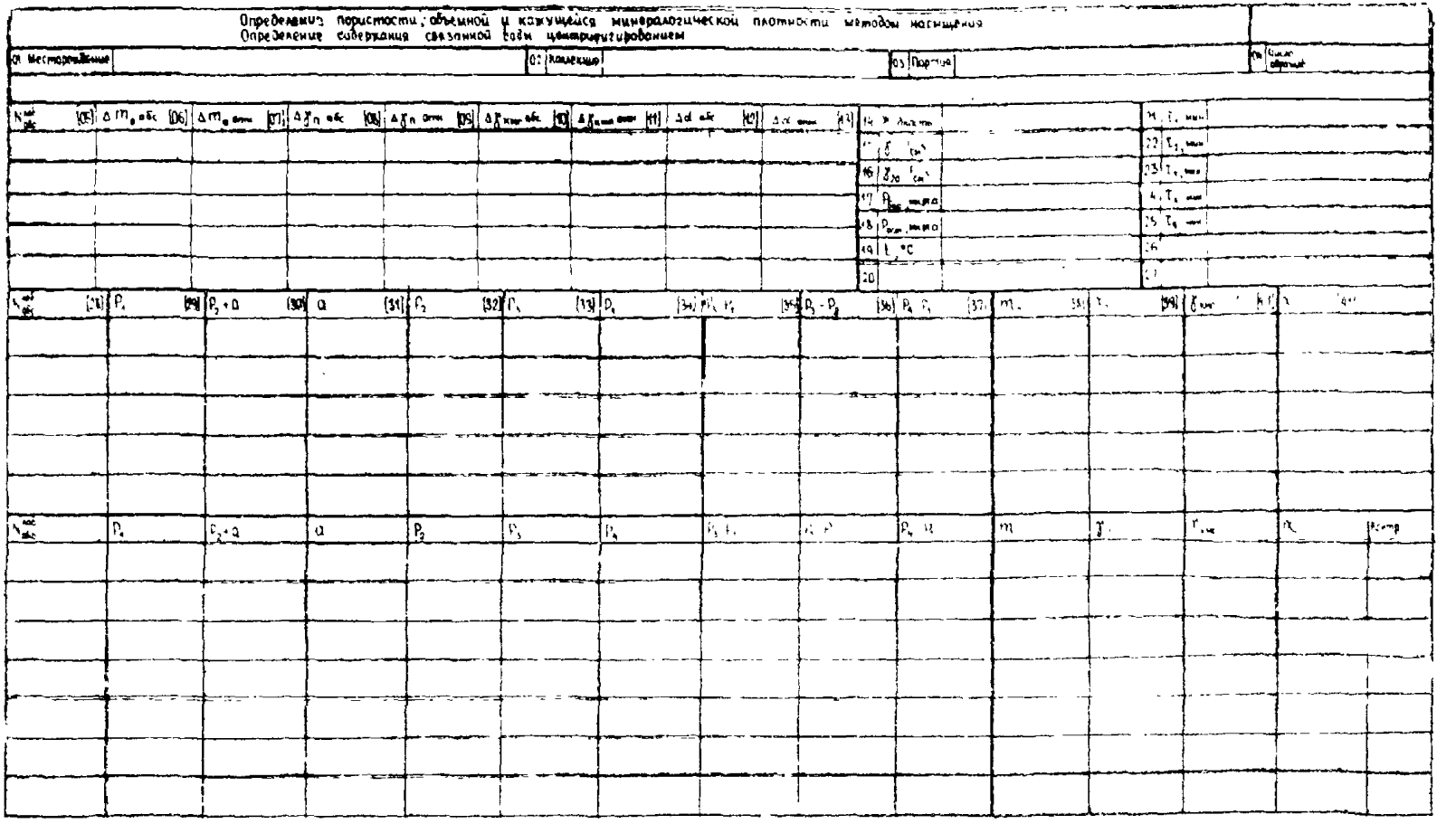


Рис.78 а. Перфокарта «Определение пористости, объемной и кажущейся минералогической плотности методом жидкостенасыщения. Определение содержания связанной воды центрифугированием Линейная сторона.

№№ обр. [28]	P_1 [29]	P_2+a [30]	a [31]	P_2 [32]	P_3 [33]	P_4 [34]	P_3-P_1 [35]	P_3-P_2 [36]	P_4-P_1 [37]	m_o [38]	γ_n [39]	$\gamma_{кмп}$ [40]	α [41]	Контр.

Лаборант	
Проверил	Дата
Вычислитель	
Контроль	

Рис.78 б. Перфокарта «Определение пористости, объемной и кажущейся минералогической плотности методом ж[illegible]стенасыщения. Определение содержания связанной воды центрифугированием». Оборотная сторона.

II. Расхождение результатов определений с контрольными (графы 05-I3)

Поле расположено под резервной строкой слева.

05 - лабораторный номер образца.

06 - абсолютное расхождение значений пористости,

$$\Delta m_{абс} = m_1 - m_2, \ \%$$

07 - относительное расхождение значений пористости

$$\Delta m_{отн} = \frac{m_1 - m_2}{\bar{m}} \cdot 100, \ \%$$

08 - абсолютное расхождение значений объемной плотности

$$\Delta \rho_{п,абс.} = \rho_{п_1} - \rho_{п_2}, \ г/см^3$$

09 - относительное расхождение объемной плотности

$$\Delta \rho_{п,отн} = \frac{\Delta \rho_{п,абс}}{\bar{\rho}_п} \cdot 100, \ \%$$

I0 - абсолютное расхождение значений кажущейся минералогической плотности

$$\Delta \rho_{кмп,абс} = \rho_{кмп,1} - \rho_{кмп,2}, \ г/см^3$$

II - относительное расхождение значений кажущейся минералогической плотности

$$\Delta \rho_{кмп,отн} = \frac{\Delta \rho_{кмп,абс}}{\bar{\rho}_{кмп}} \cdot 100, \ \%$$

I2 - абсолютное расхождение значений остаточной водонасыщенности

$$\Delta \alpha_{абс} = \alpha_1 - \alpha_2, \ \%$$

I3 - относительное расхождение значений остаточной водонасыщенности

$$\Delta \alpha_{отн} = \frac{\Delta \alpha_{абс}}{\bar{\alpha}} \cdot 100, \ \%$$

Ш. Условия опыта (графы I4-27)

Поле расположено под резервной строкой справа

I4 - рабочая жидкость для насыщения образцов (керосин, пластовая вода, модель пластовой воды и т.п.).

I5 - удельный вес жидкости при температуре опыта. γ_t, г/см³

I6 - удельный вес жидкости при 20°С, γ_{20}, г/см³

I7 - барометрическое давление во время насыщения образцов, мм.рт.столба

I8 - остаточное давление в системе, мм рт.столба

I9 - температура, t °С.

2I - τ_1 -продолжительность вакуумирования системы, мин.

22 - τ_2 -продолжительность слива жидкости, мин.

23 - τ_3 -продолжительность приведения системы к мосферному давлению, мин.

24 - τ_4 -продолжительность донасыщения при атмосферном давлении, мин.

25 - τ_5 -продолжительность центрифугирования.

20,26,27 - резервные графы.

IУ. Измерения и результаты при контрольных определениях (графы 28-4I) - 5 строк

28 - лабораторный номер образца

29 - вес сухого образца, P_I, г.

30 - гидростатический вес образца с корзинкой, P_2, а, г.

3I - гидростатический вес корзинки, а.г.

32 - гидростатический вес образца, P_2, г.

33 - вес насыщенного образца, P_3, г.

34 - вес образца после центрифугирования, P_4, г.

35 - P_3-P_I, г.

36 - P_3-P_2, г.

37 - P_4-P_I, г.

38 - пористость образца, вычисленная по формуле

$$m_0 = \frac{P_3 - P_1}{P_3 - P_2} \cdot 100, \%$$

39 - объемная плотность образца вычисленная по формуле

$$\gamma_n = \frac{P_1 \gamma_2}{P_3 - P_2}, \ г/см^3$$

40 - кажущаяся минералогическая плотность образца, вычисленная как

$$\rho_{кмл} = \frac{\rho_п}{1 - m_о}, \ г/см^3$$

где $m_о$ вычислено в долях единицы.

4I - остаточная водонасыщенность образца, вычисленная как

$$\alpha = \frac{P_4 - P_I}{P_3 - P_I} \cdot 100, \ \%$$

У. Измерения и результаты основных определений (те же графы) - 30 строк

Перфокарта "Определение абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации" (рис. 79)

I. Адресная часть

П. Расхождение результатов определений с контрольными (графы 05-I2)

Поле расположено под полем I слева

05 - лабораторный номер образца

06 - абсолютное расхождение значений проницаемости

$$\Delta K_{абс} = K_1 - K_2, \ мД$$

07 - относительное расхождение значений проницаемости

$$\Delta K_{отн} = \frac{\Delta K_{абс}}{K} 100, \ \%$$

Справа от поля П расположено резервное поле с единственной графой 08 для записи названия используемого в опыте газа (азот, воздух и т.п.).

IУ. Измерения и результаты при контрольных определениях (графы 09-30) - 5 строк

09 - лабораторный номер образца

I0 - индекс, указывающий направление фильтрации в опыте относительно напластования (П-параллельно напластованию, $\perp$-перпендикулярно).

II - высота цилиндра или сторона куба, L/a, см.

I2 - диаметр цилиндра, Д, см.

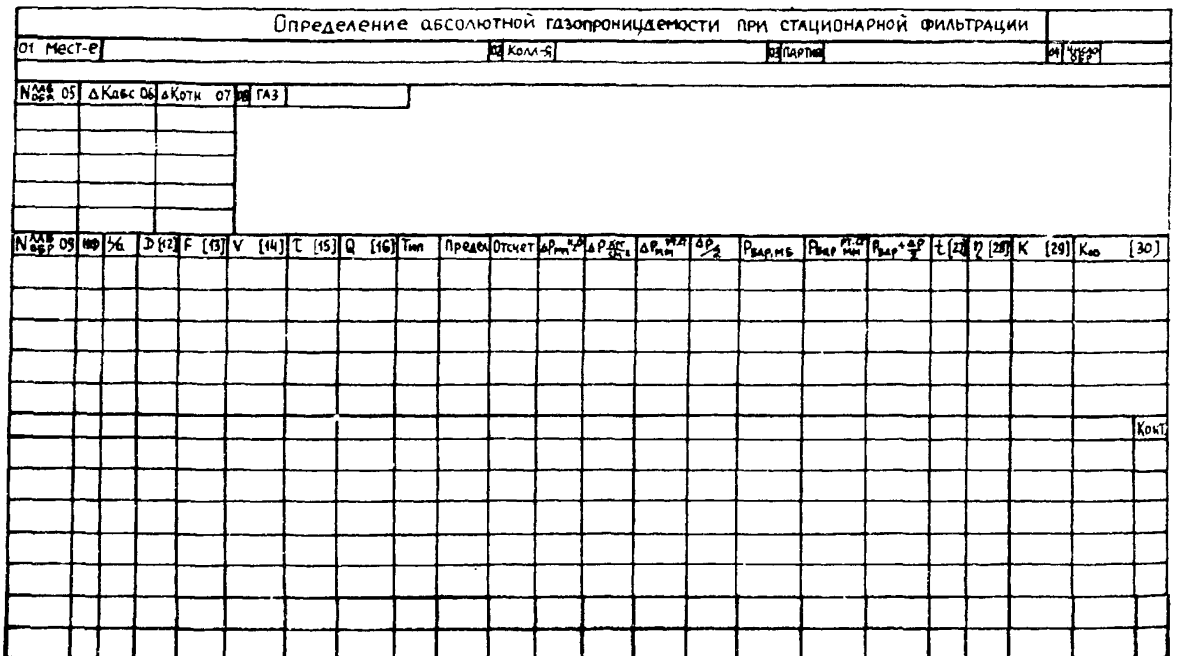


Рис. 79 а. Перфокарта «Определение абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации», лицевая сторона.

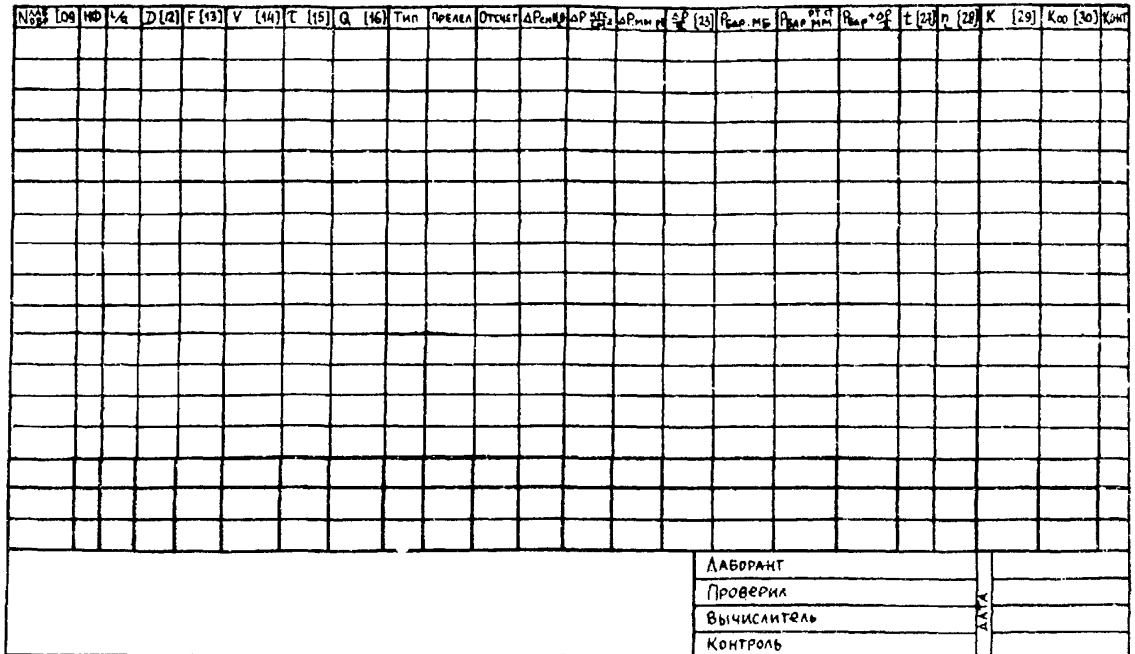


Рис. 79 б. Перфокарта «Определение абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации». Оборотная сторона.

13 - площадь торцевого сечения цилиндра или куба, F, $см^2$

14 - объем флюида, измеренный с помощью газомера, V, $см^3$

15 - время опыта, τ, сек

16 - расход газа через образец по газомеру, Q, $см^3/сек$

17 - тип рабочего манометра (образцовый - МО, жидкостной - МЖ).

18 - предел измерения манометра

19 - отсчет по манометру (в делениях шкалы).

20-22 - перепад давления ΔP соответственно в мм H_2O, $кгс/см^2$, мм рт.столба

23 - $\frac{\Delta P}{2}$

24-25 - барометрическое давление $P_{бар}$ в мб и мм рт.ст

26 - $P_{бар} + \frac{\Delta P}{2}$, мм рт.столба

27 - температура газа в опыте, t °С.

28 - вязкость газа при температуре t, η, сп.

29 - проницаемость, вычисленная по формуле

$$K = \frac{2LQP_{бар}}{F\Delta P\left(P_{бар} + \frac{\Delta P}{2}\right)} 10^3, \text{ мд}$$

30 - проницаемость с учетом поправки на скольжение газа K_{∞}, мД.

У. Измерения и результаты при основных определениях (те же графы) - 30 строк

Перфокарта "Определение абсолютной газопроницаемости при нестационарной фильтрации" (рис. 80)

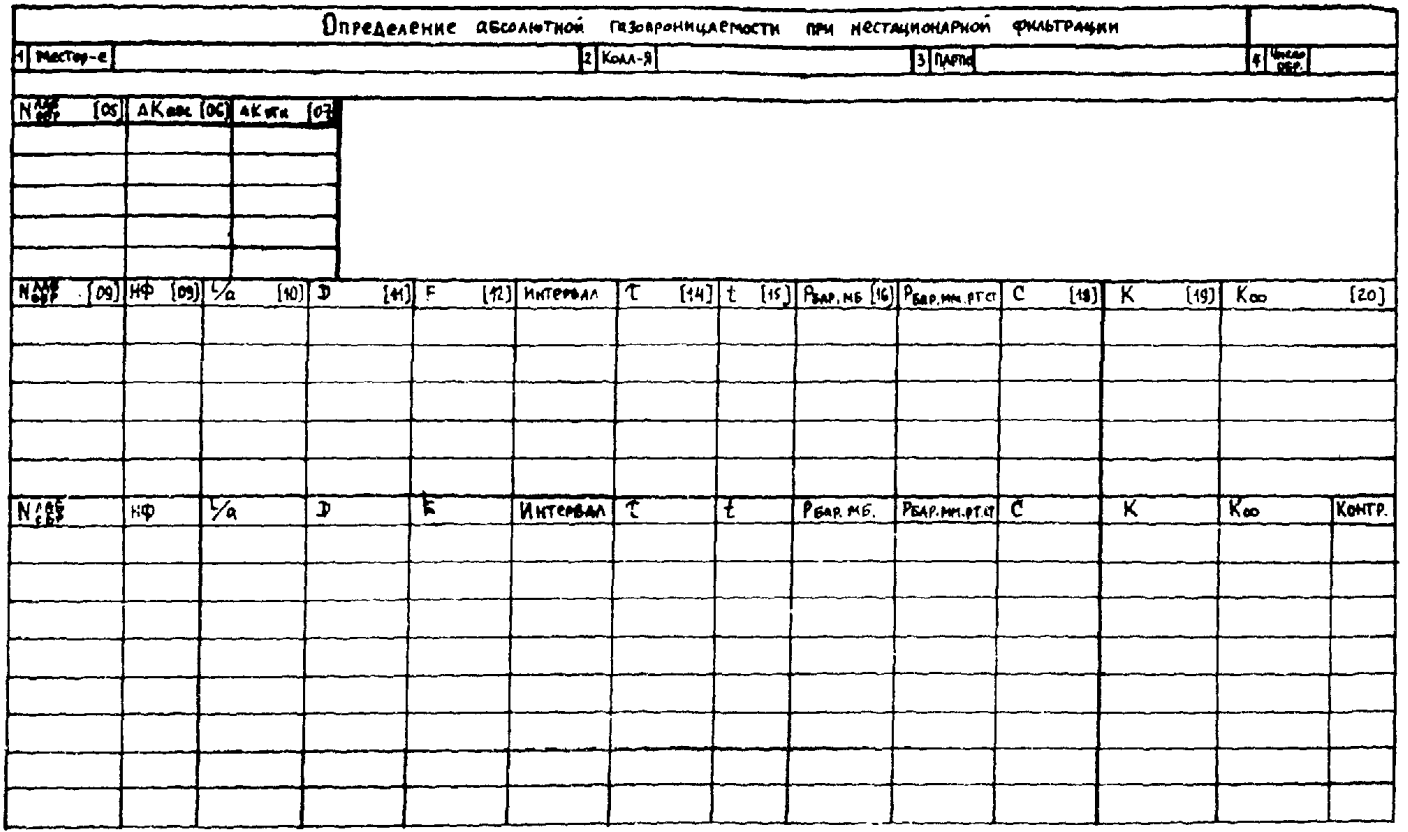
I. Адресная часть

II. Расхождение результатов определений с контрольными

Поле расположено слева под полем I

05 - лабораторный номер образца

06 - абсолютное расхождение значений проницаемости, $\Delta K_{абс} = K_I - K_2$, мД



Определение абсолютной газопроницаемости при нестационарной фильтрации

1 Местор-е | 2 Колл-я | 3 Пласт | 4 Число обр.

N обр [05]	ΔK изм [06]	ΔK ит [07]

N обр [09]	Нф [09]	l/a [10]	D [11]	F [12]	Интервал	τ [14]	t [15]	P бар. мб [16]	P бар. мм.рт.ст	C [18]	K [19]	K∞ [20]

N обр	Нф	l/a	D	F	Интервал	τ	t	P бар. мб.	P бар. мм.рт.ст	C	K	K∞	Контр.

Рис.80 а. Перфокарта «Определение абсолютной газопроницаемости при нестационарной фильтрации». Лицевая сторона.

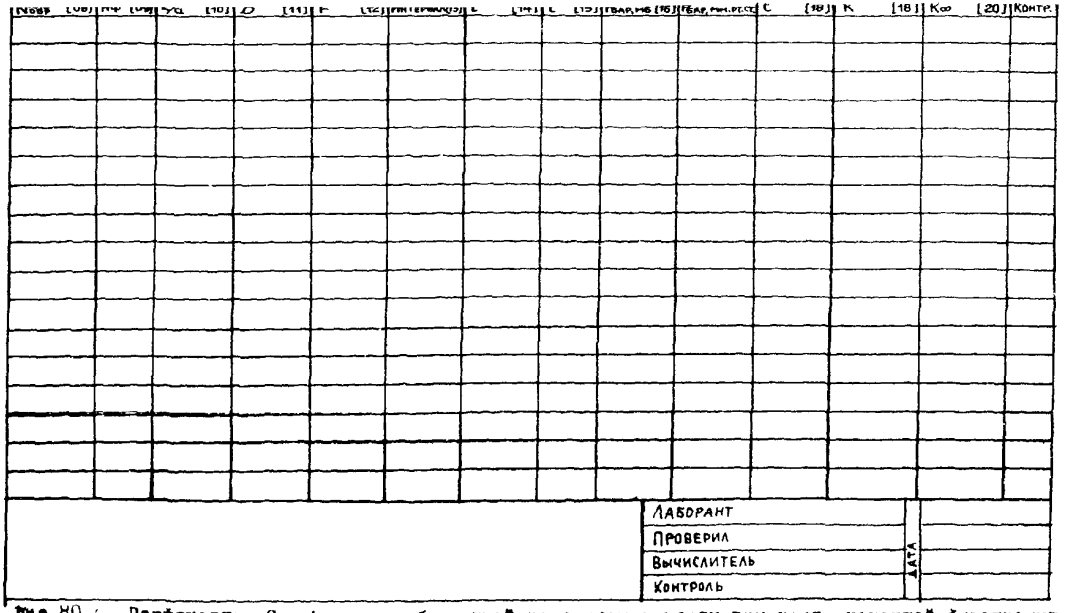


Рис.80 . Перфокарта «Определение абсолютной газопроницаемости при нестационарной фильтрации». Оборотная сторона.

07 - относительное расхождение значений проницаемости

$$\Delta K_{отн} = \frac{\Delta K_{абс}}{K} 100, \%$$

Справа от поля II расположено резервное поле.

IУ. Измерения и результаты при контрольных определениях (графы 08-20) - 5 строк

08 - лабораторный номер образца.
09 - индекс, указывающий направление фильтрации относительно напластования (П-параллельно напластованию, ⊥ - перпендикулярно).
I0 - высота цилиндра или сторона куба, L/a, см.
II - диаметр цилиндра, Д, см.
I2 - площадь торцевого сечения цилиндра или куба F $см^2$
I3 - индекс рабочего интервала пьезометра.
I4 - время опыта, τ ,сек.
I5 - температура, t ^{o}C.
I6-I7 - барометрическое давление $P_{бар}$ соответственно в мб или мм рт.столба.
I8 - значение коэффициента С.
I9 - проницаемость, вычисленная по формуле $K=C\frac{L}{F\cdot\tau}$,мД.
20 - проницаемость с учетом поправки на скольжение газа, K_{∞} ,мД.

У. Измерения и результаты при основных определениях (те же графы) - 30 строк

Перфокарта "Определение минералогической плотности пикнометрическим методом" (рис. 8I).

I. Адресная часть
П. Расхождение результатов определений с контрольными

Поле расположено слева под полем I.
05 - лабораторный номер образца
06 - абсолютное расхождение значений минералогической

Определение минералогической плотности пикнометрическим способом

01 Мрст-ние	02 Колл-ция	03 Партия	04 Число опр.

$N^{\wedge\wedge\wedge}_{обр}$ [05]	$\Delta\gamma_{мп}$ абс [06]	$\Delta\gamma_{мп}$ отн [07]	08 $\gamma_в$, г/см³

$N^{\wedge\wedge\wedge}_{обр}$ [09]	P_0 [10]	P_1 [11]	P_2 [12]	P_3 [13]	P_1-P_0 [14]	P_3-P_0 [15]	P_2-P_1 [16]	$(P_3-P_0)-(P_2-P_1)$	$\gamma_{мп}$ [18]

$N^{\wedge\wedge\wedge}_{обр}$	P_0	P_1	P_2	P_3	P_1-P_0	P_3-P_0	P_2-P_1	$(P_3-P_0)-(P_2-P_1)$	$\gamma_{мп}$	Контр.

Рис.81 а. Перфокарта «Определение минералогической плотности пикнометрическим способом.» Лицевая сторона.

N обр. [09]	P_0 [10]	P_1 [11]	P_2 [12]	P_3 [13]	P_1-P_0 [14]	P_3-P_0 [15]	P_2-P_1 [16]	$(P_3-P_0):(P_2-P_1)$	$\gamma_{кмп}$ [18]	Контр.

Лаборант	Дата
Проверил	
Вычислитель	
Контроль	

Рис.81 б. Перфокарта «Определение минералогической плотности пикнометрическим способом». Оборотная сторона.

плотности

$$\Delta\rho_{мп,абс} = \rho_{мп_1} - \rho_{мп_2}, \quad г/см^3$$

07 - относительное расхождение значений минералогической плотности

$$\Delta\rho_{мп,отн.} = \frac{\Delta\rho_{мп,абс}}{\rho_{мп}} \cdot 100\ \%$$

Справа от поля расположено резервное поле с единственной графой 08 - для записи удельного веса жидкости $\rho_ж$, $г/см^3$. В поле отмечается - рабочая жидкость, способ удаления воздуха (кипячением или вакуумированием), объем пикнометров (от-до).

IУ. Измерения и результаты при контрольных определениях (графы 09-20) - 5 строк

09 - лабораторный номер образца
10 - вес пикнометра, P_0, г.
11 - вес пикнометра с навеской, P_1, г.
12 - вес пикнометра с навеской, P_2, г.
13 - вес пикнометра с водой, P_3, г.
14 - $P_1 - P_0$, г.
15 - $P_3 - P_0$, г.
16 - $P_2 - P_1$, г.
17 - $(P_3-P_0) - (P_2-P_1)$, г.
18 - минералогическая плотность, вычисленная по формуле

$$\rho_{мп} = \frac{(P_1 - P_0)}{(P_3 - P_0) - (P_2 - P_1)}, \quad г/см^3$$

У. Измерения и результаты при основных определениях (те же графы) - 30 строк

Перфокарта "Определение объемной плотности парафинированием" (рис. 82).

I. Адресная часть

II. Расхождение результатов определений с контрольными

05 - лабораторный номер образца
06 - абсолютное расхождение значений объемной плотности

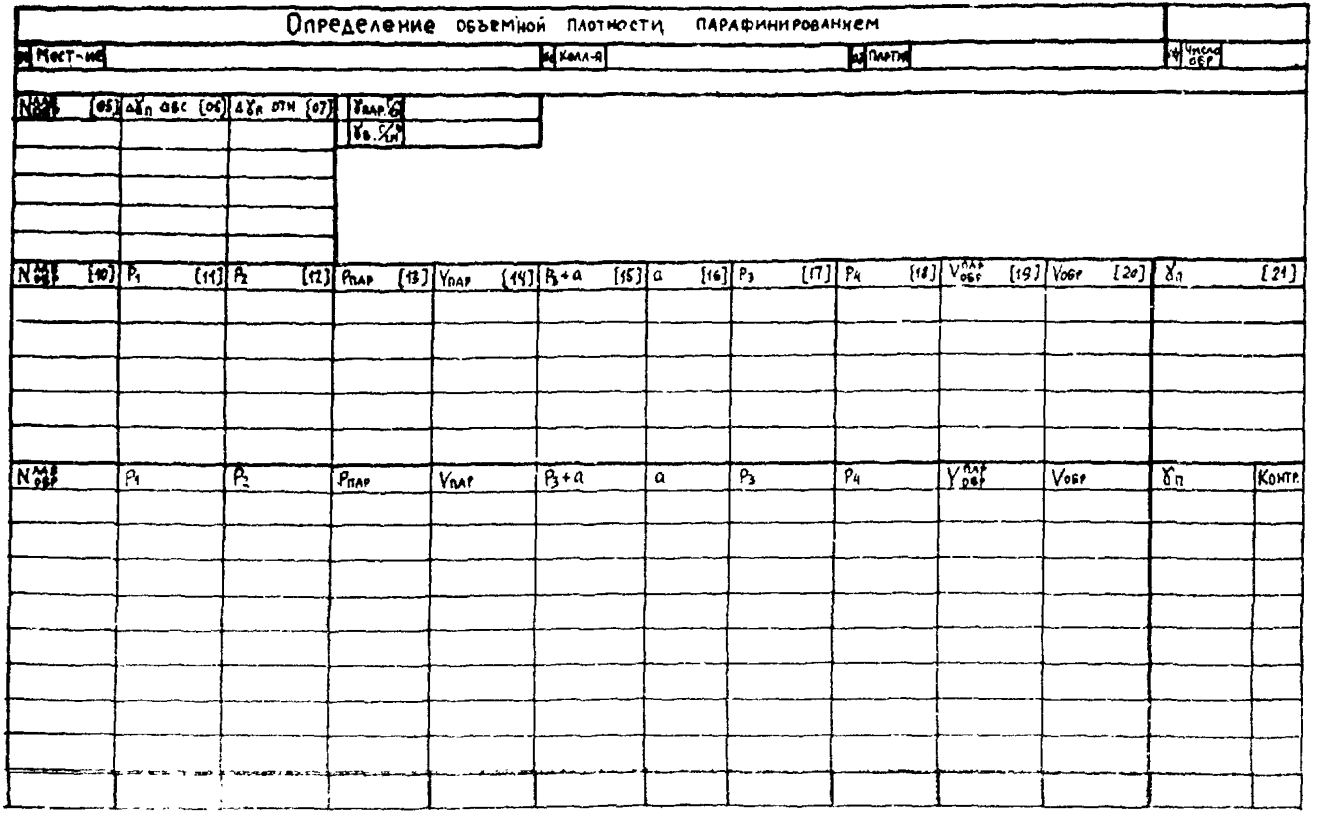


Рис. 62. Перфокарта «Определение объемной плотности парафинированием». Лицевая сторона.

[9]	[10] P_1	[11] P_2	[12] $P_{пар}$	[13] $V_{пар}$	[14] $P_3+\alpha$	[15] α	[16] P_3	[17] P_4	[18] $V_{обр}$	[19] $V_{обр}$	[20] $\delta_п$	[21] Конт.

	Лаборант	
	Проверил	ДАТА
	Вычислитель	
	Контроль	

Рис. 82 б. Перфокарта «Определение объемной плотности парафинированием». Оборотная сторона.

$\Delta\rho_{п,абс} = \rho_{п_1} - \rho_{п_2}$, г/см³

07 - относительное расхождение значений объемной плотности

$$\Delta\rho_{п,отн} = \frac{\Delta\rho_{п,абс}}{\rho_п} \cdot 100, \%$$

Справа от поля П расположено резервное поле с графами:
08 - для записи удельного веса парафина, $\rho_{пар}$, г/см³
и 09 - удельного веса воды $\rho_в$, г/см³.

IУ. Измерения и результаты при контрольных определениях (графы I0-20) - 5 строк

I0 - лабораторный номер образца
II - сухой вес образца, P_1, г.
I2 - вес запарафинированного образца, P_2, г.
I3 - вес парафина, $P_{пар} = P_2 - P_1$, г.
I4 - объем парафина, $V_{пар} = \frac{P_{пар}}{\rho_{пар}}$, см³
I5 - гидростатический вес запарафинированного образца с корзинкой, P_3+а, г.
I6 - гидростатический вес корзинки, а, г.
I7 - гидростатический вес запарафинированного образца, P_3, г.
I8 - вес запарафинированного образца после гидростатического взвешивания, P_4, г.
I9 - объем запарафинированного образца, $V_{обр}^{пар} = \frac{P_2 - P_3}{\rho_в}$, см³
20 - объемная плотность, вычисленная по формуле

$$\rho_п = \frac{P_1 \rho_в \rho_{пар}}{(P_2 - P_3)\rho_{пар} - (P_2 - P_1)\rho_в}, \ г/см^3$$

У. Измерения и результаты при основных определениях (те же графы) - 30 строк

Перфокарта "Определение остаточного содержания воды и нефти экстракционно-дистилляционным способом" (рис.

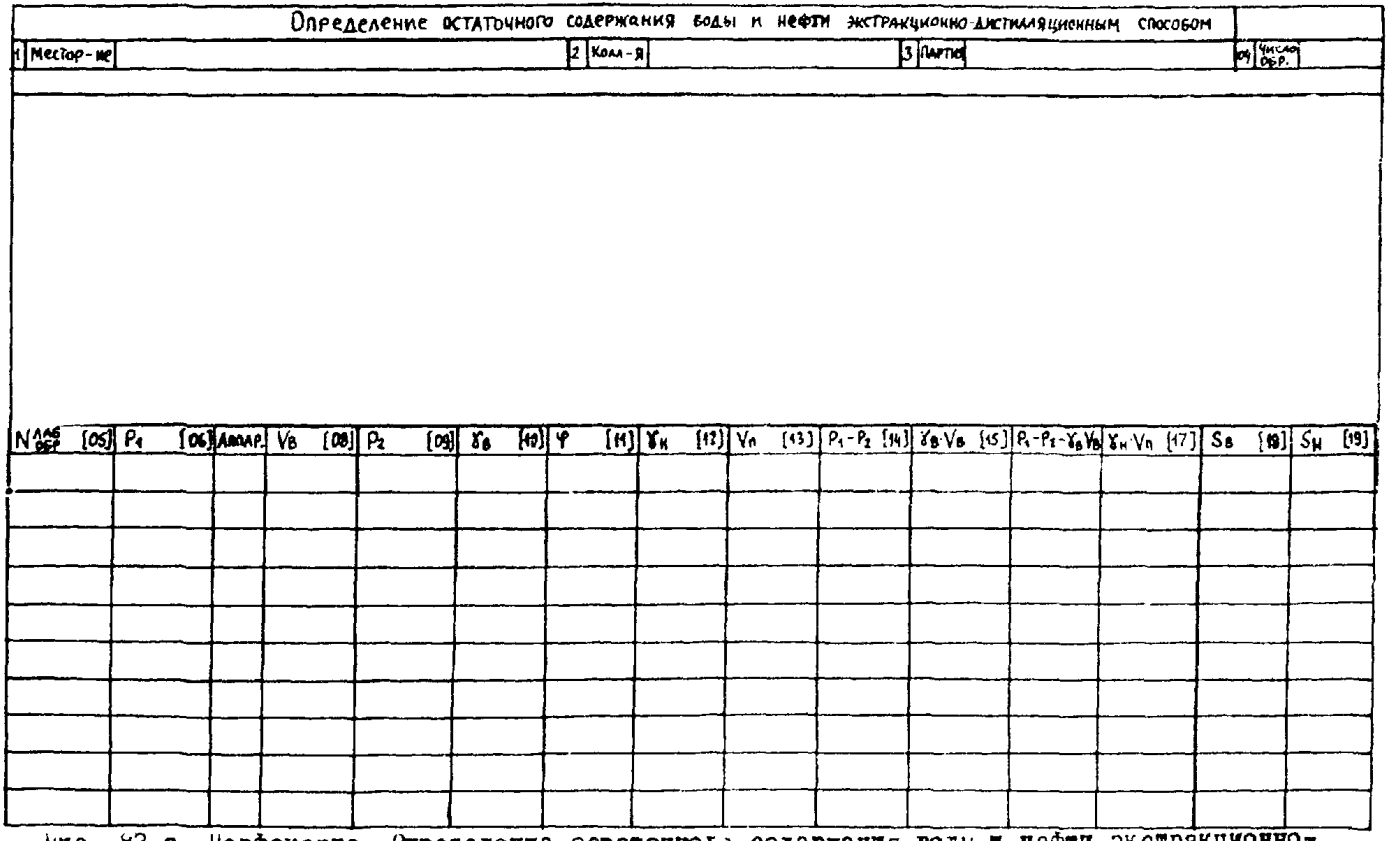


Рис. 83 а. Перфокарта «Определение остаточного содержания воды и нефти экстракционно-дистилляционным способом». Лицевая сторона.

N обр. [05]	P_1 [06]	Аппар.	$V_в$ [08]	P_1 [09]	$\delta_в$ [10]	φ [11]	$\delta_н$ [12]	$V_п$ [13]	$\Pi - P_2$ [14]	$\delta_в V_в$ [15]	$P_1 - P_2 - \gamma_в V_в$	$\gamma_н V_п$ [17]	$S_в$ [18]	$S_н$ [19]

Лаборант

Проверил

Вычислитель

ДАТА

Рис. 83 б. Перфокарта «Определение остаточного содержания воды и нефти экстракционно-дистилляционным способом». Оборотная сторона.

I. Адресная часть

Под адресной частью расположено резервное поле.

II. Измерения и результаты при основных определениях. (Графы 05-18) - 30 строк

Поле расположено в нижней части лицевой стороны перфокарты (для 10 образцов) и на обратной (для 20 образцов).

05 - лабораторный номер образца

06 - вес образца, P_I, г.

07 - номер аппарата

08 - объем, собранной в ловушке воды, $V_в$, см^3

09 - вес образца после экстрагирования, P_2, г.

10 - поправочный коэффициент φ, учитывающий влияние минерализации воды на ее удельный вес.

11 - плотность нефти, $\rho_н$, г/см^3.

12 - объем порового пространства образца, $V_п$, см^3.

13 - $P_I - P_2$, г.

14 - вес воды $\rho_в V_в$, г.

15 - $P_I - P_2 - \rho_в V_в$ вес остаточной нефти и битумов, г.

16 - $\rho_н V_п$, г.

17 - остаточная водонасыщенность

$$S_в = \frac{V_в}{V_п} \cdot 100, \%$$

18 - остаточная нефтенасыщенность

$$S_н = \frac{P_1 - P_2 - \rho_в V_в}{\rho_н V_п} \cdot 100, \%$$

Перфокарта "Определение карбонатности объемным способом" (рис. 84).

I. Адресная часть

Под адресной частью расположено резервное поле с графами

05 - резерв,

06 - концентрация кислоты

II. Расхождение результатов определений с контрольными (графы 07-09)

Определение карбонатности объемным способом

1 Мест-ие | 2 Колл-я | 3 Партия | 4 Число опр

5 Кислота

6 Концен-я

N лаб опр [07]	α [08]	V [09]	t [10]	Рбар, мв [11]	Рбар, мм рт.ст [12]	б [13]	K [14]	Ск [15]

Рис. 84 а. Перфокарта «Определение карбонатности объемным способом». Лицевая сторона.

№ обр. [07]	a [08]	V [09]	t [10]	$P_{БАР,мб}$ [11]	$P_{БАР,мм.рт.ст.}$ [12]	β [13]	K [14]	Cк [15]

	Лаборант	Дата
	Проверил	
	Вычислитель	

Рис. 84 б. Перфокарта «Определение карбонатности объемным способом». Оборотная сторона.

07 - лабораторный номер образца

08 - абсолютное расхождение значений карбонатности

$$\Delta C_{к,абс} = C_{к1} - C_{к2}$$

09 - относительное расхождение значений карбонатности

$$\Delta C_{к,отн} = \frac{\Delta C_{к,абс}}{\bar{C}_к} \cdot 100, \%$$

IУ. Измерения и результаты при контрольных определениях (графы I0-I8) - 5 строк

I0 - лабораторный номер образца

II - вес навески, а.г.

I2 - измеренный объем CO_2, V, $см^3$ (при данных барометрического давления и комнатной температуре).

I3 - температура, t °С.

I4,I5 - барометрическое давление соответственно в мб и мм рт.столба

I6 - вес I $см^3$ CO_2, определяемый по таблице в зависимости от температуры и барометрического давления, в,г.

I7 - коэффициент, учитывающий соотношение молекулярных весов карбонатного минерала и размерности величин, К.

I8 - карбонатность, $C_к = \frac{V \cdot в}{а \cdot К}$ %

У. Измерения и результаты при основных определениях (те же графы) - 20 строк

Перфокарта "Результаты анализов коллекторских свойств" (рис.85)

I. Адресная часть

П. Результаты определений коллекторских свойств

05 - лабораторный номер

06 - номер скважины

07 - интервал отбора керна

08-I5 - коллекторские свойства $m_о$; $К$; $C_к$, $\rho_п$; $\rho_{мп}$; α, $S_н$, $S_г$

I6-I8 - резервные

Результаты анализов коллекторских свойств

1 Месторождение		2 Колл-я		3 Партия		4 Число образцов	

N лаб обр [05]	N скв. [06]	Интервал отбора [07]	Положение керна [08]	m_o [08]	K [09]	$C_к$ [10]	$\gamma_п$ [11]	[12]	α [13]	$S_н$ [14]	$S_г$ [15]	[16]	[17]	[18]	Дата выдачи [19]

Рис. 8.5 в. Перфокарта «Результаты анализов коллект ских свойств». Лицевая сторона.

$N_{обр}^{лаб}$ [02]	$N_{скв}$	Интервал отбора [06]	Положение керна [07]	Результаты анализов											Дата выдачи [19]
				m_0 [08]	K [09]	$C_к$ [10]	$\delta_п$ [11]	[12]	α [13]	$S_н$ [14]	$S_г$ [15]	[16]	[17]	[18]	

I9 - дата выдачи результатов.

Г. Хранение образцов

После выполнения всех анализов все сохранившиеся образцы завертывают в бумагу, перекладывают ватой и укладывают в коробку с надписью - коллекция образцов, название площади, месторождения. В коробку помещают опись образцов.

Коллекции исследованных образцов хранят как ценный материал, необходимый для различных методических работ, повторения исследований с применением новых методов, проверки правильности выданной информации.

Уничтожение этого материала может быть допущено лишь по письменному разрешению главного геолога вышестоящей организации.

ЛИТЕРАТУРА

I.Абдусин П.П., Батурин В.П. Опыт методики исследования механических осадков (применительно к изучению литологии нефтяных месторождений).Тр.АзНИИ.Сер. работ по общей и прикладной геологии.,1930, с.65-68.

2.Абдусин П.П., Цветкова М.А. О структуре поровых пространств песчаных коллекторов нефти. ДАН СССР,том XI, № 2,1943.

3.Аминс Д.У., Бэсс Д.У. и Уайтинг Р.Л. Физика нефтяного пласта.Гостоптехиздат,1962.

4.Антонов Д.А., Березин В.М. Новый метод определения содержания связанной воды в образцах горных пород.Тр.УфНИИ, вып.II,1957.

5.Аширов К.Б., Борисов Б.Ф., Зинина Е.А. и др. Влияние экстракции на коллекторские свойства битуминозных пород. Геология нефтяных месторождений. Тр. "Гипровостокнефть",вып.19,1973,с.161-171.

6.Аширов К.Б., Борисов Б.Ф. и др. К методике экстракции битуминозных образцов керна. "Геология и разработка нефтяных месторождений". Тр."Гипровостокнефть", вып.23, Куйбышев,1974, с.144-149.

7.Березин В.М. Метод сушки образцов пород над хлористым кальцием для определения водонасыщенности кернов. Тр.УфНИИ, вып.17 "Разработка и увеличение нефтеотдачи нефтяных м-ний". Недра, 1967.

8.Березин В.М. Новые методы определения нефтенасыщенных образцов пород.Тр.УфНИИ, вып.2,1957.

9.Березин В.М., Виницкий Ю.С. и др.Сопоставление коэффициентов нефтенасыщенности,определяемых различными способами. Геология нефти и газа,№ 1,1957,с.44-46.

10.Богомолова А.Ф., Орлова Н.А. К изучению структуры порового пространства.Геология нефти и газа, № 11,1961.

II.В е н д е л ь ш т е й н Б.Ю. Альбом номограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1963, 61 стр.

I2.В е н д е л ь ш т е й н Б.Ю., Л а р и о н о в В.В. Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа. М., Недра, 1964.

I3.В р е м е н н а я инструкция по лабораторному (внутрилабораторному, внешнему, арбитражному) контролю анализов проб (образцов) нефтей, газов, битумов и пород-коллекторов, выполняемых в лабораториях Министерства геологии СССР. ВНИГНИ, москва, 1972.

I4.Г м и д Л.П., Л е в и С.Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов. Тр.ВНИГРИ, вып.3I3. Л., 1972, I50 с.

I5.Г о р о я н В.И. Выбор рациональной схемы газовлюметрического объемомера для измерения пористости. Тр. ВНИГНИ, вып.90, 1970, с.32-60.

I6.Г о р о я н В.И. Измерение проницаемости пород-коллекторов при нестационарной фильтрации газа. Труды ВНИГНИ, вып.90. М., 1970.

I7.Г о р о я н В.И. К методике измерения пористости, объемной и кажущейся минералогической плотности по результатам взвешивания сухого и насыщенного жидкостью образца. В кн.: Методы исследования пород-коллекторов нефти и газа и аппаратура для этих целей. Труды ВНИГНИ, вып.I56, М., 1974, с.22-26.

I8.Г о р о я н В.И. Принципиальная схема исследования пород-коллекторов (на примере Оренбургского месторождения). Труды ВНИГНИ, вып.20I, 1977, с.I43-I45.

I9.Г о р о я н В.И., К о ц е р у б а Л.А. Определение открытой пористости пород-коллекторов методом насыщения жидкостью. Труды ВНИГНИ, вып.90, М., 1970, с.I0-3I.

20.Гороян В.И., Коцеруба Л.А., Петерсилье В.И., Рабиц Э.Г. Некоторые результаты измерений объема твердой фазы образцов горных пород с помощью компенсационного объемомера. Труды ВНИГНИ, вып. 90, М., 1970.

21.Гороян В.И., Коцеруба Л.А., Петерсилье В.И., Рабиц Э.Г. Определение абсолютной газопроницаемости с помощью аппарата ГНП-1. Труды ВНИГНИ, вып.90, М., 1970.

22.Гороян В.И., Коцеруба Л.А. Опыт определения остаточной водонасыщенности пород-коллекторов с помощью центрифуги со стробоскопом. Труды ВНИГНИ, вып. 156, М., 1974, с.82-85.

23.Гороян В.И., Коцеруба Л.А., Лещева О.Ф. Определение дифференцированной карбонатности пород-коллекторов манометрическим методом. Труды ВНИГНИ, вып.156, М., 1974, с.90-96.

24.Гороян В.И., Петерсилье В.И. К вопросу об изучении отклонений от закона Дарси при фильтрации газа через породу-коллектор . Труды ВНИГНИ, вып. 90, М., 1970.

25.Гороян В.И., Петерсилье В.И. Бейлин А.И. Универсальный кернодержатель для радиальной фильтрации. Труды ВНИГНИ, вып.156, М.. 1974, с.76-81.

26.Гороян В.И., Рабиц Э.Г., Белов Ю.Я., Савинский В.К. Опыт изучения микронеоднородности пород-коллекторов по проницаемости. Труды ВНИГНИ, вып.156, М., 1974, с.65-68.

27.Гороян В.И., Рабиц Э.Г., Петерсилье В.И., Белов Ю.Я. Методика исследования фильтрационно-емкостных параметров горных пород на образцах больших размеров. Труды ВНИГНИ, вып.201, М., 1977, с.146-154.

28.Гороян В.И., Солнцев А.В., Бейлин А.И. Исследование коллекторских свойств пород на образцах больших размеров. В кн.: Методы исследования пород-коллекторов нефти и газа и аппаратура для этих целей. Труды ВНИГНИ, вып.156, М., 1974, с.14-21.

29.Гороян В.И., Яньшина Н.А. Некоторые результаты исследования каверно-порового коллектора юрских отложений Западного Узбекистана. Труды ВНИГНИ, вып. 156, М.,1974, с.33-46.

30.Гриффитс Дж. Научные методы исследования осадочных пород. "Мир". 1971.

31.Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. Недра, 1970.

32.Гусейнов А.А., Гуреев И.Л. Математическая оценка точности гидравлического метода гранулометрического анализа осадочных пород. Труды "Гипротюменьнефтегаз", вып.1. Недра, М., 1968.

33.Гусейнов А.А., Дюднева Н.И. О двух систематических ошибках при гранулометрическом анализе терригенных пород. Труды Гипротюменьнефтегаз, вып.3.Недра, М.,1971.

34.Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщения горных пород. М., Недра.,1975.

35.Девликанов В.В., Мархасин И.Л., Бабаян Г.А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных м-ний. Недра, 1970.

36.Дерягин Б.В., Ершова И.Г., Чураев Н.В. Устойчивость смачивающих пленок и ее влияние на испарение жидкостей из капилляров. Поверхностные силы в тонких пленках и дисперсных системах. Сб.докладов IУ конференции по поверхностным силам. Изд.Наука, 1972,327 с.

37.Джавадов Д.И. Прибор для определения проницаемости трещиноватых и гранулярных пород. Новости нефтяной и газовой техники.Сер.геол.№ 3, 1961, с.38-71.

38.Добрынин В.М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. Недра, М.,1970.

39.Зарицкая О.В. Применение пластмасс для изучения структур пород-коллекторов нефти и газа. Текущая информация.Нефтегазовая геология и геофизика № 18,1965.

40.Иванова М.В. Методика исследования грунтов. Госстройиздат, 1933.

41.Ильинский Г.А. Определение плотности минералов. Л.Недра, Ленинград.отд.,1975, 119 с.

42.Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. Инструкция о порядке внесения, содержания и оформления материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР).

43.Инструкция по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения. Гостоптехиздат, 1962.

44.Казанский М.Ф. Анализ форм связи влаги глин и почв при помощи термограмм сушки. Коллоидный журнал, т.21, № 5,1959.

45.Калинко М.К. методика исследования коллекторских свойств кернов. М., Гостоптехиздат, 1963, 224 с.

46.Катц Д.Л., Корнелл Д. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. Недра, 1965.

47.Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород. м., Гостоптехиздат,1962.

48.Кобранова В.Н., Лепарская Н.Д. Определение физических свойств горных пород. Гостоптехиздат, 1957.

49.Козловцева З.И. К вопросу смачиваемости пород-коллекторов газа и нефти. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. Реф.сб.,вып.10,1974. с.26-33.

50.Копосов И.А., Морозович Я.Р. и др. Петрофизика коллекторов нефти и газа.1975.

51.Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. Гостоптехиздат,1956.

52.Котяхов Ф.И. Применение известково-битумного раствора при отборе керна.Нефтяное х-во № 6,1966.

53.Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., Недра, 1977, 287 с.

54.Котяхов Ф.И., Мельникова Ю.С., Кузьмичев Ю.А. Определение пористости и водонасыщенности керна с учетом минерализации содержащейся воды. НТС по добыче нефти, вып.32, 1968.

55.Котяхов Ф.И., Мельникова Ю.С. Методика раздельного определения абсолютной емкости каверн и пор кавернозно-пористых пород. Нефтяное х-во № 3,1970.

56.Коцеруба Л.А. Определение внешнего объема и объемного веса (плотности) пород-коллекторов .Труды ВНИГНИ, вып.90, 1970.

57.Коцеруба Л.А. Об определении содержания связанной воды косвенными методами. Труды ВНИГНИ ,вып.90, М.,1970.

58.Коцеруба Л.А. О применении центрифуги для определения содержания связанной воды и измерения капиллярных давлений. Труды ВНИГНИ, вып.90, 1970.

59.Коцеруба Л.А., Рабинц Э.Г. Опыт изготовления образцов пород-коллекторов для изучения физических свойств. Труды ВНИГНИ, вып.90, М., 1970.

60.Латышева М.Г. Методика расчета удельного сопротивления растворов со сложным составом электролитов. ВНИИОЭНГ. Нефтегазовая геология и геофизика № 4, 1964.

61.Лебедев А.В. Роль парообразной воды в режиме почвенных и грунтовых вод. Тр.С.Х.Мет.,вып.ХП,СПб,1913.

62.Логвиненко Е.В. Петрография осадочных пород. Изд-во "Высшая школа". М.,1967.

63.Ломтадзе В.Д. Методы лабораторных исследований физико-механических свойств горных пород. Недра, 1972.

64.Лыков А.В. Кинетика и динамика процессов сушки и увлажнения. Гизлегпром, Л-М., 1938.

65.Лыков А.В. Тепло- и массообмен в процессах сушки. Гостехтеориздат, М-Л, 1956.

66.Мельникова Ю.С. Метод раздельного определения открытой емкости каверн и пор кавернозно- пористых сред. В сб. "Состояние и перспективы изучения коллекторов нефти и газа". (IУ Всесоюзное совещание по коллекторам нефти и газа. Октябрь, Баку). М.,1971, с.91-95.

67.Методика изучения трещиноватости горных пород и трещиноватых коллекторов нефти и газа.Под ред. Е.М.Смехова. Труды ВНИГРИ, вып.276. Недра, 1969.

68.Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа керна и гидродинамических данных. М., Недра, 1975, 87 с.

69.Мильнер Г.Б. Петрография осадочных пород. Изд-во Недра, М., 1968.

70.Морозович Я.Р. Новый прибор для экспрессного определения открытой пористости. Нефтегазовая геология и геофизика. Экспресс-информация № 13, 1975, с.6-9.

71.Наставление гидрометеорологическим станциям и постам. Вып.6, часть I. Гидрометеоиздат, Л., 1957.

72.Новокрещенова А.П. Ускоренный метод определения водонасыщенности кернов и их экстракция. НТС по добыче нефти,вып.27, 1965, с.87-90.

73.О р к и н К.Г., К у ч и н с к и й П.К. Лабораторные работы по курсу "Физика нефтяного пласта". Гостоптехиздат, 1953.

74.О р л о в Л.И. Выбор режимов насыщения образцов жидкостью при определении открытой пористости. Труды ВНИГНИ, вып.156, М., 1974, с.41-47

75.О р л о в Л.И. К методике определения остаточной водонасыщенности центрифугированием.В сб. "Петрофизика коллекторов нефти и газа" (тр.МИНХ и ГП, вып.115). М., Недра, 1975, с.41-45.

76.О р л о в Л.И., М а л и н и н В.Ф. Лабораторный метод изучения структуры порового пространства карбонатных пород. Разведочная и промысловая геофизика,вып.44. Гостоптехиздат, 1962.

77.О р л о в Л.И., М е л ь н и к о в а Ю.С. Метод определения открытой емкости пустот кавернозно-пористых пород. В сб. "Состояние и перспективы изучения коллекторов нефти и газа" (IУ Всесоюзное совещание по коллекторам нефти и газа.Октябрь. г. Баку). М., 1971, с.87-90.

78.П е т е р с и л ь е В.И., Б е л о в Ю.Я. К методике измерения пористости и минералогической плотности с помощью компенсационного объемомера. Труды ВНИГНИ, вып.156, М., 1974, с.48-58.

79.П е т е р с и л ь е В.И., Б е л о в Ю.Я. Опыт применения капилляриметрических измерений для оценки размеров и характера распределения флюидов переходных зон. Труды ВНИГНИ, вып.201, М., 1977, с.160-166.

80.П е т р о в Л.П. Универсальная установка для изучения физических свойств на образцах горных пород в условиях, моделирующих пластовые. Баку. Изв.Высших учебных заведений. Нефть и газ,1971.

81.П и р с о н С.Д. Справочник по интерпретации данных каротажа. Пер. с англ. М., Недра, 1966.

82.П о л я к о в Е.А. Вопросы совершенствования техники методики определения электрических акустических и коллекторских свойств осадочных пород. Сер.Нефтегазовая геология и геофизика. ВНИИОЭНГ. М., 1972, 72 с.

83.П р е о б р а ж е н с к и й .А. Определение пористости несыпучих пород. Азербайджанское нефтяное х-во № 1,1931.

84.П р е о б р а ж е н с к и й И.А., С а р к и с я н С.Г. Минералы осадочных пород.Гостоптехиздат,1954.

85.Р а б и ц Э.Г. Некоторые результаты изучения влияния скольжения газа на проницаемость.Труды ВНИГНИ, вып. 156, М.,1974, с.69-75.

86.Р а б и ц Э.Г., П е т е р с и л ь е В.И. К методике определения проницаемости при радиальной фильтрации. Труды ВНИГНИ, вып.201, М.,1977, с.155-159.

87.Р е г у ш В.А. К методике изучения структуры порового пространства по шлифам в сборнике "Доклады к III Всесоюзному совещанию по гранулярным и трещинным коллекторам нефти и газа". М.,1965.

88.С а л т ы к о в С.А. Стереометрическая металлография.1970.

89.С а р а е в а Г.Д., Х а н и н А.А. Сравнительный анализ методов определения открытой пористости. Геология нефти и газа. № 1, 1973, с.40-44.

90.С к и б и ц к а я Н.А., М о р о з о в и ч Я.Р. Способ определения водонасыщенности горных пород по формам связи воды Авт.свид.№ 320607 от 20.IX.71 г. Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки . № 34,1971.

91.С к и б и ц к а я Н.А., М о р о з о в и ч Я.Р. Метод аспирационной термомассометрии или изучения водонасыщенности горных пород.Петрофизика коллекторов нефти и газа. Тр.МИНХ и ГП. М.,Недра. 1975.

92.С п е к т о р А.Г. Дисперсионный анализ частиц в непрозрачных структурах.Заводская лаборатория № 2,1950.

93.С п р а в о ч н и к химика. М.,Химиздат,1953.

94.Танкаева Л.К. Исследование метода определения остаточной водонасыщенности газонефтесодержащих пород по кривым изотермической сушки образцов керна.Геология и разведка газовых и газоконденсатных м-ний № 4, 1969.

95.Танкаева Л.К. Исследование связанной воды в глинистых песчаниках.В со. "Связанная вода в дисперсных системах", вып.3.Изд.МГУ, м.,1974.

96.Танкаева Л.К., Нейман В.С., Берман Л.Б. К методике изучения подвижности воды в глинистых песчаниках.В сб. "Связанная вода в дисперсных системах",вып.4.Изд.МГУ.м.,1976.

97.Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород.Пермь.Книж.из-во,1975.

98.Ханин А.А. Породы -коллекторы нефти и газа и их изучение.Недра,1969.

99.Чейз Ф. Количественно-минералогический анализ шлифов под микроскопом.Изд-во иностранной литературы. М., 1963.

100.Чураев Н.В. Исследование свойств тонких слоев жидкостей. В со. "Связанная вода в дисперсных системах", вып.3,изд.МГУ.М.,1974.

101.Шамов Г.И. Речные наносы (режим,расчеты и методы измерений). Гидрометеоиздат.Ленинград.,1969

102.Шванов В.Н. Песчаные породы и методы их изучения. Недра,1969.

103.Шейдегер А.Э. Физика течения жидкости через пористые среды.Гостоптехиздат,1960.

104.Шеронина В.И. О методике массового определения карбонатности осадочных пород.Тр.ин-та геол.наук АНССР вып.1,Минск,1958.

105.Яньшина Н.А. Оценка минералогической плотности известняков Зап.Узбекистана.Тр.ВНИГНИ,вып.156.М.1974.

106.Ярджанов А.А.Коллекторы нефти и газа восточной Туркмении. М.Недра,1970 (труды Туркменского филиала ВНИИ,вып.12) 160 с.

107. A m m o t E. Obervation relating to the wettability of porous rock. Trans.AIME, vol.216,1959,p.159.

108. A P J. Recomended Practice for Core Analysis Procedure.APJ.Rp 40,August 1960.

109. A t k i n s o n B., J o n s t o n D. Core Analysis of Fractured Dolomite in the Permian Basin. Trans. AIME, vol.179, 1949.p.128.

110. B a n a m R.S., K o e p f E.M. Whole Core Analysis Methods and Interpretation of Data from Carbonate Reservoirs. Jour.of Petroleum Technol.November,1959,p.11-15.

111. E h r l i c h R. and W e i n b e r s B. An exast method for characterization of grain Shape. Journ. of Sedimentary Petrology, vol.40,N 1,1970.

112. E t i e n n e J. et le F o u r n i e r J. Application des resines canthetiques coloress pour l'etude des proprietes-reservoir des roches on lames minces. IFP, vol.XXII, N 4, 1967.

113. J e n k i n s R.E., A u f r i c h t W.R. The interpretation and application of whole-core analysis data on carbonate reservoir.SPEJ of AIME Paper N 859-g Preprinta 1957.

114. G r e e n m a n N. The mechanical analysis of sediments from thin section data.Journ.of Geology, vol.59, N 3.1951.

115. H a s s l e r G.L. and B r u n n e r E. Measurement of Capillary Pressure in small Core Samples. Trans. AIME, vol.160,1945, p.114-123.

116. H o f f m a n R.H. A Technique for the Determination of Capillary Pressure Curves using a Constantly accelerated Centrifuge. Trans.AIMMPE N 228,1963.

117. Le F u r n i e r M.J. Method d'etude en plaques minces des phenomena capillaires dans poreux.Bull.de l'Association Francais des techniciens du Petrole N 175, 1966.

118. К е е л а н D.K. A critical Review of Core Analysis Techniques.The Journal of Canadian Petroleum Technology.April. June,1972.Mentreal,p.42-55.

119. К е л т о н F.C. Analysis of Fractured Limestone cores. Trans.AIME, vol.189, 1949.p.225.

120. К р у м б е и н W.C. Thin-section mechanikal analysis of indurated sediments.The Journal of Geology, vol.XIII, N 5,1935.

121. М а р ш а л л A. Relation between permeability and size distribution of pores. Journ.Soil.Sci, N 1,vol.9, 1958.

122. М е с с е р E.S. Interstitial Water Determination by an Evaporation Method.Petrol.Trans.AIME, vol.192, 1951,p.269-274.

123. Q u a n t i t a t i v e Microscopy.Edited by k.de Hoffman and F.H.Rpines. Mc Gram.Hill Book Co 1968.

124. Р о д е в а л д H., М и т ш е р л и х A. Die Bestimming der Hagros-Kopizitat.Versucht Bd. S 913, 1904.

125. Р о с е W., Б р у с е W.A., Evaluation of capillary Character in Petroleum Reservoir rock. Journal of Petroleum Technol.,vol.I, N 5,May 1945,p.127-142.

126. С л о б о д R.L., Ч а м б е р е A et П р е х н W.L. Use of centrifuge for determining water residual oil and capillary curves of small core samples. Trans.AIME, vol.192, 1951, p.127-195.

127. С т е р е о л о г у Proceedings of the Second Inter.Congress, 1967.

128. С т е в а р т Ch.B., С п у р л о к J.W. How to Analysis Large Core Samples. Oil and Gas J.,vol,51, sep.15, 1952, p.89.

О Г Л А В Л Е Н И Е

стр.

Введение 3

Глава I. ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ИССЛЕДОВАНИЙ ОБРАЗЦОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

§ I. Цели и задачи исследований 5
§ 2. Принципиальная схема исследования свойств пород-коллекторов 6
§ 3. Отбор образцов для исследования 8
§ 4. Измеряемые величины, частота исследования. I2
§ 5. Особенности исследования керна пород-коллекторов сложного строения. Принципиальная схема детального исследования кернового материала I3

Глава П. ГЕРМЕТИЗАЦИЯ КЕРНА. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ОБРАЗЦОВ

§ I. Общие сведения 30
§ 2. Отбор и герметизация керна 34
§ 3. Документация 36
§ 4. Осмотр керна в лаборатории. Составление плана исследования 40
§ 5. Макроскопическое описание керна в лаборатории 4I
§ 6. Изготовление образцов 45

Глава Ш. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ И НЕФТИ В ОБРАЗЦАХ. ЭКСТРАГИРОВАНИЕ

§ I. Цели и задачи анализа 57
§ 2. Определение остаточного содержания воды и нефти экстракционно-дистилляционным способом 58
§ 3. Экстрагирование 72
§ 4. Определение нефтенасыщенности способом сушки 79

§ 5. Отмывка образцов от солей 84

Глава IУ.ИЗМЕРЕНИЕ ПОРИСТОСТИ 87

§ I. Измерение открытой пористости способом насыщения 89
§ 2. Измерение пористости газоволюмометрическим способом I08
§ 3. Измерение абсолютной /полной/ и закрытой пористости III

Глава У. ИЗМЕРЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ И МИНЕРАЛОГИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ II3

§ I. Измерение объемной плотности II3
§ 2. Измерение минералогической плотности II6
§ 3. Вычисление объемной и кажущейся минералогической плотности из результатов взвешивания при определении пористости I23

Глава УI.ИЗМЕРЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ

§ I. Общие сведения I25
§ 2. Методы определения остаточной водонасыщенности I26
§ 3. Капиллориметрический метод I27
§ 4. Метод центрифугирования I38
§ 5. Метод сушки I42
§ 6. Способ капиллярной вытяжки I5I

Глава УП.ИЗМЕРЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

§ I. Общие сведения I53
§ 2. Задачи измерения, требования к аппаратуре I57
§ 3. Методика измерения проницаемости при нестационарной фильтрации с помощью проницаемостемера с пьезометром I74
§ 4. Измерение проницаемости при различных средних давлениях в образце I78
§ 5. Измерение проницаемости в широком диапазоне скоростей фильтрации I85

§ 6. Методические рекомендации по измерению проницаемости 188
§ 7. Ошибки измерения, воспроизводимость результатов 189

Глава УШ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНОСТИ

§ I. Общие сведения 195
§ 2. Объемный метод. Аппаратура и методика 196
§ 3. Термогазометрический метод 200
§ 4. Манометрический метод 203

Глава IX. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

§ I. Основные сведения 208
§ 2. Отбор материала для гранулометрического анализа 210
§ 3. Экстрагирование 210
§ 4. Вес образца для гранулометрического анализа 211
§ 5. Подготовка образца к гранулометрическому анализу 210
§ 6. Методика анализа 212
§ 7. Допустимые погрешности анализа 215
§ 8. Пипеточный метод 217
§ 9. Дополнительные сведения 221
§10. Представление результатов гранулометрического анализа 222

Глава X. ИССЛЕДОВАНИЕ МИКРОСТРУКТУРЫ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРА В ШЛИФЕ

§ I. Цели и задачи 224
§ 2. Микроскопическое описание пород-коллекторов 226
§ 3. Насыщение пород окрашенной затвердевающей смолой для приготовления прозрачных шлифов 229
§ 4. Аппаратура для анализа микроструктур 237
§ 5. Виды сканирования 238
§ 6. Измерение размеров зерен 239
§ 7. Измерение длины случайной хорды агрегатов цемента 245

§ 8. Измерение координационных чисел 247
§ 9. Оценка удельной поверхности 248
§10. Оценка проницаемости гранулярной породы 248
§11. Пересчет результатов измерений в шлифе на пространство 251
§12. Особые случаи исследования шлифа 253

Глава XI.ИЗМЕРЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

§ 1. Основные сведения.Цели измерения 256
§ 2. Измерение удельного сопротивления воды 268
§ 3. Подготовка образцов к измерению 268
§ 4. Схема измерения,аппаратура,методика 269

Глава XII.ИЗМЕРЕНИЕ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГИХ ВОЛН

§ 1. Общие сведения 286
§ 2. Подготовка образцов к измерению 288
§ 3. Аппаратура и методика 288

Глава XIII.ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

§ 1. Общие сведения.Цели исследования 297
§ 2. Аппаратура 302
§ 3. Методика исследования водонасыщенных пород 313
§ 4. Методика исследований нефтенасыщенных пород 330

Глава XIV.ОРГАНИЗАЦИЯ ЛАБОРАТОРИИ

§ 1. Оборудование лаборатории 332
§ 2. Штаты лаборатории 339
§ 3. Помещения 339
§ 4. Требования к безопасности 342
§ 5. Организация лабораторного контроля 342
§ 6. Учет кернового материала,запись результатов анализов и хранение образцов 346

Литература 380

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА ФИЗИЧЕСКИМИ И ПЕТРОГРАФИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Л-42204 Подписано к печати 28.04.1978.
Формат издания 60x90/16 Объем 20 уч.-изд.л.
Тираж 350 экз. Заказ №136
Цена 1 руб.40 коп.
Отпечатано на ротапринте
Картолитография ВНИГНИ

gost.e-ecolog.ru