МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)

Н. В. Воронина, В. В. Чупров

Лабораторный практикум по дисциплине «Физика пласта»

Учебное пособие

Ухта
УГТУ
2017

УДК 622.276.031(075.8)
ББК 33.244 я7
В 75

Воронина, Н. В.

В 75 Лабораторный практикум по дисциплине «Физика пласта» [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Воронина, В. В. Чупров. – Ухта : УГТУ, 2017. – 84 с.

ISBN 978-5-88179-1011-7

Учебное пособие предназначено для выполнения лабораторных работ по дисциплине «Физика пласта» студентами–бакалаврами по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело по профилям подготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин»; «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»; «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ»; «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»; «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»; «Эксплуатация и обслуживание объектов нефтегазового комплекса арктического шельфа».

Учебное пособие содержит методические указания к изучению дисциплины, указания по выполнению лабораторных работ, контрольные вопросы, тесты, задачи.

УДК 622.276.031(075.8)
ББК 33.244 я7

Учебное пособие рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом Ухтинского государственного технического университета.

Рецензенты: Т. И. Богданович, начальник лаборатории филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, к.т.н.; И. Л. Олейник, и. о. начальника отдела геолого-экономической оценки запасов ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермьНИПИнефть, г. Пермь, инженер II категории.

© Ухтинский государственный технический университет, 2017
© Воронина Н. В., Чупров В. В. 2017

ISBN 978-5-88179-1011-7

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Физика пласта» изучается студентами (бакалаврами) одной из первых в цикле специальных дисциплин, предусмотренных учебными планами по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело.

В рамках дисциплины излагаются материалы о физических и физико-химических свойствах горных пород, нефти, воды и газа в пластовых условиях и закономерности их изменения в процессе эксплуатации залежей нефти и газа. Все эти сведения о пласте, пластовых флюидах широко используются при составлении проектов разработки залежей и их реализации, а также при проведении технологических операций в процессе эксплуатации месторождения. В соответствии с этим, при изучении ряда профилирующих специальных дисциплин («Подземная гидромеханика», «Скважинная добыча нефти» и др.) широко используются сведения о физических свойствах горных пород, пластовых жидкостей и газов.

Дисциплина «Физика пласта» состоит из следующих разделов:

Раздел 1. Физические свойства коллекторов нефти и газа.

Раздел 2. Физико-химические свойства и параметры пластовых флюидов.

Целями освоения дисциплины «Физика пласта» являются: получение знаний студентами о структуре и свойствах нефтесодержащих пород, физико-химических свойствах насыщающих пласт флюидах, о методах и способах их изучения и использования в нефтегазодобывающей промышленности.

В результате освоения дисциплины студент должен:

Знать:

– основные свойства и параметры, характеризующие нефтесодержащие породы и пластовые флюиды;

– принципы классификации пород, нефтей, газов и пластовых вод по их составу и физическим свойствам;

– закономерности изменения свойств пластовых флюидов и нефтесодержащих пород при различных термобарических условиях.

Уметь рассчитывать и экспериментально определять свойства и параметры нефтесодержащих пород, пластовых флюидов и использовать их в различных расчётах при составлении проектов разработки залежей и их осуществлении.

Владеть методами изучения физико-химических, механических и коллекторских свойств горных пород, физико-химических свойств флюидов.

1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

1.1 Пластовое давление и температура. Гранулометрический состав нефтегазосодержащих пород

Пластовое давление – это давление, при котором пластовые флюиды содержаться в пласте. Оно является ключевым параметром пласта. При разработке пластовое давление в залежи уменьшается. Это вызывает изменение физических свойств горных пород и пластовых флюидов, что отрицательно влияет на эксплуатацию залежи. При изучении этого вопроса необходимо выяснить какие имеются способы контроля и измерения (определения) пластового давления и что называется приведённым пластовым давлением.

Другим важным показателем пласта, оказывающим влияние на физические свойства горных пород и особенно насыщающих пласт флюидов, является пластовая температура. Снижение пластовой температуры приводит к таким негативным явлениям, как увеличение вязкости нефти, выпадение кристаллов парафина, неорганических солей и др. Следовательно, важно уяснить, какие существуют методы контроля и измерения пластовой температуры.

Гранулометрический состав породы – это распределение частиц породы по их размерам. Он тесно связан с удельной поверхностью породы, пористостью, проницаемостью. При его изучении необходимо обратить внимание на результаты анализа гранулометрического состава пород. Наиболее часто в промысловой практике используется кривая «суммарного гранулометрического состава пород», в частности, при выборе размера щелей (отверстий) забойных фильтров в скважинах, эксплуатирующих рыхлые пласты, для определения эффективного диаметра частиц, слагающих породу, для определения степени неоднородности зёрен и т. д. Для этого обычно используются характерные точки кривой суммарного гранулометрического состава. Гранулометрический состав пород изображается также в виде кривой распределения зёрен породы по размерам. Она наглядно показывает относительное содержание в породе частиц различного размера.

1.2 Пористость нефтесодержащих пород

При изучении пористости необходимо учесть, что поровое пространство коллекторов представляет собой огромное скопление сложнейших по геометрии пор с большим диапазоном изменения их сечения и формы. Это обуславливает сложное распределение нефти, воды и газа в поровом пространстве пород. Структура порового пространства оказывает влияние на закономерности движения жидкостей и газов в пористой среде. Поэтому при изучении этого свойства необходимо обратить

внимание на размеры пор в различных коллекторах, распределение пор по размерам, их строение и структуру.

Следует обратить внимание и на существование различных понятий пористости (полная, открытая, динамическая и статическая полезная ёмкость коллектора). Динамическая полезная ёмкость коллектора представляет собой понятие, связанное с пластовыми свойствами и условиями фильтрации жидкостей и газов в коллекторе.

1.3 Проницаемость нефтегазосодержащих пород

Проницаемость является одним из важных характеристик горной породы, так как характеризует фильтрационные свойства горных пород.

С учётом условий фильтрации жидкостей и газов в пласте вводятся понятия абсолютной, фазовой и относительной проницаемости горных пород. Для оценки коэффициентов проницаемостей обычно пользуются линейным законом Дарси. Следует обратить внимание на характер записи закона Дарси для случая фильтрации жидкостей и газов. Необходимо обратить внимание также на то, что согласно закону Дарси абсолютная проницаемость пород не зависит ни от перепада давления, ни от вязкости жидкости. Проницаемость является характеристикой лишь самой породы и определяется сечением и геометрией строения каналов, по которым фильтруются жидкости и газы. В то же время фазовая проницаемость горных пород зависит от многих факторов и всегда меньше абсолютной проницаемости.

При подготовке целесообразно, используя закон Дарси, вывести размерность проницаемости и уяснить её смысл. Необходимо также тщательно изучить многочисленные факторы, определяющие величину коэффициента проницаемости горных пород в реальных условиях их залегания в пласте, и причины, вызывающие отклонения процесса фильтрации от закона Дарси.

Для определения проницаемости пород в лабораториях существует чрезвычайно большое разнообразие приборов. При этом необходимо учесть, что принципиальная схема устройства этих приборов одинакова. Все они содержат одни и те же части, лишь по-разному конструктивно оформлены в различных установках в зависимости от условий работы прибора.

1.4 Удельная поверхность нефтегазосодержащих пород

Поверхностные явления, происходящие на границах контакта жидкостей и газов с пористой средой, имеют огромное значение при вытеснении нефти и определяют в значительной степени величину нефтеотдачи. По этой причине

интерес к этому свойству породы велик. Величина удельной поверхности используется для установления связи между различными параметрами породы.

Величина удельной поверхности определяет остаточную водонасыщенность, объём нефти, удерживаемой породой в поровом пространстве, и ряд других показателей вытеснения нефти из продуктивных пластов. По величине удельной поверхности выбирают концентрацию ПАВ в полных растворах, закачиваемых в пласт для увеличения нефтеотдачи пластов.

Существует достаточно много методов определения удельной поверхности горных пород. Наиболее широкое применение получил метод ртутной порометрии и метод красителей.

1.5 Напряжённое состояние пород в продуктивном пласте. Механические свойства горных пород

На практике часто используются механические свойства пород. Из многих характеристик наибольшее приложение на практике находит объёмная упругость горных пород. При её изучении необходимо твёрдо усвоить характер зависимости между напряжением и деформацией, причины и механизм изменения объёма пор при изменении пластового давления, методы оценки объёмной упругости пор, пористой среды и твёрдого скелета породы, величины коэффициента объёмной упругости для различных пористых сред и характер её изменения в зависимости от условий залегания, типа породы и т. д. При изучении этого раздела следует обратить внимание на приложение сведений об упругих свойствах пород на практике. В частности, они необходимы при обработке результатов гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах (определение коэффициента пьезопроводности и упругоёмкости пород), оценке упругих запасов нефти в пласте и т. д.

Объёмной упругостью обладают также и пластовые жидкости. Поэтому при изучении упругих свойств пород целесообразно одновременно рассматривать также разделы, касающиеся сжимаемости пластовых жидкостей.

1.6 Тепловые (термические) свойства горных пород

Сведения о тепловых свойствах горных пород используются на практике при тепловом воздействии на пласт, на призабойную зону скважин, при обработке результатов термических исследований скважин.

При изучении этого свойства следует усвоить сущность и взаимосвязь коэффициентов, характеризующих термические свойства пород, факторы,

определяющие величину и пределы изменения этих коэффициентов в реальных условиях залегания для различных горных пород. При этом необходимо учитывать влияние насыщающих породу жидкостей и газов на её тепловые свойства.

1.7 Карбонатность горных пород

Под карбонатностью горных пород понимается содержание в них солей угольной кислоты: известняка, доломита, сидерита, поташа и др. Сведения о карбонатности пород необходимы на практике для выбора метода воздействия на призабойную зону скважин или на пласт с целью увеличения их дебита.

При изучении этого свойства пород следует обратить внимание на то, что различные методы определения карбонатности имеют единую принципиальную основу – химическое разложение солей угольной кислоты и отличаются способом оценки количества выделившейся двуокиси углерода при реакции. Кроме того, необходимо иметь в виду, что существующие методы позволяют определить суммарное содержание карбонатов в породе.

2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Состав нефти сложен и разнообразен. Он может заметно изменяться даже в пределах одной залежи.

Пластовая нефть состоит из различных углеводородных соединений: углеводородов парафинового ряда, нафтеновых и ароматических углеводородов. Кроме того, иногда в значительных количествах, в её составе содержатся кислород, азот и серосодержащие соединения: нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены, кетоны и др.

Необходимо подчеркнуть, что для углеводородов метанового (парафинового) ряда, если число атомов углерода в молекуле не более четырёх, то при атмосферном давлении они газообразные вещества. При 5–16 атомах углерода – жидкости, а свыше – твёрдые вещества – парафины, церезины.

Следует обратить внимание на то, что физические свойства пластовых нефтей, кроме давления, температуры, количества и состава растворённого газа сильно зависят от содержания асфальтенов и смол. Асфальтены склонны к ассоциации и формированию мицелл, что увеличивает вязкость нефти, ведёт к проявлению аномалий вязкости.

Физические свойства нефтей в пластовых условиях в значительной степени отличаются от их свойств на поверхности. Наиболее достоверные данные о свойствах нефтей и вод в условиях их залегания в пласте изучают анализом проб, поднятых с забоя скважин. Для этой цели существует специальная аппаратура высокого давления (УИПН-2М, АСМ-300, АСМ-600 и др.), позволяющая отобрать пробы и определить их свойства в пластовых условиях (вязкость, плотность, газосодержание, давление насыщения нефти газом, объёмный коэффициент, коэффициент сжимаемости и т. д.). При изучении теоретической части курса желательно ознакомиться с принципами устройства аппаратуры, применяемой для отбора и анализа проб нефтей в пластовых условиях. Это сокращает время, затрачиваемое на лабораторные работы, и повышает их эффективность.

2.1 Растворимость газов в нефти. Закон Генри. Коэффициент растворимости газа в нефти

В пластовой нефти содержатся растворённые газы. Количественное их содержание характеризуется газосодержанием (газонасыщенностью). Растворимость газов при небольших давлениях (до 5 МПа) и температурах подчиняется линейному закону Генри. Однако закон Генри не соблюдается при растворении

в нефти большинства углеводородных газов. Из этого следует, что коэффициент растворимости не является для многих газов постоянной величиной и зависит от давления, температуры, природы газа и состава нефти.

Все свойства нефти в значительной степени зависят от количества и состава растворённого газа. Здесь следует обратить внимание на роль азота и влияние его на свойства нефти. Особенности его влияния на свойства нефти во многих случаях объясняются высокой упругостью насыщенных паров этого газа и малой растворимостью его в нефти.

Асфальтены и смолы влияют на растворимость газов в нефти. При высоком их содержании коэффициенты растворимости газов уменьшаются. Это обуславливает небольшой объёмный коэффициент и усадку нефти.

2.2 Состав и физические свойства пластовых вод

Пластовая вода не только постоянный спутник нефти и газа, она на подавляющем большинстве месторождений с водонапорным режимом используется для их вытеснения. Поэтому свойства пластовых вод представляют большой интерес при составлении проекта разработки залежей и в добыче нефти.

На практике приходится сталкиваться со следующими свойствами пластовых вод: плотность, тепловое расширение воды, сжимаемость, объёмный коэффициент, растворимость углеводородных газов в воде, вязкость в пластовых условиях. Иначе говоря, здесь рассматриваются те же самые свойства, которые интересуют нас у нефти. Поэтому целесообразно их изучать в сравнении, анализируя совместно характер зависимости тех или иных свойств воды и нефти от пластовых факторов. Как и следует ожидать, некоторые из упомянутых физических свойств пластовой воды (объёмный коэффициент, упругие свойства, газосодержание) в значительной мере отличаются по величине от свойств нефти из-за слабой растворимости газов в воде и меньшей её сжимаемости. Значительное влияние на свойства воды оказывает её минерализация, величина которой достигает до 300 кг и более солей в 1 $м^3$ воды.

2.3 Состав и физические свойства природных газов

Природный газ добывается из газовых, газоконденсатных месторождений и попутно с нефтью из нефтяных месторождений.

Следует обратить внимание на то, что состав газа из газовых месторождений отличается от состава попутного нефтяного газа. Газ из газовых месторождений в основном состоит из метана. Объёмное содержание остальных компонентов в

составе такого газа, как правило, не превышает нескольких процентов. В составе же попутного нефтяного газа присутствует иногда в значительных количествах неуглеводородные соединения: азот, сероводород, двуокись углерода, редкие газы и др.

Свойства реальных газов в значительной степени отличаются от свойств идеальных газов. Поэтому для расчёта состояния реальных газов обычно пользуются обобщённым газовым законом в виде уравнения Клайперона–Менделеева, в которое вводится коэффициент сжимаемости. Этот коэффициент учитывает отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения идеальных газов.

Коэффициент сжимаемости обычно определяют по экспериментальным графикам, причём часто с достаточной для практики точностью этот коэффициент определяется для углеводородных газов различного состава по одним и тем же кривым. Это возможно в связи с тем, что графики изменения коэффициента сжимаемости от давления и температуры строятся от приведённых параметров. Различные же газы, имеющие одинаковые приведённые температуру и давление, находятся в «соответствующих состояниях». По принципу соответственных состояний термодинамические свойства веществ, в том числе и коэффициенты сжимаемости различных газов, имеющие равные приведённые параметры, приблизительно одинаковы.

Далее необходимо обратить внимание на сложный характер изменения вязкости газов от давления и температуры. При некоторых условиях вязкость газа может повышаться с ростом температуры, а давление оказывает незначительное влияние на её величину. При низких давлениях реальный газ напоминает по свойствам идеальный газ.

Необходимо твёрдо знать о содержании в составе некоторых газов сероводорода, представляющего собой ядовитое вещество, опасное для здоровья людей. Сероводород и некоторые компоненты нефтяных газов тяжелее воздуха и способны накапливаться в низинах рельефа, колодцах и закрытых помещениях.

3. ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

3.1 Лабораторная работа «Экстрагирование нефтенасыщенных образцов горных пород»

Для определения фильтрационных свойств горных пород (пористости, проницаемости, карбонатности и др.) необходимо иметь образец, освобождённый от нефти и воды. Удаление этих веществ из пор породы осуществляется экстрагированием его на аппарате Сокслета.

Описание и работа прибора

Прибор Сокслета (Рисунок 1.1) состоит из плоскодонной стеклянной колбы (*1*), сосуда экстрактора (*2*) и шарикового холодильника (*4*). Все части прибора должны быть хорошо пришлифованы друг к другу. Нижний отвод холодильника присоединяется к водопроводу, верхний отвод холодильника – на слив. При нагревании колбы пары растворителя поднимаются по трубке (*5*) в верхнюю часть экстрактора и в холодильник (*4*), где происходит их конденсация.

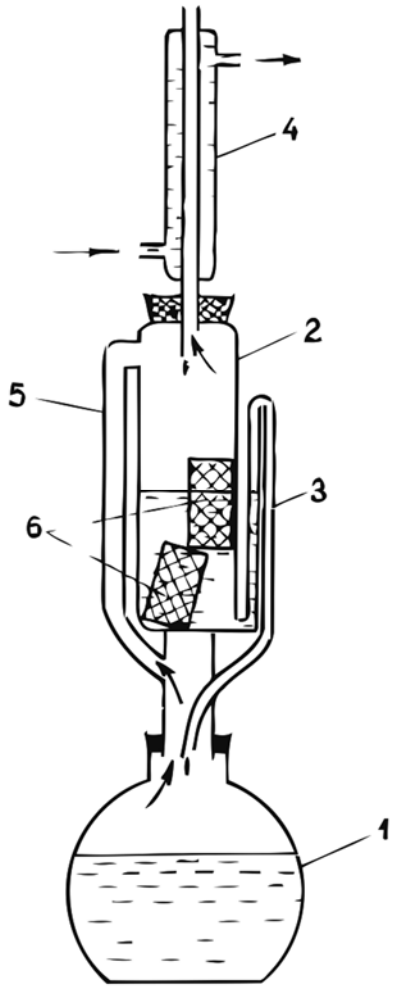

Рисунок 1.1 – Прибор Сокслета

Конденсат стекает в экстрактор и растворяет нефть в образце (*6*). При накоплении конденсат спускается по сифонной трубке (*3*) из экстрактора в колбу.

Нагревание колбы должно проводиться на закрытой плитке в вытяжном шкафу.

Выполнение работы

1. Очищенные от пыли образцы породы взвешивают в патроне из фильтрованной бумаги и помещают в экстрактор.

2. Примерно на две третьих объёма колба заполняется растворителем, прибор собирают, включают воду и начинают нагревать.

3. В качестве растворителя применяется толуол, четырёххлорный углерод CCl_4 (плотность 1632 кг/м^3, $t_{кип}$ = 80 °С), спиртобензольная смесь и другие.

4. Экстрагирование считается законченным, когда конденсат, сливающийся в колбу, станет совершенно прозрачным.

5. Экстрагирование длится от 12 до 24 часов, а для плотных мелкозернистых пород ещё больше. По окончанию экстрагирования прибору дают остыть, а затем его разбирают, и образцы высушиваются в сушильном шкафу до постоянного веса при температуре 102–105 °С в течение 40 минут.

6. Если вес образца до экстрагирования составлял P_1, а после экстрагирования – P_2, то содержание в нём жидкости (воды, нефти) ($P_{ж}$) равно:

$$P_{ж} = P_1 - P_2, \qquad (1.1)$$

или в процентах к первоначальной массе образца:

$$P_{ж} = \frac{P_1 - P_2}{P_1} \cdot 100\ \%. \qquad (1.2)$$

3.2 Лабораторная работа «Гранулометрический состав породы»

Под гранулометрическим (механическим) составом породы понимают количественное содержание в ней частиц различной величины в процентах по весу. Гранулометрический состав относится к основной характеристике породы.

Наиболее распространёнными методами определения механического состава пород являются ситовой и седиментационный.

Ситовой метод, при котором разделение породы на фракции производиться на ситах, очень прост, но область его применения ограничивается минимальными размерами сит и слипанием частиц очень малых размеров. Наименьший размер ячеек сит равен 0,053 мм. Более мелкие илистые и глинистые частицы, играющие

важную роль в свойствах породы, определяются методами седиментации (осаждения). При ситовом анализе получают – механическую крупность, т. е. абсолютные размеры зёрен, а при седиментации – «гидравлическую крупность», характеризующуюся скоростью падения частиц в воде.

По механическому составу породы можно судить о геологических и палеогеографических условиях отложения пород залежи. От гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его разработки в виде плёнок, покрывающих поверхность зёрен, и в виде капиллярно удержанной нефти.

Гранулометрический анализ песков используется в нефтепромысловой практике. Например, на основе механического анализа в процессе эксплуатации нефтяных месторождений для предотвращения поступления песка в скважину подбирают фильтры, устанавливаемые на забое.

В лабораторных условиях обычно пользуются набором штампованных проволочных или шёлковых сит. Штампованные сита имеют отверстия 10; 7; 5; 3; 2; 1; 0,5; 0,25 мм.

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

$$V = \frac{g \cdot d^2}{18 \cdot \nu}\left(\frac{\rho_n}{\rho_ж} - 1\right), \qquad (2.1)$$

где g – ускорение свободного падения;

d – диаметр частиц;

ν – кинематическая вязкость;

$\rho_ж$ – плотность жидкости;

ρ_n – плотность частиц породы.

Существует много методов седиментационного анализа: способы отмучивания током воды и путём слива жидкости (метод Сабанина), а также метод взвешивания осадка при помощи весов Фигуровского.

3.3 Лабораторная работа «Определение пористости»

По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относятся пустоты между зёрнами, промежутки между плоскостями, наслоениями и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. К вторичным относятся поры, образующиеся в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин и т. д.

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

По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на группы:

1) сверхкапиллярные – более 0,5 мм;
2) капиллярные – от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм);
3) субкапиллярные – менее 0,0002 мм.

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

Породы, поры которых представлены субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы).

Хорошие коллекторы нефти – те породы, поры которых представлены капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными порами. Из этого следует, что при существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении.

Между твёрдыми частицами, слагающими горные породы, в результате неполного прилегания из поверхностей друг к другу образуются промежутки различной величины – поры различной пористости:

1) полная (m_n);
2) открытая (m_0);
3) эффективная ($m_{эф}$);
4) динамическая ($m_д$).

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пор, не заполненных твёрдым веществом, – это *полная пористость*. Она включает в себя абсолютно все поры горной породы (открытые и закрытые), независимо от их формы и взаимного расположения.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ

Полная пористость породы характеризуется коэффициентом полной пористости (m_n). Под *коэффициентом полной пористости* понимается отношение суммарного объёма всех пор (V_n) к объёму породы (V_0), т. е.

$$m_n = \frac{V_n}{V_0}. \qquad (3.1)$$

Данные о коэффициенте полной пористости необходимо знать:

1) для характеристики нефтяных залежей;
2) для оценки абсолютных запасов нефти и газа;
3) для сравнения различных пластов одного и того же пласта.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛНОЙ ПОРИСТОСТИ

Определение полной пористости проводится прибором порозиметром.

Описание прибора: (Рисунок 3.1) Порозиметр представляет собой стеклянный сосуд с расширениями в верхней и нижней части. Одно из них представляет собой стаканчик (*1*), закрываемый пришлифованной крышечкой и соединяемый с ёмкостью (*2*) градуированной трубкой.

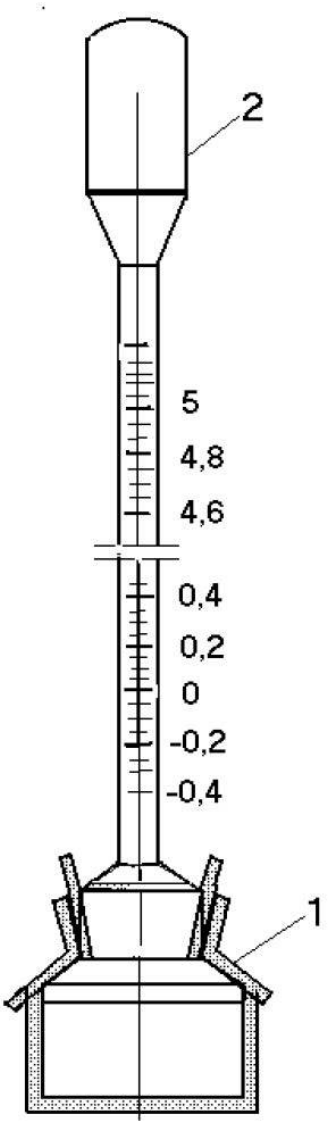

Рисунок 3.1 – Порозиметр

Выполнение работы

1. Проэкстрагированный и высушенный до постоянного веса при температуре 102–105 °С образец делят на две части. Первый кусок (объёмом 3–5 см^3) взвешивают с точностью до 0,001 г и насыщают керосином под вакуумом в течение 15–20 мин.

2. Затем в порозиметр наливают керосин, плотно закрывают стаканчик крышкой, переворачивают стаканчиком вниз и в этом положении берут отсчёт уровня керосина по шкале.

3. Насыщенный под вакуумом и слегка осушённый кусочек образца помещают в порозиметр, предварительно перевернув его стаканчиком вверх, закрывают крышкой, вновь переворачивают стаканчиком вниз и берут новый отсчёт объёма керосина по шкале.

4. Найдя объём (V) образца и зная его вес (P) до насыщения, определяют объёмный вес по формуле

$$G = \frac{P}{V}. \qquad (3.2)$$

5. Второй кусочек (весом 7–10 г) раздробляют в фарфоровой ступке и взвешивают с точностью до 0,001 г. Объём зёрен измеряют так же, как и в первом случае. Удельный вес (объём) зёрен (d) породы определяют по формуле

$$d = \frac{P'}{V'}, \qquad (3.3)$$

где P' – вес зёрен образца;

V' – объём зёрен образца.

6. По полученным данным вычисляют коэффициент полной пористости по формуле

$$m = \left(1 - \frac{G}{d}\right) \cdot 100. \qquad (3.4)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ

Открытые поры – это поры, которые сообщаются между собой. Под коэффициентом открытой пористости понимается отношение суммарного объёма открытых пор к объёму образца породы:

$$m_0 = \frac{V_{отк}}{V_0}. \qquad (3.5)$$

Открытую пористость чаще всего определяют методом Преображенского, путём заполнения пустот очищенным керосином и взвешивания предварительно экстрагированного и высушенного образца в воздухе и керосине.

Выполнение работы

1. Экстрагированный и высушенный образец обвязывают тонкой проволокой ($d = 1$мм) длиной 15–20 см с петлёй на конце.

2. Образец взвешивают (P), помещают в стакан с керосином и насыщают под вакуумом до прекращения выделения пузырьков воздуха (в течение 30–45 мин.). Насыщенный образец вынимают и освобождают от избытка керосина перекладыванием на стекле. Затем насыщенный керосином образец взвешивают в воздухе (P_k).

3. Разность весов насыщенного и сухого образца, делённая на удельный вес керосина (γ_k), даёт объём пор (V_n):

$$V_n = \frac{P_k - P}{\gamma_k}. \qquad (3.6)$$

4. После этого насыщенный образец прикрепляют петлёй к крючку серёжки аналитических весов и взвешивают погруженным в сосуд с керосином (поставленный на специальную подставку) на чашке весов ($P_{k.k}$).

5. Разность весов насыщенного образца в воздухе (P_k) и в керосине ($P_{k.k}$), делённая на удельный вес керосина, даёт его объём (V_0):

$$V_0 = \frac{P_k - P_{k.k}}{\gamma_k}. \qquad (3.7)$$

6. Отклонение объёма пор к объёму образца определяет коэффициент пористости насыщения, при этом удельный вес керосина сокращается, следовательно, для получения значения открытой пористости (m_0) определять его нет надобности:

$$m_o, \% = \frac{\dfrac{P_k - P}{\gamma_k}}{\dfrac{P_k - P_{k.k}}{\gamma_k}} = \frac{P_k - P}{P_k - P_{k.k}} \cdot 100\,. \qquad (3.8)$$

7. Результаты заносятся по форме (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Исходные данные

№№ пп	Величины	Обозначения	Числовые значения
	Вес сухого образца, г		
	Вес образца, насыщенного керосином в воздухе, г		
	Вес образца, насыщенного керосином в керосине, г		
	Коэффициент открытой пористости, %		

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ ПОРИСТОСТИ

Наряду с понятием полной и открытой пористости в нефтяной практике существует понятие эффективной пористости.

Под *эффективной пористостью* нефтенасыщенных и газонасыщенных пород понимается объём пробочных пор, через которые возможно движение жидкостей и газов при градиентах давления, соответствующих природным условиям.

Коэффициентом эффективной пористости ($m_{эф}$) называется отношение эффективного объёма пор ($V_э$) породы к её объёму:

$$m_{эф} = \frac{V_э}{V_o}. \qquad (3.9)$$

Если в породах имеются 2 или 3–фазные системы, для их характеристики применяется понятие – *динамическая пористость*, которая отождествляется с движущимся в них объёмом газов или жидкостей.

Динамическая пористость всегда меньше эффективной, т. к. из неё исключается некоторая часть эффективного объёма пор, вследствие неподвижности в ней газов и жидкостей из-за проявления поверхностно-молекулярных сил.

Динамическая пористость, в отличие от полной, открытой и эффективной, характеризует не только породу, но и зависит от свойств газов и жидкостей.

Под *коэффициентом динамической пористости* понимается отношение объёма ($V_д$) движущейся в породе жидкости к объёму (V_o) породы:

$$m_д = \frac{V_д}{V_o}. \qquad (3.10)$$

Определение динамической пористости представляет интерес в том отношении, что её величина может характеризовать извлекаемые запасы нефти при вытеснении её водой.

3.4 Лабораторная работа «Определение карбонатности пород»

Под карбонатностью пород понимается содержание в них солей угольной кислоты: известняка ($CaCO_3$), доломита ($CaCO_3MgCO_3$), соды (Na_2CO_3), поташа (K_2CO_3), сидерита ($FeCO_3$) и др.

При определении карбонатности подсчёты относят к $CaCO_3$, потому что углекислый кальций наиболее распространён в породах и составляет основную часть перечисленных карбонатов.

Породы продуктивных пластов, содержащие значительное количество карбонатов, могут быть с успехом подвергнуты обработке соляной кислотой с целью увеличения проницаемости призабойной зоны скважины и интенсификации добычи нефти.

В лабораторных условиях определение карбонатности производится объёмным методом на аппарате АК-4 (Рисунок 4.1).

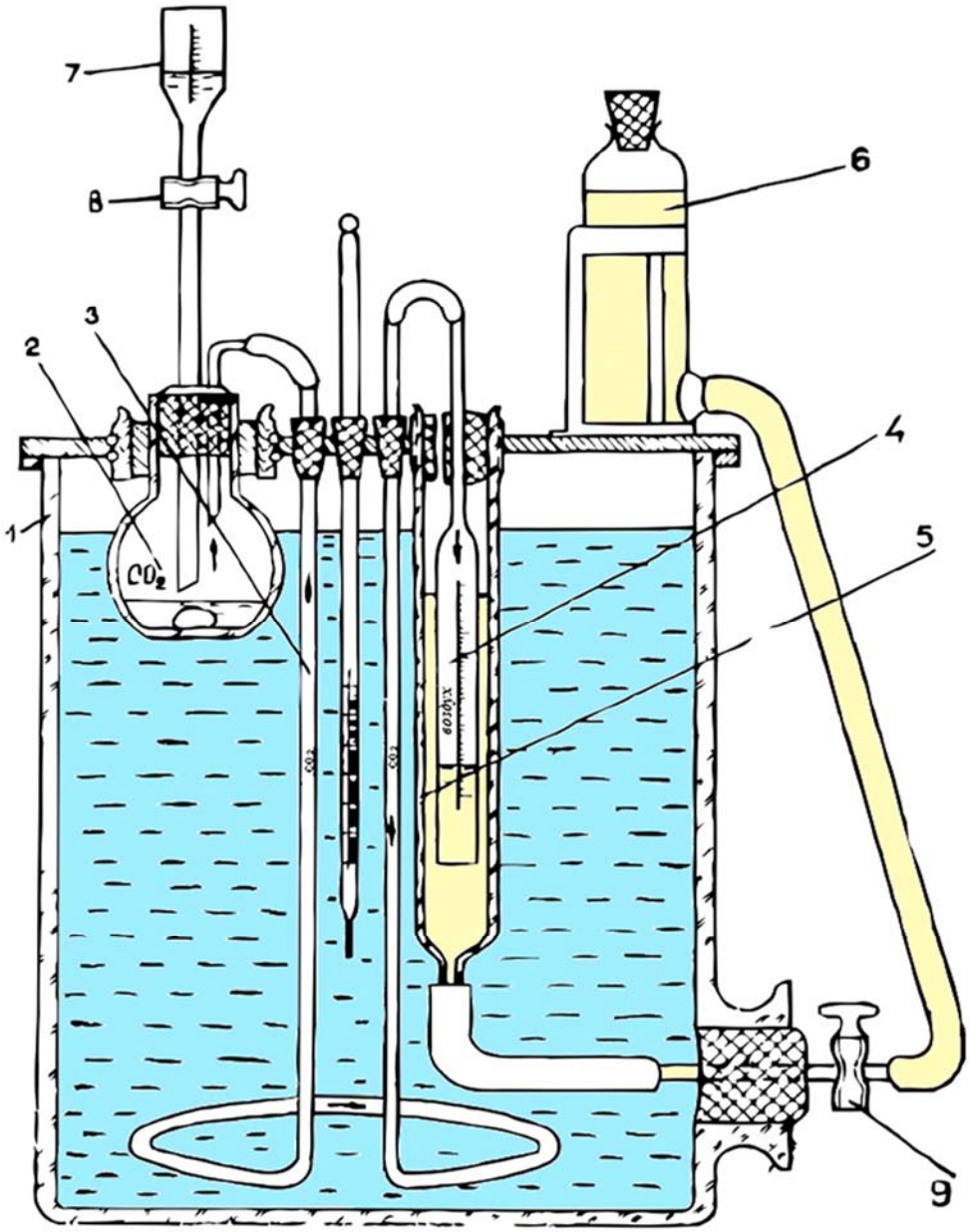

Рисунок 4.1 – Аппарат АК-4

Метод основан на химическом разложении солей угольной кислоты под действием соляной кислоты и измерении объёма углекислого газа, образовавшегося в результате реакции.

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2. \quad (4.2)$$

Выполнение работы

1. В термостат (*1*) заливают воду.

2. Газомер, состоящий из цилиндра (*5*) и мерной бюретки (*4*), заполняется из уравнительной склянки (*6*) 10–15 % раствором поваренной соли.

3. Экстрагированный и высушенный образец породы растирается. Навеска его от 0,2 до 1 г помещается в реакционную колбу (*2*).

4. В колбу (*2*) вставлена пробка с мерной бюреткой (*7*) для соляной кислоты и краном (*8*). Необходимо, чтобы вся система – от реакционной колбы (*2*) до уравнительной склянки (*6*) – была герметизирована.

5. Начальный уровень в газометре устанавливают при помощи склянки (6) при открытом кране (*9*). После чего кран (*9*) перекрывают.

6. Замеряют атмосферное давление (по барометру) и термометром температуру воды в термостате.

7. В бюретку (*7*) наливают соляную кислоту при закрытом кране (*8*) и отмечают уровень её в бюретке. Затем быстро открывают кран и вливают в колбу часть кислоты. Кран (*8*) закрывают. Одновременно открывают кран (*9*). Выделяющийся газ под давлением вытесняет часть воды из бюретки в кольцевое пространство.

8. Склянку (*6*) опускают так, чтобы уровень раствора в кольцевом пространстве опустился до уровня в бюретке. Эту операцию повторяют до прекращения реакции.

Объём выделившегося газа определяют по разности отсчётов уровней до и после реакции.

Карбонатность подсчитывают по формуле

$$K = \frac{V \cdot G}{4,4 \cdot a}, \qquad (4.3)$$

где V – найденный объём CO_2, см^3;

G – вес 1 см^3 при температуре и барометрическом давлении во время опыта, который берётся из таблицы 4.1;

a – навеска породы, г;

4,4 – коэффициент для перехода от CO_2 и $CaCO_3$ с учётом выражения K в %, получаемый из следующих вычислений:

$$CaCO_3 + 2HCl = CO_2 + CaCl_2 + H_2O;$$

$$40 + 12 + 3 \cdot 16 = 100; \qquad 12 + 2 \cdot 16 = 44.$$

(Атомные веса: кальция Ca = 40; углерода C = 12; кислорода O = 16).

Таблица 4.1 – Пересчёт 1 $см^3$ CO_2 в мг

	742	744,5	747	749	751	753,1	756	758	760	762,5	765	767	769	771
28	1,778	1,784	1,792	1,797	1,804	1,810	1,817	1,823	1,828	1,833	1,837	1,842	1,847	1,852
27	1,784	1,790	1,797	1,803	1,810	1,816	1,823	1,829	1,834	1,839	1,843	1,848	1,853	1,858
26	1,791	1,797	1,803	1,809	1,816	1,822	1,829	1,835	1,840	1,845	1,849	1,854	1,859	1,864
25	1,797	1,803	1,810	1,816	1,823	1,829	1,836	1,842	1,847	1,852	1,856	1,861	1,866	1,871
24	1,803	1,809	1,816	1,822	1,829	1,835	1,842	1,848	1,853	1,858	1,862	1,867	1,872	1,877
23	1,806	1,815	1,822	1,828	1,835	1,841	1,848	1,854	1,859	1,864	1,868	1,873	1,878	1,883
22	1,815	1,821	1,828	1,834	1,841	1,847	1,854	1,860	1,865	1,870	1,875	1,880	1,885	1,890
21	1,822	1,828	1,835	1,841	1,848	1,854	1,861	1,867	1,872	1,877	1,882	1,887	1,892	1,897
20	1,828	1,834	1,841	1,847	1,854	1,860	1,867	1,873	1,878	1,883	1,888	1,893	1,898	1,903
19	1,834	1,840	1,847	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,884	1,889	1,894	1,899	1,904	1,909
18	1,840	1,846	1,853	1,859	1,866	1,872	1,879	1,885	1,890	1,895	1,900	1,905	1,910	1,915
17	1,846	1,853	1,80	1,866	1,873	1,879	1,886	1,892	1,897	1,902	1,907	1,912	1,917	1,922
16	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,886	1,892	1,898	1,903	1,908	1,913	1,918	1,923	1,928
15	1,859	1,866	1,872	1,879	1,885	1,892	1,898	1,905	1,910	1,915	1,920	1,925	1,930	1,935
14	1,865	1,872	1,878	1,885	1,892	1,899	1,905	1,912	1,917	1,922	1,927	1,932	1,937	1,942
13	1,872	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,912	1,919	1,924	1,929	1,934	1,939	1,944	1,949
12	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,912	1,919	1,925	1,930	1,935	1,940	1,945	1,950	1,955
11	1,885	1,892	1,899	1,906	1,913	1,919	1,926	1,932	1,937	1,942	1,947	1,952	1,957	1,962
10	1,892	1,899	1,906	1,913	1,920	1,926	1,933	1,939	1,944	1,949	1,954	1,959	1,964	1,969

Согласно реакции между HCl и $CaCO_3$ на 100 весовых единиц $CaCO_3$ получается 44 весовые единицы CO_2. Следовательно, чтобы определить процент содержания $CaCO_3$ в породе, надо найденный объём CO_2 в $см^3$ перевести в миллиграммы. Взять из таблицы 1 вес 1 $см^3$ CO_2 при температуре и барометрическом давлении во время опыта *G*, разделить на 44, умножить на 100, разделить на вес навески (a) в граммах, умножить на 1000 для перевода в миллиграммы и всё умножить на 100:

$$K = \frac{V \cdot G \cdot 100 \cdot 100}{44 \cdot a \cdot 1000}\,\%. \qquad (4.4)$$

После сокращения получим:

$$K = \frac{V \cdot G}{4,4 \cdot a}\,\%. \qquad (4.5)$$

Полученные данные опыта заносятся в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные

№	Величина	Обозначения	Значения
1	Навеска породы, г	a	
2	Уровень воды в бюретке при атмосферном давлении до реакции, $см^3$	b	
3	Уровень воды в бюретке при атмосферном давлении после реакции, $см^3$	c	
4	Объём выделившегося при реакции CO_2, $см^3$	$V = c - b$	
5	Температура воды, °С	t	
6	Барометрическое давление, мм, рт. ст.	$P_б$	
7	Вес 1 $см^3$ CO_2 при t = и $P_б$ = по таблице в мг	G	
8	Содержание $CaCO_3$ в породе, %	$K = \frac{V \cdot G}{4,4 \cdot a}$	

3.5 Лабораторная работа «Фильтрационные методы определения абсолютной проницаемости, пористости и удельной поверхности горной породы»

Современные методы контроля, анализа и прогнозирования разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений основаны на использовании обширной информации о характеристиках пластовых процессов.

Способность горных пород накапливать и пропускать через себя жидкости и газы определяет возможность разработки нефтяных и газовых месторождений. В результате отбора жидкости и газа через скважины при разработке месторождений в пласте возникает процесс движения флюидов (нефти, газа и воды), называемый процессом фильтрации, который выражается в просачивании жидкостей и газа через систему взаимосвязанных мельчайших пустот в породе.

К числу важнейших свойств горных пород, определяющих закономерности процессов фильтрации, относятся проницаемость, пористость, удельная поверхность.

Для определения этих свойств существует многочисленный набор лабораторных и промысловых методов. Большинство лабораторных методов определения указанных характеристик основано на изучении стационарной фильтрации жидкости или газа с известными свойствами через керн или модель горной породы при задаваемых термодинамических условиях.

С целью определения проницаемости и связанной с ней удельной поверхностью породы создаются лабораторные установки различной сложности, но использующие один и тот же физический принцип. Сложность установок определяется величинами давлений, температур, а также требуемой точностью определения этих характеристик.

Настоящие лабораторные работы преследуют цель ознакомить студентов с основными принципами определения проницаемости и удельной поверхности горной породы.

ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать через себя жидкости и газы. Это свойство определяется наличием в породе системы взаимосвязанных пустот – пор, величиной коэффициента пористости, размерами пор.

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

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство осадочных пород согласно экспериментальным данным имеет размеры пор, превышающие 1 мкм, которые обеспечивают возможность движения в них жидкостей и газов при характерных для разработки месторождений нефти и газа градиентах давлений.

В реальных пластах, насыщенных одновременно флюидами, в различных фазовых состояниях проницаемость породы для этих фаз определяется соотношением их количеств в поровых каналах, т. е. по сути дела в этом случае проницаемость отражает как свойства самой породы, так и взаимодействие фильтрующихся фаз. Универсальность свойства проницаемости породы проявляется при фильтрации через неё не взаимодействующей с ней однородной жидкости или газа в том, что величина коэффициента проницаемости не зависит от свойств

жидкости, а определяется только геометрическими свойствами порового пространства. Благодаря этой особенности проницаемость породы при фильтрации однородной жидкости или газа называется *абсолютной проницаемостью*.

Описать геометрические свойства реальной пористой среды невозможно ввиду чрезвычайной сложности и невоспроизводимости поровых структур. Тем не менее при описании рассматриваемых свойств горных пород возможна идеализация геометрической структуры, позволяющая определить эти свойства на основе общеизвестных представлений.

Наиболее важные результаты основаны на так называемых моделях *идеального* и *фиктивного* грунтов.

Идеальный грунт – это гипотетическая пористая среда, поровые каналы которой представляют собой капилляры одинакового диаметра.

Фиктивным грунтом называется гипотетическая пористая среда, образованная частицами в форме шариков одинакового диаметра.

Обе эти модели можно использовать для анализа фильтрационных свойств пород, если допустить, что сопротивление движению жидкости и газа модель породы и реальный образец породы оказывают одинаковое. При малых скоростях фильтрации в области существования закона Дарси это условие равносильно условию равенства удельных поверхностей модели и реальных грунтов.

Удельной поверхностью породы называют площадь поверхности поровых каналов в единице объёма породы.

В настоящее время известно значительное число формул, полученных на основе модельных представлений о структуре грунтов, в которых величина удельной поверхности связывается с геометрическими характеристиками поровых каналов.

Для фиктивного грунта эта формула может быть получена из следующих соображений.

В единице объёма породы доля, занимаемая твёрдыми частицами, составляет величину $(1-m)$, где m – коэффициент пористости. Число частиц в этом объёме можно определить как $n = \dfrac{1-m}{Vш}$, где $Vш = \dfrac{\pi D^3}{6}$ – объём шарообразной частицы, имеющей диаметр D. Тогда удельную поверхность можно определить как $S_{уд} = n \cdot S_ш$, где $S_ш = \pi D^2$ – площадь поверхности частицы.

В итоге удельная поверхность выражается через коэффициент пористости и размер частиц как

$$S_{уд} = \frac{6 \cdot (1-m)}{D}. \qquad (5.1)$$

При оценке этой величины для реальных пород под D понимают эффективный диаметр частицы ($D_{эф}$).

Согласно экспериментальным исследованиям К. Т. Оркина, величина удельной поверхности породы выше оценённой по формуле (5.1) в результате не шарообразной формы зёрен, а также наличия глинистых частиц. Для учёта этого эффекта в формулу (5.1) вводят эмпирический коэффициент η, величина которого изменяется в пределах от 1,2 (для окатанных зёрен) до 1,4 (для угловатых зёрен). В итоге формула для определения удельной поверхности принимает вид:

$$S_{уд} = \eta \cdot \frac{6 \cdot (1 - m)}{D_{эф}}. \qquad (5.2)$$

Аналогичные соображения в рамках моделей идеального и фиктивного грунтов позволяют установить связь проницаемости породы с её геометрическими характеристиками.

Общепринятая форма записи линейного закона фильтрации может быть получена из анализа движения жидкости в капилляре модели идеального грунта. Допуская, что режим движения ламинарный, согласно известной из общей гидравлики формулы Пуазейля:

$$U = \frac{d}{32 \cdot \mu} \cdot \frac{\Delta P}{l}, \qquad (5.3)$$

где U – средняя объёмная скорость движения жидкости в капилляре;

d – диаметр капилляра;

μ – динамическая вязкость жидкости;

ΔP – перепад давления между концами капилляра;

l – длина капилляра.

Переходя к понятию средней скорости фильтрации, связанной со скоростью U соотношением $V = m \cdot U$, формула (5.3) может быть записана в виде:

$$V = \frac{m \cdot d^2}{32 \cdot \mu} \cdot \frac{\Delta P}{l}. \qquad (5.4)$$

К аналогичному закону фильтрации экспериментальным путём пришёл французский инженер А. Дарси в 1856 году. Этот закон принято записывать в форме:

$$\bar{V} = -\frac{k}{\mu} \cdot gradP, \qquad (5.5)$$

где $\bar{V}$ – вектор скорости фильтрации;

k – коэффициент абсолютной проницаемости;

μ – коэффициент динамической вязкости;

$gradP$ – вектор градиента давления P.

В простейшем случае одномерной фильтрации, согласно соотношению (5.5), модуль скорости фильтрации может быть приближённо записан в виде:

$$V = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{l}. \qquad (5.6)$$

Из сопоставления формул (5.4) и (5.6) видно, что в рамках модели идеального грунта коэффициент проницаемости связан только с геометрическими свойствами системы поровых каналов.

$$k = \frac{m \cdot d^2}{32}. \qquad (5.7)$$

Отсюда можно заключить, что размерность коэффициента проницаемости $(k) = L^2$, где L – размерность длины.

Все рассуждения о связи между геометрическими характеристиками и проницаемостью любой другой модели приводят к усложнению этой зависимости, которая, однако, всегда может быть представлена в виде:

$$k = Sl \cdot d^2, \qquad (5.8)$$

где Sl – так называемое число Слихтера, представляющее собой функцию пористости;

d – эффективный размер пор (либо зёрен) породы.

С помощью моделей идеального и фиктивного грунтов легко устанавливается связь между коэффициентом абсолютной проницаемости породы и её удельной поверхностью.

Рассматривая удельную поверхность породы как основной фактор из определяющих величину сопротивления при фильтрации жидкости и газа, принимается равенство этой характеристики для реальной породы и её моделей.

Удельная поверхность идеального грунта:

$$S_{уд} = \frac{4 \cdot m}{d}, \qquad (5.9)$$

где d – диаметр поровых каналов.

Из формул (5.1) и (5.6) при условии равенства удельных поверхностей получается

$$d = \frac{3}{2} \cdot \frac{m}{1-m} \cdot D. \qquad (5.10)$$

Связь между коэффициентом проницаемости и размерами частицы породы устанавливается после подстановки (5.10) в (5.7):

$$k = \frac{m^3}{72 \cdot (1-m)} \cdot D^2. \qquad (5.11)$$

После подстановки D из формулы (5.11) в формулу (5.2) вместо $D_{эф}$ получается:

$$S_{уд} = \psi \frac{m^{3/2}}{\sqrt{k}}, \qquad (5.12)$$

где $\psi = 0{,}85 \div 0{,}99$.

Меньшие значения функции ψ соответствуют окатанным зёрнам, большие – для угловатых.

Формула (5.11) даёт возможность оценки величины удельной поверхности породы по величине коэффициентов пористости, проницаемости, которые, в свою очередь, могут определяться как лабораторными, так и промысловыми исследованиями скважин.

Одним из основных методов определения проницаемости в лабораторных условиях является метод фильтрации газа через цилиндрический образец породы. В основе данного метода лежит формула расхода газа при плоскопараллельной фильтрации:

$$Q_0 = \frac{k \cdot F}{2 \cdot \mu \cdot P_0} \cdot \frac{P_{вх}^2 - P_{вых}^2}{l}, \qquad (5.13)$$

где Q_0 – объёмный расход газа при стандартных условиях;

F – площадь живого сечения образца;

P_0 – стандартное давление;

$P_{вх}$ и $P_{вых}$ – давление в начале и в конце образца;

l – длина образца.

Применимость этой формулы ограничена условиями изотермической фильтрации и величинами давлений, когда значение коэффициента сверхсжимаемости газа незначительно отличается от единицы.

В лабораторной практике данным методом изучают образцы, изготовленные из керна, отобранного при бурении скважины.

В настоящей лабораторной работе выполняется определение проницаемости искусственной пористой среды по воздуху.

СХЕМА УСТАНОВКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Для проведения экспериментов в лабораторных условиях часто необходимо определить абсолютную проницаемость модели пористой среды – колонки, набитой измельчённой горной породой (например кварцевым песком). Такие колонки обычно используются исследователями для изучения реологических

свойств нефтей или газоконденсатных смесей. Схема такой установки приведена на рисунке 5.1. Основными узлами установки являются: баллон высокого давления *1*, наполненный газом (воздухом); редуктор *2*, позволяющий регулировать расход и давление выпускаемого из баллона газа; модель пористой среды *6*, состоящей из металлической трубы и колонки, регистрирующий объёмный расход газа при с внутренней резьбой на концах, набитой кварцевым песком; газовый счётчик *8*, регистрирующий объёмный расход газа при атмосферных условиях; образцовые манометры *4*, позволяющие регистрировать с высокой точностью давление на входе и выходе колонки.

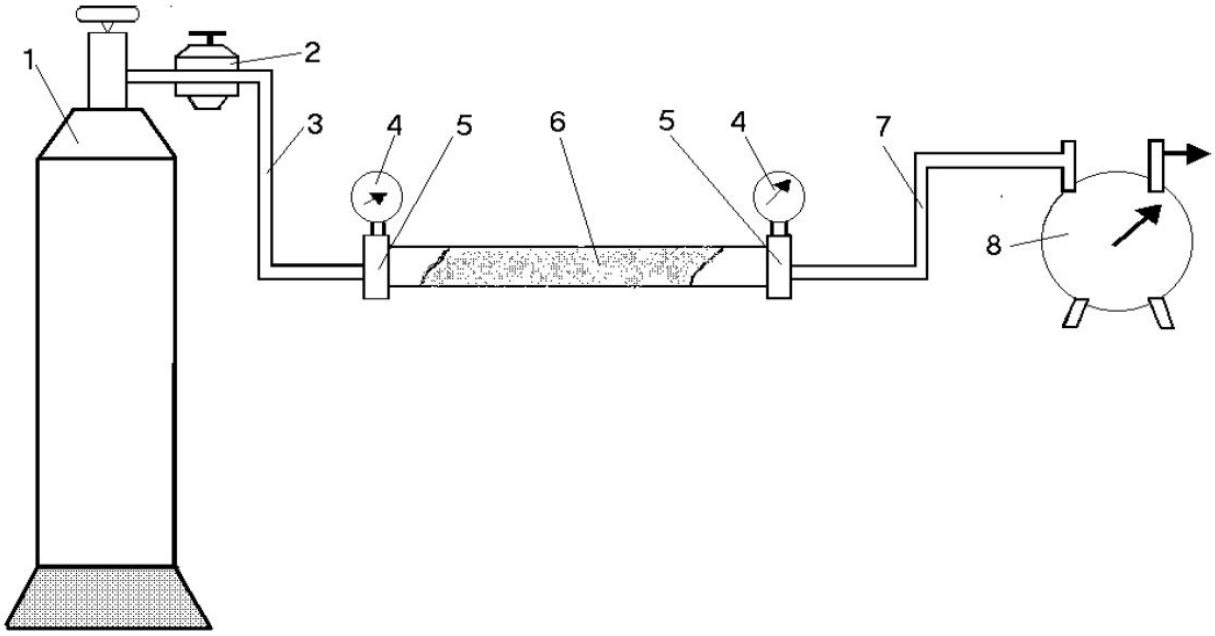

Рисунок 5.1 – Схема установки для определения проницаемости

Колонка набивается заранее приготовленной смесью различных фракций кварцевого песка. На концы колонки навёртываются соединительные головки. На эти головки крепятся образцовые манометры.

Установка работает следующим образом. Газ из баллона высокого давления редуцируется при помощи редуктора и по соединительной трубке *3* направляется в модель пористой среды. Количество газа (объём) фиксируется газовым счётчиком. Для этого на счётчике имеется циферблат, по которому можно определить объём газа при атмосферных условиях, прошедшего через него. Время фильтрации фиксируется секундомером.

Выполнение работы

1. Проверить герметичность соединений установки путём опрессовки.
2. Открыть вентиль баллона с воздухом.

3. Приоткрыть редуктор на необходимую величину, в результате чего воздух попадает в колонку, где будет фильтроваться через пористую среду. Давление на входе регулируется редуктором.

4. С помощью редуктора установить необходимое давление на входе колонки. Образцовый манометр показывает точную величину давления – $P_{вх}$.

5. Подождать, когда фильтрация воздуха в колонке будет установившейся.

6. Включить секундомер и одновременно взять отчёт на газовом счётчике.

7. Через определённый промежуток времени, зависящий от проницаемости пористой среды в колонке и величины перепада давления на её концах, остановить секундомер и одновременно зафиксировать показания на газовом счётчике.

8. Значения давлений на входе и выходе по образцовым манометрам, время фильтрации по секундомеру и объём профильтрованного воздуха (по газовому счётчику) занести в таблицу 5.1.

9. В расчётах используется абсолютное давление.

10. Изменить режим фильтрации при помощи редуктора. Повторить все операции. Всего снять показания на 5 режимах, все данные занести в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты измерений

№ режима	$P_{вх}$, Па	$P_{вых}$, Па	Объём воздуха, $V \cdot 10^{-6}$ м^3	Время опыта t, с	Расход, $Q_0 = \left(\frac{V}{t}\right) \cdot 10^{-6}$, м^3/с
1					
2					
3					
4					
5					

11. В расчётах принимать следующие значения параметров установки и газа:

– длина колонки L = 1 м;

– сечение пористой среды $F = 5{,}13 \cdot 10^{-4}$ м^2;

– динамическая вязкость воздуха $\mu = 1{,}8 \cdot 10^{-5}$ Па·с.

Нанести результаты измерений на миллиметровку в координатах $Q_0 \to \left(P_{вх}^2 - P_{вых}^2\right)$.

12. Для получения величины средней проницаемости k следует воспользоваться методом наименьших квадратов. Метод наименьших квадратов даёт следующую формулу для определения средней проницаемости:

$$k = \frac{2P_0\mu_г L}{F} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{i=n}\left(P_{вх}^2 - P_{вых}^2\right)_i \cdot Q_{0i}}{\sum_{i=1}^{i=n}\left(P_{вх}^2 - P_{вых}^2\right)_i^2}. \qquad (5.14)$$

13. Вычислить верхнюю и нижнюю оценки удельной поверхности по формулам:

$$\overline{S}_{уд} = 0,85\frac{m^{3/2}}{\sqrt{k}}; \tag{5.15}$$

$$\underline{S}_{уд} = 0,99\frac{m^{3/2}}{\sqrt{k}}. \tag{5.16}$$

14. Величина пористости принимается по результатам лабораторной работы «Определение запасов газовой залежи и газонасыщенного порового объёма методом падения пластового давления».

15. Оценить погрешности определения k и $S_{уд}$ по формулам:

$$\Delta k = \frac{2P_0\mu_г L}{F}\cdot\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{i=n}\left(Q_{0i}-\hat{Q}_i\right)^2}{(n-2)\sum_{i=1}^{i=n}\left(\Delta P_i^2-\Delta\overline{P}^2\right)}}; \tag{5.17}$$

$$\Delta\overline{S}_{уд} = 0,425\frac{m^{3/2}}{k^{3/2}}\cdot\Delta k + 1,275\sqrt{\frac{m}{k}}\Delta m; \tag{5.18}$$

$$\Delta\underline{S}_{уд} = 0,5\frac{m^{3/2}}{k^{3/2}}\cdot\Delta k + 1,5\sqrt{\frac{m}{k}}\Delta m, \tag{5.19}$$

где $\hat{Q}_i$ – значения дебитов, вычисленные по формуле (5.13) в точках ΔP_i^2,

$$\Delta\overline{P}_i^2 = \sum_{i=1}^{i=n}\frac{\left(P_{вхi}^2 - P_{выхi}^2\right)}{n}. \tag{5.20}$$

3.6 Лабораторная работа «Определение плотности пород»

Плотность породы – вес единицы объёма её твёрдой частицы.

Плотностью породы называется отношение веса сухой породы к объёму, занятому её твёрдыми частицами.

Основная формула:

$$\rho = \frac{P_{обр}}{V_{обр} - V_{пор}}, \tag{6.1}$$

где ρ – плотность породы;

$P_{обр}$ – вес образца породы;

$V_{обр}$ – объём образца породы;

$V_{пор}$ – объём пор (пустот) в образце породы.

Единицы измерения:

$$[\rho] = \left[P / V \right] = [\text{г/см}^3] = [\text{кг/м}^3]. \quad (6.2)$$

Подготовка образца

Если образец насыщен нефтью, его измельчают (для цементированных образцов) в фарфоровой ступке до отдельных зёрен, отмывают от нефти (экстрагируют), высушивают до постоянного веса и охлаждают в эксикаторе. Образцы не насыщенные нефтью лишь высушивают и охлаждают.

Существует два метода определения плотности породы (пикнометрический с керосином и пикнометрический с водой).

Пикнометрический способ (с керосином)

Этот способ является наиболее быстрым, но менее точным.

Выполнение работы

1. Определяют вес сухого образца и помещают его в пикнометр ($P_{обр}$) определённого объёма.
2. Из бюретки заливают в пикнометр до 2/3 его объёма (V_k').
3. Взбалтывают слегка пикнометр до полного насыщения породы керосином.
4. Доливают керосин в пикнометр до метки (V_k'').

Подсчёт

Плотность породы определяется по формуле

$$\rho = \frac{P_{обр}}{V_{пор}}; \quad (6.3)$$

$$V_{пор} = V_n - V_k; \quad (6.4)$$

$$V_k = V_k' - V_k''. \quad (6.5)$$

Таблица 6.1 – Результаты измерений

№	Образец	$P_{пор}$, г	V_k', см^3	V_k'', см^3	V_k, см^3	ρ, г/см^3

Пикнометрический способ (с водой)

Выполнение работы

1. Берут пикнометр, очищают, высушивают и определяют его вес – $P_п$.
2. Определяют вес пикнометра с дистиллированной водой – $P_{п.в.}$.
3. Высушивают пикнометр и засыпают зерна породы (порядка 10–30 г на 100 мл) Определяют вес – $P_{п.з.}$, г.
4. Заливают в пикнометр до 2/3 его объёма дистиллированной водой и помещают под вакуум на 20 мин. для удаления воздуха.
5. После вакуумирования доливают воду в пикнометр до метки и ставят под вакуум для полного удаления воздуха из породы на 20–30 минут,
6. После второго вакуумирования взвешивают пикнометр с породой и водой, $P_{п.з.в.}$, г.

Подсчёт удельного веса породы производят по формуле

$$\rho = \frac{P_{п.з.} - P_п}{\left(P_{п.в.} - P_п\right) - \left(P_{п.з.в.} - P_{п.з.}\right)}. \qquad (6.6)$$

Результаты измерений и расчёты записывают в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты измерений

№	Образец	$P_п$, г	$P_{п.в.}$, г	$P_{п.з.}$, г	$P_{п.з.в.}$, г	ρ, г/см^3	Примечание

Определение кажущейся плотности породы

Кажущаяся плотность ($\rho_{пк}$) – масса единицы объёма сухой породы (вместе с порами), может быть определена несколькими способами. Массу породы находят взвешиванием на технических весах, а объём породы – гидростатическим взвешиванием по её размерам. Чаще всего для этой цели используют метод гидростатического взвешивания.

Выполнение работы

1. Определяют массу (M_1) сухого чистого образца (30–50 г), не содержащего включений, каверн и трещин, не свойственных породе, из которой взят образец.
2. Затем образец покрывают тонким слоем парафина известной плотности ($\rho_п$ = 0,86 г/см^3), погружая образец в расплавленный парафин. Температура парафина должна быть около 700 °С, что обеспечит хорошее прилипание его к породе.

3. Запарафинированный образец вновь взвешивают (M_1'). Тогда объём парафина будет равен:

$$V_{пар} = \frac{M_1'}{\rho_{пар}}. \qquad (6.7)$$

4. Далее производят гидростатическое взвешивание образцов, покрытых парафином, в воде (M_2), г. Объём парафинированного образца будет равен:

$$V_{пар.обр.} = \frac{M_1' - M_2}{\rho_в}. \qquad (6.8)$$

Тогда объём образца будет равен:

$$V_{обр} = V_{пар.обр.} - V_{пар}. \qquad (6.9)$$

Кажущуюся плотность породы по известной массе и объёму образца определяют по формуле

$$\rho_{п.к.} = \frac{M_1}{V_{пар.обр.} - V_{пар}} = \frac{M_1}{V_{обр}}. \qquad (6.10)$$

3.7 Лабораторная работа «Глубинные пробоотборники»

Физические свойства жидкостей и закономерности их изменения с изменением давления и температуры являются исходными данными при проектировании разработки и эксплуатации месторождений.

При исследовании свойств пластовых нефтей следует определять давление насыщения нефти газом, коэффициент растворимости газа в нефти, плотность и вязкость нефти в пластовых условиях, объёмный коэффициент и величину усадки нефти и т. п.

Понятие об этих свойствах достаточно подробно приведено в книге Ш. К. Гиматудинова «Физика нефтяного и газового пласта».

Исходные данные, полученные при исследовании глубинных проб, позволяют провести необходимые гидродинамические расчёты, т. е. установить технологические показатели системы разработки. Знание свойств насыщающих горные породы жидкостей необходимо также для оценки запасов нефти в залежи.

Физические свойства нефти и её свойства в пределах одного и того же пласта не остаются постоянными. Свойства нефти изменяются в основном с глубиной погружения пласта. При этом иногда наблюдаются общие закономерности их изменения, характерные для многих месторождений:

в залежах, не имеющих выхода на поверхность и окружённых краевой водой, плотность нефти и содержание в ней смол возрастают с глубиной залегания;

1. вязкость нефти в пласте увеличивается от купола складки к крыльям;
2. давление насыщения нефти газом и количество растворённого газа в единице объёма нефти уменьшается по направлению к водо-нефтяному контакту;

объёмный коэффициент нефти уменьшается к крыльям складки.

Для определения свойств нефти в пластовых условиях нужно иметь пробу нефти, извлечённую из забоя скважины в герметичном сосуде. Сосуды для отбора пробы нефти на забое скважины называются глубинными пробоотборниками.

В настоящее время известно большое количество пробоотборников, различающихся главным образом конструкцией клапанов и закрывающего его механизма.

Методика отбора проб зависит от структурных особенностей, строения и условий разработки залежи.

Пробы пластовых нефтей необходимо отбирать в начальный период разработки в зонах максимального и минимального пластовых давлений.

Из каждой скважины, по которой проводится исследование свойств пластовой нефти, должно быть отобрано не менее трёх проб. Из них хотя бы две должны давать сходящиеся результаты (давление в пробоотборнике, давление насыщения, газовый фактор).

Если пластовое давление намного превышает давление насыщения, отбор качественной пробы не вызывает затруднений. При забойных давлениях ниже давления насыщения, когда газ из нефти выделяется только в призабойной зоне (в области воронки депрессии), перед отбором пробы изменяют режим работы скважины так, чтобы забойное давление при новом режиме было выше начального давления насыщения. Иногда скважину останавливают на срок, достаточный для восстановления практически статического давления.

Нефть, отобранную пробоотборником, переводят в специальные контейнеры для транспортировки в лабораторию.

Исследуют свойства пробы в специальных установках для исследования пластовых нефтей УИПН-2М или АСМ-300М.

Назначение пробоотборников – обеспечить отбор и герметизацию образца пластового флюида в количестве, достаточном для получения всего комплекса требуемых данных (определенит плотности, вязкости, объёмного коэффициента нефти, газового фактора, давления насыщения и т. д.), и перевод этого образца в контейнеры или различные приборы.

Требования к скважинным пробоотборникам

Скважинные пробоотборники должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Объём пробы должен быть достаточным для определения всех необходимых свойств нефти. Объём приёмной камеры пробоотборника должен составлять 400–450 см^3. Этот объём входит в стандартный ряд пробоотборников, предусмотренный ОСТ 39-060-78.

2. Максимальное отношение полезной длины к общей при возможно меньшем диаметре. Это способствует: уменьшению металлоёмкости прибора; облегчению условий работы в скважинах и сокращению времени этих работ, лучшей проходимости прибора в трубах небольших диаметров и уменьшению опасности прихвата прибора в скважинах.

3. Максимальное отношение полезного времени к общему времени отбора пробы.

Полученное время складывается из времени спуска и подъёма прибора и времени заполнения его пробой. В общее время входит ещё и время выдержки прибора в точке отбора.

4. При конструировании приборов следует стремиться к уменьшению эквивалентного диаметра. Минимальный эквивалентный диаметр представляет собой диаметр условного цилиндрического тела, встречающего такое же сопротивление потока, как и реальный прибор сложной конфигурации.

Разность между плотностями пробоотборника и нефтяной среды определяют по ситу, движущую пробоотборник вниз по скважине. Эта величина различна для разных типов пробоотборников. В приборах с проточной внутренней полостью она близка к плотности металла. В непроточных ниже – 4,7–4,9 г/см^3, т. е. сила, двигающая эти приборы в скважине, почти вдвое меньше, чем для проточных приборов, что ограничивает область их применения при отборе проб водных нефтей.

Типы скважинных пробоотборников

Существует два типа скважинных пробоотборников:

1. проточные, которые вводят в скважину с открытыми клапанами, закрывающимися на заданной глубине (рис. 7.1, *а*). Применение пробоотборников проточного типа целесообразно при высоких дебитах скважин, малых вязкостях нефти и отсутствии в ней механических примесей;

2. непроточные, клапаны которых открываются и закрываются в заданной точке (рис. 7.1, *б–г*). Непроточные делятся на ряд классов:

а) с быстрым заполнением (рис. 7.1, *в*);

б) с принудительным заполнением представляют собой трубку с клапаном внизу и поршнем, который в исходном положении расположен у клапанного узла и соединён с ним. По достижении заданной глубины происходит вертикальное смещение положения поршня относительно неподвижной камеры (силовой способ) или камеры относительно неподвижного поршня (гравитационный способ), в результате чего пробы нефти поступают внутрь пробоотборника через приёмный клапан. Этот класс приборов отличается наибольшей универсальностью. Применим для всех нефтей и при всех условиях в скважинах;

в) медленным заполнением (рис. 7.1, *в*) обеспечивает малый перепад давления при заполнении их пробой нефти. Это достигается введением дополнительной камеры, в которую из приёмной камеры пробоотборника вытесняется рабочая жидкость. Малый перепад делает этот класс приборов универсальным.

Электронные пробоотборники имеют ряд преимуществ перед непроточными: они заполняются нефтью непосредственно на забое и с меньшими затратами времени могут обеспечить большее соответствие пробы с забойной нефтью.

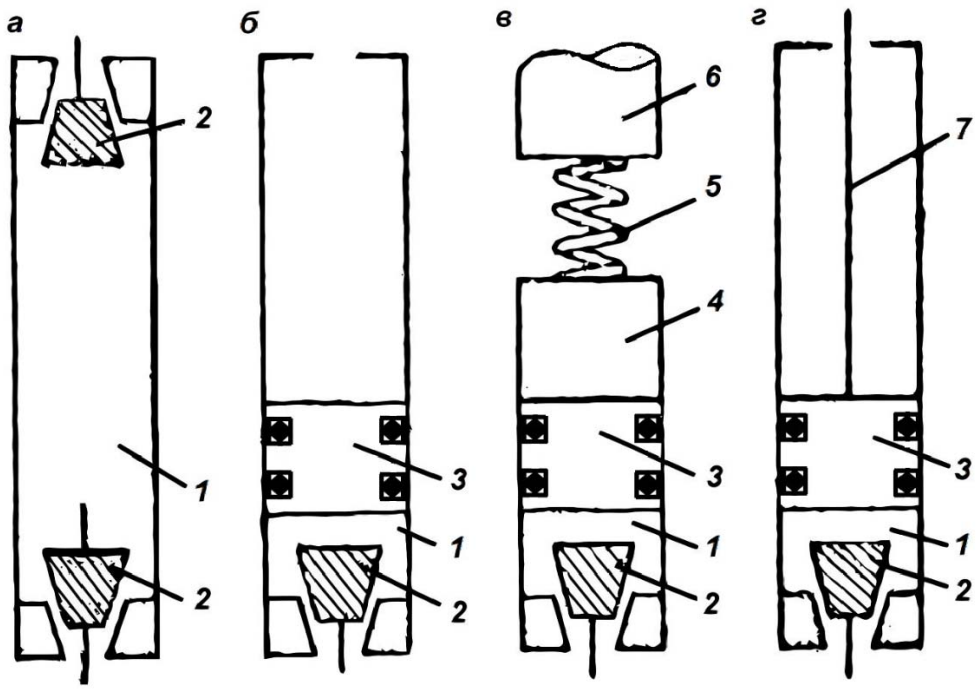

Рисунок 7.1 – Типы скважинных пробоотборников:
а – проточный; *б*, *в*, *г* – непроточные;
1 – приёмная камера; *2* – клапан; *3* – поршень; *4* – жидкость торможения;
5 – гидравлическое сопротивление; *6* – балластная камера; *7* – трос

Устройство и принцип действия пробоотборника ПД-3М

Двухклапанный пробоотборник ПД-3М с часовым механизмом 211Чп-М предназначен для отбора проб пластовой нефти из действующих нефтяных скважин с лифтовыми трубами диаметром не менее 2-х дюймов.

Техническая характеристика

Глубина отбора пробы – до 3000 м.
Объём отбираемой пробы – 800 мл.
Рабочее давление – не более 300 ат.
Рабочая температура – до 80 °С.
Габариты – 36×2270 мм.
Вес – 10 кг.

Корпус прибора состоит из следующих разъёмных частей (рис. 7.2): наконечника, нижнего переходника, трубы рабочей камеры, верхнего переходника, стакана спускового рычага, муфты вала, трубы часового механизма и хвостовика.

В местах разъёмов предусмотрены уплотнительные резиновые кольца.

Верхняя часть пробоотборника – хвостовик, предназначен для крепления проволоки, на который прибор спускается в скважину.

Схема прибора показана на рисунке 7.2.

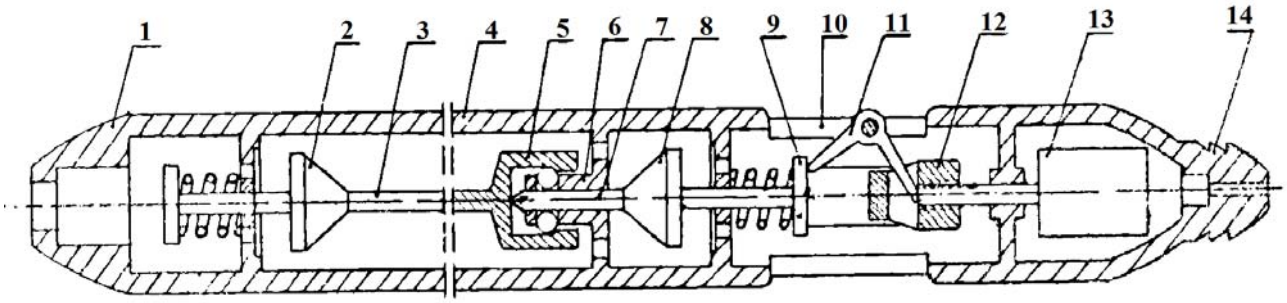

Рисунок 7.2 – Схема проточного пробоотборника ПД-3М

Часовой механизм *13* зафиксирован в трубе между резиновой прокладкой и муфтой.

Ось часового механизма при помощи фрикционов сочленяется с валом, вращающимся в шарикоподшипниках. Фрикционы прижимаются друг к другу пружиной. Вал вставлен в муфту и уплотнён сальником и самоуплотняющимся резиновым кольцом.

На конце вала надета на резьбе ходовая гайка *12*, сочленённая шарниром со спусковым рычагом *11*.

При вращении оси часового механизма ходовая гайка *12* движется поступательно и поворачивает спусковой рычаг. Нижний конец рычага, дойдя до края торца упора *9*, соскальзывает с упора, и верхний клапан под действием пружины закрывается.

Верхний клапан шарнирно сочленён со штоком *7*, вставленным в направляющую втулку *6*. На последнюю надета обойма, которая своим коническим

торцом опирается на муфту замка *5*, имеющую цилиндрическую расточку с внутренним кольцевым выступом. Пружиной обойма прижимается к муфте.

В нижней части направляющей втулки имеется *3* радиальных отверстия, в которые вставлены шарики диаметром *4* мм. Отверстия во втулке конические, благодаря чему шарики свободно вставляются снаружи и не выпадают внутрь.

Муфта замка *5* навинчена на тягу *3* с центрирующими муфточками, шарнирно связанную с нижним клапаном *2*. Клапан снабжён пружиной с регулировочной гайкой.

Верхний и нижний клапаны взаимозаменяемые.

Наконечник *1* имеет фильтр и отверстие для доступа жидкости.

Для открывания клапанов необходимо соединить тягу *3* со штоком *7*, проделав следующие операции:

1) отвернуть трубу часового механизма вместе с хвостовиком *14*;

2) отвернуть верхний переходник вместе со стаканом *10* и муфтой вала. При этом шток *7* будет извлечён из направляющей втулки *6*;

3) оттянуть верхний клапан из седла, одновременно вращая фрикцион по часовой стрелке до тех пор, пока конец спускового рычага не войдёт в предназначенное для него место на торце упора. Клапан будет зафиксирован в открытом положении;

4) отвернуть наконечник *1*;

5) отжать нижний клапан до отказа вверх с помощью палочки из твёрдого дерева, нажав ею на регулировочную гайку, и тем самым открыть клапан. Тяга *3* перемещается вверх и поднимает муфту замка *5*. При этом кольцевой выступ муфты становится выше отверстий для шариков направляющей втулки 6 и упирается верхним торцом в обойму, которая в свою очередь сожмёт пружину;

6) удерживая клапан открытым, ввернуть верхний переходник вместе со стаканом и муфтой вала в трубу рабочей камеры, предварительно заведя шток *7* в отверстие направляющей втулки. При завёртывании верхнего переходника шток будет спускаться и втолкнёт шарики под кольцевой выступ муфты замка;

7) отпустить нижний клапан. Пружина оттянет тягу *3* вниз, при этом муфта замка будет смещаться вниз до тех пор, пока шарики не заклинятся между штоком и кольцевым выступом муфты замка. Клапаны останутся открытыми;

8) навернуть на муфту вала трубу часового механизма с хвостовиком. Навернуть наконечник *1*.

Жидкость поступает в пробоотборник через отверстие в наконечнике *1*, проходит через фильтр и нижний клапанный узел в полость трубы рабочей камеры и выходит через верхний клапанный узел и окна стакана спускового рычага *10*.

Закрытие клапанов происходит под действием часового механизма следующим образом.

Конец спускового рычага упирается в упор на некотором расстоянии от края, соответствующего заданной выдержке времени в оборотах вала. При работе часового механизма спусковой рычаг повёртывается вокруг своей оси, и через заданное время конец рычага соскакивает с упора.

Под действием пружины верхний клапан закрывается.

Шток движется вверх и освобождает шарики. Пружина нижнего клапана оттягивает его вниз, а вместе с ним и муфту замка. Опускаясь, муфта своим кольцевым выступом отжимает шарики внутрь направляющей втулки, поскольку шток находится в верхнем положении. Таким образом механизм сцепления тяги и штока освобождается и клапаны закрываются.

Для установки времени выдержки прибора в скважине на муфте вала предусмотрены шкала и стрелка, укреплённая на валу.

Подготовка пробоотборника к работе и отбор проб

Для подготовки пробоотборника ПД-3М к спуску в скважину необходимо открыть клапаны, завести часовой механизм и установить прибор на необходимую выдержку времени.

Полное время, требуемое для правильного отбора пробы, слагается:

1) из времени T_1 – от момента окончания сборки пробоотборника до выхода его из сальника в скважину. Величина этого времени зависит от конструкции сальника и опыта бригады и практически лежит в пределах 20 мин – 1 час;

2) из времени T_2 – продолжительности спуска прибора на заданную глубину, зависящего от глубины и скорости спуска, а также от температуры и вязкости жидкости.

$$T_2 = \frac{H}{60}, \text{ мин}, \qquad (7.2)$$

где H – глубина отбора пробы, м;

60 – средняя скорость спуска в данных условиях, м/с;

3) из времени T_3 – выдержки прибора на заданной глубине, чтобы нефть в нём полностью соответствовала пластовой.

Выдержка составляет примерно 20 мин.

Учитывая, что скорость вращения выходного конца вала часового механизма – 1 об/ч, число оборотов вала для установки времени выдержки определяется как

$$n = \frac{T_1 + T_2 + T_3}{60}. \qquad (7.3)$$

Округление дробной величины числа оборотов производится только в сторону увеличения.

Полное число оборотов, на которое нужно повернуть вал, чтобы конец спускового рычага, установленный в крайнем положении вплотную к центральному выступу упора 6, дошёл до края упора и сорвался с него, составляет примерно 4,5 оборота.

Установка времени выдержки в оборотах вала заключается в том, что сначала рычаг устанавливается вплотную к центральному выступу упора, а затем вращением вала за фрикцион против часовой стрелки на число оборотов 4,5, устанавливают его в некотором промежуточном положении, длина пути от которого до края упора соответствует числу.

Во время вращения вала и передвижения рычага верхний клапан необходимо держать оттянутым.

Закрепить в хвостовике проволоку. Спуск прибора в скважину производится через лубрикатор с сальником. Скорость спуска – более 0,8 м/с.

Перед спуском пробоотборника в скважину должен быть спущен шаблон с наружным диаметром, на ¼ дюйма превышающим диаметр прибора.

При достижении заданной глубины выдержать пробоотборник заданное время, после чего поднять его лебёдкой, не доводя 50 м до устья скважины. Дальнейший подъём производить вручную, соблюдая большую осторожность.

Извлечь пробоотборник из скважины и убедиться, что клапаны закрыты внутренним давлением.

Если жидкость в скважине не содержит песка, фильтр пробоотборника может быть демонтирован. В этом случае, благодаря увеличению скорости промывки, время выдержки пробоотборника может быть уменьшено, а скорость спуска увеличена.

3.8 Лабораторная работа «Определение плотности нефти, нефтепродуктов, пластовых вод и газа»

Нефть является не только смесью многих индивидуальных соединений, но и смесью переменного (для различных нефтей) состава. Поэтому надо помнить, что физические свойства нефти являются специфическими параметрами, характерными для каждой данной нефти. Такие свойства, как плотность, температурные пределы кипения, температура застывания и др., дают первую характеристику нефти и её товарных качеств.

В связи с изменением в пластовых условиях объёма нефти под действием растворённого газа и температуры плотность её в пласте обычно ниже плотности сепарированной нефти. Известны нефти, плотность которых в пласте меньше 500 кг/м^3 при плотности сепарированной нефти 800 кг/м^3.

Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на её плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении её углеводородными газами (метаном, этиленом, пропаном). Плотность нефтей, насыщенных азотом или углекислым газом, несколько возрастает с ростом давления.

Рост давления выше давления насыщения нефти газом также способствует некоторому увеличению её плотности.

Удельным весом нефти (как и любого вещества) называется вес, соответствующий единице её объёма (размерность в системе СИ – Н/м^3).

Плотность определяется количеством покоящейся массы, заключённой в единице объёма (размерность в системе СИ – кг/м^3).

На практике чаще имеют дело с безразмерными величинами – относительным удельным весом и плотностью, т. е. отношением удельного веса и плотности вещества соответственно к удельному весу и плотности дистиллированной воды при температуре +4 °С и давлении 760 мм. рт. столба.

Относительные величины плотности (ρ) и удельного веса (γ) обозначаются символами с двумя индексами: верхний относится к температуре вещества, нижний – к температуре воды. Температура, при которой определяется плотность (удельный вес) нефти, может быть различной. В РФ эти показатели определяют при температуре +20 °С.

Отсюда и обозначения относительной плотности (удельного веса) – $\rho_4^{20}, \gamma_4^{20}$.

Плотность вещества и его удельный вес часто численно совпадают, однако не надо забывать, что физический смысл их различен.

Плотность и удельный вес зависят от температуры: с повышением температуры эти величины уменьшаются из-за теплового расширения веществ.

СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ

Существует много методов определения плотности (удельного веса). Широко приняты следующие методы:

1) с помощью ареометра (самый простой и наименее точный);
2) с помощью разновидности ареометра – весов Вестфаля;
3) пикнометрический – самый точный.

Если определение плотности производится не при стандартной температуре (+20 °С), необходимо привести эту величину к стандартной:

$$\rho_{20} = \rho_t + \alpha(t - 20), \qquad (8.1)$$

где ρ_{20} – искомая плотность жидкости при 20 °С;

ρ_t – плотность при температуре измерения;

α – коэффициент объёмного термического расширения нефти (берётся из таблицы 8.1).

Перевод в удельный вес производится по формуле

$$\gamma = \rho \cdot g. \qquad (8.2)$$

При стандартной температуре 20 °С и нормальном атмосферном давлении (760 мм. рт. столба) плотность нефти колеблется от 0,74 до 1 г/см^3.

Таблица 8.1 – Температурные поправки плотности нефти и нефтяных продуктов при приведении их к стандартной температуре t = 20 °С

Пределы плотности, г/см^3	Поправка на 1 °С	Пределы плотности, г/см^3	Поправка на 1 °С
0,6900–0,6999	0,000910	0,8500–0,8599	0,000699
0,7000–0,7099	0,000897	0,8600–0,8699	0,000686
0,7100–0,7199	0,000884	0,8700–0,8799	0,000673
0,7200–0,7299	0,000870	0,8800–0,8899	0,000660
0,7300–0,7399	0,000837	0,8900–0,8999	0,000647
0,7400–0,7499	0,000844	0,9000–0,9099	0,000600
0,7500–0,7599	0,000931	0,9100–0,9199	0,000620
0,7600–0,7699	0,000818	0,9200–0,9299	0,000607
0,7700–0,7799	0,000805	0,9300–0,9399	0,000594
0,7800–0,7899	0,000792	0,9400–0,9499	0,000584
0,7900–0,7999	0,000778	0,9500–0,9599	0,000567
0,8000–0,8099	0,000765	0,9600–0,9699	0,000554
0,8100–0,8199	0,000752	0,9700–0,9799	0,000541
0,8200–0,8299	0,000738	0,9800–0,9899	0,000528
0,8300–0,8399	0,000725	0,9900–1,0000	0,000515
0,8400–0,8499	0,000712		

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ (УДЕЛЬНОГО ВЕСА) АРЕОМЕТРОМ

Ареометр представляет собой стеклянный поплавок постоянного веса, в нижний части которого находится груз, в верхней части – узкая трубка со шкалой. Ареометры градуируются в небольших пределах удельного веса и выпускаются в виде комплекта из шести, восьми или более ареометров.

Выполнение работы

Нефть или пластовую жидкость наливают в чистый стеклянный цилиндр ёмкостью 250–300 см^3 так, чтобы не образовалось пены и пузырьков воздуха. Чистый и сухой ареометр осторожно опускают в цилиндр до соприкосновения его с дном цилиндра.

Если ареометр всплывает и не соприкасается со стенками цилиндра, то отсчёт делают по верхнему краю мениска. Температуру отсчитывают по термометру, погруженному в исследуемую жидкость.

Отсчёт по шкале ареометра даёт плотность жидкости при температуре исследования (ρ_t). Эту плотность приводят к плотности по стандартной температуре (ρ_{20}) по формуле 8.1.

Результаты определений записываются в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Результаты измерений ареометром

№№ опред.	ρ_t, г/см^3	t, °С	α	ρ_{20}, г/см^3
1.				
2.				

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ПИКНОМЕТРИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

Выполнение работы

1. Тщательно вымытый и высушенный пикнометр взвешивают с точностью до 0,002 г (P_0). Затем определяется «водное число» пикнометра, т. е. масса воды в объёме пикнометра при 20 °С. Для этого пикнометр заполняют дистиллированной водой до метки, обтирают снаружи и взвешивают с точностью до 0,002 г (P_1). После этого пикнометр высушивают и заполняют исследуемой жидкостью и взвешивают (P_2).

2. Относительная плотность (ρ') равна отношению весов исследуемой жидкости и воды «водное число».

$$\rho' = \frac{P_2 - P_0}{P_1 - P_0}. \qquad (8.3)$$

3. Видимая плотность даёт только приближенное значение плотности, т. к. взвешивание производится в воздухе, необходимо вносить поправку на потерю веса.

4. Пересчёт проводится по следующей формуле:

$$\rho = \rho'\left(\rho_{20} - \lambda_{20}\right) + \lambda_{20}, \qquad (8.4)$$

где ρ – плотность исследуемой жидкости при 20°С;

ρ' – видимая плотность;

ρ_{20} – плотность воды при 20 °С равна 0,99823 г/см^3;

λ_{20} – удельный вес воздуха при $t = 20$ °С и атмосферном давлении 760 мм рт. ст., равный 0,0012 г/см^3.

5. Результаты определений записываются в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Результаты измерений

№ опред.	P_0, г	P_1, г	P_2, г	ρ', г/см^3	ρ, г/см^3
1.					
2.					

ПЛОТНОСТЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА, СТАБИЛЬНОГО И НАСЫЩЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО КОНДЕНСАТА

Газ, добываемый из газовых месторождений или попутно с нефтью, состоит из смеси лёгких углеводородов (главным образом метана), паров бензина или примесей азота, углекислоты, окиси углерода и сероводорода.

Углеводородные газы при атмосферном давлении имеют плотность от 0,0007 до 0,0015 г/см^3 (это зависит от содержания в газе лёгких и тяжёлых углеводородов).

В практике для характеристики природных газов обычно используется понятие относительной плотности, которая выражается отношением плотности газа при атмосферном давлении и стандартной температуре (обычно 0 °С) к плотности воздуха при тех же давлениях и температуре ($\rho_{возд.} = 1{,}293$). Для углеводородных газов относительная плотность по воздуху изменяется в пределах от 0,6 до 1,1.

Плотность газа зависит от температуры и давления.

Плотность газа в нормальных физических условиях может быть определена по его молекулярной массе:

$$\rho_0 = \frac{M}{22{,}41}, \text{ кг/м}^3. \qquad (8.5)$$

Если плотность газа задана при нормальном давлении, то пересчёт её на другое давление (P) при той же температуре для идеального газа проводится по формуле

$$\rho = \frac{\rho_0 \cdot P}{1{,}033}. \qquad (8.6)$$

Плотность природного газа в газовой фазе можно определить по формуле

$$\rho_{P,t} = \rho_{P_0,t_0} \frac{\rho Z_0 t_0}{Z P_0 t}, \tag{8.7}$$

где $\rho_{P,t}$ и ρ_{P_0,t_0} – плотность газа соответственно при давлении P_1 и температуре t и нормальном давлении P_0 и температуре t_0.

Плотность стабильного углеводородного конденсата (C_{5+}) определяется путём непосредственного измерения, расчёта по формулам (по известному составу, по его молекулярной массе $M_к$ или коэффициенту преломления n_d). Формула Крега:

$$\rho_{C_{5+}} = \frac{1,03 M_k}{M_k + 44,29} \text{ г/см}^3, \tag{8.8}$$

$$\rho_{C_{5+}} = 1,9064 n_d - 1,96283 \text{ г/см}^3. \tag{8.9}$$

Зависимость плотности стабильного конденсата от давления и температуры (при $30 \le t \le 200$ °С; $1 \le P \le 50$ МПа) видна из формулы

$$\rho_{C_{5+}} = \left[0,762 + 0,76 \cdot 10^{-4} \left(\frac{P}{P_{am}} - 1 \right) \right] \left[1 - 6,64 \cdot 10^{-4} \left(t - 50 \right) \right] \text{ г/см}^3. \tag{8.10}$$

Плотность насыщенного углеводородного конденсата можно определить по графоаналитическому методу Катца и Стендинга и расчётным путём по приведённым параметрам.

По методу Катца и Стендинга сначала определяют плотность жидкости при стандартных условиях:

$$\rho_{ст} = \frac{\sum_{i=1}^{n} X_i M_i}{\sum_{i=1}^{n} \frac{X_i M_i}{\rho_i}}, \tag{8.11}$$

где X_i, M_i и ρ_i – молекулярная доля, молярная масса и плотность i-го компонента соответственно.

Далее определяют поправки к вычисленной плотности при стандартных условиях на давление $\Delta\rho_P$ и температуру $\Delta\rho_t$.

Плотность насыщенной жидкости при заданных давлении и температуре определяется по формуле

$$\rho = \rho_{ст} + \Delta\rho_P - \Delta\rho_t. \tag{8.12}$$

Плотность по приведённым параметрам определяют

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^{n} X_i M_i \rho_{пр}}{\sum_{i=1}^{n} X_i V_{кpi}}, \tag{8.13}$$

где $\rho_{пр}$ – приведённая плотность;

$V_{кpi}$ – критический молярный объём *i*-го компонента в смеси.

Приведённая плотность определяется по формуле Викса:

$$\rho_{пр} = 1,20 + \left(5,563 - 11,03 \cdot Z_{кр.см}\right)\left(1 - T_{пр}\right)^{0,87 Z_{кр.см} + 0,310}, \qquad (8.14)$$

где $Z_{кр.см.}$ – среднекритический коэффициент сверхсжимаемости жидкой смеси;

$T_{пр}$ – приведённая температура насыщенной жидкости.

$$Z_{кр.см} = \sum_{i=1}^{n} X_i Z_{кр.i}, \qquad (8.15)$$

где $Z_{кр.i}$ – критический коэффициент сверхсжимаемости *i*-го компонента определяется по таблице [1].

Можно также определить по формуле Ганна и Ямады:

$$Z_{кр.i} = 0,2918 - 0,0928\omega_i, \qquad (8.16)$$

$$T_{пр} = \frac{T}{\sum_{i=1}^{n} X_i T_{кpi}};\ 0,3 \le T_{пр} \le 0,99, \qquad (8.17)$$

$$V_{кр} = \frac{Z_{кpi} R T_{кpi}}{P_{кpi}}. \qquad (8.18)$$

Плотность углеводородных газов определяется по номограмме [1].

3.9 Лабораторная работа «Определение вязкости жидкостей и газов»

Вязкость (внутреннее трение) – свойство жидкостей и газов оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Основной закон вязкого течения был установлен И. Ньютоном в 1687 году:

$$F = \mu \cdot \frac{V_2 - V_1}{Z_2 - Z_1} \cdot S, \qquad (9.1)$$

где F – тангенциальная (касательная) сила, вызывающая сдвиг слоёв текучего тела друг относительно друга;

S – площадь слоя, по которому происходит сдвиг;

$\frac{V_2 - V_1}{Z_2 - Z_1}$ – градиент скорости течения (скорость сдвига);

μ – коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом динамической вязкости или просто вязкостью. Он характеризует сопротивление жидкости (газа) смещению слоёв.

В системе СИ единицей динамической вязкости является Па · с (в СГС-пуаз).

Наряду с динамической часто рассматривают кинематическую вязкость:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \qquad (9.2)$$

В системе СИ единицей кинематической вязкости является $м^2/с$ (в СГС-стокс).

В условиях установившегося ламинарного течения при постоянной температуре вязкость газов и нормальных (ньютоновских) жидкостей есть постоянная величина, не зависящая от градиента скорости. Ниже приведены значения динамической вязкости некоторых жидкостей и газов при 20 °С (в мПа · с):

вода		1,0020;
этиловый спирт		1,2000;
ртуть		1,5540;
глицерин	(около)	1500,0000;
водород		0,0088;
азот		0,0175.

Молекулярно-кинетическая теория объясняет вязкость движением и взаимодействием молекул. В газах расстояние между молекулами существенно больше радиуса действия молекулярных сил, поэтому вязкость газов – следствие теплового движения молекул, в результате которого происходит постоянный обмен молекулами между движущимися друг относительно друга слоями газа. Это приводит к переносу от слоя к слою определённого количества движения, в результате чего медленные слои ускоряются, а более быстрые замедляются. Работа внешней силы, уравнивающей вязкое сопротивление и поддерживающей установившееся течение, полностью переходит в теплоту.

Вязкость газа не зависит от его плотности, так как при сжатии газа общее количество молекул, переходящих из слоя в слой, увеличивается, но зато каждая молекула менее глубоко проникает в соседний слой и переносит меньшее количество движения. Вязкость идеальных газов определяется соотношением *m*

$$\mu = \frac{m \cdot n \cdot u \cdot l}{3}, \qquad (9.3)$$

где *m* – масса молекул;

n – число молекул в единице объёма;

u – средняя скорость молекул;

l – длина свободного пробега молекулы.

Вязкость газов при нагревании увеличивается.

В жидкостях, где расстояние между молекулами много меньше, чем в газах, вязкость обусловлена в первую очередь межмолекулярным взаимодействием,

ограничивающим подвижность молекул. В жидкости молекула может проникнуть в соседний слой лишь при образовании в нём полости, достаточной для перескакивания туда молекулы. На образование полости расходуется так называемая энергия активации вязкого течения. Энергия активации уменьшается с ростом температуры и понижением давления. В этом состоит одна из причин резкого снижения вязкости жидкостей с повышением температуры.

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворённого газа, повышенных пластовой температуры и давления. При этом все нефти подчиняются следующим общим закономерностям: вязкость их уменьшается с повышением количества газа в растворе, с увеличением температуры; повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости.

Увеличение вязкости нефти с ростом давления заметно лишь при давлениях выше давления насыщения.

Вязкость нефти также зависит от состава и природы растворённого газа. При растворении азота и углекислого газа вязкость увеличивается, а при растворении углеводородных газов она понижается тем больше, чем выше их молекулярная масса. Вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от многих сотен мПа · с до десятых долей мПа · с.

В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости сепарированной нефти.

При содержании в попутном или природном газе более 5% азота следует учитывать его влияние на вязкость газа и определять средневзвешенную вязкость смеси по формуле

$$\mu = y_a \cdot \mu_a + (1 - y_a) \cdot \mu_y, \qquad (9.4)$$

где μ – динамическая вязкость смесей углеводородных газов и азота;

μ_a, μ_y – динамические вязкости азота и углеводородной смеси газов;

y_a – молярная доля азота в составе газа.

Коэффициент динамической вязкости стабильного конденсата многих газоконденсатных месторождений при различных давлениях и температурах (при $30 \le t \le 200$ °С; $1 \le P \le 50$ МПа) можно рассчитать по формуле (в мПа · с):

$$\mu_{C_{5+}} = \left(\frac{100}{t}\right)^{\frac{3}{4}} \cdot \left(0{,}34 + 4 \cdot 10^{-4} \frac{P}{P_{am}}\right). \qquad (9.5)$$

Для определения вязкости служат приборы – вискозиметры, наиболее распространены капиллярные, ротационные, с движущимся шариком, ультразвуковые вискозиметры.

Определение вязкости капиллярными вискозиметрами основано на законе Пуазейля и состоит в измерении времени протекания известного количества жидкости или газа через узкие трубки круглого сечения (капилляры) при заданном перепаде давления.

В ротационных вискозиметрах исследуемая вязкая среда находится в зазоре между двумя соосными телами (цилиндры, конусы, сферы, их сочетания), причём одно из тел (ротор) вращается, а другое неподвижно. Вязкость определяется по крутящему моменту при заданной угловой скорости или по угловой скорости при заданном крутящем моменте.

Действие вискозиметра с движущимся шариком в трубке с исследуемой вязкой средой основано на законе Стокса. Здесь вязкость определяется по скорости прохождения падающим шариком промежутков между метками на трубке вискозиметра.

Действие ультразвуковых вискозиметров основано на измерении скорости затухания колебаний пластинки из магнитострикционного материала, погруженной в исследуемую среду.

Определение кинематической вязкости жидкости

Определение кинематической вязкости жидкости в лабораторных условиях можно сделать на вискозиметре ВПЖ-2 (рис. 9.1), который является стеклянным капиллярным вискозиметром.

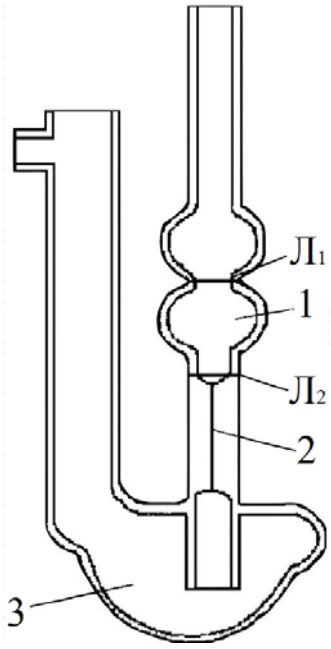

Рисунок 9.1 – Вискозиметр типа ВПЖ-2

1 – измерительный резервуар; *2* – капилляр; *3* – приёмный резервуар;
Л1 и Л2 – линии-метки, служащие для отсчёта времени истечения жидкости из измерительного резервуара

Вискозиметр устанавливают в термостат и выдерживают не менее 15 минут. С помощью резиновой груши втягивают исследуемую жидкость в расширение, находящееся выше измерительного резервуара. Убирают резиновую грушу и с помощью секундомера определяют время опускания мениска жидкости от линии-метки $Л_1$ до метки $Л_2$. Для повышения точности опыт проводится несколько раз.

Значение кинематической вязкости определяется по формуле

$$\nu = A \cdot \frac{g}{980,7} \cdot \tau, \qquad (9.6)$$

где ν – кинематическая вязкость жидкости в сантистоксах (сСт);

τ – время истечения жидкости в секундах;

g – ускорение силы тяжести в месте измерения в см/с^2;

A – постоянная вискозиметра (берётся из паспорта прибора).

Если неизвестна постоянная вискозиметра, то определяют её по жидкости, кинематическая вязкость которой хорошо известна при температуре определения, например, по дистиллированной воде.

В вискозиметр посредством пипетки вводится 4 см^3 эталонной жидкости – воды, кинематическая вязкость которой при 20 °С равна ν_{20} = 0,0101 см^2/с.

При наполнении вискозиметра необходимо следить за тем, чтобы в капилляре не образовалось пузырьков воздуха, разрывов. При температуре 20 °С вискозиметр с жидкостью выдерживают 30 минут. Жидкость засасывают выше метки $Л_1$ и измеряют время снижения уровня воды от метки $Л_1$ до метки $Л_2$. Измерение времени проводят несколько раз и выводят среднее арифметическое.

Постоянная вискозиметра определяется как:

$$A = \frac{\nu_{20}}{\tau_{ср}}. \qquad (9.7)$$

Результаты измерения и расчётов заносятся в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты измерений и расчётов

№ опыта	τ_i, с	$\tau_{ср}$, с	A, мм^2/с^2
1			
..			

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ НА ВИСКОЗИМЕТРЕ ВВДУ-1

Вискозиметр служит для определения вязкости пластовых нефтей и воды выше 0,5 мПа·с при давлении до 50,0 МПа и температуре до 80 °С.

Вискозиметр ВВДУ-1 (рис. 9.2) относится к типу приборов, в которых вязкость определяется по времени качения шарика в наклонной трубке, наполненной исследуемой жидкостью. Трубка *6* из немагнитной стали с тщательно обработанной внутренней поверхностью находится в толстостенном цилиндре *7*, помещённом в термостатирующую рубашку *5*. В верхней части цилиндра находится проходной штуцер *1* с вентилем, через который происходит заполнение прибора исследуемой жидкостью. В нижней части расположен вентиль *9*, который служит для соединения прибора с вакуум-насосом для сброса жидкости. Внутри трубки *6* силой собственного веса свободно передвигается стальной шарик *4*. Между трубкой *6* и штуцером *1* установлен железный сердечник *3*. В верхней части корпуса цилиндра установлена соленоидная катушка *2*, которая в паре с сердечником *3* составляет электромагнит. При прохождении электрического тока через обмотку соленоидной катушки стальной шарик удерживается сердечником в крайнем верхнем положении.

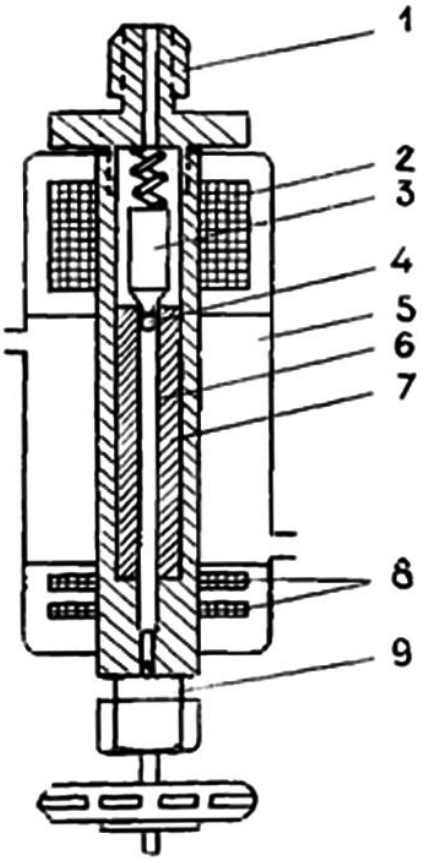

Рисунок 9.2 – Вискозиметр ВВДУ-1

В нижней части корпуса цилиндра установлены две индуктивные катушки *8*, являющиеся плечами моста. Двумя другими плечами последнего служат сопротивления *R*1 и *R*2. Индуктивные катушки *8* связаны с усилителем и секундомером.

Электрическая схема вискозиметра выполнена таким образом, чтобы в момент отключения электромагнита автоматически включался секундомер и шарик начинал движение вниз. При достижении крайнего положения шарик, попадая в поле индуктивных катушек, нарушает балансировку моста, и в результате создаётся дополнительная электродвижущая сила, увеличиваемая усилителем до значения, достаточного для срабатывания реле, которое разрывает цепь секундомера и останавливает его, фиксируя время прохождения шарика по трубке *6*.

Вискозиметр имеет три фиксируемых угла наклона (15, 30 и 45°). Кроме того, вискозиметр может быть повернут в положение, при котором соленоидная катушка окажется внизу и шарик вернётся в исходное положение.

Погрешность измерения времени по секундомеру составляет 0,01 с. Зная время качения шарика внутри калиброванной трубки, заполненной исследуемой жидкостью, вязкость её определяют по формуле

$$\mu = \tau \cdot \left(\rho_{ш} - \rho_{ж}\right) \cdot A, \qquad (9.8)$$

где μ – абсолютная вязкость, Па · с;

τ – время качения шарика, с;

$\rho_{ш}$ – плотность шарика, кг/м^3;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м^3;

A – постоянная вискозиметра, м^2/с^2.

Постоянная вискозиметра зависит от размера трубки, шарика и от угла наклона вискозиметра; она определяется калибровкой вискозиметра с помощью жидкостей с известной вязкостью. Для этой цели обычно применяют чистые углеводородные жидкости или эталонные масла.

Постоянная вискозиметра *A* определяется по ряду эталонных жидкостей, охватывающих весь диапазон измерения вязкости.

Схема обвязки вискозиметра и подготовка его к опыту

Перед опытом вискозиметр тщательно промывают. Затем в него вставляют калиброванную трубку и шарик. Для подготовки прибора к опыту его обвязывают по схеме, приведённой на рисунке 9.3. Соединительная трубка от пресса *5* до контейнера *4* заполняется солёной водой, а вискозиметр *2*, система трубок и манифольд, соединяющие его с контейнером, содержащим пробу нефти, вакуумируются. Устанавливают вискозиметр в положение «соленоид внизу» и термостатируют прибор при пластовой температуре, включая в работу термостат *1*.

После установления необходимой температуры, наблюдаемой по термометру в термостатирующей рубашке вискозиметра, приступают к заполнению вискозиметра пробой. Медленно открывают вентиль *10* и с помощью пресса *5*

заполняют трубку вискозиметра, поддерживая в системе давление выше пластового (вентиль *11* открыт).

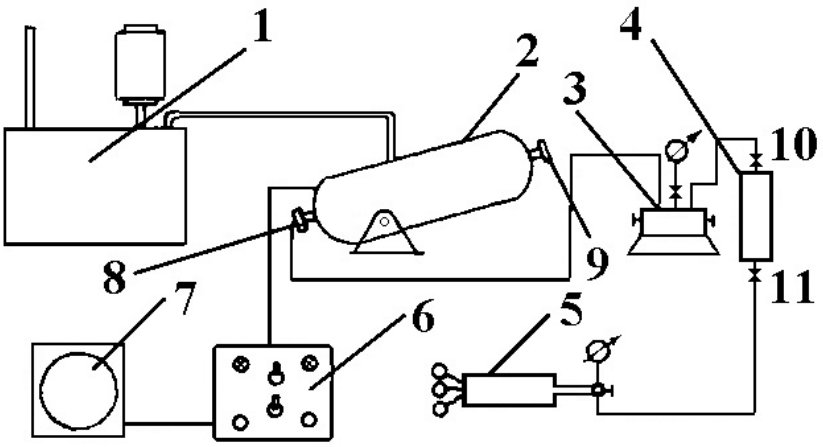

Рисунок 9.3 – Схема обвязки вискозиметра

Поддерживая с помощью пресса *5* постоянное пластовое давление, через вентиль *9* выпускают из вискозиметра газовую фазу и частично разгазированную нефть. После того как закончится выпуск газа (в этот момент через вентиль *9* начнёт выходить нефть), через вискозиметр пропускают ещё 20–30 см^3 нефти для замещения частично дегазированной пробы доброкачественной пластовой нефтью. Затем вентиль *9* закрывают.

Проведение опыта по определению вязкости

Измерение производится, когда в системе установилось фазовое и тепловое равновесие при пластовом давлении и температуре. Вискозиметр устанавливают в положение «соленоид внизу».

Тумблер «Питание» переводят в положение «Вкл.». При этом зажигается сигнальная лампочка. Ожидают 1–2 мин, пока нагреваются лампы усилителя. Переключают тумблер в положение «Электромагнит» (при этом шарик притягивается к электромагниту).

Поворачивают вискозиметр в рабочее положение – «соленоид сверху» (шарик, будучи притянут к электромагниту, находится в верхнем конце трубки).

Переводят тумблер в сторону надписи «Секундомер». При этом отключается электромагнит (шарик начинает двигаться по трубке вниз) и одновременно включается электросекундомер. По достижении шариком крайнего положения секундомер автоматически останавливается, фиксируя время качения шарика. Вязкость жидкости рассчитывают по формуле (9.8).

Определение времени качения шарика производят несколько раз, для чего вискозиметр поворачивают в положение «соленоид внизу» и повторяют все

операции, указанные выше. Время качения шарика определяют при разных углах наклона прибора.

Результаты опытов заносят в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Результаты измерений

Угол наклона прибора	Время качения шарика, с	A	μ_i, мПа·с	$\mu_{ср}$, мПа·с
15°				
50°				
45°				

Величина вязкости для данного давления вычисляется как среднеарифметическая значений вязкости, полученных при трёх углах измерения.

$$\mu_{ср} = \frac{1}{3}\sum_{i=1}^{3}\mu_i. \qquad (9.9)$$

3.10 Лабораторная работа «Определение количества воды в нефти и деэмульсация методом центрифугирования. Определение остаточной водонасыщенности образцов породы методом центрифугирования»

В нефтяных месторождениях нефти очень часто сопутствует вода. При сильном взбалтывании эти несмешивающиеся жидкости разбиваются на капли и образуют эмульсии. Перемешивание обычно происходит не в пласте, где спокойная фильтрация, а в скважине и при движении в трубопроводах на поверхности земли в процессе добычи.

На образование эмульсии влияет способ эксплуатации.

При бурном фонтанировании происходит энергичное перемешивание нефти, воды, газа, песка; оно ещё больше усиливается при проталкивании смеси через узкое отверстие штуцера. Следовательно, в этом случае условия способствуют образованию эмульсии.

При спокойном фонтанировании под действием гидростатического напора, наоборот, количество эмульсии резко уменьшается.

При компрессорном способе эксплуатации смесь нефти, воды, газа и механических частиц быстро поднимается вверх по стволу скважины, непрерывно перемешиваясь.

Замечено, что при пропускании воздуха вместо газа образуется большое количество эмульсии, и стойкость её увеличивается.

При глубинно-насосном способе добычи нет быстрых движений смеси и перемешивание менее энергичное, поэтому условия для образования эмульсии не так благоприятны.

На образование и стойкость эмульсии большое влияние оказывают физико-химические свойства нефти и воды, особенно наличие в указанных жидкостях (главным образом в нефти) поверхностно-активных веществ.

Различают два типа эмульсии:

1) *гидрофильная* – в массе воды (дисперсная среда) рассеяны мельчайшие (дисперсные) капельки нефти, которой обычно немного (2–3 %). Гидрофильная эмульсия с виду напоминает воду ржавого цвета и чаще встречается в сточных водах;

2) *гидрофобная* – когда в основной массе нефти находятся капельки воды. Сырая нефть, особенно густая, тяжёлая, осмолившаяся, содержит коллоидально-растворимые в одной из фаз «стабилизаторы» или «эмульгаторы» (например, нафтеновые кислоты, асфальтены, смолы), которые, образуя на поверхности капелек запретную оболочку, препятствуют непосредственному соединению их между собой и, следовательно, быстрому расслоению жидкостей.

Для разрушения эмульсии (деэмульсации) применяются следующие способы:

1. *Гравитационный* – основан на разнице удельных весов нефти и воды. Его часто применяют на промыслах в виде отстаивания в резервуарах. Но так как разница в удельных весах невелика, то этот процесс продолжителен.

2. *Гравитационно-термический*. При нагревании уменьшается вязкость и увеличивается подвижность жидкостей и поэтому процесс расслоения их увеличивается. Чтобы избежать улетучивания лёгких фракций нефти, смесь нагревают в специальной ёмкости до 50 °С. В специальных герметизированных деэмульсационных установках нефть нагревают до 100 °С и выше. После нагревания смеси ей дают отстояться.

3. *Химический*. К эмульсии добавляют реагенты, которые разрушают защитные плёнки на капельках воды. Единого деэмульгатора не существует. Каждая эмульсия подвергается предварительному исследованию, и для неё подбирают подходящий реагент и оптимальное его количество.

4. *Электрический*. Эмульсию пропускают в спиральных установках между электродами, к которым подводят ток высокого напряжения и определённой частоты. Наилучшие результаты получаются при сочетании способов электрического с химическим или химического с термическим. После разрушения эмульсии следует процесс отстаивания и удаления воды.

5. *Механический.* Эмульсию пропускают через центрифугу, и вода под влиянием чрезвычайно возрастающих центробежных сил отбрасывается к периферии.

Чем больше разница между удельными весами нефти и воды и быстрее вращение вала центрифуги, тем успешнее идёт разрушение эмульсии.

При очень стойких эмульсиях разложение в центрифуге не идёт до конца и вместо воды отбирается обогащённая эмульсия с меньшим количеством воды, а также отделяются все механические примеси.

Выполнение работы:

1. В шесть градуированных пробирок наливают гидрофобную или гидрофильную эмульсию «нефть–вода».
2. Если стойкие эмульсии, то берут 50 % эмульсии и добавляют 50 % бензина.
3. Прикрыв пробирки пальцем, их энергично встряхивают в течение 3–5 мин.
4. Затем пробирки укрепляют в гнёздах центрифуги.
5. Защитный кожух закрывают крышкой и центрифугу приводят в быстрое вращение (примерно 3000 об/мин в течение 3–5 мин).
6. Затем операцию повторяют, пока разрушение эмульсии не достигнет такой стадии, при которой вода в пробирке перестаёт пребывать.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ОБРАЗЦОВ ПОРОДЫ МЕТОДОМ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ

В основе метода лежит воздействие на образец, насыщенный водой, центробежными силами, возникающими при вращении образца в центрифуге. Вытеснению воды из породы препятствуют капиллярные силы. Вначале, с увеличением числа оборотов ротора центрифуги, жидкость вытесняется из крупных пор, когда перепад давления на торцах образца превышает величину капиллярного давления, развиваемого в них менисками. При дальнейшем увеличении числа оборотов центрифуги жидкость вытесняется из пор меньшего размера. С некоторого момента повышение числа оборотов ротора практически перестаёт влиять на количество остающейся в порах воды. Эту воду и считают остаточной. Измеряя количество выделившейся жидкости как функцию числа оборотов ротора, можно построить зависимость «капиллярное давление – водонасыщенность». Опыт на центрифуге может воспроизводить вытеснение воды нефтью и газом.

В центрифуге под давлением центробежных сил между фазами возникает давление (P), значение которого определяется формулой

$$P = 4,04 \cdot R \cdot n^2 \cdot h \cdot (\rho_1 - \rho_2), \qquad (10.1)$$

где R – радиус вращения (принимается равным расстоянию от центра оси центрифуги до середины длины образца), м;

n – число оборотов ротора центрифуги в секунду;

h – длина образца, м;

ρ_1 и ρ_2 – плотность воды, насыщающей образец, и вытесняющей фазы, кг/м^3.

Устройство центрифуги

На хвостовике вала электродвигателя смонтирована вращающаяся головка со стаканами. В отверстия стаканов вставляются пробирки с керном, на передней стенке центрифуги имеется панель приборов:

а) кнопка «сеть»;

б) кнопка «пуск»;

в) кнопка «тормоз»;

г) кнопка «стоп»;

д) ручка частоты вращения;

е) ручка механизма отсчёта времени.

Камера центрифуги оборудована термостатирующим устройством. Центрифуга действует только при закрытом положении крышки камеры. При открытии её электродвигатель отключается от сети.

Выполнение работы

1. Взвешивают сухой керн, насыщают его под вакуумом дистиллированной водой и находят массу воды в объёме пор образца:

- масса сухого керна, г;
- масса керна, насыщенного водой, г;
- объём пор, $V_{пор}$;
- пористость образца, %.

2. Керн, вложенный в пробирку, помещается в один из стаканов. В противоположный стакан вкладывается уравновешивающий груз. Разница в массах груза и водонасыщенного керна с пробиркой не должна превышать 0,1 г.

3. Закрыть крышку прибора. Установить ручку механизма отсчёта времени на 2 мин. Включить кнопку «сеть», ручку частоты вращения поставить на 500 об/мин.

4. После автоматического отключения двигателя счётчиком времени включить тормозное устройство нажатием кнопки. Вернуть регулятор оборотов в нулевое положение. Открыть крышку и извлечь пробирку с керном. Взвесить керн. Вновь вложить его вместе с пробиркой в стакан ротора (чтобы не нарушать равновесия системы, вода, выделившаяся из образца, должна оставаться в пробирке до конца опыта).

5. Далее работать по описанной методике при других, более высоких числах оборотов ротора, увеличивая каждый раз частоту вращения на 500 об/мин до максимального (3000 об/мин).

6. Результаты опыта записываются в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Результаты измерений

№	Частота вращения ротора, об/мин	Масса керна с водой, г	Масса оставшейся воды в керне, г	Водонасыщенность образца	Капиллярное давление, Па
	500				
	1000				
	1500				
	2000				
	2500				
	3000				

По результатам опыта строится графическая зависимость «капиллярное давление – водонасыщенность» (Рисунок 10.1).

Перед началом центрифугирования водонасыщенность принимается равной 1. В дальнейшем водонасышенность определяется как отношение массы воды, оставшейся в керне, к первоначальной массе воды (после насыщения).

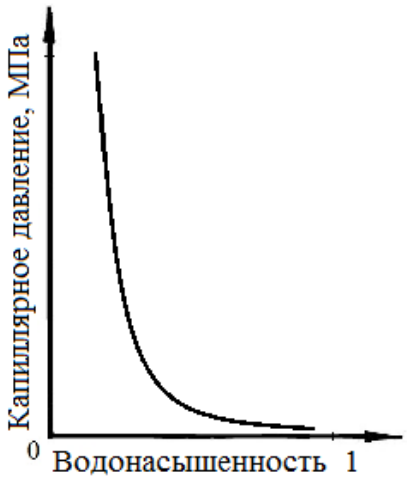

Рисунок 10.1 – Зависимость «капиллярное давление – водонасыщенность»

3.11 Лабораторная работа «Измерение поверхностного натяжения на границе раздела жидкостей методом счёта капель»

Цель работы – определить поверхностное натяжение нефти на границе с высокоминерализованной водой и щелочным однопроцентным раствором.

Выяснить причины существенных отличий поверхностного натяжения нефти на границе со щелочной и пластовой хлоркальциевой водами.

Метод счёта капель основан на том, что сила, удерживающая каплю на конце капилляра от отрыва, пропорциональна поверхностному натяжению на границе капли с окружающей средой:

$$F = a \cdot \sigma, \qquad (11.1)$$

где a – постоянная капилляра, пропорциональная его радиусу;

σ – поверхностное натяжение на границе капли с окружающей средой.

Для определения поверхностного натяжения на поверхности раздела двух жидкостей по этому методу служит прибор, схема которого изображена на рисунке 11.1. Прибор состоит из капиллярной трубки *1*, медицинского шприца *2*, поршень *3* который передвигается микрометрическим винтом *4*. В шприц набирается нефть, а в сосуд *5* заливается вода. Вращая головку микрометрического винта, заполняют капилляр нефтью (при этом из капилляра следует выпустить не более 1–2 капель, чтоб не загрязнить его торцевую поверхность). После этого прибор готов к работе. Выпуск жидкости из капилляра регулируют микрометрическим винтом с таким расчётом, чтобы время образования капли до её отрыва составляло не меньше 1 мин. При этом ведётся отсчёт числа n образовавшихся капель.

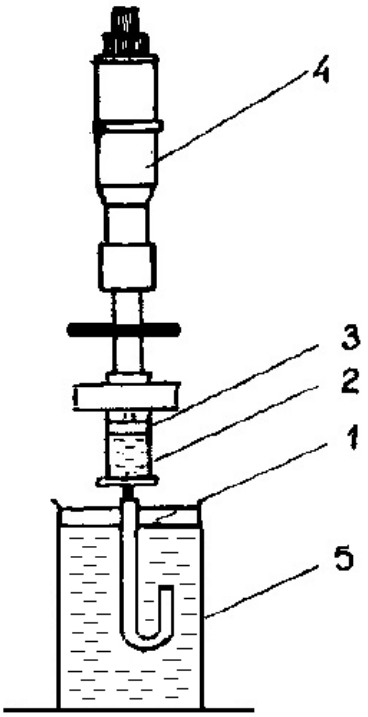

Рисунок 11.1 – Схема прибора

Установлено, что поверхностно-активные вещества концентрируются на границе раздела фаз неравномерно: в первый период интенсивно, а затем медленнее.

Поверхностно-активные вещества концентрируются по границе раздела «нефть–вода» главным образом в течение первой минуты, что дало основание установить вышеуказанную продолжительность образования капли на кончике капилляра для измерения поверхностного натяжения в условиях, близких к статическим.

Выпущенный из капилляра объём жидкости (0,5–1 см^3) определяют с помощью микрометрического винта по величине хода поршня шприца. При одном полном обороте головки микрометрического винта ход поршня составляет 0,5 мм.

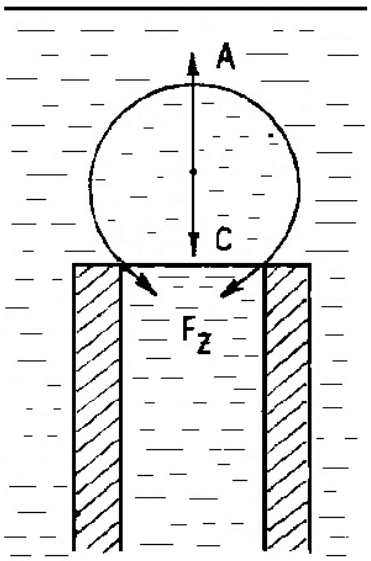

Рисунок 11.2 – Схема сил, действующих на каплю

Диаметр поршня шприца – 1,3 см. На рисунке 11.2 показана схема сил, действующих на каплю в момент её отрыва от капилляра:

$$C + F_z = A, \tag{11.2}$$

откуда

$$F_z = A - C, \tag{11.3}$$

где F_z – проекция сил поверхностного натяжения капли на вертикальную ось;

C, A – сила тяжести капли, архимедова сила, соответственно.

Заменив левую часть равенства (11.3) выражением (11.1) и выразив члены, входящие в правую часть, через значения объёма капли и плотностей капли и окружающей среды, получим

$$a \cdot \sigma = V \cdot (\rho_{ср} - \rho_к) \cdot g, \tag{11.4}$$

откуда

$$\sigma = \frac{V \cdot g \cdot \left(\rho_{ср} - \rho_к\right)}{a \cdot n}, \tag{11.5}$$

где σ – поверхностное натяжение, Дж/м^2;

V – суммарный объём капель, м^3;

g – ускорение свободного падения тела, м/с^2;

$\rho_{ср}$, $\rho_к$ – плотность жидкостей: среды и капли, кг/м^3;

a – постоянная капилляра, м;

n – число капель.

Постоянная капилляра находится заранее. Для этого используются чистые жидкости с известным поверхностным натяжением и плотностью.

3.12 Лабораторная работа «Краевой угол и избирательное смачивание пород»

Знание особенностей смачивания породы нефтяных и газовых коллекторов водой и нефтью необходимо для получения представления о механизме вытеснения нефти водой. Развитие теории новых методов повышения нефтеотдачи пласта невозможно без глубокого знания действия молекулярно-поверхностных сил на границах раздела фаз в продуктивных коллекторах.

Способность жидкостей растекаться по поверхности твёрдых или жидких тел при отсутствии внешних сил характеризуется смачиваемостью. Одна и та же капля жидкости может иметь различную площадь контакта с поверхностью твёрдого тела или жидкости из-за различной смачивающей способности. Мерой смачивания служит угол Θ, образованный поверхностью твёрдого тела и касательной, проведённой к границе раздела смачивающих фаз в точку соприкосновения с твёрдым телом (рис. 12.1 *А*, *В*).

Избирательной смачиваемостью называют способность самопроизвольного вытеснения с поверхности тела одной жидкости другой жидкостью под влиянием молекулярно-поверхностных сил.

Как правило, угол смачивания измеряют в сторону более полярной фазы, например, в нефтепромысловой практике при вытеснении нефти водой угол смачивания всегда измеряется в сторону воды.

Различают наступающий угол смачивания $\Theta_н$ который образуется на границе раздела «нефть–вода» при вытеснении нефти с поверхности твёрдого тела, и отступающий угол смачивания $\Theta_{от}$, образуемый на границе раздела «нефть–вода» при вытеснении воды с поверхности твёрдого тела (рис. 12.1 *В*, *Г*). В зависимости от скорости движения поверхностей раздела фаз наступающий и отступающий углы при прочих равных условиях могут существенно отличаться. Степень отличия $\Theta_н$ и $\Theta_{от}$ служит мерой кинетического гистерезиса смачивания. Весьма существенную роль при смачивании твёрдых поверхностей играет и так называемый статический гистерезис смачивания, заключающийся в задержке установления равновесного угла смачивания.

Задачей настоящей работы является определение наступающего и отступающего углов смачивания кварцевой пластинки водой. Для определения наступающего угла $\Theta_н$ кварцевая пластинка вначале погружается в нефть, а затем на неё наносится капля воды, которая вытесняет нефть с некоторой поверхности пластинки. Для определения отступающего угла $\Theta_{от}$ кварцевая пластинка вначале погружается в воду, а затем под неё подводиться капля нефти. Со временем значения углов смачивания $\Theta_н$ и $\Theta_{от}$ стремятся с разных сторон к значению равновесного угла смачивания Θ.

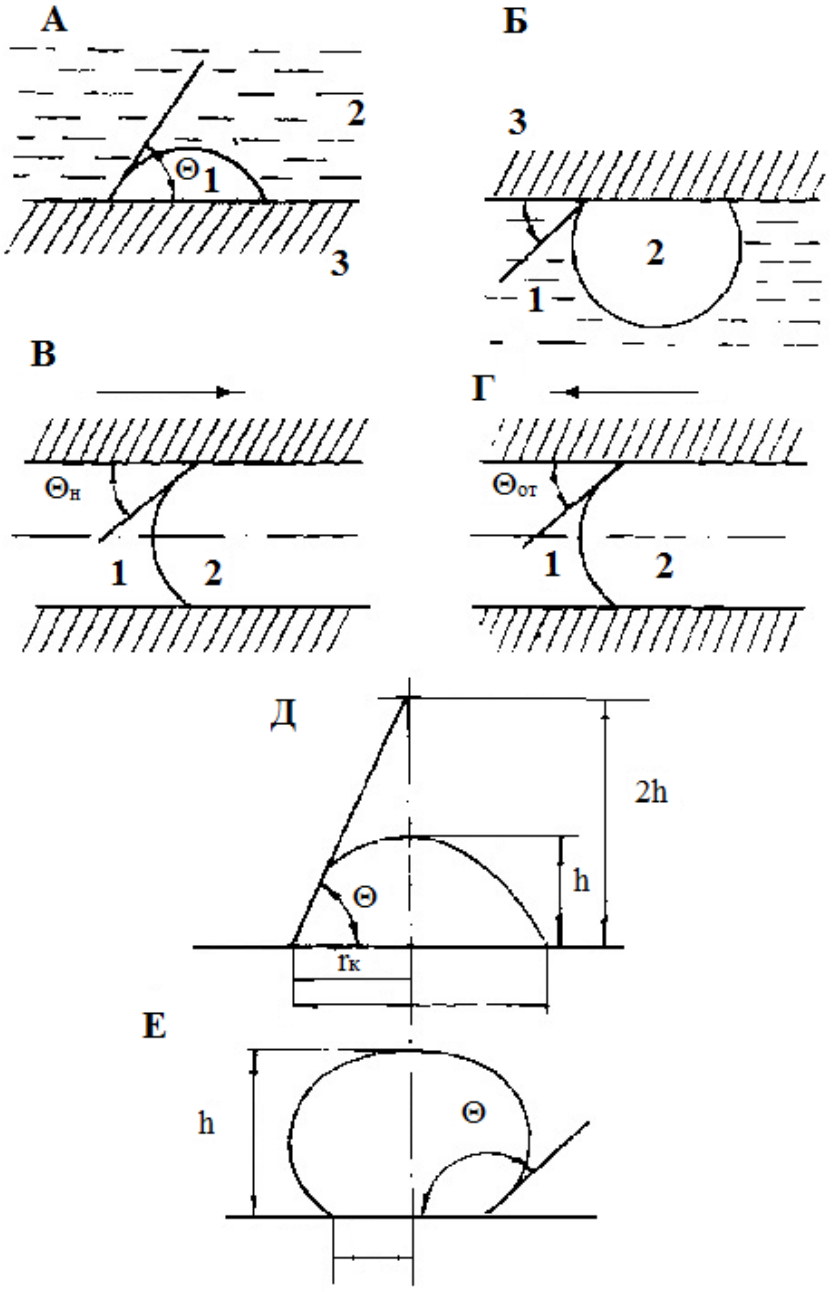

Рисунок 12.1 – Схема молекулярно-поверхностного взаимодействия жидкостей с твёрдым телом

Описание прибора

Схема установки для определения краевого угла смачивания приведена на рисунке 12.2. Каплю проектируют на экран *1*, добиваясь максимальной резкости в изображении контура капли. При измерении краевого угла таким методом необходимо зарисовать по проекции или сфотографировать форму капли. На рисунке к проекции капли проводят касательную в точке пересечения контура капли с подложкой и измеряют угол наклона этой касательной. Возможная погрешность измерения краевого угла составляет 3–5°. Краевой угол малых капель измеряют из предположения сферичности поверхности капли. Это повышает точность измерения до 1–2°.

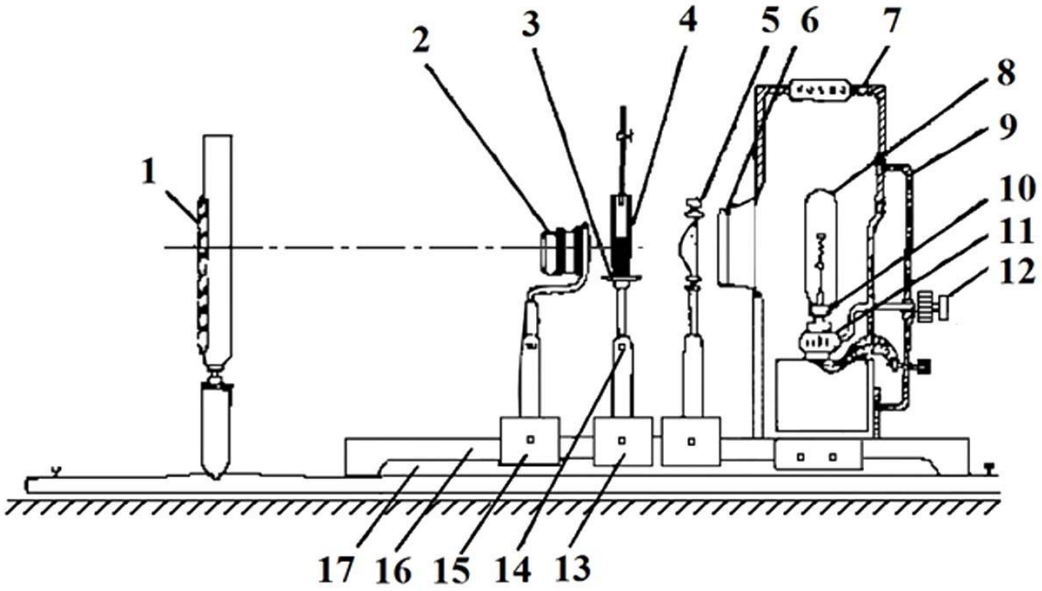

Рисунок 12.2 – Схема установки

Установка (рис. 12.2) состоит из проекционного фонаря *7*, линзы *5*, столика *3* со стеклянной кюветой *4* и держателем для пластинки минерала, объектива *2* и экрана *1* из матового стекла с угломером. Все перечисленные части прибора, за исключением экрана, укреплены на зажимах *13*, *15*, передвигаемых по трёхгранному рельсу *16*.

Регулировочные винты позволяют установить прибор в строго горизонтальном положении по уровню, укреплённому на экране. Зажимы снабжены винтами для закрепления узлов на рельсе.

Объектив, столик и линза в зажимах на стойках могут передвигаться в вертикальном направлении и устанавливаться с помощью винтов *14*.

Проекционный фонарь в качестве источника света имеет кинопроекционную лампу 8 мощностью 300 Вт с патроном, укреплённым в держателе, который можно отклонять от вертикального положения в ту или другую сторону посредством

ручки. Держатель даёт возможность установить лампу перпендикулярно оптической оси прибора. Перемещение лампы по вертикали производится при помощи винтов. На корпусе осветителя имеется диафрагма *6* для регулировки светового потока и ограничения периферийных лучей. Предусмотрена регулировка напряжения, подаваемого на лампу, посредством автотрансформатора ЛАТР-1.

Кварцевая пластинка, на которую наносится капля исследуемой жидкости, помещается в специальную кювету, расположенную на столике *3*, снабжённом регулировочными винтами для установки её в горизонтальное положение. Кювета состоит из металлической обоймы и двух плоскопараллельных стёкол, прижимаемых к обоймам струбцинами. Герметичность достигается благодаря точной обработке поверхности обоймы и стёкол и тщательной полировке поверхностей. Нижняя часть обоймы имеет остроугольные выступы, на которые кладётся пластинка минерала.

При необходимости изучения капли в среде с большой плотностью пластинку минерала укрепляют в обойме кронштейна. Крепление допускает возможность подъёма обоймы, а также смещение её в поперечном направлении.

Устройство экрана с матовым стеклом для проектирования на него капли жидкости показано на рисунке 12.3. Матовое стекло *3* вставлено в раму *1*. В этой же раме находится угломер *2*, свободно передвигаемый по горизонтали в пазах рамы *1* посредством винта *5*. В угломере на вращающейся обойме *7* помещены стекло с взаимно перпендикулярно пересекающимися нитями и шкала *4*. Одна из нитей угломера имеет шкалу с делением через *1* мм и с цифрами через 10 мм для измерения высоты h капли и её диаметра d в плоскости соприкосновения с поверхностью пластинки. Рама экрана может подниматься и опускаться при помощи винта *6*, вращаемого гайкой *9*.

Следует иметь в виду, что величина краевого угла в процессе пребывания капли на поверхности твёрдого тела может сильно измениться. Учитывая это обстоятельство, при определении смачиваемости минералов водой рекомендуется делать повторные зарисовки капли воды на экране через определённые промежутки времени, пока краевой угол не достигнет равновесного состояния (при этом очень важно учитывать время, в течение которого наступает равновесное состояние капли).

Краевой угол смачивания может быть определён с помощью угломера. Для этого точку пересечения нитей устанавливают в точке контакта силуэта капли с поверхностью твёрдого тела. Вращением угломера одну из взаимно перпендикулярных нитей устанавливают в положение касательной к поверхности капли в точке её соприкосновения с исследуемой поверхностью минерала. По угломеру отсчитывается угол смачивания.

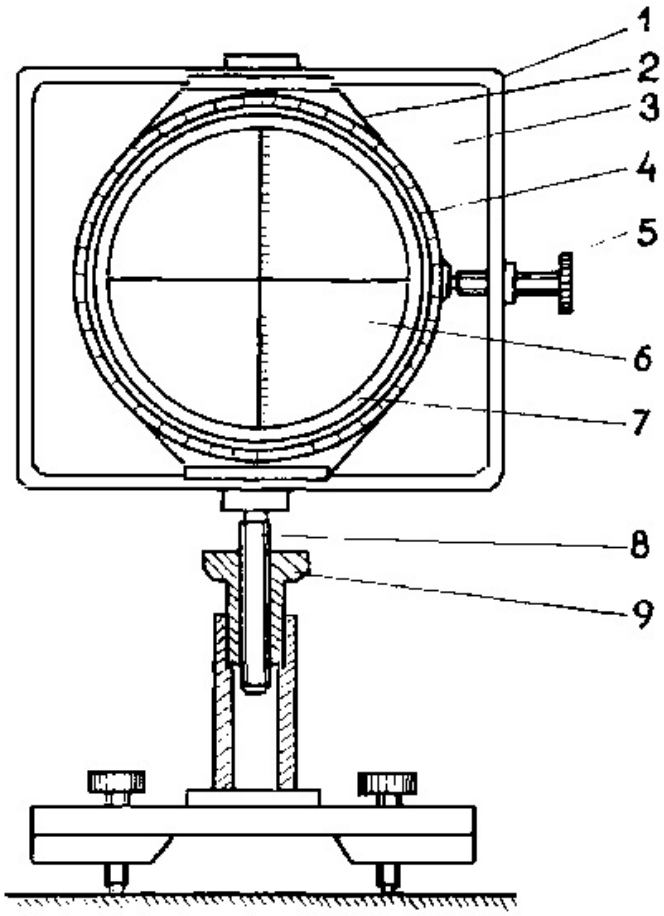

Рисунок 12.3 – Экран

Выполнение работы

Перед каждым определением угла смачивания Θ кварцевую пластинку обрабатывают дымящейся азотной кислотой, промывают дистиллированной водой и высушивают в сушильном шкафу при 110 °С. Затем прокаливают в муфельной печи при 450 °С в течение трёх часов. Подготовленную пластинку помещают в кювету так, чтобы верхняя поверхность её была горизонтальна.

При определении наступающего угла в кювету наливают исследуемую пластовую нефть, разбавляя её изооктаном (с углом контакта на границе с дистиллированной водой Θ = 30°) до такой концентрации, при которой изображение пластинки на экране при включении света в аппарате получается достаточно ясным (если взять прозрачный нефтепродукт, например трансформаторное масло, то разбавления изооктаном не требуется). Затем на верхнюю поверхность пластинки при помощи трубочки с оттянутым концом наносят каплю исследуемой воды. Размер капли не должен превышать 2–3 мм, чтобы избежать её деформации под влиянием силы тяжести. Перестановкой оптики и источника света добиваются чёткого изображения капли на экране. Для капель малого размера, когда деформацией за счёт массы капли можно пренебречь и Θ < 90°, угол смачивания можно

рассчитать по основным размерам прилипшей капли: по высоте капли h и радиусу $r_к$ или диаметру площади контакта капли с поверхностью d (см. рис. 12.1 *Д*, *Е*).

$$\operatorname{tg}\frac{\Theta}{2}=\frac{2h}{d}=\frac{h}{r_k}. \qquad (12.1)$$

Для капель, деформацией которых пренебречь нельзя, рассчитывают угол смачивания по следующим формулам (см. рис. 12.1): при $\Theta < 90°$

$$\operatorname{tg}\frac{\Theta}{2}=\frac{2h\cdot r_k}{r_k^{\,2}-h^2}, \qquad (12.2)$$

при $\Theta > 90°$

$$\operatorname{tg}\frac{\Theta}{2}=\frac{\sqrt{2h\cdot r_k-h^2}}{r_k-h}. \qquad (12.3)$$

Формулы (12.3) и (12.4) можно представить несколько в ином виде, при $\Theta < 90°$:

$$\cos\frac{\Theta}{2}=\frac{r_k^{\,2}-h^2}{r_k^{\,2}+h^2}, \qquad (12.4)$$

при $\Theta > 90°$

$$\cos\frac{\Theta}{2}=1-\frac{h}{r_k}. \qquad (12.5)$$

Средний краевой угол подсчитывают по результатам повторных измерений углов нескольких капель, нанесённых на одну и ту же пластинку.

При определении отступающего угла в кювету наливают пластовую или закачиваемую в пласт воду или фильтрат бурового раствора и подводят каплю исследуемой нефти под нижнюю поверхность кварцевой пластинки. Последующие операции по измерению краевого угла Θ проводят в том же порядке, как и при определении наступающего угла.

Пример 1. Определить угол, если h = 20 мм, d = 85,5 мм:

$$\operatorname{tg}\frac{\Theta}{2}=\frac{2h}{d}=\frac{2\cdot 20}{85,5}\approx 0,468.$$

По таблице тригонометрических функции находим, что

$$\frac{\Theta}{2}=25°5',$$

откуда

$$\Theta = 50°10'.$$

Пример 2. Определить отступающий угол, если h = 75 мм, d = 80 мм:

$$\operatorname{tg}\frac{\Theta'}{2}=\frac{2\cdot 75}{80}=1,875.$$

По таблицам тригонометрических функций находим:

$$\frac{\Theta'}{2} = 62°,$$

откуда

$$\Theta' = 124°.$$

Так как угол измеряется в сторону водной фазы, то следует взять не $\Theta' = 124°$, а угол, дополнительный до 180°:

$$\Theta = 180° - \Theta' = 180° - 124° = 56°.$$

3.13 Лабораторная работа «Определение водонефтегазонасыщенности образцов на приборе Закса С. Л. (ЛП-4)»

Введение

Коэффициентом нефтенасыщенности ($S_н$) кернов называется отношение объёма нефти ($V_н$) в образце породы к суммарному объёму пор ($V_{пор}$) в том же образце:

$$S_н = \frac{V_н}{V_{пор}}. \qquad (13.1)$$

Коэффициентом водонасыщенности ($S_в$) породы называется отношение объёма содержащейся в ней воды ($V_в$) к суммарному объёму пор ($V_{пор}$) в той же породе:

$$S_в = \frac{V_в}{V_{пор}}. \qquad (13.2)$$

Прибор ЛП-4 сочетает основные части аппаратов Соколета и Дина-Старка и служит для одновременного определения водо- и нефтенасыщенности кернов. Дистилляция воды из породы и экстрагирование происходит одновременно.

Описание прибора

Прибор ЛП-4 состоит из колбы *1*; стеклянной ловушки *2*, колиброванной на 10 см^3; стеклянного холодильника *3* и стеклянного цилиндра *4* с дном из пористого стекла (фильтры Шота № 4). Колба, ловушка и холодильник тщательно пришлифовываются друг к другу. Цилиндр *4* с керном *5* помещается в горловину колбы на специальные выступы (рис. 13.1).

Выполнение работы

В предварительно высушенный до постоянного веса (при температуре 102–105 °С) взвешенный стеклянный цилиндр помещают образец (40–60 и

взвешивают с точностью до 0,01 г). Наливают ½ колбы толуола, устанавливают в горловину прибора цилиндр с образцом и собирают прибор. Направляют воду в холодильник (снизу–вверх) и включают электропечь. Подогрев колбы регулируют таким образом, чтобы образец породы всё время был погружен в растворитель, который не должен переливаться через края цилиндра.

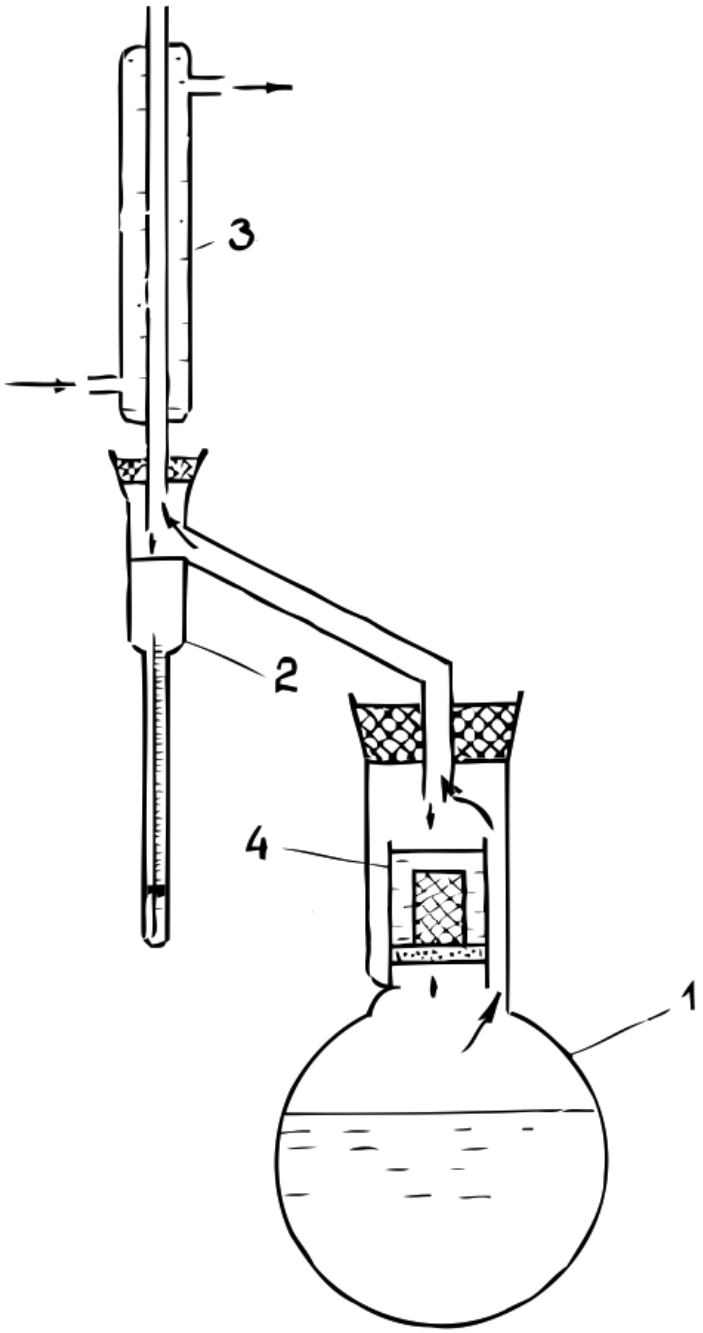

Рисунок 13.1 – Прибор ЛП-4

Работа считается законченной, когда увеличение объёма воды в ловушке прекращается и находящийся под уровнем воды растворитель становится совершенно прозрачным.

Капли воды, конденсированные в холодильнике, сливаются в ловушку, замеряется объём воды ($V_в$). После окончания экстрагирования цилиндр с образцом высушивается до постоянного веса и взвешивается. Объём нефти в образце определяется по формуле

$$V_н = \frac{1}{\rho_н}(\rho_1 - \rho_2 - V \cdot \rho_в). \qquad (13.3)$$

Коэффициент нефтенасыщенности (в долях единицы) равен

$$S_н = \frac{V_н}{V_{пор}} = \frac{V_н}{m \cdot \frac{\rho_2}{\rho_{п.к.}}} = \frac{V_н \cdot \rho_{п.к.}}{m \cdot \rho_2}. \qquad (13.4)$$

Коэффициент водонасыщенности (в долях единицы) равен

$$S_в = \frac{V_в}{V_{пор}} = \frac{V_в}{m \cdot \frac{\rho_2}{\rho_{п.к.}}} = \frac{V_в \cdot \rho_{п.к.}}{m \cdot \rho_2}. \qquad (13.5)$$

Коэффициент газонасыщенности определяется из соотношения

$$S_г = 1 - S_н - S_в, \qquad (13.6)$$

где $V_н$ – объём нефти в образце, см^3;

$V_в$ – объём воды в образце, см^3;

$S_н$ – коэффициент нефтенасыщенности (в долях единицы);

$S_в$ – коэффициент водонасыщенности (в долях единицы);

P_1 – вес образца, насыщенного нефтью, водой, г;

P_2 – вес экстрагированного и высушенного образца, г;

$\rho_н$, $\rho_в$ – плотность нефти и воды, г/см^3;

$\rho_{п.к.}$ – кажущаяся плотность пород, г/см^3;

m – абсолютная пористость (в долях единицы).

4. ПРОВЕРОЧНЫЕ ЗАДАНИЯ

4.1 Контрольные вопросы

1. Классификация нефтяных и газовых залежей.
2. Условия залегания нефти и газа в пласте.
3. Пластовая температура и давление.
4. Приведённое пластовое давление.
5. Гранулометрический состав породы.
6. Ситовый и седиментационный анализ.
7. Использование результатов анализа состава пород в нефтедобыче.
8. Пористость горных пород.
9. Коэффициенты полной, открытой, динамической пористости.
10. Методы определения открытой пористости.
11. Идеальный и фиктивный грунт.
12. Пористость идеального и фиктивного грунта.
13. Применение сведений о пористости пород в нефтедобыче.
14. Насыщенность порового пространства пород нефтью, водой и газом.
15. Методы определения водонефтегазонасыщенности: прямые и косвенные.
16. Проницаемость горных пород. Закон Дарси. Коэффициенты абсолютной, фазовой и относительной проницаемости, их размерность, практическое применение в нефтедобыче.
17. Связь проницаемости с гранулометрическим составом, пористостью и размерами поровых каналов.
18. Факторы, влияющие на проницаемость горных пород: температура, давление, упругие свойства горных пород.
19. Измерение проницаемости горных пород: типы, виды установок, их классификация.
20. Коллекторские свойства трещиноватых пород. Классификация трещиноватых пород по строению порового пространства.
21. Параметры трещиноватости.
22. Распределение пор по размерам. Кривые «капиллярное давление–насыщенность». Приложение их в промысловой практике.
23. Удельная поверхность горных пород и методы её определения. Связь удельной поверхности с другими параметрами горных пород.
24. Упругие свойства горных пород. Коэффициенты упругости пород. Их размерность, пределы изменения. Коэффициент упругой ёмкости пласта.

25. Прочность горных пород на сжатие и разрыв. Пластические свойства горных пород.

26. Карбонатность горных пород.

27. Тепловые (термические) свойства горных пород: теплопроводность, теплоёмкость, температуропроводность, коэффициенты линейного и объёмного расширения.

28. Методы определения тепловых свойств горных пород.

29. Факторы, влияющие на механические и тепловые свойства нефтеводосодержащих пород.

30. Состав нефти. Классификация нефтей.

31. Пластовая и дегазированная нефть.

32. Растворимость газов в нефти, газосодержание, газовый фактор.

33. Физические свойства нефти: плотность, вязкость, сжимаемость, электропроводность, теплоёмкость, теплопроводность. Методы определения физических свойств нефти.

34. Изменение состава и свойств нефти в пределах залежи.

35. Фотокалометрические свойства нефти и их практическое значение.

36. Давление насыщения нефти газом и его зависимость от различных факторов. Методы насыщения нефти газом. Кривые разгазирования нефти.

37. Объёмный коэффициент и усадка нефти. Зависимость их от различных факторов и методы определения.

38. Температура кристаллизации (насыщения) нефти парафином и зависимость её от давления, состава нефти и растворённого газа.

39. Классификация пластовых вод. Виды остаточной (связанной) воды в нефтенасыщенных породах пласта.

40. Состав и физические свойства пластовых вод: минерализованность, плотность, вязкость, упругие и тепловые свойства. Зависимость их от давления и температуры.

41. Растворимость углеводородных и неуглеводородных газов в пластовой.

42. Состав природных газов и их классификация.

43. Свойства природных газов: плотность, вязкость, сжимаемость, упругость насыщенных паров. Методы определения основных свойств газа.

44. Основные свойства газоконденсата: плотность, вязкость, температура помутнения и застывания. Методы их определения.

4.2 Тестовые задания

1. Пластовая температура (*T*) с глубиной …

a) увеличивается;

b) не изменяется;

c) уменьшается.

2. Вязкость нефти в пласте зависит от …

a) температуры;

b) газосодержания;

c) давления;

d) температуры, газосодержания, давления.

3. Вязкость нефти с повышением (температуры, давления, газосодержания) …

a) уменьшается;

b) не изменяется;

c) увеличивается.

4. Проницаемость от размера пор …

a) не изменяется;

b) уменьшается;

c) увеличивается.

5. Проницаемость с увеличением температуры ...

a) увеличивается;

b) не изменяется;

c) уменьшается.

6. Поры по виду бывают …

a) закрытые;

b) полные;

c) открытые;

d) динамические;

e) эффективные;

f) полные, открытые, динамические.

7. Плотность нефти с повышением (температуры, содержания газа) …

a) уменьшается;

b) увеличивается;

c) не изменяется.

8. Плотность пластовой воды зависит от …

a) содержания солей;

b) температуры;

c) давления;

d) температуры, содержания солей.

9. С уменьшением давления плотность нефти …

a) не изменяется;

b) уменьшается;

c) увеличивается.

10. Плотность флюида в пласте зависит от …

a) температуры;

b) давления;

c) газосодержания;

d) температуры, давления.

11. Коэффициент сверхсжимаемости с увеличением азота в газовой смеси …

a) не изменяется;

b) уменьшается;

c) увеличивается.

12. Коэффициент динамической пористости по отношению к коэффициенту эффективной пористости …

a) меньше;

b) одинаковый;

c) больше.

13. Вязкость газа с повышением (температуры, давления) …

a) не изменяется;

b) уменьшается;

c) увеличивается.

14. Полная пористость определяется на приборе_____.

15. Кажущаяся плотность пород определяется методом_____.

16. Содержание жидкости в породе определяется на приборе_____.

17. Плотность пород определяется методами_____.

18. Открытая пористость определяется методом_____.

19. Остаточная водонасыщенность определяется на приборе_____.

20. Формула Стокса записывается_____.

21. Формула Дюпюи имеет вид_____.

22. Остаточная водонасыщенность нефтяной эмульсии определяется методом_____.

23. Карбонатность пород определяется на приборе_____.

24. Проницаемость горных пород оценивается законом_____.

25. Фазовая проницаемость измеряется в_____.

26. Закон Пуазейля описывается формулой_____.

27. Кинематическая вязкость определяется на приборе_____.

28. Карбонатность пород определяется методом_____.

29. Плотность нефти определяется приборами_____.

30. Уравнение состояния идеальных газов описывается формулой_____.

31. Коэффициент сверхсжимаемости зависит_____.

32. Карбонатность пород определяется по формуле_____.

33. Пересчёт плотности жидкости на стандартные условия осуществляется по формулам_____.

34. Кинематическая вязкость нефти определяется по формуле_____.

35. Коэффициенты водо-, нефте-, газонасыщенности рассчитываются по формулам_____.

36. Плотность газовой смеси определяется по формуле_____.

37. При известных весах: сухого образца (P_1), насыщенного керосином (P_2), насыщенного керосином в керосине (P_3) и плотности керосина ($p_к$) коэффициент открытой пористости равен_____%.

38. При длине образца (L), площади сечения (F), вязкости (μ) перепаде давления (Δp), расходе (Q) коэффициент абсолютной проницаемости равен _____м^2.

4.3 Установить соответствие

3.1

Поровые каналы:	Размер (мм):
1) сверхкапиллярные;	a. 0,00001–0,0002;
2) субкапиллярные;	b. 0,0002–0,5;
3) капиллярные.	c. 0,5–0,75;
	d. 0,45–0,65;
	e. 0,00025–0,035.

1_____2_____3_____

3.2

Коэффициенты пористости	Формулы расчёта
1) открытая;	a. $m = \frac{V_{обр} - V_{зер}}{V_{обр}}$.
2) полная;	b. $m = 1 - \frac{V_{зер}}{V_{обр}}$.
3) динамическая.	c. $m = \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_3}$.
	d. $m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}}$.
	e. $m = \frac{(\alpha_к - \alpha_н) \cdot V_{пор}}{V_{обр}} = (\alpha_к - \alpha_н) \cdot m_0$.

1_____2_____3_____

3.3

Оборудование:	Используется для изучения
1) аппарат Сокслета;	a. карбонатности;
2) аппарат Закса;	b. пористости;
3) аппарат АК-4;	c. проницаемости;
4) аппарат Дина и Старка.	d. остаточной водонасыщенности;
	e. экстрагирования.

1_____2_____3_____4_____

4.4 Установить правильную последовательность

4.1 Газовый фактор:

□газ □нефть

□объём □вода

4.2 Объёмный коэффициент нефти:

□газ □растворение

□объём □пласт

□газ □поверхность

4.3 Экстрагированный образец:

□освобождение □высушивание

□поры □нефть

□постоянство □вес

□вода

4.4 Карбонатность:

□кислота □соль

□уголь □порода

□содержание

4.5. Закон Дарси:

□пористая □скорость

□проницаемость □фильтрация

□среда □пропорциональность

□вязкость □давление

□градиент □пористая

□обратно

4.6 Удельная поверхность:

□поверхность □объём

□частица □образец

□канал □единица

4.7 Гранулометрический состав породы:

□различность □порода

□количество □частица

□содержание □крупность

4.8 Пористость:

□пустоты □наличие □порода

4.9 Проницаемость:

□порода □газ

□способность □пропуск

□вода □нефть

4.10 Относительная плотность:

□нефть □объём

□стандарт □масса

□условия □определённый

□дистилляция □вода

4.11 Давление насыщения:

□давление
□газ
□выделение
□нефть
□которое
□максимальное
□начало

4.12 Относительная плотность:

□нефть
□стандарт
□условия
□дистилляция
□объём
□масса
□определённый
□вода

4.13 Последовательность расчёта парожидкостного равновесия многокомпонентых смесей:

□ V, y_i, x_i
□ $T_{кр}, P_{кр}$
□ $k_i = \left[\frac{P_{кр_i}}{P} \cdot e^{5{,}372697(1-\omega_i)\left(1-\frac{T_{кр_i}}{T}\right)} \right]^{1/4}$
□ $f_{жс_i} / x_{p_i}$
□ $k_i = k_i \frac{f_{жс_i}}{f_{n_i}}$
□ $Z_n, Z_{ж}$
□ *a, b*

4.14 Кинетический гистерезис смачивания:

□передвижение
□твёрдая
□угол
□поверхность
□при
□изменение
□трёхфазный
□периметр
□смачивание

4.5 Задача на определение плотности природного газа

Рассчитать плотность природного газа ($\rho_г$) по его составу. Найти относительную плотность смеси индивидуальных газов по воздуху. Исходные данные представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Состав газа для определения плотности (по вариантам)

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
объёмная (мольная) доля, %										
CH_4	20,0	19,0	18,0	17,6	18,2	22,1	23,0	21,0	22,0	21,0
C_2H_6	12,0	11,2	19,2	18,1	12,2	13,0	10,2	11,2	9,8	10,2
C_3H_8	36,0	32,0	36,0	30,0	29,0	35,0	34,0	36,0	38,0	38,7
C_4H_{10}	3,0	11,0	1,4	6,7	15,8	3,3	5,7	5,4	2,3	2,7
C_4H_{10}	12,0	10,0	11,0	12,0	10,0	11,0	12,0	10,0	11,0	12,0
$C_{5+в}$	9,0	8,6	8,2	8,6	7,2	7,8	7,9	8,3	8,6	8,2
N_2	8,0	8,2	6,2	7,0	7,6	7,8	7,2	8,1	8,3	7,2

4.6 Задача на определение вязкости природного газа

Найти коэффициент динамической вязкости природного газа при следующих условиях: T = (0, 20, 60) °С при P = (0,1; 1; 2; 3; 10; 20; 30) МПа. Состав природного газа по вариантам приведён в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Состав газа для определения вязкости (по вариантам)

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
объёмная (мольная) доля, %										
CH_4	38,7	22,0	21,0	23,0	22,1	18,2	17,6	18,0	19,0	20,0
C_2H_6	10,2	9,8	11,2	10,2	13,0	12,2	18,1	19,2	11,2	12,0
C_3H_8	21,0	38,0	36,0	34,0	35,0	29,0	30,0	36,0	32,0	36,0
C_4H_{10}	2,7	2,3	5,4	5,7	3,3	15,8	6,7	1,4	11,0	3,0
C_4H_{10}	12,0	11,0	10,0	12,0	11,0	10,0	12,0	11,0	10,0	12,0
$C_{5+в}$	8,2	8,6	8,3	7,9	7,8	7,2	8,6	8,2	8,6	9,0
N_2	7,2	8,3	8,1	7,2	7,8	7,6	7,0	6,2	8,2	8,0

Результаты расчётов представить графически (три линии в координатах «коэффициент динамической вязкости $\mu_г$ – давление P, и сделать комментарии.

4.7 Задача на определение коэффициента сверхсжимаемости газа

Найти коэффициент сверхсжимаемости природного газа:

- графическим методом – по двум приведённым параметрам;
- аналитическим методом.

Исходные данные приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Состав газа (по вариантам)

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
объёмная (мольная) доля, %										
CH_4	36,0	19,0	18,0	17,6	18,2	22,1	23,0	21,0	22,0	21,0
C_2H_6	12,0	11,2	19,2	18,1	12,2	13,0	10,2	11,2	9,8	10,2
C_3H_8	20,0	32,0	36,0	30,0	29,0	35,0	34,0	36,0	38,0	38,7
C_4H_{10}	3,0	11,0	1,4	6,7	15,8	3,3	5,7	5,4	2,3	2,7
C_4H_{10}	12,0	10,0	11,0	12,0	10,0	11,0	12,0	10,0	11,0	12,0
$C_{5+в}$	9,0	8,6	8,2	8,6	7,2	7,8	7,9	8,3	8,6	8,2
N_2	8,0	8,2	6,2	7,0	7,6	7,8	7,2	8,1	8,3	7,2
условия, при которых газ находится										
T, °C	60	70	60	50	80	48	70	39	60	65
P, МПа	10	30	25	31	12	7	32	8	10	12

4.8 Задача на определение плотности и теплоты гидратообразования природного газа

Определить плотность гидрата природного газа и теплоту гидратообразования следующего состава. Состав в объёмных долях дан в таблице 8.1.

Равновесное условие гидратообразования:

$P_р = 7{,}0$ МПа; $T_р = 287{,}26$ К;

$P_{1р} = 8{,}0$ МПа; $T_{1р} = 289{,}26$ К;

$P_{2р} = 6{,}6$ МПа; $T_{2р} = 287{,}16$ К.

Таблица 8.1 – Состав газа (по вариантам)

Состав газа	Объёмная доля									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH_4	0,9497	0,9487	0,949	0,9495	0,9487	0,9491	0,9492	0,9493	0,9494	0,9496
C_2H_6	0,0296	0,0306	0,0296	0,0295	0,031	0,0298	0,0297	0,0297	0,0297	0,0296
C_3H_8	0,0081	0,008	0,0085	0,0082	0,0083	0,0082	0,0083	0,0082	0,0081	0,008
n-C_4H_{10}	0,0036	0,0036	0,0037	0,0038	0,0038	0,0037	0,0038	0,0037	0,0036	0,0037
i-C_4H_{10}	0,002	0,0021	0,0023	0,002	0,0021	0,0021	0,002	0,002	0,0021	0,002
C_5H_{12}	0,0028	0,0026	0,0028	0,0027	0,0029	0,0028	0,0028	0,0028	0,0029	0,0029
CO_2	0,0042	0,0044	0,0041	0,0043	0,0032	0,0043	0,0042	0,0043	0,0042	0,0042

Парциальное давление i-го компонента газа

$$P_i = PX_i,$$

где P – давление гидратообразования, МПа;

X_i – мольная доля i-го компонента газовой смеси.

$$C_i = 10 \cdot \exp\left(A_i - B_i T\right), \qquad (8.1)$$

где A_i и B_i – значения для гидратообразующих компонентов газов приведены в таблице 8.2.

Степень заполнения полостей определяется по формуле 8.2.

$$\Theta = \frac{C_i P_i}{1 + \sum C_i P_i}, \tag{8.2}$$

где C_i – постоянная Лэнгмеора для газа i-го компонента, МПа;

P_i – парциальное давление i-го компонента, МПа.

$$\rho_{гидр} = \frac{M_{H_2O} + M_i \left(n_1 \sum \Theta_{1i} + n_2 \sum \Theta_{2i} \right)}{N_0 a_0^3}, \tag{8.3}$$

$$\Delta H = \frac{R T_1 T_2 \ln\left(P_2 / P_1\right)}{T_1 - T_2}, \tag{8.4}$$

где P_1 и T_1 – равновесные давления и температуры гидратообразования в точке 1;

P_2 и T_2 – в точке 2;

R = 8,31 Дж/моль – газовая постоянная.

Таблица 8.2 – Значения коэффициентов A_i и B_i

Компонент	Малые полости		Большие полости	
	A_i	B_i	A_i	B_i
Структура 1				
CH_4	6,9153	0,0316	6,0966	0,0279
C_2H_6	9,4892	0,0406	11,9410	0,0418
C_2H_4	18,1735	0,0729	20,2959	0,0729
H_2S	6,0658	0,0117	4,4568	0,0117
CO_2	14,9976	0,0588	15,2076	0,0589
N_2	3,2485	0,0262	3,0116	0,0248
Структура 2				
CH_4	6,0499	0,0284	6,2957	0,0285
C_2H_6	9,4892	0,0406	11,9410	0,0418
C_2H_4	18,1735	0,0729	20,2959	0,0729
C_3H_8	–	–	18,2760	0,0462
C_3H_6	–	–	9,6250	0,0182
C_4H_{10}	–	–	13,6942	0,0277
H_2S	4,8258	0,0093	2,4030	0,0063
CO_2	23,0350	0,0904	25,2710	0,0978
N_2	3,2485	0,0262	3,0116	0,0248

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта : учеб. для вузов / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – 4-е изд. – М. : Недра, 2005. – 311 с.

2. Гиматудинов, Ш. К. Сборник лабораторных работ по курсу «Физика нефтяного пласта» / Ш. К. Гиматудинов, И. И. Дунюшкин, Л. А. Нагорный; под ред. Ю. П. Желтова. – М. : МИНГ, 1986. – 68 с.

3. Мирзаджанзаде, А. Х. Физика нефтяного и газового пласта : учеб. для вузов / А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов, А. Г. Ковалёв. – М. : Недра, 1992. – 270 с.

4. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, А. И. Ширковский, Л. С. Чугунов. – М. : Наука, 1996. – 541 с.

5. Михайлов, Н. Н. Физика нефтяного и газового пласта : учеб. пособие. Т. 1 / Н. Н. Михайлов. – М. : МАКС Пресс, 2008. – 448 с.

6. Мордвинов, А. А. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых процессов : учеб. пособие / А. А. Мордвинов, Н. В. Воронина, Э. И. Каракчиев. – Ухта : УГТУ, 2001. – 114 с.

7. Мордвинов, А. А. Единицы физических величин и правила их применения : учеб. пособие / А. А. Мордвинов. – Ухта : УИИ, 1997. – 60 с.

8. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин / под общ. ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. – М. : Недра, 1980. – 301 с.

9. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко [и др.]. – М. : Наука, 1995. – 523 с.

10. Соколов, В. А. Основы теории подобия и анализа размерностей в нефтегазодобыче : учеб. пособие / В. А. Соколов. – Ухта : УГТУ, 2001. – 159 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 3
1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА 4
   1.1 Пластовое давление и температура. Гранулометрический состав нефтегазосодержащих пород 4
   1.2 Пористость нефтесодержащих пород 4
   1.3 Проницаемость нефтегазосодержащих пород 5
   1.4 Удельная поверхность нефтегазосодержащих пород 5
   1.5 Напряженное состояние пород в продуктивном пласте. Механические свойства горных пород 6
   1.6 Тепловые (термические) свойства горных пород 6
   1.7 Карбонатность горных пород 7
2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ 8
   2.1 Растворимость газов в нефти. Закон Генри. Коэффициент растворимости газа в нефти 8
   2.2 Состав и физические свойства пластовых вод 9
   2.3 Состав и физические свойства природных газов 9
3. ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ 11
   3.1 Лабораторная работа «Экстрагирование нефтенасыщенных образцов горных пород» 11
   3.2 Лабораторная работа «Гранулометрический состав породы» 12
   3.3 Лабораторная работа «Определение пористости» 13
   3.4 Лабораторная работа «Определение карбонатности пород» 18
   3.5 Лабораторная работа «Фильтрационные методы определения абсолютной проницаемости, пористости и удельной поверхности горной породы» 22
   3.6 Лабораторная работа «Определение плотности пород» 30
   3.7 Лабораторная работа «Глубинные пробоотборники» 33
   3.8 Лабораторная работа «Определение плотности нефти, нефтепродуктов, пластовых вод и газа» 40
   3.9 Лабораторная работа «Определение вязкости жидкостей и газов» 46
   3.10 Лабораторная работа «Определение количества воды в нефти и деэмульсация методом центрифугирования. Определение остаточной водонасыщенности образцов породы методом центрифугирования» . 54

3.11 Лабораторная работа «Измерение поверхностного натяжения на границе раздела жидкостей методом счёта капель» 58
3.12 Лабораторная работа «Краевой угол и избирательное смачивание пород»..... 61
3.13 Лабораторная работа «Определение водонефтегазонасыщенности образцов на приборе Закса С. Л. (ЛП-4)»..... 67
4. ПРОВЕРОЧНЫЕ ЗАДАНИЯ 70
4.1 Контрольные вопросы 70
4.2 Тестовые задания 72
4.3 Установить соответствие..... 74
4.4 Установить правильную последовательность..... 75
4.5 Задача на определение плотности природного газа 77
4.6 Задача на определение вязкости природного газа..... 78
4.7 Задача на определение коэффициента сверхсжимаемости газа..... 78
4.8 Задача на определение плотности и теплоты гидратообразования природного газа..... 79
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК..... 81

Учебное издание

Воронина Наталья Васильевна
Чупров Владимир Валерьевич

Лабораторный практикум по дисциплине «Физика пласта»

Учебное пособие

Редактор О. В. Мойсеня.
Технический редактор К. В. Зелепукина.

План 2016 г., позиция 002. Подписано в печать 28.04.2017 г.
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.
Усл. печ. л. 4,8. Уч.-изд. л. 4,4. Тираж 120 экз. Заказ № 316.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.
Типография УГТУ.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.