

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

Г.П. Хижняк, Г.В. Плюснин

ФИЗИКА ПЛАСТА

Курс лекций и практикум

Учебное текстовое электронное издание

Утверждено

Редакционно-издательским советом университета

1 электронный оптический диск

УДК 553.982

X43

Рецензенты:

канд. техн. наук, доцент *А.А. Злобин*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет);

канд. техн. наук, доцент *А.В. Распопов*
(филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь)

Хижняк, Г.П.

X43 **Физика пласта : курс лекций и практикум [Электронный ресурс] /**
Г.П. Хижняк, Г.В. Плюснин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн.
ун-та, 2013. – 219 с. – 1 электрон. опт. диск.

ISBN 978-5-398-01150-0

Содержит теоретический материал, необходимый для усвоения дисциплины «Физика пласта», и практические занятия; включает теоретические основы, устройство приборов и оборудования, последовательность выполнения практических работ, порядок оформления результатов, вопросы для самоконтроля.

Предназначен для студентов направления «Нефтегазовое дело» по профилям: 131000.62.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»; 131000.62.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин»; 131000.62.04 «Сооружение и ремонт объектов трубопроводного транспорта»; 130101.65.03 специальности «Прикладная геология» специализации «Геология нефти и газа» и для слушателей, обучающихся по дополнительной образовательной программе профессиональной переподготовки специалистов «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 553.982

Электрон. текст. изд. (17,1 Мб). – 1 электрон. опт. диск. – Систем. требования: Pentium 200; оперативная память 256 Мб; операционная система Windows (98, ME, NT, 2000, XP, Vista, W7); Adobe Acrobat 5.0; привод CD-ROM; рекомендуемое разрешение экрана 1024×768.

Корректор *Е.Б. Денисова*
Компьютерная верстка *С.Ю. Суриновой*

Номер гос. регистрации

Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33, e-mail: 2198033@mail.ru

СОДЕРЖАНИЕ

Предмет и задачи дисциплины. Основные понятия, термины и определения	5
ЛЕКЦИЯ 1. Вещественная характеристика горных пород-коллекторов нефти и газа.....	8
Тема 1. Классификация горных пород по происхождению.....	8
Тема 2. Осадочные горные породы.....	9
Тема 3. Метаморфические горные породы	10
Тема 4. Терригенные и карбонатные породы. Типы коллекторов по форме пустотного пространства.....	11
ЛЕКЦИЯ 2. Подготовка образцов керна к исследованиям.....	20
Тема 5. Отбор керна. Изготовление образцов (цилиндры, кубики). Экстрагирование	20
<i>Практическая работа № 1.</i> Освобождение образцов породы от содержащихся в них нефти и воды. Определение веса жидкостей в породе и подготовка породы к определению ее физических свойств	30
ЛЕКЦИЯ 3. Свойства нефтесодержащих пород.....	32
Тема 6. Гранулометрический состав горных пород	32
<i>Практическая работа № 2.</i> Определение гранулометрического состава пород ситовым способом.....	38
<i>Практическая работа № 3.</i> Определение гранулометрического состава кернов прибором Analyzette	40
Тема 7. Карбонатность	42
<i>Практическая работа № 4.</i> Определение карбонатности горных пород газометрическим способом с помощью прибора Кларка	44
<i>Практическая работа № 5.</i> Определение карбонатности горных пород газометрическим способом с помощью карбонатомера КМ-04 М.....	47
Тема 8. Цемент	50
Тема 9. Плотность породы	53
<i>Практическая работа № 6.</i> Определение кажущейся плотности горной породы	58
<i>Практическая работа № 7.</i> Определение истинной плотности горных пород пикнометрическим способом.....	60
ЛЕКЦИЯ 4. Коллекторские свойства	63
Тема 10. Пористость	63
<i>Практическая работа № 8.</i> Определение коэффициента открытой пористости по методу Преображенского.....	75
<i>Практическая работа № 9.</i> Определение коэффициента открытой пористости гелиевым порозиметром РНИ-220.....	78
Тема 11. Проницаемость	80
<i>Практическая работа № 10.</i> Определение коэффициента абсолютной проницаемости горных пород при стационарной фильтрации газа	87
<i>Практическая работа № 11.</i> Измерение проницаемости горных пород с помощью установки ВРS-805.....	92
<i>Практическая работа № 12.</i> Определение пористости и проницаемости на приборе АР-608	95
Тема 12. Нижние пределы пористости и проницаемости	97
ЛЕКЦИЯ 5. Структура порового пространства	101
Тема 13. Модели порового пространства	101
Тема 14. Удельная поверхность.....	104

ЛЕКЦИЯ 6. Насыщенность кернов	107
Тема 15. Понятие насыщенности порового пространства флюидами	107
<i>Практическая работа № 13.</i> Определение водо- и нефтенасыщенности образцов керна с помощью приборов Дина – Старка и Л.С. Закса ЛП-4.....	108
ЛЕКЦИЯ 7. Физические и химические свойства пластовых флюидов	113
Тема 16. Пластовые воды	113
<i>Практическая работа № 14.</i> Определение остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны.....	124
<i>Практическая работа № 15.</i> Моделирование остаточной водонасыщенности горных пород методом центрифугирования	126
<i>Практическая работа № 16.</i> Измерение кислотности, общего солесодержания, солености, удельного сопротивления, удельной электропроводности водного раствора с помощью прибора SEVEN MULTI.....	130
Тема 17. Состав и физико-химические свойства углеводородных газов и нефтей.....	134
<i>Практическая работа № 17.</i> Исследование зависимости изменения вязкости жидкости от температуры	150
ЛЕКЦИЯ 8. Фазовые состояния углеводородных систем	154
Тема 18. Виды и схемы фазовых превращений углеводородов	154
ЛЕКЦИЯ 9. Поверхностно-молекулярные свойства системы пласт – вода – нефть – газ	164
Тема 19. Поверхностное натяжение на границе раздела фаз. Смачиваемость. Капиллярное давление.....	164
Тема 20. Плотность жидкости	172
<i>Практическая работа № 18.</i> Определение плотности жидкости ареометром	173
<i>Практическая работа № 19.</i> Определение плотности жидкости с помощью тензиометра К-11	175
<i>Практическая работа № 20.</i> Определение межфазного натяжения на границе раздела двух фаз методом счета капель.....	177
<i>Практическая работа № 21.</i> Определение поверхностного натяжения на границе раздела двух фаз методом кольца с помощью тензиометра К-11.....	182
<i>Практическая работа № 22.</i> Определение поверхностного натяжения на границе раздела двух фаз методом пластины с помощью тензиометра К-11	185
ЛЕКЦИЯ 10. Физические основы вытеснения нефти и газа из пористой среды	188
Тема 21. Источники пластовой энергии. Поверхностные явления при фильтрации	188
Тема 22. Основы вытеснения из пласта нефти водой и газом.....	190
ЛЕКЦИЯ 11. Определение коэффициента вытеснения	197
Тема 23. Моделирование пластовых условий	197
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	208
ПРИЛОЖЕНИЯ	209
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	210
ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	215

ПРЕДМЕТ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Физика пласта – это прикладная наука, которая изучает физические свойства пластов, их изменения под действием природных процессов, а также физику процессов, протекающих в пластах, с целью оценки запасов углеводородов (УВ) и их эффективного извлечения. Пласт – это сложная система, которая может периодически менять свои свойства. Любой процесс разработки – это процесс разрушения природной системы.

Основные цели и задачи дисциплины «Физика нефтяного пласта»:

- изучение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта;
- установление физических параметров, необходимых для оценки извлечения нефти и газа.

Нефтяной пласт – это сложная динамическая система, содержащая коллектор, насыщенный нефтью и покрывку, и характеризующаяся сильной неоднородностью свойств.

Пласт – это гетерогенная многофазная многокомпонентная термодинамическая система. Термодинамическая система – это совокупность материальных тел и полей, способных взаимодействовать друг с другом. Энергия частиц характеризует энергию системы. Полная энергия складывается из внутренней и внешней. Пример внутренней энергии – растворенный газ.

Три типа взаимодействия пласта:

- 1) механическое – давление вышележащей толщи;
- 2) тепловое;
- 3) масса обмена – компенсация обмена закачкой.

Термодинамическая система может обмениваться веществом и энергией с другими системами.

Системы бывают:

- открытые и закрытые;
- гетерогенная – состоит из отдельных систем, разграниченных поверхностями раздела, причем при переходе через поверхность системы хотя бы одно из свойств изменяется скачкообразно;

- гомогенная – однородная система, в которой свойства либо меняются плавно, либо не меняются вовсе.

Компоненты термодинамической системы – это индивидуальные вещества, состоящие из отдельных молекул, и наименьшее число этих молекул необходимо и достаточно для образования всех фаз этой системы. Компоненты пластовых смесей – это индивидуальные углеводороды.

Нефть может перемещаться как по заключающим ее пористым породам, так и по тектоническим трещинам, секущим содержащие нефть породы. Некоторые геологи полагают, что нефть мигрирует на малые расстояния, другие до-

пускают миграцию ее на большие расстояния, измеряемые десятками и сотнями километров. Различны мнения также и по вопросу о том, в каком состоянии мигрирует нефть – в виде жидкости или в виде газа. Советским ученым М.А. Капелюшниковым экспериментально показано, что при наличии газа и достаточного давления нефть можно перевести в газовую фазу и получить из пористой среды даже пленочную и капиллярную нефть, которую обычными способами извлекать не удастся. Эти исследования подтверждают вероятность миграции нефти также и в газовом состоянии и выделение ее при пониженном давлении в пласте в виде жидкости.

Закрывающие нефть породы обладают сравнительно высокой *пористостью* и достаточной для ее извлечения *проницаемостью*. Породы, допускающие свободное перемещение и накопление в них жидкостей и газов, называются *коллекторами*. Пористость коллекторов зависит от степени отсортированности зерен, их формы и укладки, а также от наличия цемента. Проницаемость определяется размером пор и их сообщаемостью. *Главнейшими коллекторами нефти являются пески, песчаники, известняки, доломиты и другие хорошо проницаемые горные породы, заключенные среди таких слабопроницаемых пород, как глины или гипсы*. При благоприятных условиях коллекторы могут быть трещиноватыми метаморфическими и изверженными породами, находящимися в соседстве с осадочными нефтеносными породами.

Часто нефтяная залежь занимает лишь часть коллектора, и поэтому в зависимости от характера пористости и степени цементации породы (гетерогенности залежи) обнаруживается различная степень *насыщенности* нефтью отдельных ее участков в пределах самой залежи. Иногда этой причиной обуславливается наличие непродуктивных участков залежи. Обычно нефть в залежи сопровождается водой, которая ограничивает залежь вниз по падению слоев либо по всей ее подошве. Кроме того, в каждой залежи нефти вместе с ней находится так называемая пленочная, или *остаточная вода*, обволакивающая частицы пород (песков) и стенки пор. В случае выклинивания пород коллектора или обрезания его сбросами, надвигами и тому подобными дизъюнктивными нарушениями залежь может либо целиком, либо частично ограничиваться слабопроницаемыми породами. В верхних частях нефтяной залежи иногда сосредоточивается газ («газовая шапка»).

Класс природного резервуара устанавливается по литологическому составу слагающих его коллекторов и перекрывающего флюидоупора:

- терригенный;
- терригенно-карбонатный;
- карбонатно-терригенный;
- карбонатно-эвапоритовый;
- пелитоидный;
- вулканогенный;

- вулканогенно-осадочный;
- осадочно-вулканогенный.

При определении класса в первой части указывается литологический состав пласта-коллектора, во второй – покрышки. Так, понятие «терригенно-карбонатный» означает, что резервуар сложен терригенными коллекторами и карбонатной покрышкой; «терригенный» – пласт-коллектор и покрышка представлены терригенными породами.

Справочные материалы представлены в прил. 1, 2.

ЛЕКЦИЯ 1

ВЕЩЕСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Тема 1. КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ПРОИСХОЖДЕНИЮ

Пласты состоят из различных твердых частиц. Чтобы охарактеризовать свойства пласта, нужно знать его гранулометрический состав. Степень неоднородности пласта по размерам напрямую связана с составом.

По происхождению горные породы (далее Г.п.) делятся на три группы: магматические, осадочные и метаморфические. Магматические и метаморфические горные породы составляют около 90 % объема земной коры, однако на поверхности современных материков области их распространения сравнительно невелики. Остальные 10 % приходятся на долю осадочных пород, занимающих 75 % площади земной поверхности.

По глубине формирования магматические породы (на рис. 1.1 по светлым полосам можно определить направление потоков лавы) делятся на три группы: породы, кристаллизующиеся на глубине, – интрузивные горные породы, например гранит. Они образуются при медленном остывании магмы и обычно хорошо раскристаллизованны; гипабиссальные горные породы образуются при застывании магмы на небольших глубинах и часто имеют неравномерно зернистые структуры (долерит). Эффузивные горные породы формируются на земной поверхности или на дне океана (базальт, риолит, андезит).



Рис. 1.1. Магматические породы

подавляющее большинство природных магм содержат в качестве основного компонента кремний и представляют собой силикатные расплавы. Много реже встречаются карбонатные и сульфидные и металлические расплавы. Из карбонатных расплавов образуются карбонатные магматические горные породы – карбонатиты. В XX веке зафиксировано несколько извержений вулканов с карбонатитовыми магмами (рис. 1.2).



Рис. 1.2. Осадочные породы

Важнейшей характеристикой магматической породы является состав. Существует несколько классификаций магматических горных пород по составу (номенклатура горных пород). Наибольшее значение имеет классификация по содержанию в породах кремнезема SiO_2 и щелочей ($\text{NaOH} + \text{KOH}$). По содержанию щелочей породы делятся на серии. Выделяются породы нормальной, субщелочной и щелочной серий. Формальным признаком такого деления служит появление в породе специфических щелочных минералов. По содержанию SiO_2 породы разделены на ультраосновные – SiO_2 в породе меньше 45 %, основные – если содержание SiO_2 находится в диапазоне от 45 до 54 %, средние – от 54 до 65 % и кислые – содержание SiO_2 больше 65 %.

Тема 2. ОСАДОЧНЫЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

Осадочные горные породы образуются на земной поверхности и вблизи нее в условиях относительно низких температур и давлений в результате преобразования морских и континентальных осадков. По способу своего образования осадочные породы подразделяются на три основные генетические группы: обломочные породы (брекчии, конгломераты, пески, алевриты) – грубые продукты преимущественно механического разрушения материнских пород, обыч-

но наследующие наиболее устойчивые минеральные ассоциации последних; глинистые породы – дисперсные продукты глубокого химического преобразования силикатных и алюмосиликатных минералов материнских пород, перешедшие в новые минеральные виды; хемогенные, *биохемогенные* и органогенные породы – продукты непосредственного осаждения из растворов (например, *соли*) при участии организмов (например, кремнистые породы), продукты накопления органических веществ (например, *угли*) или продукты жизнедеятельности организмов (например, органогенные *известняки*). Характерной особенностью осадочных Г.п., связанной с условиями образования, является их слоистость и залегание в виде более или менее правильных геологических тел (пластов).

Тема 3. МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

Метаморфические горные породы образуются в толще земной коры в результате изменения (метаморфизма) осадочных или магматических горных пород (на рис. 1.3 метаморфическая горная порода, расслоившаяся по двум перпендикулярным направлениям). Факторами, вызывающими эти изменения, могут быть: близость застывающего магматического тела и связанное с этим прогревание метаморфизируемой породы; воздействие отходящих от этого тела активных химических соединений, в первую очередь различных водных растворов (контактовый метаморфизм), или погружение породы в толщу земной коры, где на нее действуют факторы регионального метаморфизма – высокие температуры и давление.



Рис. 1.3. Метаморфическая горная порода

Типичными метаморфическими Г.п. являются гнейсы, разные по составу кристаллические сланцы, контактовые роговики, скарны, амфиболиты, мигматиты и др. Различие в происхождении и, как следствие, в минеральном составе Г.п. резко сказывается на их химическом составе и физических свойствах.

Тема 4. ТЕРРИГЕННЫЕ И КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ. ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ФОРМЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА

Для *терригенных коллекторов* основными показателями их класса служат гранулометрический состав, форма и характер поверхности слагающих породу зерен. Минеральный состав и структурно-текстурные особенности являются результатом динамики и физико-географической обстановки осадконакопления. Одновременно с заложением седиментационных структур и текстур терригенных пород происходит и формирование первичной (седиментационной) пористости. **Структура** – строение породы, обусловленное величиной, формой зерен, степенью цементации. **Текстура** – характер взаимного расположения компонентов породы и их пространственная ориентация. **Поровое пространство** является компонентом структурно-текстурного облика породы. Поры, сформированные на этапе седиментогенеза, называются *первичными*, или *седиментационными*. Пустотное пространство, образованное в постседиментационные стадии, считается *вторичным*, или *эпигенетическим*.

К *петрографическим признакам, контролирующим первичную пористость*, относятся следующие:

- размер зерен;
- сортированность;
- форма зерен (степень изометричности);
- округленность зерен;
- характер упаковки;
- минеральный состав.

К *петрографическим признакам, определяющим вторичную (эпигенетическую) пористость*, относятся следующие:

- эпигенетические (наложенные) текстуры;
- характеристика обломочных зерен: вторичные изменения (регенерация, растворение, перекристаллизация зерен), число контактов с соседними зернами, тип их сочленения (касательные, конформные, инкорпорационные и т.д.);
- цемент: тип цементации (базальный, поровый, открыто-поровый, пленочный);
- структура цемента (тонкозернистый, пойкилитовый, крустификационный и др.);

– типы пористости, связанные с вторичным преобразованием цемента (поры выщелачивания, перекристаллизации, трещинные поры и др.).

Рассмотрим значение перечисленных факторов в формировании терригенной породы-коллектора.

Размер зерен. Теоретически пористость не зависит от размера зерен. Так, например, К. Сликхтер (1899) указывал, что значения теоретической пористости не зависят от величины зерен, а изменяются только в зависимости от плотности их укладки. Это утверждение справедливо в том случае, когда зерна имеют идеальную сферическую форму и одинаковый размер. Если размер зерен породы различен, то более мелкие частицы занимают поровое пространство, образованное более крупными, с уменьшением величины пористости.

По некоторым экспериментальным данным известно, что в хорошо отсортированных песках пористость уменьшается с увеличением размера зерен. В ряде случаев, например для речных песков, наблюдается обратная зависимость (Селли, 1981). По-видимому, это обусловлено характером упаковки зерен, т.е. их текстурными признаками.

В. Энгельгардт (1964) приводит примеры значений пористости современных осадков Северного моря и Калифорнийского берега в зависимости от медианного размера зерен. Пробы взяты на глубинах моря от 3 до 30 м. Осадки Северного моря с медианным размером зерен 120 и 240 мкм имеют пористость, равную 40 и 44 %. Для калифорнийских песков с медианным диаметром зерен 200–700 мкм пористость составила от 38 до 45 %. При меньшем медианном диаметре зерен пористость осадков значительно возрастает.

Пористость песчаников, алевролитов и глин может быть одинакова, но неравноценна с точки зрения коллекторских свойств осадочных образований. Песчано-алевритовые породы будут являться коллекторами нефти и газа, тогда как глины при той же пористости практически непроницаемы.

Проницаемость увеличивается с увеличением размера зерен. В более тонкозернистых осадках каналы между порами тоньше, следовательно, и более высокое капиллярное воздействие.

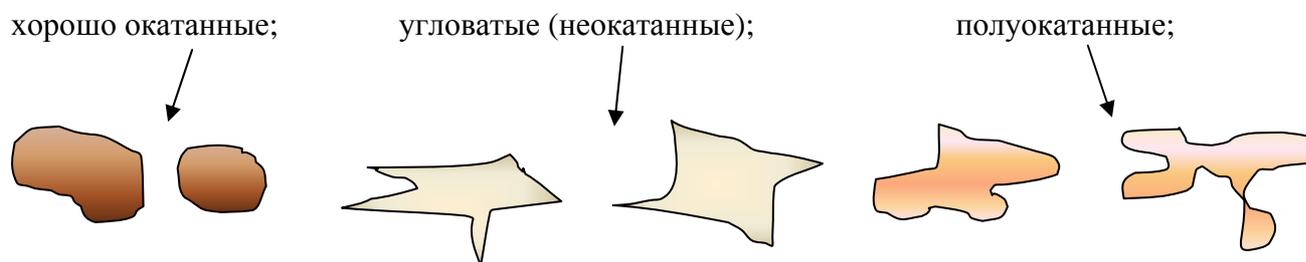
Сортированность. Пористость увеличивается с ростом степени отсортированности зернистого материала. Проницаемость коллектора также возрастает с увеличением степени отсортированности породы. Объяснением этому, по-видимому, служит то, что более мелкие частицы (матрикс) закупоривают поровое пространство породы, а песчаный материал, складываясь в определенные упаковки, оставляет свободное емкостное пространство.

Форма и округленность. Угловатые, неправильной формы зерна могут укладываться или более плотно, или более рыхло, чем сферические. В связи с этим породы будут характеризоваться меньшей или большей пористостью по сравнению с породами, сложенными сферическими зернами. При наименьшей пористости зерна должны иметь угловатую форму, и в укладке их должно быть

соблюдено смещение поверхностей. В природных условиях довольно часто наблюдается сравнительно рыхлая укладка зерен, обладающих неправильной, угловатой формой, что отражается на величине пористости.

Г. Фразер (1935) изучал влияние формы зерен на пористость. Опыты показали, что при упаковке неокругленных зерен одинаковой размерности пористость больше, чем пористость при упаковке шарообразных зерен. Самая низкая пористость (35–38 %) получена в случае с шарами и шаровидными песчаными зернами. Более высокую пористость имеет смесь раздробленного кварца (41 %), зерен кальцита (41 %) и каменной соли (43 %). Наибольшая пористость получена при упаковке слюд пластинчатой формы (86 %).

Окатанность. Стоит упомянуть и такое определяющее неоднородность свойство, как окатанность частиц. По окатанности гранулы можно разделить следующим образом:



Чем больше окатанность, тем меньше площадь контакта зерен с флюидами.

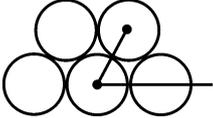
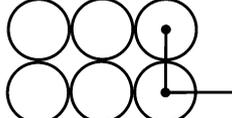
Координационное число – это число контактов с соседними гранулами.

В. Энгельгардт указывал, что пористость естественных песков тем больше, чем резче форма их зерен отличается от шарообразной. Принимая во внимание эти данные, следует понимать, что наряду со степенью сферичности и окатанности (угловатости) зерен необходимо учитывать степень сортированности осадка, тем более что частицы, имеющие угловатую форму, формируются в результате относительно короткого геологического времени, подвергаясь минимальной обработке, и в силу этих же причин, как правило, обладают низкой степенью сортированности. Наличие же мелких частиц наряду с крупными приводит к закупорке порового пространства и, соответственно, к формированию породы с низкими коллекторскими свойствами. *Таким образом, форма зерен в сочетании с их величиной и степенью сортированности является важнейшим фактором, от которого зависит пористость терригенных пород.*

Упаковка зерен. Теоретическая пористость агрегатов, составленных из сфер одинакового диаметра, в зависимости от укладки (ромбоэдрическая или кубическая) может колебаться от 26 до 48 %.

Прозвешность (n) – это характеристика плотности:

$$n = \frac{S_{\text{пуст}}}{S_{\text{общ}}}$$

	<p style="text-align: center;">0,259 0,476 ↓ ↓ 60° ≤ Q ≤ 90°</p>	
---	--	---

Пористость (m) фиктивного грунта (сферы одинакового радиуса) рассчитывается по формуле Слихтера:

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos Q)\sqrt{1 + 2\cos Q}}.$$

При изменении угла укладки сфер от 60° до 90° пористость изменяется от 0,259 до 0,476 долей единицы (д. ед.). Эти пределы хорошо согласуются с пределами пористости песков, большинство которых при естественном залегании имеют пористость от 30 до 50 %.

Удельная поверхность. Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца. Удельная поверхность пористых тел зависит от степени дисперсности частиц, из которых они слагаются. Вследствие малых размеров отдельных зерен песка и большой плотности их укладки поверхность порового пространства пласта может достигать огромных размеров, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

Величиной удельной поверхности определяются многие свойства горной породы: проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и др. Очень важно знать удельную поверхность нефтеносных пород также в связи с большим влиянием молекулярно-поверхностных сил на процессы фильтрации нефти.

Удельная поверхность может быть массовая или объемная (соответственно к единице массы или к единице объема):

$$\text{м}^2/\text{кг} \text{ или } \text{м}^{-1}.$$

Минеральный состав. На фильтрационные параметры коллекторов помимо структурно-текстурных признаков существенное влияние оказывает минеральный состав как зерновой, так и цементирующей части породы.

Экспериментальные работы по изучению влияния минерального состава зерновых (аллотигенных) компонентов на проницаемость обломочных пород-коллекторов впервые осуществлены П.П. Авдусиным, В.П. Батуриным, З.В. Варовой в 1937 году. Было установлено, что лучшими фильтрационными свойствами обладают кварцевые пески вследствие низкой сорбционной способности кварца. Наличие трещин спайности и таблитчатый габитус большинства минералов, слагающих полимиктовые песчаники, а также более высокая их сорбционная емкость значительно снижают коэффициент фильтрации флюидов.

На формирование порового пространства коллекторов, т.е. их коллекторского потенциала, существенно влияют глинистые минералы, присутствующие в виде примеси или цемента. Первичная пористость глинистых осадков значительно выше пористости песчаных. Пористость свежееотложенных тонких глинистых осадков превышает 80 %. Наибольшую пористость имеет осадок, образующийся в воде, свободной от электролитов. Но высокая пористость глинистых осадков на стадии седиментогенеза не означает заложения хороших коллекторских свойств породы. Во-первых, в глинах преобладает закрытая или частично открытая пористость; во-вторых, большая часть пор заполнена водой, следовательно, эффективная пористость пород мала.

Степень влияния минерального состава глинистых примесей на коллекторские свойства пород тесно связана со строением их кристаллической решетки. Установлено, что максимально снижают проницаемость пород минералы монтмориллонитовой группы. Добавление 2 % монтмориллонита к крупнозернистому кварцевому песчанику снижает его проницаемость в 10 раз, а 5 % монтмориллонита – в 30 раз. Этот же кварцевый песчаник с примесью каолинита 15 % все еще сохраняет хорошую проницаемость.

На фильтрацию флюидов через коллектор влияет также форма выделения глинистого вещества в поровом пространстве коллектора. Если глинистый матрикс распределен равномерно, то влияние глинистого вещества тем сильнее, чем мельче зерна породы и хуже сортированность обломочного материала, т.е. сложнее структура порового пространства. При равномерном распределении глинистое вещество превращает первоначально крупные поры в мелкие, тупиковые, а сообщающиеся поры приобретают сложные очертания, что препятствует движению нефти по пласту. И чем больше глинистого вещества, тем больше усложняется конфигурация пор и затрудняется движение флюида по пласту.

Существенно влияет на уменьшение размера пор способность глинистых минералов к пластическим деформациям. При увеличении статистической нагрузки на коллектор с равномерно распределенным глинистым цементом глинистое вещество вследствие своей пластичности способно заполнить эффективные каналы, что может привести к полной потере породой емкостных и фильтрационных свойств. В этом случае коллектор становится крышкой и может экранировать залежи нефти в нижележащих коллекторах.

Кроме глинистого вещества роль цемента в терригенных породах могут выполнять карбонатные минералы, соли, кремнезем и др.

Соли (гипс, ангидрит и пр.) ухудшают коллекторские свойства. Так, песчаники с базальным гипсоангидритовым цементом являются практически флюидоупорами. Присутствие кремнистого цемента (опаловый, халцедоновый, кварцевый) также негативно сказывается на фильтрационно-емкостных свойствах пород. Но, учитывая высокую хрупкость кремнистых пород, при глубоком ка-

тагенетическом преобразовании породы могут приобрести вторичную трещинную пористость. Распространенным минеральным типом цемента в терригенных породах является карбонатное вещество, которое неоднозначно влияет на коллекторские свойства и подробно рассматривается ниже.

При петрографической характеристике породы важно указывать морфологию и размеры пустотного пространства (% от площади шлифа) и его генетическую приуроченность (например, седиментационная межзерновая пористость, поры выщелачивания в кальцитовом цементе, поры перекристаллизации цемента, микротрещины обломочных зерен и цементирующего вещества и др.).

Таким образом, при характеристике петрографических признаков терригенных пород-коллекторов следует подробно характеризовать структуру (размер зерен, степень их окатанности, изометричности, сортированности), текстуру (характер укладки и ориентировки зерен); соотношение зерен и цемента в породе (в %), минеральный состав обломочных зерен и степень их измененности, минеральный состав цемента, а также морфологию и размеры пустотного пространства.

Карбонатные породы-коллекторы – это прежде всего известняки и доломиты. Данные породы характеризуются сложным характером пустотного пространства, формирование которого определяется как их структурно-текстурными особенностями, закладывающимися в стадию седиментации, так и постседиментационными преобразованиями. Спецификой карбонатных пород является широкий спектр структурных видов и меньшая по сравнению с алюмосиликатным веществом терригенных пород устойчивость породообразующих карбонатных минералов в условиях недр. Именно карбонатные породы наиболее часто представляют собой коллекторы сложного типа. В зависимости от стадий литогенеза выделяются поры, как было сказано выше, седиментационного происхождения, обязанные своим появлением процессам осадконакопления, и постседиментационные, обусловленные диагенетическими и эпигенетическими преобразованиями осадка и породы.

В качестве первичных (седиментационных) компонентов известняков могут выступать следующие зерна: обломочные (литокласты и интракласты); биоморфные (цельноскелетные, детритовые, шламовые, пелитовые), сфероагрегатные (оолиты, пизолиты, сферолиты, комки и др.), кристаллы различной размерности. Кроме того, известняки могут представлять собой каркасные постройки (водорослевые, коралловые, кораллово-мшанковые), которые обычно характеризуются высокой полезной емкостью. Первичные доломиты по структуре менее разнообразны. Чаще всего они представлены мелко- и тонкозернистыми кристаллитовыми или сфероагрегатными структурными разновидностями.

Пористость карбонатных пород, сложенных обломочными, биоморфными, сфероагрегатными зернами, в той или иной степени напоминает пористость терригенных осадков и характеризуется по той же схеме. Особенностью карбонат-

ных осадков, сложенных органическими остатками, является наличие помимо межзерновой внутриформационной пористости пустоты в скелетных остатках.

К петрографическим признакам, контролирующим первичную пористость карбонатных пород-коллекторов, относятся следующие:

- структурный тип зерен (обломочные, биоморфные, оолиты, сферолиты, др.) и степень их сохранности (цельноскелетные, биодетритовые, шламовые);
- минеральный состав карбонатных минералов (по данным окрашивания ализариновым красным с соляной кислотой диагностируются кальцит и доломит, оценивается их процентное соотношение);
- форма, размер зерен или форменных образований;
- сортированность;
- характер упаковки;
- наличие или отсутствие микритового заполнителя.

Морфология и размер седиментационных пор определяются генетическим типом и размерами структурных компонентов. Первичными порами являются промежутки между органическими остатками, комками, сгустками, оолитами, обломками пород, не затронутых растворением. Распределяются в породе межформенные седиментационные поры равномерно или неравномерно. В тонкозернистых (кристаллитовых) породах или тонкозернистом цементе поры представляют собой промежутки между тонкими зернами кальцита, доломита. Размер седиментационных пор в известняках и доломитах обычно меньше размера форменных элементов ($<0,03-0,5$ мм) и тонких минеральных зерен ($< 0,01$ мм), форма пор изометричная, связь между порами осуществляется с помощью межзерновых каналов, длина которых равна размеру пор или меньше их. Размер внутриформенных пор определяется размером форменных элементов и степенью их сохранности; обычно это микропоры, капиллярные и субкапиллярные.

Первичная пористость карбонатных пород связана с диагенетическими процессами перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания. Диагенетические поры обычно имеют неправильную округлую или угловатую форму, поровые каналы неровные, извилистые. Размер пор равен или меньше размера порообразующих зерен. Диагенетические поры выщелачивания часто образуются внутри форменных элементов. В мелкозернистых известняках и доломитах размер диагенетических пор обычно $0,01-0,05$ мм. В доломитизированных среднезернистых известняках размер пор, как правило, не превышает $0,25$ мм. Диагенетическая пористость обычно нивелируется более поздними катагенетическими процессами.

Определяющими процессами в формировании карбонатных коллекторов являются постседиментационные преобразования. *К процессам, способствующим появлению вторичной пористости*, относятся выщелачивание, доломитизация, перекристаллизация, трещинообразование, которые приводят к формированию пор выщелачивания, перекристаллизации, доломитизации, трещинных

пор. Как правило, в результате сложных катагенетических процессов в карбонатных породах формируется пустотное пространство сложного типа.

Типы коллекторов по поровому пространству

В зависимости от поставленных целей при изучении пород-коллекторов их классификация может проводиться по генетическим, литологическим, физическим и другим признакам. Классификации отражают главные черты коллектора как общего характера, так и оценочного. Региональные схемы позволяют правильно ориентироваться в процессе изучения коллекторов при поисковых работах, оценочные – при разведочных. Наряду с региональными немаловажное значение имеют и общие, принципиальные схемы классификации коллекторов.

Общие классификации базируются на генезисе, составе и строении пород, структуре, морфологии и времени формирования порового пространства, однако в них могут и отсутствовать некоторые из перечисленных признаков. Общие классификации, как правило, включают все петрографические типы пород-коллекторов (магматические, осадочные, метаморфические).

Схема общей классификации коллекторов, принятая на кафедре литологии и системных исследований литосферы Московской академии нефти и газа им. И.М. Губкина, приведена в табл. 1.1. По этой классификации к *поровому типу* коллекторов отнесены породы-коллекторы, в которых мелкие поры (1 мм и мельче) более или менее изометричной формы соединены между собой проводящими (поровыми) каналами. Диапазон изменения объема порового пространства большой – от единиц до нескольких десятков процентов (40–50 %), сильно варьирует проницаемость – от $n \cdot 10^{-16}$ до $n \cdot 10^{-12}$ м². Общая особенность коллекторов порового типа (в случае, если их поровое пространство не заполнено углеводородами) – постепенное понижение коллекторских свойств с глубиной вследствие уплотнения породы, минерального новообразования и других процессов.

Таблица 1.1

Классификация коллекторов нефти и газа

№ п/п	Группа пород	Тип коллектора	Вид порового пространства
1	Обломочные	Поровый	Межзерновой
		Трещинный	Трещинный
		Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный
2	Карбонатные	Поровый	Межформенный
			Внутриформенный
			Межзерновой
		Трещинный	Трещинный
		Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный, каверновый

№ п/п	Группа пород	Тип коллектора	Вид порового пространства
3	Глинистые	Трещинный	Трещинный
4	Коры выветривания магматических и метаморфических пород. Кремнистые, сульфатные	Поровый	Межзерновой
		Трещинный	Трещинный
		Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный

Трещинный тип породы-коллектора характеризуется тем, что фильтрующее поровое пространство в нем представлено открытыми (зияющими) трещинами. Трещинный коллектор обладает низкой трещинной пористостью, обычно не более 2,5–3,0 %. Вместе с трещинными порами в породе могут быть и межзерновые (межгранулярные), однако их суммарный объем, как правило, также невелик (до 5–7 %), к тому же часть таких пор оказывается изолированной. В большинстве случаев трещинный коллектор вторичный, постдиагенетический.

К *смешанному (сложному) типу* относятся коллекторы, в которых сочетаются различные виды порового пространства (два или более), в том числе межзерновой, трещинный, каверновый, межформенный, внутриформенный и др. В различных группах коллекторов сочетания могут быть разными. В этой связи при характеристике коллекторов сложного типа требуется уточнение по виду порового пространства, причем ведущий тип пор помещается в конце определения.

ЛЕКЦИЯ 2

ПОДГОТОВКА ОБРАЗЦОВ КЕРНА К ИССЛЕДОВАНИЯМ

Тема 5. ОТБОР КЕРНА. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ОБРАЗЦОВ (ЦИЛИНДРЫ, КУБИКИ). ЭКСТРАГИРОВАНИЕ

Отбор керна при бурении скважин – сложная, трудоемкая задача, особенно при бурении глубоких скважин. Но, несмотря на большие финансовые затраты, отбор керна производят, так как он позволяет получить максимально полную информацию о породах глубокозалегающих горизонтов (литологический состав, фильтрационно-емкостные свойства, характер насыщения и др.).

Нормы отбора керна скважин регламентируются в зависимости от категории скважины: опорная, параметрическая, структурная, поисковая, разведочная, эксплуатационная, специальная. В *опорных* скважинах производится сплошной отбор керна, начиная с опорного горизонта. В *параметрических* скважинах проводится отбор керна в размерах, обеспечивающих установление и уточнение стратиграфических границ. Проходка с отбором керна варьируется в зависимости от изученности разреза и глубины скважины. В *поисковых* скважинах керновый материал служит для характеристики литологии и стратиграфии разреза, уточнения структурных построений и предварительной оценки параметров пород-коллекторов. Керн в этих скважинах отбирается в объеме 20 % от глубины скважины. В *разведочных* скважинах, расположенных на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью, отбор керна в объеме не менее 6–8 % от общей глубины скважины производится в интервалах залегания продуктивных пластов. В *эксплуатационных* скважинах объем керна определяется требованиями исходных данных при обосновании подсчетных параметров продуктивного пласта. В *оценочных* скважинах, бурящихся на вновь вводимых или длительно разрабатываемых месторождениях (залежах) с целью определения величины нефтенасыщенности и оценки остаточных запасов продуктивных пластов, должен производиться сплошной отбор керна по всей толщине продуктивного пласта.

Регистрация и нумерация керна проводятся в строгом соответствии с порядком извлечения его из колонковой трубы. Для укладки, транспортировки и хранения керна используются ящики длиной 1 м, шириной 0,6 м, высотой 0,1 м. В ящиках должны быть продольные перегородки, расстояние между которыми зависит от диаметра керна (рис. 2.1).

Одной из основных составляющих геологической информации о разрезе, вскрытом скважиной, является литологическое описание кернового материала, поднимаемого в процессе бурения. Различают предварительное и окончатель-

ное описание. *Предварительное макроскопическое описание* керна выполняется на буровой непосредственно после извлечения керна из колонковой трубы представителем геологической службы с целью отнесения породы к тому или иному литотипу, установления степени макронеоднородности, текстурных особенностей, фиксации наличия или отсутствия пористости, каверн и трещин, визуальной оценки характера насыщенности и т.п. При выполнении макроописания керна пользуются лупой, соляной кислотой и каким-либо растворителем (бензином). *Окончательное макроописание керна* выполняют в центральном кернохранилище или в лаборатории. При этом уточняется и дополняется полевое макроописание.



Рис. 2.1. Ящики с керном

Изучению керна в центральном кернохранилище предшествует его обработка: сначала керн моется и выполняется проверка его укладки. Для этого керн может быть разложен на специальные роликовые столики длиной 1 м (рис. 2.2) для дальнейшего перемещения или оставаться в тех же ящиках, в которые был уложен на буровой. Раскладка на столиках должна соответствовать раскладке ящичков (одна ячейка в ящике равна одной ячейке столика). Керн в ячейках раскладывается по порядку возрастания номеров со строгим сохранением последовательности отбора.

Далее следуют профильные (продольные) исследования: фотографирование, гамма-сканирование, продольная распиловка и отбор образцов на дальнейшие стандартные и углубленные исследования.

Каждый ящик (или столик) фотографируется в ультрафиолетовом (УФ) и дневном свете. Фотографирование производится при помощи специализированной фотолаборатории в Пермском национальном исследовательском политехническом университете и в Центре исследования керна и пластовых флюидов (ЦИКиПФ) ООО «ПермНИПИнефть». Это комплексы «Фотокерн-люкс» (рис. 2.3). Фотография, сделанная при дневном свете, позволяет уточнить детали литологии пород (например, текстурные особенности, распределение и формы каверн, распределение включений, кальцитизацию и др.), характер насыщения их полостного пространства нефтяным флюидом. Фотоизображения, вы-

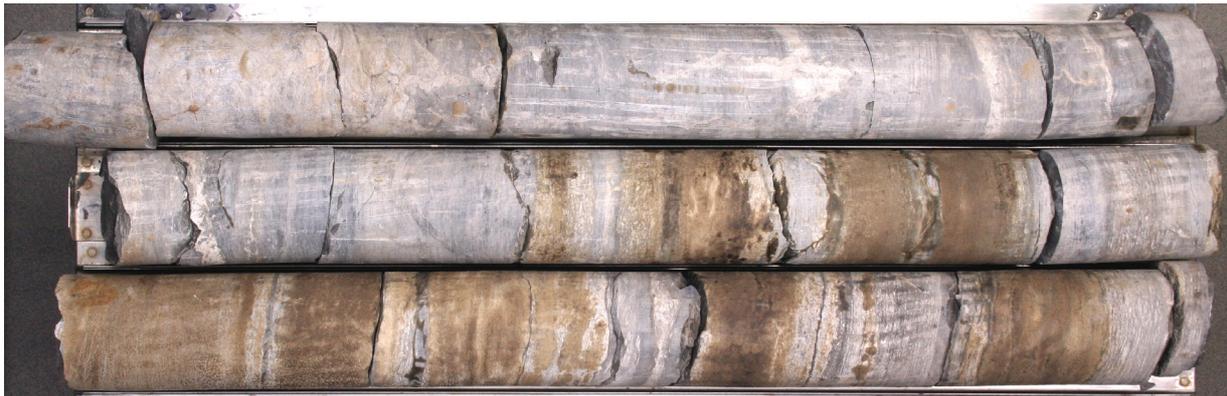
полненные в УФ, дают ценную информацию о насыщенности пустотного пространства пород разреза углеводородами (УВ) и их типе – тяжелая нефть, легкая нефть, газ (рис. 2.4, 2.5).



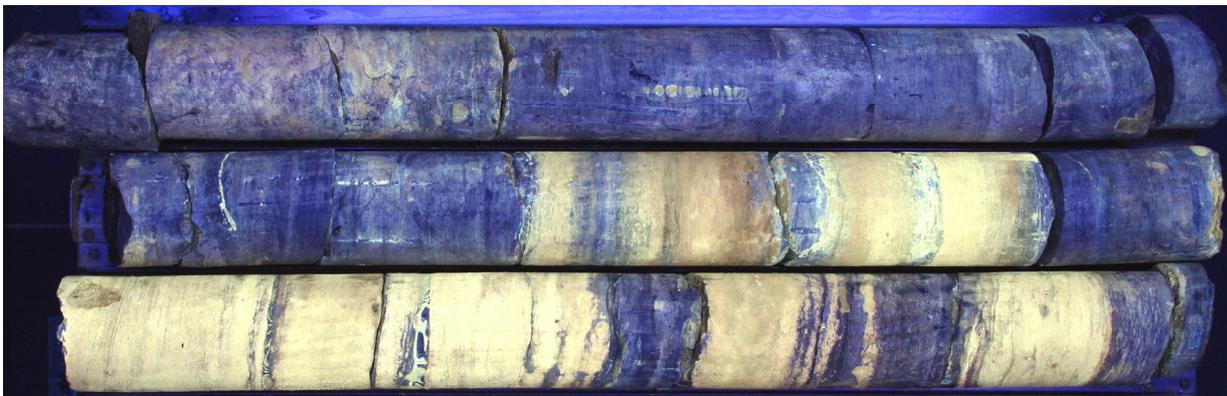
Рис. 2.2. Керн на роликовом столике



Рис. 2.3. Установка «Фотокерн-люкс»



а

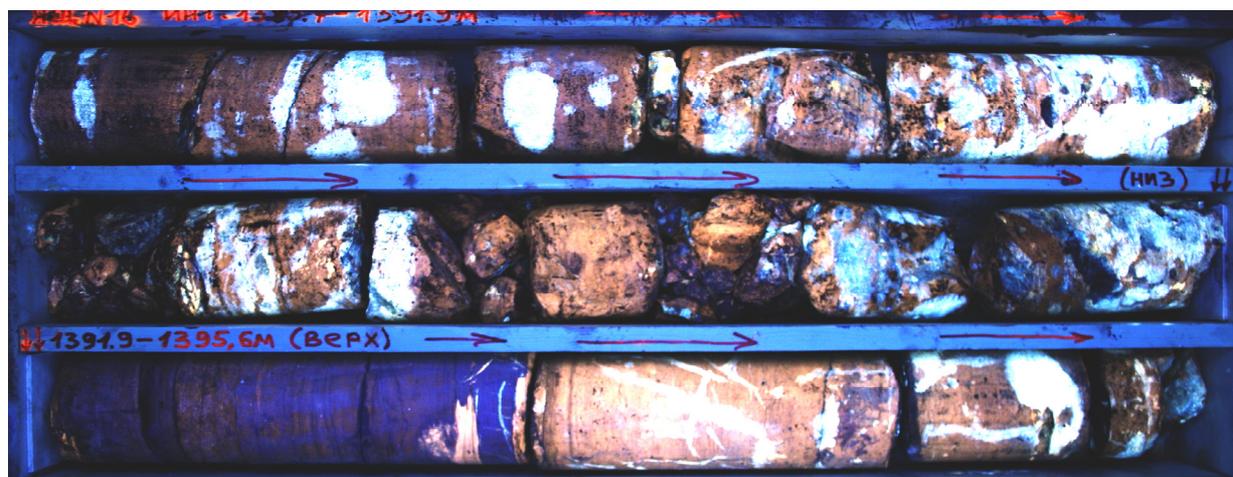


б

Рис. 2.4. Образцы фотографий керн из *визейских терригенных отложений* при дневном (а) и ультрафиолетовом (б) свете (бледно-желтое и зеленовато-желтое свечение – *нефтенасыщенные песчаники*). Насыщение нефтью проявляется на снимке в УФ светло-желтым свечением, плотные породы не светятся (темно-синие)



а



б

Рис. 2.5. Образцы фотографий керн из *башкирских карбонатных отложений* при дневном (а) и ультрафиолетовом свете (б) (ярко-голубое и розоватое свечение – *нефтенасыщенные по трещинам, кавернам и пористым участкам*). Насыщение легкими углеводородами отчетливо проявляется на снимке в УФ ярко-голубым и розовым свечением

Целью фотографирования керн в УФ является качественный и количественный люминисцентный анализ. Для интерпретации полученных фотоизображений используется подготовленная эталонная коллекция.

Гамма-сканирование всей колонки керн выполняется после его фотографирования. На этом этапе профильных исследований производится измерение естественной радиоактивности пород керн. Различные породы характеризуются различным содержанием радиоактивных радикалов (U, T, K и др.), что эффективно используется в геофизике для изучения разрезов скважин радиоактивными методами каротажа (ГК, НГК и др.). При сканировании естественной радиоактивности колонки поднятого керн получают кривые распределения радиоактивности пород в интервале разреза, пройденном с отбором керн (рис. 2.6).

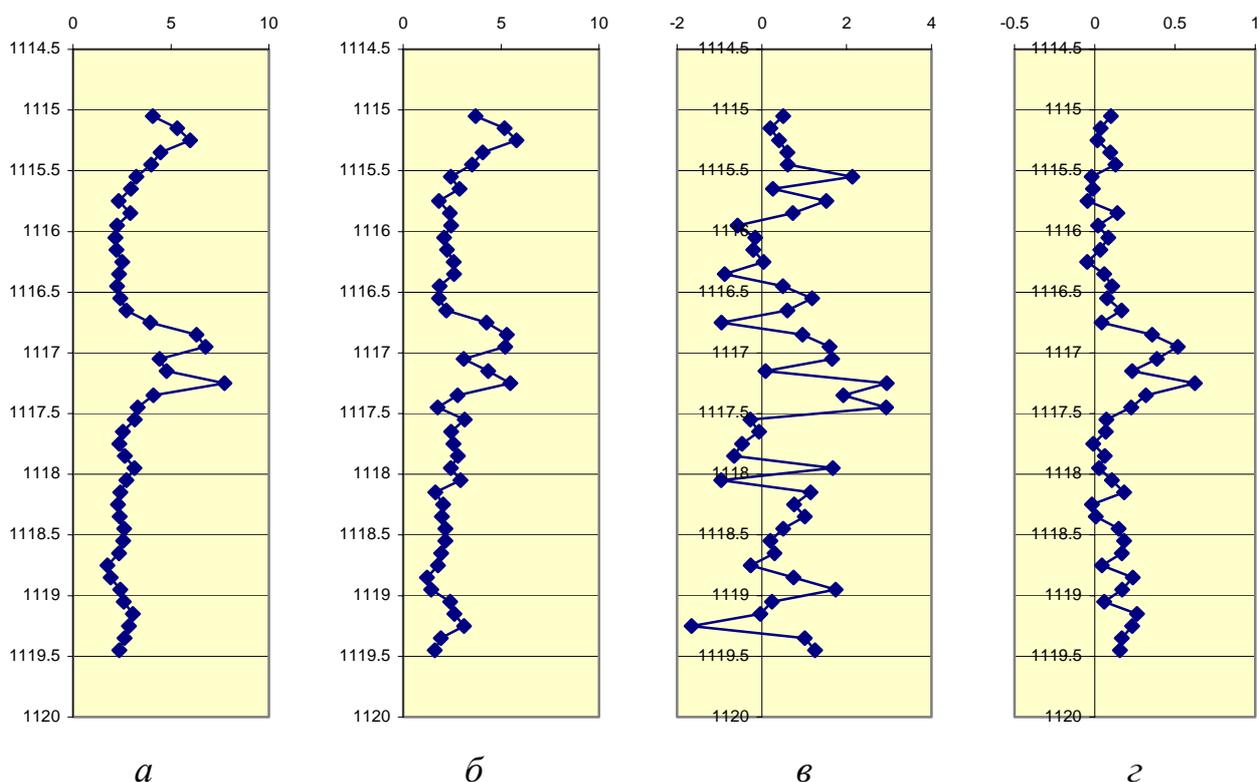


Рис. 2.6. Результаты профильной гамма-спектрометрии керн из верейского горизонта (пласт В₃) в разрезе скв. 108 Енапаевской площади, интервал 1115,0–1119,5 м: *а* – интегральная активность; *б* – уран; *в* – торий; *г* – калий

Для профильного сканирования естественной радиоактивности керн используется гамма-спектрометр «Спутник-Гео» (рис. 2.7).



Рис. 2.7. Гамма-спектрометр «Спутник-Гео» для профильной гамма-спектрометрии керн

Полученные кривые (суммарную кривую) необходимо сопоставить с кривой гамма-каротажа (ГК), снятой в разрезе скважины (рис. 2.8). В итоге появляется возможность уточнить положение керн в разрезе продуктивного горизонта и проверить корректность его выемки и укладки.

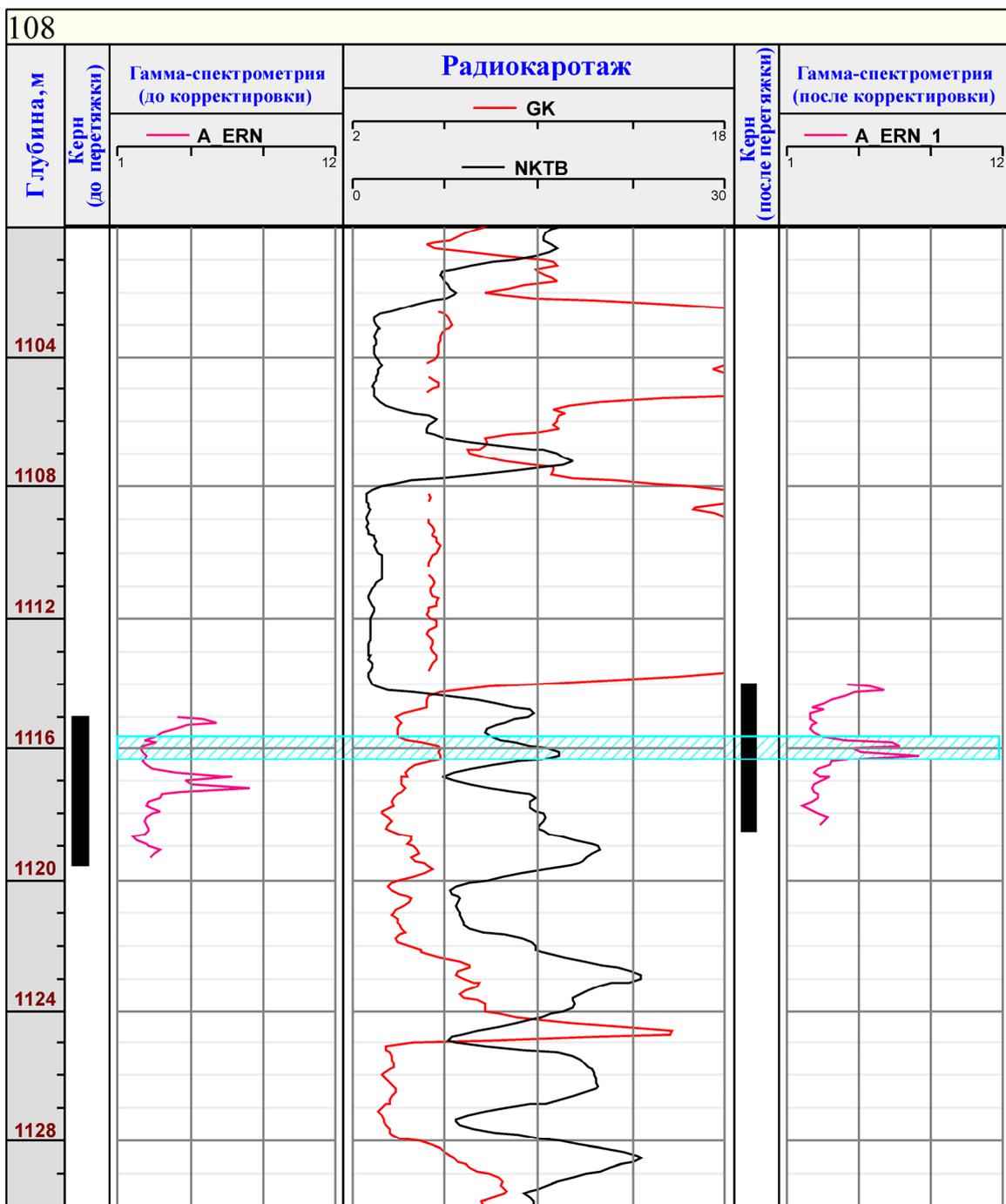


Рис. 2.8. Сопоставление результатов профильной гамма-спектрометрии и радиокаротажа. Вере́йский горизонт, пласт В₃. Керн необходимо поднять на 1 м

При работе с продуктивными пластами небольшой мощности точность отбора керна имеет большое значение, так как позволяет избежать ошибки при интерпретации результатов петрофизических исследований, планировании мероприятий разработки и повышения нефтеотдачи.

Макроскопическое описание керна выполняется после продольного гамма-сканирования и продольной распиловки. При описании необходимо пользоваться лупой, эталонной шкалой твердости, шаблонами для определения размеров зерен песчаных пород, соляной кислотой (объемная концентрация 1:10) для

определения карбонатности и растворителями (бензин, хлороформ) для определения битуминозности.

Возможен следующий порядок макроскопического описания керна:

1) *название породы* (конгломерат, гравелит, песчаник, алевролит, аргиллит, глина, мергель, известняк, доломит, ангидрит и др.);

2) *цвет породы* (отмечается основной цвет, оттенки, изменение цвета по слою, приуроченность различного цвета к тем или другим литологическим типам пород или их особенностям);

3) *вещественный состав породы* (например, песчаник кварцевый, полимиктовый, полевошпатово-кварцевый и др.);

4) *структура породы*. Для обломочных пород дается общая характеристика: мелко-, средне-, крупно-, разнородная; характер отдельных структурных элементов – угловатость, окатанность, сортировка; изменение структурных особенностей по слою и др.;

5) *текстура породы*. Основным текстурным признаком осадочных пород является наличие слоистости. Слоистость классифицируется по мощности пропластков и характеру их контактов.

6) *контакты между слоями*. Этот признак очень важен для последующих фациальных и секвенстратиграфических реконструкций. Контакты бывают эрозийными и постепенными.

7) *трещиноватость*. Важный признак, который должен быть тщательно описан на целом керне, еще не подвергнутом фрагментации на различные виды исследования. В описании необходимо отметить характер, густоту (в пересчете на 1 м длины и на поперечное сечение), длину и выдержанность трещин в пределах керна, ширину, форму, строение стенок трещин, раскрытость и закрытость их (в мм), вещество, выполняющее трещины (нефть, твердый битум, кальцит, гипс и др.);

8) *наличие видимых невооруженным глазом пор или пустот* (каверн и полостей), их размеры, форма, обилие;

9) *условия залегания слоя*. Определение угла падения необходимо для тектонических построений и для определения истинной мощности отложений. Важно указать, залегает слой горизонтально или наклонно, в последнем случае определить при помощи транспортира угол падения относительно оси керна. При определении угла падения необходимо иметь в виду возможное искривление ствола скважины или его наклон, предусмотренный проектом. Для избежания ошибочного истолкования условий залегания перед выполнением макроописания желательна ознакомиться с фактическими данными по бурению изучаемой скважины.

Макроскопическое изучение керна является базой для всех дальнейших геологических обобщений и научных выводов. Только профессиональное изучение пород в их естественной слоевой последовательности дает объективное

представление о разрезе в целом. Макроописание керна сопровождается систематическим отбором образцов для последующих лабораторных исследований.

После выполненных профильных исследований (фотографирования, гамма-сканирования и макроописания) и отбора образцов для дальнейших исследований керна укладывается на долговременное хранение на специальные стеллажи (рис. 2.9, 2.10).



Рис. 2.9. Вилочный штабелер 4500 Samag (Италия), доставка, укладка и выемка керна из ячеек стеллажей



Рис. 2.10. Система стеллажей для хранения керна «Стелл» (Россия)

Подготовка отобранных для дальнейших исследований образцов горных пород должна осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.0–85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств». Стандарт распространяется на горные породы, насыщенные в природных условиях нефтью, газом или водой, и устанавливает общие требования к отбору и подготовке образцов.

Изготавливаются образцы правильной геометрической формы – цилиндрической и кубической. Образцы высверливаются (вырезаются) преимущественно из серединной части керна с исключением участков, на которых визуальнo фиксируются трещины. Предпочтительны образцы цилиндрической формы диаметром и длиной не менее 25 мм. Для их изготовления применяются вертикально-сверлильный станок или ему подобные (рис. 2.11), с твердосплавными или алмазными коронками, и отрезная пила (рис. 2.12).



Рис. 2.11. Вертикально-сверлильный станок



Рис. 2.12. Радиальная отрезная пила RCSS-415

Условным значком указывают ориентацию образца параллельно или перпендикулярно напластованию. Маркировку образца осуществляют черной тушью или быстросохнущей краской на очищенной поверхности (рис. 2.13).



Рис. 2.13. Цилиндры и кубики

Для определения свойств горных пород – пористости, абсолютной проницаемости, гранулометрического состава, карбонатности – необходимо иметь сухой минеральный скелет образца, лишенный каких-либо следов присутствия нефти и воды. Для этого образцы, содержащие углеводороды, очищаются от них путем экстракции. Удаление органического содержимого из пор породы

лучше всего осуществляется экстрагированием образцов в аппарате Сокслета (рис. 2.14). В качестве растворителей используют спиртобензольную смесь в соотношении 1:2, толуол, четыреххлористый углерод, хлороформ и др.



Рис. 2.14. Аппараты Сокслета

При высокой минерализации пластовой (связанной) воды образцы, не содержащие водорастворимые и набухающие минералы, подвергают термической экстракции в аппарате Сокслета в присутствии дистиллированной воды.

Проекстрагированные образцы высушивают до постоянной массы в сушильном шкафу при температуре не более 102–105 °С. Сушка образцов, содержащих более 20 % глинистых и неустойчивых минералов, производится при температуре не более 80 °С. Высушенные образцы хранятся в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием.

Образцы слабосцементированных, легко разрушающихся и кавернозных пород заделывают в специальные латексные манжеты, покрывают боковые поверхности эпоксидной шпатлевкой, устанавливают на торцах высокопористые пластины из спеченного стекла.

Практическая работа № 1

ОСВОБОЖДЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ПОРОДЫ ОТ СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ НЕФТИ И ВОДЫ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСА ЖИДКОСТЕЙ В ПОРОДЕ И ПОДГОТОВКА ПОРОДЫ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Цель работы. Знакомство с приборами и оборудованием, необходимыми для подготовки образцов горных пород к исследованиям.

Для определения физических свойств горных пород необходимо иметь чистый образец, лишенный нефти и воды. Удаление органических веществ из пор породы осуществляется экстрагированием образцов в приборе Сокслета.

Назначение и принцип работы аппарата Сокслета

Аппарат Сокслета (рисунок) состоит из плоскодонной стеклянной колбы 1, экстрактора 2 и обратного холодильника 4 с прямоточным охлаждением, для чего нижний отвод холодильника присоединяется к водопроводу, а верхний – к канализации. Все три части аппарата должны быть хорошо пришлифованы друг к другу, пришлифованные поверхности перед пуском в работу смазаны тонким слоем вазелина. При анализе кернов употребляют преимущественно аппараты Сокслета с широкими горловинами экстракторов (5–6 см) для помещения в них кернов диаметром 4–5 см.

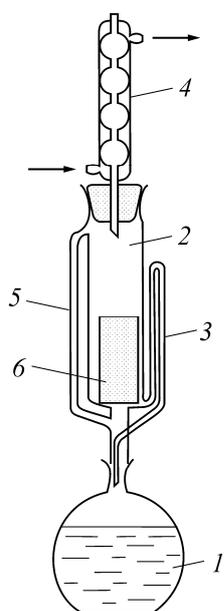


Рис. Аппарат Сокслета

При подогреве колбы пары кипящего растворителя поднимаются в верхнюю часть экстрактора по трубе 5 (которую в целях теплоизоляции рекомендуется покрыть слоем асбеста), а затем в холодильник, где они конденсируются. Конденсат, стекая в экстрактор, растворяет нефть, содержащуюся в образце 6. После накопления он (конденсат) спускается автоматически по сифонной трубке 3 из экстрактора обратно в колбу. На этом цикл накопления и смены растворителя заканчивается, а затем в том же порядке повторяется снова. Колба должна нагреваться на водяной бане или электроплитке закрытого типа в вытяжном шкафу.

При подогреве колбы пары кипящего растворителя поднимаются в верхнюю часть экстрактора по трубе 5 (которую в целях теплоизоляции рекомендуется покрыть слоем асбеста), а затем в холодильник, где они конденсируются. Конденсат, стекая в экстрактор, растворяет нефть, содержащуюся в образце 6. После накопления он (конденсат) спускается автоматически по сифонной трубке 3 из экстрактора обратно в колбу. На этом цикл накопления и смены растворителя заканчивается, а затем в том же порядке повторяется снова. Колба должна нагреваться на водяной бане или электроплитке закрытого типа в вытяжном шкафу.

Порядок выполнения работы

1. Образцы, очищенные кисточкой, взвешивают в патроне из фильтровальной бумаги с точностью до 0,001 г и загружают в экстрактор, на дно которого рекомендуется положить стеклянное колечко, чтобы весь образец лучше омывался растворителем. Образцы слабосцементированных, легко разрушающихся-

ся и кавернозных пород заделывают в специальные латексные манжеты, покрывают боковые поверхности эпоксидной шпатлевкой, устанавливают на торцах высокопористые пластины из спеченного стекла.

2. Примерно три четверти объема колбы заполняют растворителем, т.е. в нее наливают столько, сколько сливается сифоном из экстрактора, и дополняют еще 50 мл. В качестве растворителя обычно применяют четыреххлористый углерод CCl_4 (уд. вес $1,632 \text{ г/см}^3$, температура кипения $t_{\text{кип}} = 76,6 \text{ }^\circ\text{C}$) или бензол C_6H_6 (уд. вес $0,879 \text{ г/см}^3$, $t_{\text{кип}} = 80 \text{ }^\circ\text{C}$); употребляются также смеси бензола со спиртом или ацетоном. Затем аппарат собирают, пускают в холодильник воду (снизу вверх) и только после этого включают его в работу, т.е. начинают подогревать колбу.

3. Экстрагирование образца считается законченным, когда после многих циклов сливающийся в колбу из экстрактора растворитель становится совершенно прозрачным и не окрашивает фильтрованной бумаги. Операция экстрагирования может длиться 6–24 ч, а для плотных мелкозернистых пород еще дольше.

4. По окончании экстрагирования аппарату дают остыть, после чего его разбирают и из экстрактора извлекают патрон с образцами. Проэкстрагированные образцы высушивают до постоянной массы в сушильном шкафу при температуре не более $102\text{--}105 \text{ }^\circ\text{C}$. Сушка образцов, содержащих более 20 % глинистых и неустойчивых минералов, производится при температуре не более $80 \text{ }^\circ\text{C}$. Высушенные образцы хранятся в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием.

Если вес образца до экстрагирования (без патрона) составлял G_1 , а после экстрагирования – G_2 , то весовое содержание в нем жидкости (воды и нефти)

$$G_{\text{ж}} = G_1 - G_2.$$

Контрольные вопросы

1. Назначение и принцип работы аппарата Сокслета.
2. Как готовятся образцы керна с содержанием более 20 % глин и неустойчивых минералов?
3. Порядок работы с аппаратом Сокслета.

ЛЕКЦИЯ 3

СВОЙСТВА НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД

Тема 6. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ГОРНЫХ ПОРОД

Гранулометрия (от лат. *granulum* – зернышко), гранулометрический анализ, механический анализ – совокупность приемов определения гранулометрического состава горных пород. Обломочные горные породы состоят из минеральных и органических частиц различного размера. Эти частицы разделяются по их размеру на определенные комплексы, или фракции. Под *гранулометрическим (механическим) составом* породы (кернов) понимают количественное содержание в них частиц различной величины в процентах по весу. Механический состав пород определяют следующими видами анализа: ситовым и седиментационным. Разделение песчаных фракций (с размерами частиц от 0,074 до 2–3 мм) производится просеиванием через наборы сит с соответствующими отверстиями – так называемый ситовой анализ. Разделение более мелких частиц производится гидравлическими методами, основанными либо на различии скорости осаждения частиц разного размера в спокойной воде, либо на способности струи различной скорости течения увлекать частицы разного размера. От грансостава зависят такие важные свойства пористой среды, как пористость, проницаемость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т.д. Часто гранулометрический состав горных пород, именно терригенных, а их в земной коре в осадочном комплексе до 85–95 %, позволяет решить так называемую обратную задачу, а именно изучить прошлое суши, что облегчает поиск нефти и газа, а также других полезных ископаемых.



Рис. 3.1. Сита

При проведении ситового анализа сита располагают при отсеивании таким образом, чтобы сверху было сито с наиболее крупными размерами отверстий (рис. 3.1).

В него насыпают навеску породы и ведут просеивание. После этого взвешивают породу, оставшуюся на каждом сите, и результаты ситового анализа записывают в таблицу.

Деление различных фракций терригенных пород по величине обломочного материала в соответствии с классификацией [15] приводится в табл. 3.1.

Классификация фракций терригенных пород
по величине обломочного материала

Фракция	Обозначение	Размер зерен, мм
Глинистая мелкопелитовая	Гл м/п	< 0,001
Глинистая крупнопелитовая	Гл к/п	0,001–0,01
Алевритовая мелкокозернистая	А м/з	0,01–0,05
Алевритовая крупнозернистая	А к/з	0,05–0,1
Песчаная мелкозернистая	П м/з	0,1–0,25
Песчаная среднезернистая	П с/з	0,25–0,5
Песчаная крупнозернистая	П к/з	0,5–1,0
Песчаная крупнозернистая	П г/з	> 1,0

Размер основной массы зерен песка в нефтяных месторождениях колеблется обычно в пределах 1,25–0,05 мм. Для Прикамья размер главной массы зерен песка в нефтяных месторождениях 0,05–0,25 мм.

Методы седиментационного разделения частиц по фракциям основаны на различной скорости осаждения зерен разного размера в вязкой жидкости. По формуле Стокса скорость падения в жидкости частиц сферической формы

$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right), \quad (3.1)$$

где d – диаметр частиц, м; v – скорость осаждения частиц, м/с; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; $\rho_{\text{п}}$ – плотность вещества частицы, кг/м³; g – ускорение силы тяжести, м/с²; ν – кинематическая вязкость, м²/с.

Формула (3.1) справедлива при свободном нестесненном движении зерен; чтобы не было влияния концентрации частиц на скорость их падения в дисперсной среде, содержание твердой фазы в суспензии не должно превышать по весу 1 %.

Существует большое разнообразие методов седиментационного анализа. Наибольшее распространение в лабораториях по исследованию грунтов получили методы отмучивания током воды, отмучивания сливанием жидкости (метод Сабанина) и метод взвешивания осадка при помощи весов Фигуровского.

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

При отмучивании сливанием жидкости частицы разного размера разделяют путем слива после определенного времени отстаивания верхней части столба суспензии с мелкими частицами, не успевшими осесть на дно сосуда.

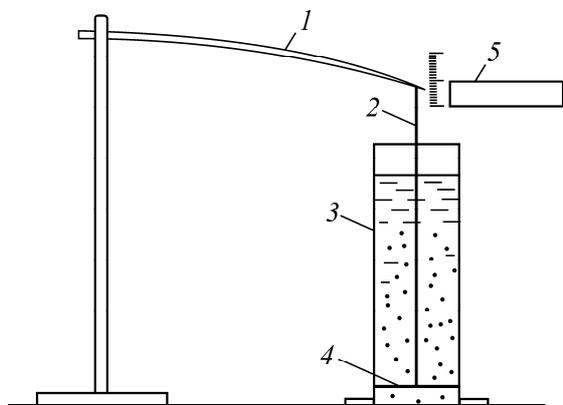


Рис. 3.2. Весы Фигуровского: 1 – стеклянный стержень (коромысло); 2 – нить; 3 – цилиндрический сосуд; 4 – стеклянный диск; 5 – отсчетный микроскоп

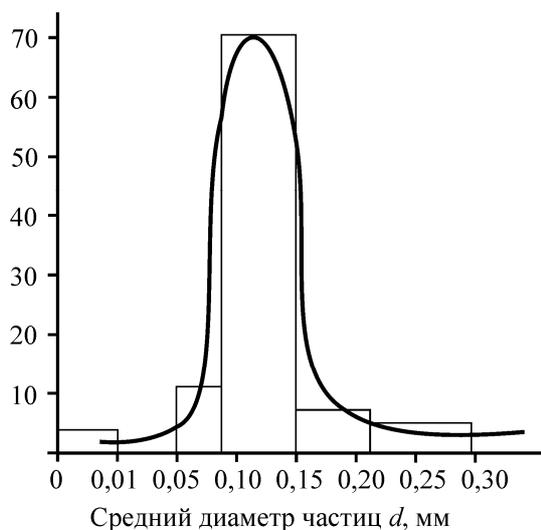


Рис. 3.3. Кривая распределения зерен песка по размерам

Каждый из указанных видов анализа имеет свою ценность и практическое значение. Так, например, для выбора ширины щелей фильтра и размера зерен гравийного фильтра необходимо проводить ситовой анализ, а для гидравлических расчетов, связанных с выносом и оседанием песка в жидкости, надо проводить седиментометрический анализ.

Результаты определения гранулометрического состава, полученного совместно ситовым и седиментометрическим способами, представляются в виде таблицы и оформляются графически. Наиболее распространенными являются точечные графики, кривые распределения зерен песка по размерам и суммарного состава (кумулятивные кривые). Кривые распределения строятся так, что по оси абсцисс откладываются размеры фракций, а по оси ординат – содержание каждой фракции в исследуемой породе в % по массе (рис. 3.3).

На кумулятивной кривой в отличие от кривой распределения по оси ординат откладываются нарастающие массовые, или весовые, проценты, высчитанные по формуле (3.2) (рис. 3.4), а по оси абсцисс – диаметры частиц $d_{\text{ср.к}}$ по формуле (3.3):

34

$$G_k = \left(\sum_1^k g_i / \sum_1^N g_i \right) 100 \% ; \quad (3.2)$$

$$d_{cp.k} = (d_{k+1} + d_k) / 2, \quad (3.3)$$

где N – количество сит; k – количество фракций.

Анализ можно изобразить также в виде точки на треугольнике (чем ближе точка к какой-либо вершине треугольника, тем больше в данной породе фракции, соответствующей этой вершине).

На кривой второго графика (см. рис. 3.4) надо обратить внимание не только на характер кривой, но и на три характерные точки на кривой.

1. Точка 1, соответствующая размеру отверстия сита, на котором задерживается 10 % более крупных фракций, а 90 % более мелких фракций проходит через сито; перпендикуляр, опущенный из этой точки на ось абсцисс, дает диаметр зерен песка d_{90} , по которому определяется, например, размер щелей забойного фильтра, служащего для ограничения количества песка, поступающего из пласта в скважину.

Ширину наиболее распространенных прямоугольных щелей фильтра ориентировочно находят, удваивая указанный диаметр зерен d_{90} . А диаметр круглого отверстия фильтра получают умножением этого диаметра зерен d_{90} на 3. Чтобы получить диаметр гравия в гравийных фильтрах, надо указанный диаметр зерен d_{90} умножить на 10–12.

2. Точка 2, соответствующая 60%-ному суммарному весовому составу, включая все более мелкие фракции, используется для определения коэффициента неоднородности.

3. Точка 3, соответствующая 10%-ному суммарному весовому составу, включая все более мелкие фракции, дает так называемый эффективный диаметр частиц. Отношение d_{60}/d_{10} характеризует коэффициент неоднородности песка.

Для совершенно однородного песка, все зерна которого равны между собой, кривая суммарного состава выразится вертикальной прямой линией, а коэффициент неоднородности $K_n = d_{60}/d_{10} = 1$. Коэффициент неоднородности пород нефтяных месторождений колеблется в пределах 1,1–20,0.

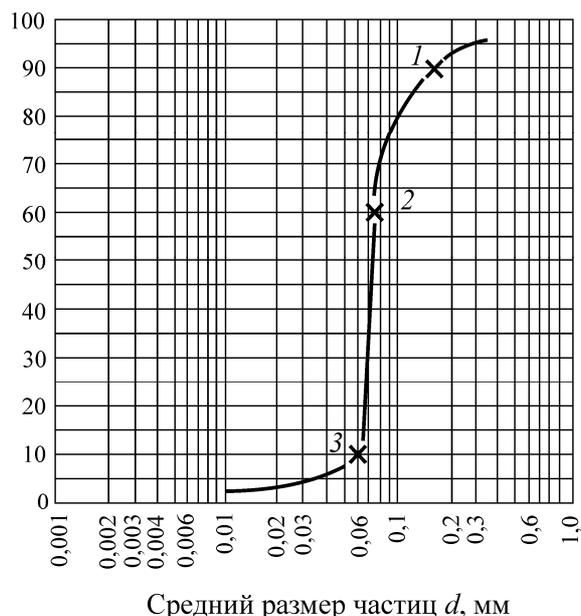


Рис. 3.4. Кривая суммарного гранулометрического состава

Метод отмучивания и ситового отсева наиболее распространен на практике, прост в исполнении и экономичен. Однако точность и информативность его низкая, поскольку позволяет выделять ограниченное (не более 7) количество дискретных классов зернистости. Как отмечается в специальной литературе (при поисках залежей нефти и газа), гранулометрический анализ давно нуждается в кардинальной модернизации [5].

С целью повышения одновременно точности и экспрессности гранулометрического анализа применяется лазерный дифракционный микроанализатор Analysette фирмы FRITSCHE. Прибор работает на основе оптического сходящегося лазерного луча и принципа рассеивания электромагнитных волн от взвешенных в жидкости частиц. Исследуемая проба вносится в сходящийся лазерный луч, который сканирует пробу и отклоняется на определенный угол в зависимости от диаметра и оптических свойств частиц. Программа математической обработки обеспечивает непрерывный расчет размера зерен и выдачу графиков в интегральном и дифференциальном видах, а также полную статистику по любым классам зернистости (среднее арифметическое, геометрическое, гармоническое, мода, медиана, коэффициенты сортировки, асимметрии и др.) и пересчет в другие виды анализов (рис. 3.5).

Характерная особенность прибора Analysette – большой диапазон измерения размеров частиц (0,1–1250,0 мкм). На основании дифференциальных (f) и интегральных (F) распределений оценивались усредненные параметры обломочного материала в целом:

- M_o – модальное значение, соответствующее максимуму на кривой f ;
- M_e – медианное значение, соответствующее 50 % на кривой F ;
- C_{rg} – среднегеометрическое значение, рассчитываемое по формуле

$$C_{rg} = \frac{\sum n_i Lg \bar{d}_i}{\sum n_i},$$

где n_i – доля фракции; \bar{d}_i – средний диаметр зернистости;

- K_c – коэффициент сортировки:

$$K_c = Q_3/Q_1,$$

где Q_3 и Q_1 – квантили размерности на кривой F соответственно при 75 и 25 %; при $K_c = 1,0 \dots 2,5$ сортировка считается хорошей, при $K_c = 2,5 \dots 4,5$ – средней, при $K_c > 4,5$ – плохой;

– K_a – коэффициент асимметрии модальной величины относительно медианной согласно формуле

$$K_a = Q_3 Q_1 / (M_e)^2,$$

при $M_o < M_e$ величина $K_a > 1$, при $M_o > M_e$ величина $K_a < 1$.

Такие графики позволяют быстро идентифицировать тип породы с учетом наиболее представительной фракции грансостава. В первом случае проба соответствует алевролиту мелкозернистому, а во втором – песчанику среднезернистому. Несомненное преимущество лазерного анализа состоит в том, что он

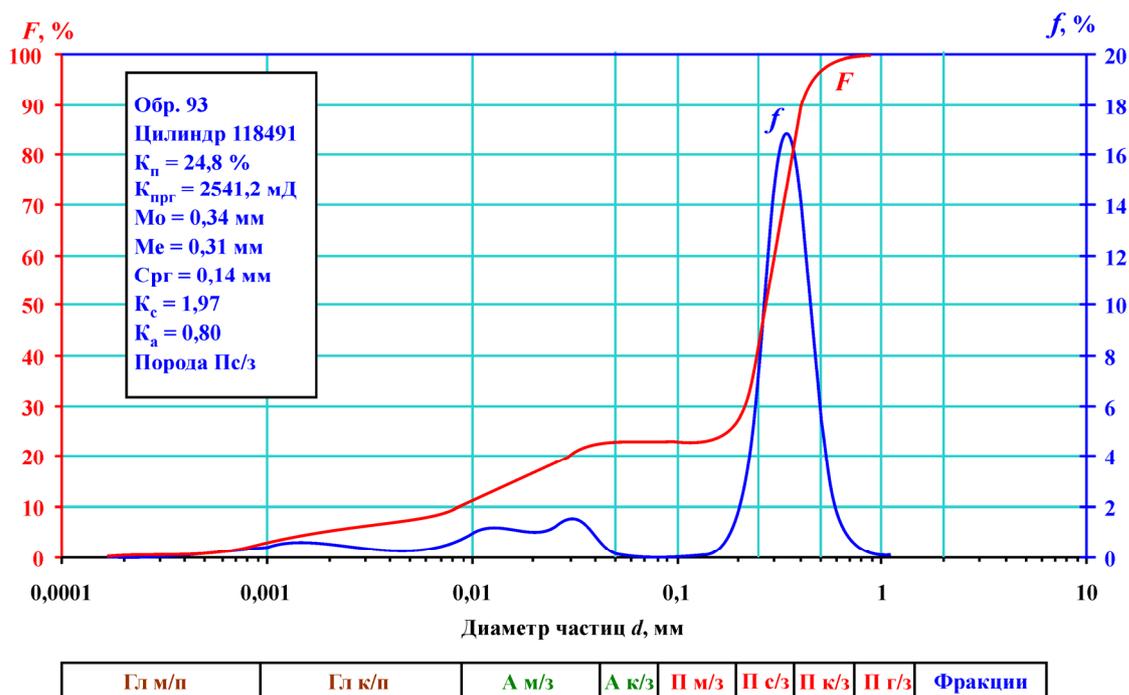
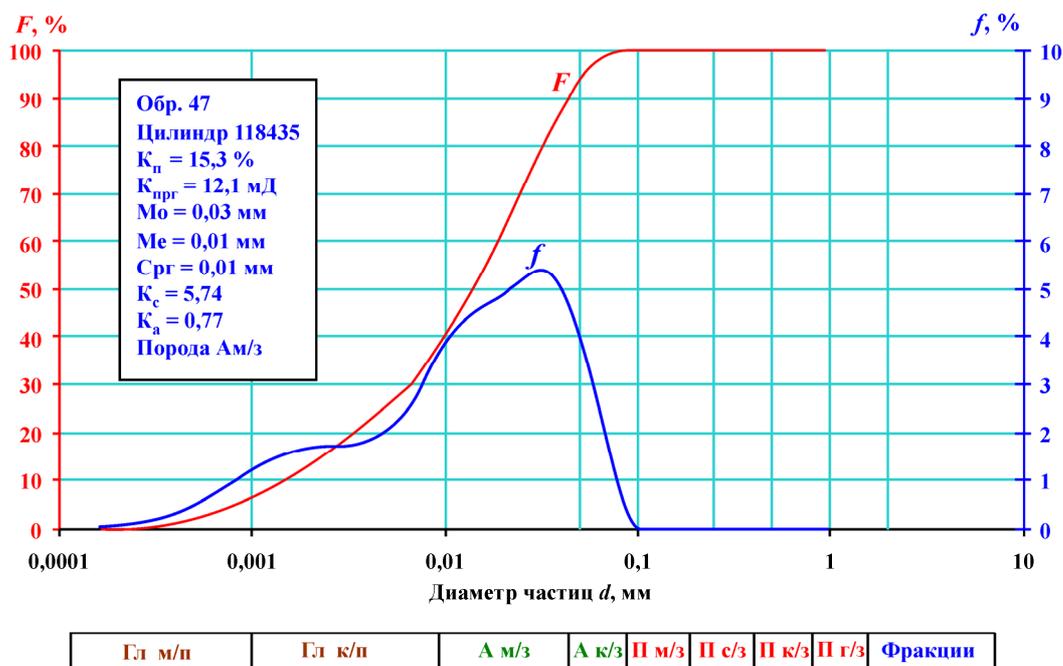


Рис. 3.5. Дифференциальное (f) и интегральное (F) распределения грансостава

позволяет детально дифференцировать глинистый компонент пород, в значительной степени контролирующей их адсорбционно-диффузионные свойства, удельное сопротивление и водонасыщенность. Согласно рис. 3.5 содержание пелитовой фракции ($< 0,01 \text{ мм}$) в низкопроницаемом образце значительное – до 25–32 %.

Практическая работа № 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД СИТОВЫМ СПОСОБОМ

Цель работы. Построение кривых распределения зерен по размерам и суммарного гранулометрического состава. Ознакомление с методикой проведения эксперимента и электродинамическим вибростендом ПЭ-6700.

Описание прибора (см. рис. 3.1). Вибростенд приводится в действие электромотором, который посредством соединительной муфты связан с встряхивающим механизмом, заключенным в кожух станины.

Сита устанавливаются на поддоне, передвигаемом вдоль двух колонн, и закрепляются хомутом. С помощью эксцентриков, закрепленных на валике и соединенных хомутом с поперечиной, осуществляется вращательное движение и встряхивание сит. Вибростенд работает с частотой колебания рабочего стола от 12 до 25 Гц и амплитудой колебания от 0,25 до 4,0 мм. Благодаря этому сита встряхиваются, что способствует нормальному рассеиванию зерен.

Под ситами внизу устанавливается плотная бумага, в которую отсеивается фракция с размером частиц меньше 0,14 мм. Стандартный набор состоит из 11 сит. Размеры отверстий сит указаны в табл. 1.

Таблица 1

Стандартный набор сит

№ п/п	Номер сита	Сторона квадратного отверстия, мм	№ п/п	Номер сита	Сторона квадратного отверстия, мм
1	1	1,60	7	7	0,2
2	2	1,25	8	8	0,14
3	3	0,80	9	9	0,071
4	4	0,63	10	10	0,05
5	5	0,56	11	11	0,009
6	6	0,45			

Порядок выполнения работы

1. Образец породы, экстрагированный и высушенный при $t = 105$ °С, размельчают на составляющие его зерна в фарфоровой или агатовой ступке пестиком.

2. Из приготовленного таким образом песка берут навеску, равную 50 г.

3. Устанавливают в встряхивающий аппарат набор из 5 сит, диаметр отверстий которых составляет 0,8; 0,56; 0,45; 0,2; 0,14 мм. Под ситами внизу ус-

танавливают плотную бумагу, в которую отсеивают фракцию с размером частиц меньше 0,14 мм.

4. Индикатором «Таймер» устанавливают время – 15 мин. При меньшей продолжительности рассеивание может быть неполным.

5. Подстраивают при необходимости амплитуду вибрации рабочего стола ручкой регулятора «Амплитуда».

6. После автоматической остановки вибростенда набор сит извлекают из аппарата и содержимое каждого сита и плотной бумаги аккуратно высыпают на глянцевую бумагу и обметают сита от приставших частиц мягкой волосяной кисточкой.

7. Каждую фракцию взвешивают и подсчитывают ее процентное содержание по массе g_i по формуле

$$g_i = \left(m_i / \sum_1^N m_i \right) 100 \%,$$

где m_i – масса песка, оставшегося на i -м сите; N – количество сит.

8. Результаты определения гранулометрического состава, полученного ситовым способом, представляют в табл. 2.

Таблица 2

Результаты определения гранулометрического состава

№ п/п	Параметр	Фракции, мм					
		<0,14	0,14–0,2	0,2–0,45	0,45–0,56	0,56–0,8	>0,8
1	m , г						
2	g_i , %						
3	G_k , %						
4	$d_{ср}$, мм						

9. Строят кривые распределения зерен песка по размерам, как на рис. 3.3, и суммарного гранулометрического состава, как на рис. 3.4.

Контрольные вопросы

1. Определить по данным графика (см. рис. 3.4) размеры забойных фильтров, необходимых для ограничения выноса песка из пласта, сложенного применявшейся в лабораторной работе навеской песка.

2. Охарактеризовать фракции и сделать анализ кривой графика (см. рис. 3.3).

3. Сделать вывод о приближенных фильтрационных свойствах исследуемого образца керна.

Практическая работа № 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА КЕРНОВ ПРИБОРОМ ANALYZETTE

Цель работы. Определение непрерывного распределения частиц по размерам на лазерном микроанализаторе грансостава Analyzette.

Описание прибора. Лазерный микроанализатор размера частиц Analyzette (рисунок) – это прибор универсального применения для определения распределения размера частиц в суспензиях, эмульсиях, сухих веществах и аэрозолей.

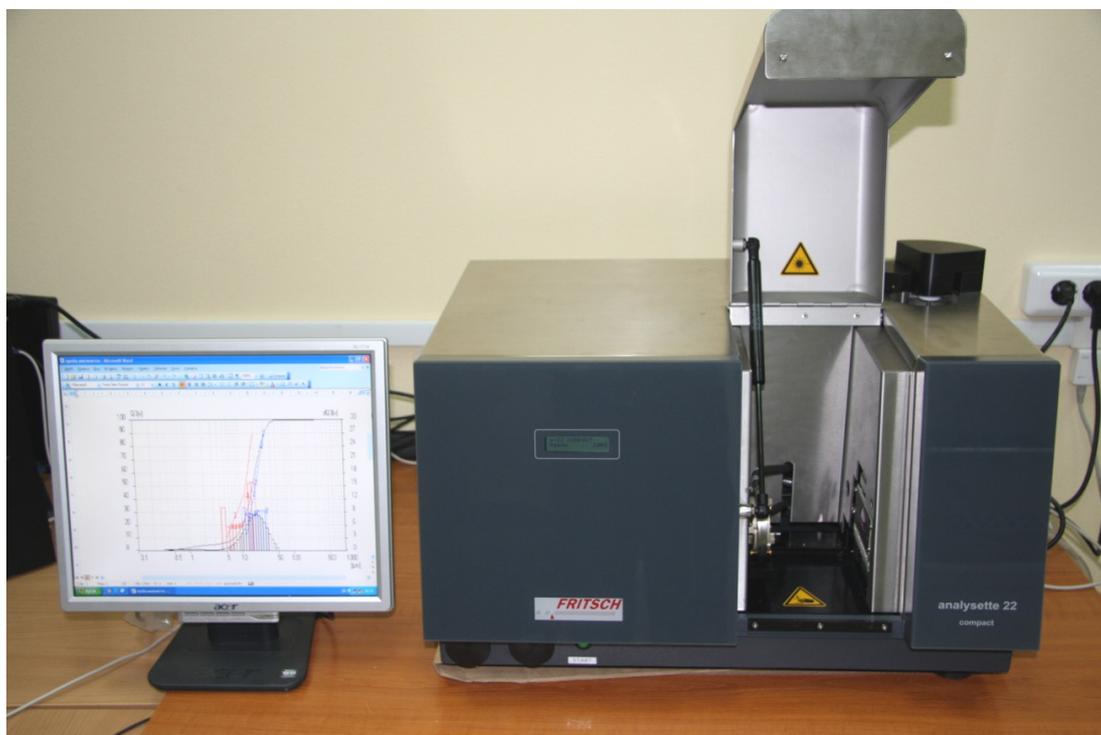


Рис. Прибор Analyzette

В приборе используется физический принцип дифракции электромагнитных волн для распределения размеров частиц, измерительный диапазон составляет 0,3–300,0 мкм. Конструкция состоит из лазера, через измерительную ячейку направленного на детектор. При помощи диспергирующего устройства частицы подаются в измерительную ячейку и проходят сквозь лазерный луч. Свет параллельного лазерного луча преломляется при прохождении через частицу и отклоняется на фиксированные углы, которые зависят от диаметра частиц. Распределение размера частиц вычисляется в соответствии с теорией Фраунгофера с помощью комплекса математических методов. В результате получают объемные доли, соответствующие эквивалентным диаметрам при лазерной дифракции.

Прибор состоит из следующих элементов:

- измерительного блока (измерительная ячейка с приводом для перемещения);
- измерительного устройства с полупроводниковым лазерным диодом;
- многоэлементного детектора;
- диспергирующего устройства (ультразвуковая ванна с мощностью ультразвука 40 Ватт);
- центробежного насоса.

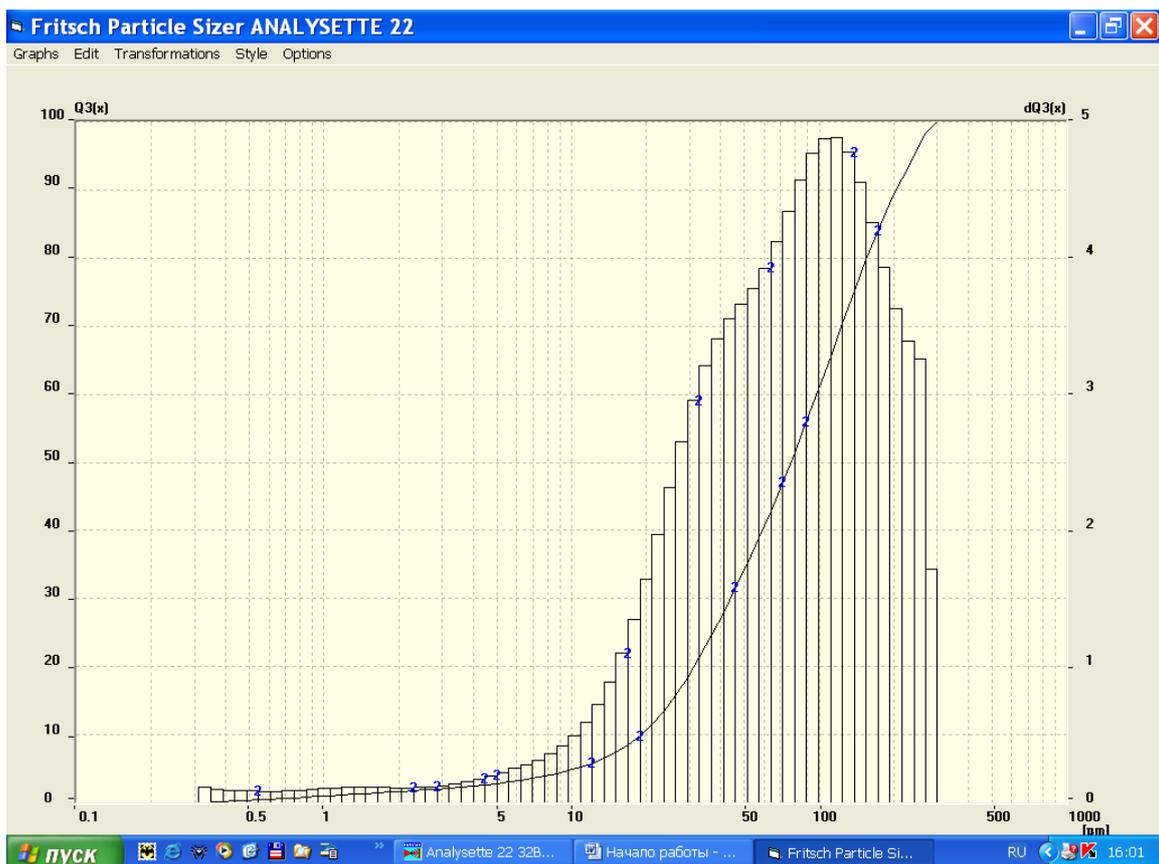
Средства измерения, вспомогательные устройства и материалы

При выполнении измерений применяются следующие измерительные установки, средства и устройства:

- лазерный дифракционный микроанализатор Analyzette фирмы FRITSCH, снабженный специальной программой для измерения и программой обработки результатов.
- модуль управления компьютером включает в себя принтер, монитор, мышь и клавишную панель;
- чугунная ступка и пестик для дезинтеграции проб;
- сито с сеткой 1 мм по ГОСТу;
- бюксы емкостью 15 мл по ГОСТу;
- вакуумная камера;
- дистиллятор;
- дистиллированная вода по ГОСТ 6709–72;
- цилиндр мерный.

Порядок выполнения работы

1. Образец помещают в ступку и дробят пестиком. Необходимое количество пробного материала составляет $0,1-2,0 \text{ см}^3$.
2. Включают прибор, запускают программу Analyzette 22 for Windows и задают программу измерений пробы.
3. Помещают навеску в ультразвуковую ванну и проводят измерение.
4. Для просмотра распределения в табличном и графическом виде входят в меню программы и открывают папку Results:



Контрольные вопросы

1. Принцип работы прибора Analyzette.
2. Отличие дифракционного метода от ситового.
3. Основные точки кривой суммарного состава.

Тема 7. КАРБОНАТНОСТЬ

Под *карбонатностью* понимают содержание в породе солей углекислоты (H_2CO_3): известняка $CaCO_3$, доломита $CaMg(CO_3)_2$, соды кальцинированной (Na_2CO_3), поташа K_2CO_3 , сидерита $FeCO_3$ и др. Содержание этих солей, т.е. карбонатность коллекторов, колеблется в широких пределах:

- терригенные породы либо не содержат их совсем, как кварцевые песчаники, либо содержание карбонатов может изменяться от долей до десятков процентов (0,1–30,0) в виде цемента;

- в карбонатных породах, в частности в известняках, содержание $CaCO_3$ более 50 %.

По упрощенной схеме М.Э. Ноинского карбонаты делятся следующим образом:

Наименование	Содержание CaCO ₃ , %
Известняк	95–100
Доломитовый известняк	50–95
Известковый доломит	5–50
Доломит	0–5

Карбонатность пород имеет важное значение для промышленной практики. Породы продуктивных пластов, содержащие значительное количество карбонатов, могут быть с успехом подвергнуты обработке соляной кислотой для увеличения проницаемости призабойной зоны.

Измеряется карбонатность (К) в процентах или долях единицы:

$$K(\%) = 100M_{\text{карб}}/M, \quad (3.4)$$

здесь M – масса навески пористой среды (0,1–1,0), г; $M_{\text{карб}}$ – масса карбонатов в навеске, г.

Формула для расчета карбонатности выводится с учетом предположения, что кальцит CaCO₃ составляет основную часть карбонатов породы.

При взаимодействии кальцита с 14%-ной соляной кислотой при температуре 20 °С реакция протекает в течение 60 с по следующей схеме:



где H₂CO₃ – углекислота, которая сразу разлагается на воду (H₂O) и углекислый газ (CO₂), CaCl₂ – хлорид кальция.

Пусть V – объем выделившегося углекислого газа CO₂, см³; ρ – плотность CO₂ в условиях опыта, г/см³. Тогда масса m (см³·г/см³ = г) выделившегося CO₂

$$m = V\rho. \quad (3.5)$$

Молекулярная масса CO₂ равна 44 (12 + 2·16), молекулярная масса CaCO₃ – 100 (40 + 12 + 3·16), т.е. на 100 весовых единиц CaCO₃ приходится 44 весовые единицы CO₂. Обозначив через x массу прореагировавшего карбоната CaCO₃, составим пропорцию отношения молекулярной массы к массе вещества:

$$100/x = 44/m, \quad (3.6)$$

и подставляя формулу (3.5) в (3.6) имеем

$$x = m100/44 = V\rho100/44 \text{ (г)}. \quad (3.7)$$

Подставим формулу (3.7) в (3.4):

$$K = 100 \cdot \frac{100}{44} \cdot \frac{V\rho}{M} = \frac{V\rho}{0,0044M}. \quad (3.8)$$

В химических таблицах плотность углекислого газа дается в граммах на литр (г/л) или, что то же самое, в миллиграммах на кубический сантиметр (мг/см³) (проверить самостоятельно). Обозначим плотность из таблиц $\rho_{\text{г}}$. Из

таблицы плотность углекислого газа при температуре 20 °С и барометрическом давлении $P_{\text{бар}} = 760$ мм рт. ст. равняется 1,878 г/л. Это значит, что в одном литре содержится 1,878 г углекислого газа. Тогда в 1 см³ объема углекислого газа находится в 1000 раз меньше, т.е. плотность в размерности (г/см³) будет в 1000 раз меньше табличной (г/л):

$$\rho \text{ (г/см}^3\text{)} = 10^{-3} \rho_{\text{T}} \text{ (г/л)}. \quad (3.9)$$

Подставим (3.9) в (3.8):

$$K = 100 \cdot \frac{100}{44} \cdot \frac{V\rho}{M} = \frac{V\rho_{\text{T}}}{4,4M}, \quad (3.10)$$

здесь M – масса навески, г; V – объем газа, см³; ρ_{T} – плотность газа CO₂ в условиях опыта, мг/см³ (г/л).

При взаимодействии доломита реакция протекает в течение 20–25 мин по схеме



При расчете кальцита в формулу (3.10) подставляется значение объема газа V , выделившегося за первые 60 с реакции, при расчете доломита – остальной объем выделившегося газа.

Практическая работа № 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ГАЗОМЕТРИЧЕСКИМ СПОСОБОМ С ПОМОЩЬЮ ПРИБОРА КЛАРКА

Цель работы. Определение коэффициента карбонатности образца горной породы объемным газометрическим методом на приборе Кларка АК-4 (рис. 1).

Описание прибора. Прибор (рис. 2) состоит из термостата 1 с крышкой, цилиндра 6, закрепленного в крышке с помощью пробки 12, бюретки 5 на 75 см³, вставленной в пробку 11 (кольцевое пространство между цилиндром 6 и бюреткой 5 сообщается с атмосферой), реакционной колбы 2 и уравнивательной склянки 7. Нижняя часть цилиндра соединяется резиновой трубкой с отводом крана 8, второй отвод крана соединен с уравнивательной склянкой. Бюретка при помощи резиновой трубки соединяется со змеевиком 4, другой конец которого соединен с отводом на пробке реакционной колбы. В пробку реакционной колбы вставлена измерительная бюретка с краном.



Рис. 1. Прибор Кларка АК-4

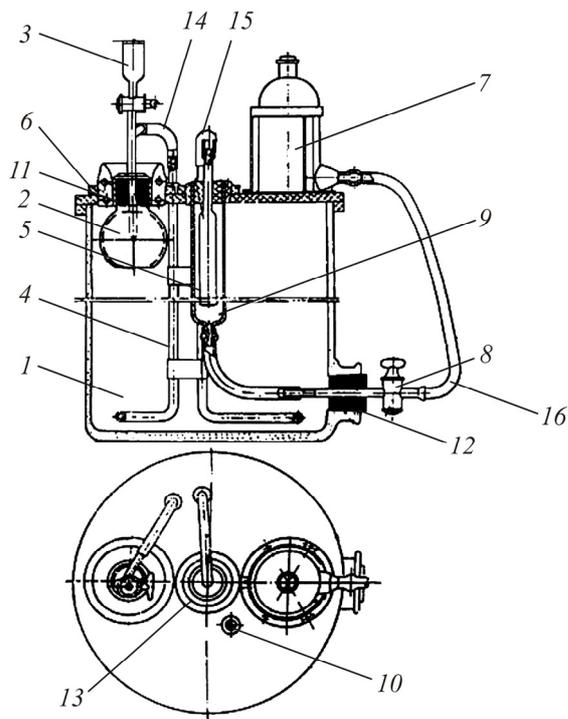


Рис. 2. Прибор Кларка: 1 – термостат; 2 – реакционная колба; 3 – воронка с краном; 4 – змеевик; 5 – мерный цилиндр; 6 – крышка термостата; 7 – уравнивательная склянка; 8 – кран; 9 – цилиндр; 10 – термометр; 11, 12 – резиновые пробки; 13 – резиновая пробка с отверстием; 14, 15, 16 – резиновые соединительные трубки

Порядок выполнения работы

1. Тщательно растирают в ступке экстрагированный и высушенный образец горной породы, берут навеску (масса навески указывается преподавателем) в зависимости от содержания карбонатов в породе и высыпают в реакционную колбу.

2. Устанавливают уровень жидкости в цилиндре и бюретке в верхнем положении с помощью крана 8 и уравнивательной склянки.

3. Плотно закрывают колбу пробкой и помещают в термостат.

4. После некоторой выдержки, необходимой для выравнивания температуры во всех звеньях прибора, передвигая уравнивательную склянку 7 при открытом кране 8, устанавливают уровни воды в бюретке 5 и в цилиндре 6 на одной отметке. Когда уровни будут находиться в одной горизонтальной плоскости, перекрывают кран 8 и берут отсчет по шкале, нанесенной на бюретке.

5. Заливают в реакционную колбу 7 см³ HCl (кран закрыт).

6. Осторожно открывают кран на бюретке. Выделяющийся в процессе взаимодействия соляной кислоты с породой углекислый газ поступает в бюретку, вытесняя из нее воду в кольцевое пространство. Для установления на одинаковой высоте уровней воды в бюретке и цилиндре опускают склянку 7, при-

открывают кран 8 и выпускают часть воды из цилиндра в склянку. Эту операцию повторяют до тех пор, пока не прекратится выделение углекислого газа из исследуемого образца.

7. Берут отсчет уровня воды в бюретке после проведения опыта и уравнивания положения раздела воздуха и воды в цилиндре и бюретке.

8. Записывают показания термометра в термостате и значение барометрического давления.

9. Заполняют таблицу:

Данные исследований

№ п/п	Температура опыта, °С	Барометрическое давление, мм рт. ст.	Начальный уровень жидкости $V_1, \text{см}^3$	Конечный уровень жидкости $V_2, \text{см}^3$	Объем кислоты $\text{HCl}, \text{см}^3$	Масса навески Г.п., г	Плотность $\text{CO}_2 \rho_T, \text{мг/см}^3$	Коэффициент карбонатности $k, \%$

Плотность углекислого газа в зависимости от давления и температуры, мг/см^3

Температура, °С	Барометрическое давление $P_{\text{бар}}, \text{мм рт. ст.}$										
	742	747	749	751	756	758	760	765	767	769	771
28	1,778	1,791	1,797	1,804	1,817	1,823	1,828	1,837	1,842	1,847	1,852
27	1,784	1,797	1,808	1,810	1,823	1,829	1,834	1,843	1,848	1,853	1,858
26	1,791	1,803	1,809	1,816	1,829	1,835	1,840	1,848	1,854	1,859	1,864
25	1,797	1,810	1,816	1,823	1,836	1,842	1,847	1,856	1,861	1,866	1,871
24	1,803	1,816	1,822	1,829	1,842	1,848	1,853	1,862	1,867	1,872	1,877
23	1,809	1,822	1,828	1,835	1,848	1,854	1,859	1,868	1,873	1,878	1,883
22	1,815	1,828	1,834	1,841	1,854	1,860	1,865	1,875	1,880	1,885	1,890
21	1,822	1,835	1,841	1,848	1,861	1,867	1,872	1,882	1,887	1,892	1,897
20	1,828	1,841	1,847	1,854	1,867	1,873	1,878	1,888	1,893	1,898	1,903
19	1,834	1,847	1,853	1,860	1,873	1,879	1,884	1,894	1,899	1,904	1,909
18	1,840	1,853	1,859	1,866	1,879	1,885	1,890	1,900	1,905	1,910	1,915
17	1,846	1,860	1,866	1,873	1,886	1,892	1,897	1,907	1,912	1,917	1,922
16	1,853	1,866	1,873	1,879	1,892	1,898	1,903	1,913	1,918	1,923	1,928
15	1,859	1,872	1,879	1,886	1,899	1,905	1,910	1,920	1,925	1,930	1,935
10	1,892	1,906	1,913	1,920	1,933	1,939	1,944	1,954	1,959	1,964	1,969

10. Содержание карбонатов в породе (по массе) определяют по формуле (3.10), в которой объем выделившегося во время реакции газа

$$V = (V_1 - V_2) - V_k,$$

где V_1 , V_2 – отметки уровней в мерном цилиндре до и после реакции соответственно; V_k – объем использованной в реакции соляной кислоты HCl , см^3 ; ρ_T – плотность CO_2 в условиях опыта, $\text{мг}/\text{см}^3$, берется из таблицы (колеблется в пределах 1,778 при $t = 28^\circ\text{C}$ и $P_{\text{бар}} = 742$ мм рт. ст. до 1,969 при $t = 10^\circ\text{C}$ и $P_{\text{бар}} = 771$ мм рт. ст.).

Контрольные вопросы

1. Дать определение карбонатности горных пород.
2. С какой целью определяют карбонатность горных пород?
3. Привести формулу для определения карбонатности.
4. Объяснить значение числового коэффициента 4,4 в формуле (3.10).
5. Доказать, что численные значения г/л и $\text{мг}/\text{см}^3$ совпадают.

Практическая работа № 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ГАЗОМЕТРИЧЕСКИМ СПОСОБОМ С ПОМОЩЬЮ КАРБОНАТОМЕРА КМ-04 М

Цель работы. Определение коэффициента карбонатности образца горной породы с помощью прибора «Карбонатомер КМ-04 М».

Теоретическая часть

Карбонатомер КМ-04 М (рисунок) позволяет определять массовое содержание кальцита и доломита в измельченном образце горной породы.

Измельченный образец карбонатной породы массой не более 1000 мг и размером частиц не более 0,063 мм засыпают в контейнер, устанавливают контейнер в реакционную камеру и после свинчивания подают в нее поршневым дозатором дозированный объем водного раствора соляной кислоты. При поступлении раствора кислоты в реакционную камеру происходит сжатие воздуха, что приводит к ступенчатому увеличению давления и включению привода магнитной мешалки. В процессе перемешивания за счет взаимодействия карбонатных веществ с соляной кислотой происходит выделение двуокси углерода, образующейся по следующим реакциям:

Для кальцита:



Для доломита:





Рис. Карбонатомер КМ-04М

Увеличение давления в реакционной камере происходит пропорционально объему выделяемого газа, зависящему от массового содержания карбонатных минералов в образце. Различие в скорости протекания реакции взаимодействия кальцита и доломита с соляной кислотой позволяет по измеренным значениям давления и калибровочным данным рассчитывать массовое содержание карбонатных веществ в исследуемой породе. Контроль температуры обеспечивает корректировку изменения давления, связанного с влиянием температуры.

Описание прибора. Прибор содержит электронный блок, реакционную камеру с датчиком температуры, магнитную мешалку, емкость для кислоты, компрессор КЛМ-1 и монтажный корпус, в котором установлен датчик давления, пневмопоршневой дозатор и клапан сброса давления. Компрессор подключается к электронному блоку и сообщается через блок электромагнитных клапанов с реакционной камерой при проверке герметичности и с пневмопоршневым дозатором при отборе и подаче кислоты.

Порядок выполнения работы

1. Измельченный образец карбонатной породы массой не более 1000 мг и размером частиц не более 0,063 мм засыпают на дно сухого контейнера, не оставляя остатков порошка на подложке и стенке контейнера.
2. Помещают на дно контейнера магнитный якорь.
3. Свинчивают стакан контейнера с реакционной камерой.

4. Выбирают в меню альтернативу «Тест» и нажимают клавишу Enter.
5. Включают компрессор и регулируют ручкой дросселя плавное повышение давления в реакционной камере до величины 1,5–1,8 атм.
6. После завершения теста и выпуска воздуха в атмосферу нажимают клавишу Enter для выхода в главное меню.
7. Извлекают из емкости для кислоты резиновую пробку и заполняют емкость 6%-ным водным раствором соляной кислоты. Торец трубки забора кислоты после закрытия емкости пробкой должен находиться на расстоянии около 10 мм от дна емкости.
8. Для отбора кислоты плавным движением перемещают ручку дозатора из верхнего положения вниз.
9. Выбирают в меню альтернативу «Старт» и нажимают клавишу Enter.
10. Придерживая карбонатомер рукой, быстрым движением перемещают ручку дозатора вверх. Убеждаются в появлении экрана, отображающего контролируемые параметры.
11. После окончания измерения (20–25 мин) выдается результат расчета содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка в процентах от массы образца.
12. После завершения измерений необходимо нажать клавишу Enter для перехода в меню.
13. Вывинчивают стакан из реакционной камеры, извлекают контейнер, аккуратно сливают раствор в емкость для слива кислоты. Промывают водой и тщательно вытирают контейнер и якорь.

Контрольные вопросы

1. Дать определение карбонатности горных пород.
2. С какой целью определяют карбонатность горных пород?
3. По какому принципу производится разделение количеств кальцита и доломита при анализе на приборе КМ-04М?
4. Оценить дополнительный объем и длину пустот, полученных при СКО (солянокислотной обработке) при линейной фильтрации, если исходная (открытая) пористость образца составляет 15 %, истинная плотность горной породы $2,6 \text{ г/см}^3$, карбонатность породы – 40 %. Расчетный объем закачиваемой кислоты – 1 м^3 на 1 м перфорации в скважине.

Тема 8. ЦЕМЕНТ

Горные породы бывают *сцементированными* и *несцементированными*. Цементирующим веществом горных пород называют минеральные вещества, заполняющие в породе промежутки между составляющими их зернами и обломками (частицами) и связывающие последние между собой. Коллекторские свойства горных пород в известной степени определяются *составом, структурой* и (особенно) *текстурой* цемента.

Под текстурой цементов понимают взаимоотношение между зернами и цементом, а также строение самого цемента.

Взаимоотношение – взаиморасположение и количественное соотношение цементирующих и обломочных минералов в горной породе.

Текстуры в типичном виде развиты лишь в *обломочных (терригенных)* породах, отчасти – в органогенных. В *глинах* и чисто *химических породах* они почти *отсутствуют*.

Степень влияния цементации терригенных пород на их свойства зависит от типа и строения цемента. По взаиморасположению и количественному соотношению цементирующих и обломочных минералов (т.е. по взаиморасположению) различают 4 основных идеальных типа цементирования обломочных частиц в горной породе.

Цемент может распределяться в породе равномерно и неравномерно (рис. 3.6).

При равномерном распределении он может представлять собой массу, в которую вкраплены частицы породы, при этом пустотность породы равна нулю. Такой цемент относят к *базальному* типу – 1-й тип.

Базальный (основной) цемент – цемент, в который зерна погружены, не соприкасаясь между собой. *Цементация прочная*. Этот тип обычно указывает, что цемент был более обилен, чем зерна (объем цементирующего материала во много раз превышает суммарный объем зерен породы), и отлагался одновременно с ними или раздвигал их в процессе своей кристаллизации. Встречается очень часто.

Наряду с этим *пустотность* породы может быть *равной нулю*, когда *частицы* ее *расположены плотно*, но *поры полностью заполнены цементом*. В подобных случаях цемент именуется *поровым* – 2-й тип.

Поровый тип – вещественная масса цемента заполняет межзерновое пространство породы, при этом отсутствует контакт между зернами породы, а суммарные объемы зерен и цемента соизмеримы.

Цемент пор в большей или меньшей степени выполняет пространство между соприкасающимися зернами.

Прочность цементации может быть различной. При малом количестве цемента в породе он может распределяться только в местах контакта частиц

или на их поверхности в виде тонкого покрова; назван *контактовым* (контактным, соприкосновения) – 3-й тип и *пленочным* – 4-й тип соответственно.

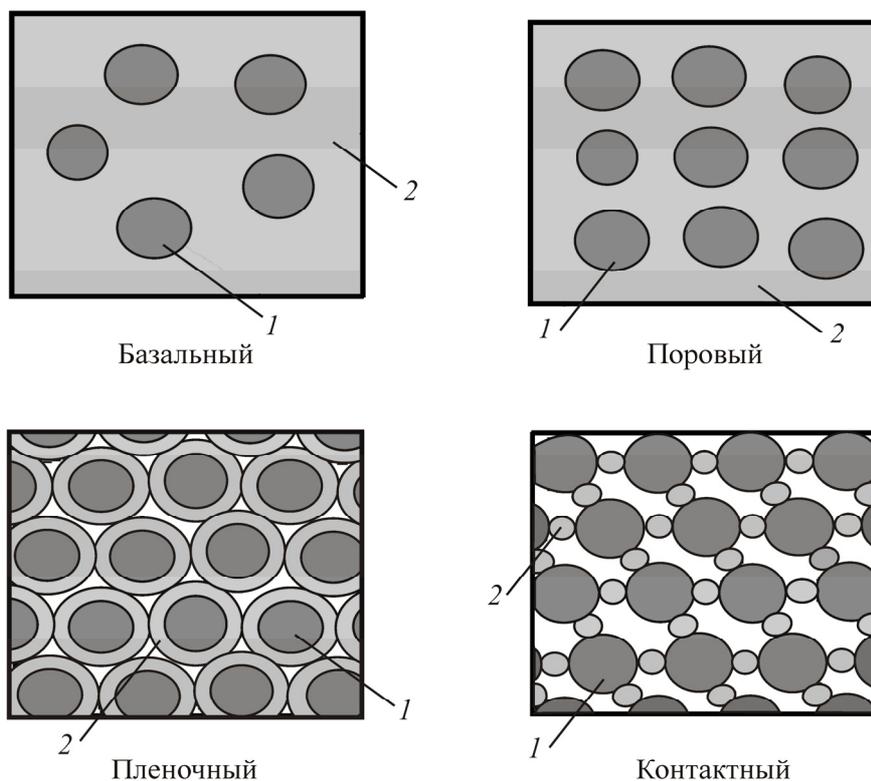


Рис. 3.6. Типы цементирования горных пород:
1 – частица; 2 – цемент

При *контактном типе* цементирующий материал концентрируется в местах контакта зерен породы.

Цемент *соприкосновения*, или *контактный*, развит в местах соприкосновения зерен. *Цементация непрочная*. Может быть первичным, а может образовываться в результате выщелачивания цемента, первоначально выполнявшего все поры.

Пленочный тип – цементирующий материал обволакивает зерна породы в виде тонкой пленки. В реальных горных породах встречаются все типы цементирования одновременно.

Исследования Н.В. Смирновой показали, что содержание цемента в песчаных коллекторах нефти и газа в зависимости от его типа колеблется от долей процента до 45–50 %. Одновременно было установлено, что *с увеличением количества цемента в породе проницаемость ее резко уменьшается*. При этом *наихудшие показатели* получаются при *базальном и поровом* цементах.

Кроме того, цементацию пород характеризуют *структурой цемента*, изучение которой облегчает решение вопросов, связанных с образованием цементирующих минералов и др. *По структуре цементы* делятся на следующие типы:

- цемент обрастания;
- нарастания;
- прорастания;
- разъедания.

Различное строение цемента оказывает влияние на прочность, хрупкость и другие свойства пород, представляющие в ряде случаев существенный практический интерес.

По *минеральному составу* цементы бывают:

- полиминеральными;
- мономинеральными (встречаются реже).

Из *мономинеральных* цементов основными являются (выделяют):

- глинистый;
- карбонатный;
- сульфатный;
- кремнистый;
- кварцевый.

Первые три типа мономинеральных цементов отлагаются одновременно с крупными зёрнами породы в процессе осадконакопления (осадкообразования) и миграции пластовых флюидов в виде тонкой терригенной мути. Два последних относятся к цементам хемогенного происхождения – накапливаются путем осаждения из раствора.

Цементация терригенных пород оказывает решающее влияние на их коллекторские и петрофизические свойства, в частности на пористость и проницаемость.

На полную пористость пород оказывает существенное влияние *минералогический состав* цемента. *Наихудшие* в этом отношении – *карбонатный* и *глинистый* цементы. В качестве иллюстрации этого влияния И. М. Губкиным приводится пример, согласно которому пористость чистого песка колеблется от 30 до 35 %, а при небольшом количестве *карбонатного* или *глинистого* цемента снижается до 20–25 %; при значительной цементации она может снизиться до 3 %.

Согласно исследованиям М.А. Цветковой *проницаемость* песка *снижается в десятки раз при наличии примеси* в 3–5 % глинистого цемента (глинистых минералов).

Однако значение цемента в коллекторах этим не ограничивается. От типа и состава цемента песчаных пород зависят также их нефтенасыщенность и нефтеотдача.

Тема 9. ПЛОТНОСТЬ ПОРОДЫ

Под плотностью понимается масса единицы объема вещества:

$$\rho = \frac{M}{V},$$

здесь ρ – плотность, г/см³; M – масса вещества, г; V – объем вещества, см³.

Для характеристики горных пород используют понятия кажущейся и истинной плотности. *Кажущаяся* плотность ($\rho_{\text{каж}}$) в литературе встречается также под названием *объемной* плотности породы ($\rho_{\text{п}}$) или образца, определяется по формуле

$$\rho_{\text{каж}} = \frac{M}{V_{\text{обр}}}, \quad (3.11)$$

где M – масса сухого проэкстрагированного образца горной породы; $V_{\text{обр}}$ – объем образца породы, складывающийся из объема пор ($V_{\text{пор}}$) и объема твердой фазы ($V_{\text{ТВ}}$):

$$V_{\text{обр}} = V_{\text{пор}} + V_{\text{ТВ}}.$$

Истинная плотность ($\rho_{\text{ист}}$), называемая еще *минералогической* плотностью ($\rho_{\text{мин}}$) или *плотностью зерен* ($\rho_{\text{зер}}$), определяется как

$$\rho_{\text{ист}} = \frac{M}{V_{\text{ТВ}}}.$$

При нахождении плотности сухой породы ее масса находится взвешиванием.

Для нахождения объема образца горной породы применяются методы *взвешивания в жидкости: порозиметрический и геометрический*.

1. Методы взвешивания в жидкости подразделяются на *метод насыщения* и *метод Мельчера* (парафинизации):

- Метод насыщения основан на насыщении образца жидкостью и погружении образца в ту же жидкость. Объем насыщенного жидкостью образца определяется способом гидростатического взвешивания насыщенного образца в воздухе и в той же жидкости насыщения.

Пусть у нас имеется три веса: P_1 – вес сухого проэкстрагированного образца в воздухе, г; P_2 – вес насыщенного жидкостью образца в этой же жидкости, г; P_3 – вес насыщенного жидкостью образца в воздухе, г.

Рассмотрим силы, действующие на погруженный в жидкость образец, насыщенный той же жидкостью (рис. 3.7).

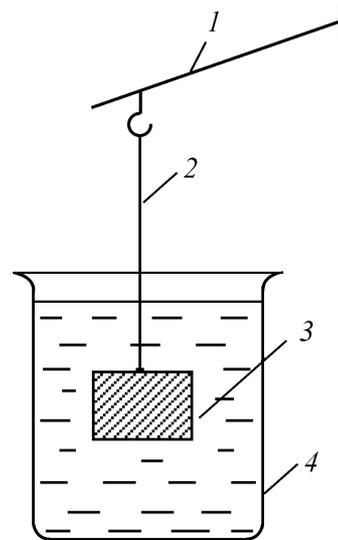


Рис. 3.7. Взвешивание насыщенного образца в жидкости: 1 – весы; 2 – проволока; 3 – образец; 4 – стакан с жидкостью

На погруженный в жидкость образец действуют следующие силы: сила тяжести P_T , направленная вниз и численно равная весу P_3 ; выталкивающая сила Архимеда $P_{Арх}$, направленная вверх.

Равнодействующая этих сил – вектор, направленный вниз и численно равный значению P_2 . Итак, имеем векторное равенство

$$P_T + P_{Арх} + P_2 = 0$$

и скалярное равенство

$$P_2 = P_3 - P_{Арх}. \quad (3.12)$$

Согласно закону Архимеда на тело, погруженное в жидкость, действует выталкивающая сила $P_{Арх}$, равная весу вытесненной телом жидкости $P_{выт. ж}$:

$$P_{Арх} = P_{выт. ж} = V_{ж} \gamma_{ж} = V_{обр} \gamma_{ж},$$

где $\gamma_{ж}$ – удельный вес жидкости.

Равенство (3.12) запишем в виде

$$P_2 = P_3 - V_{обр} \gamma_{ж},$$

отсюда

$$V_{обр} = \frac{P_3 - P_2}{\gamma_{ж}}. \quad (3.13)$$

Воспользуемся соотношениями

$$P = mg \quad \text{и} \quad \gamma_{ж} = \rho_{ж} g,$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения, и окончательно получим соотношение (3.13) в известном виде

$$V_{\text{обр}} = \frac{m_3 - m_2}{\rho_{\text{ж}}}. \quad (3.14)$$

Если обозначить через m_1 массу сухого проэкстрагированного образца, г, то имеем известный по ГОСТ 26450.1–85 вид формулы для определения объемной (кажущейся) плотности:

$$\rho_{\text{каж}} = \frac{m_1 \rho_{\text{ж}}}{m_3 - m_2}.$$

• Метод Мельчера, или метод парафинизации – это определение объема образца горной породы любой геометрической формы, предварительно покрытого тонким слоем парафина, путем его последующего взвешивания в жидкости.

Образец массой M_1 покрывают тонким слоем парафина известной плотности $\rho_{\text{пар}}$. Парафинирование производят погружением образца в расплавленный парафин сначала одной, затем другой половиной. Температура парафина – около 60–70 °С. Запарафинированный образец снова взвешивают (M'_1). Объем парафина

$$V_{\text{пар}} = \frac{M'_1 - M_0}{\rho_{\text{пар}}}, \quad (3.15)$$

где $V_{\text{пар}}$ – объем парафина; $\rho_{\text{пар}}$ – плотность парафина 900 кг/м³; M_1 – масса образца горной породы с парафином; M_0 – масса высушенного образца горной породы.

Производят взвешивание образца, покрытого парафином, в жидкости – M_2 . Объем образца

$$V_{\text{обр.п}} = \frac{M_1 - (M_2 - a)}{\rho_{\text{в}}}, \quad (3.16)$$

где $V_{\text{обр.п}}$ – объем образца горной породы с парафином; M_2 – масса образца с парафином, взвешенного в жидкости; a – масса проволоочки в жидкости; $\rho_{\text{в}}$ – плотность жидкости.

Объем образца горной породы определяется из соотношения

$$V_{\text{обр}} = V_{\text{обр.п}} - V_{\text{пар}}.$$

2. Метод порозиметра.

На рис. 3.8 изображена схема порозиметра.

Пока образец насыщается, в порозиметр наливают жидкость, прибор плотно закрывают стаканчиком, переворачивают стаканчиком вниз и через 4–7 мин при отвесном положении берут отсчет уровня жидкости по шкале (V_1).

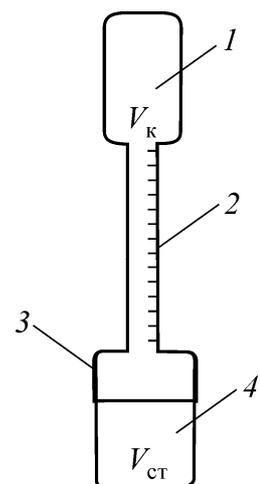


Рис. 3.8. Порозиметр: 1 – камера; 2 – шкала; 3 – притертая крышка; 4 – стакан

Насыщенный образец кладут в стаканчик, затем прибор плотно закрывают стаканчиком, переворачивают, ставят на место и, как в первом случае, снимают второй отсчет по шкале (V_2).

Объем образца находится по разности уровней:

$$V_{\text{обр}} = V_2 - V_1$$

и, зная его массу до насыщения – M , определяют кажущуюся (объемную) плотность породы по формуле (3.11).

3. *Метод геометрический.* Если образец горной породы обладает правильной геометрической формой – цилиндр или куб, то, конечно, применим геометрический способ определения объема образца, основанный на измерении его геометрических размеров – среднеарифметических значений диаметра ($d_{\text{ср}}$) и длины образца ($l_{\text{ср}}$):

$$d_{\text{ср}} = \frac{\sum d_i}{n}, \quad l_{\text{ср}} = \frac{\sum l_i}{n},$$

здесь i – количество измерений.

По значениям $d_{\text{ср}}$ и $l_{\text{ср}}$ рассчитывается объем образца:

$$V_{\text{обр}} = \pi d_{\text{ср}}^2 l_{\text{ср}} / 4.$$

Все описанные методы в чистом виде применимы для коллекторов порового типа.

При нахождении истинной плотности зерен (плотности зерен или минералогической плотности) горных пород (сыпучих веществ) требуется знание объема твердой фазы образца горной породы (керн).

Для нахождения объема твердой фазы образца горной породы применяются следующие методы: объемный, пикнометрический, флотационный, гидростатического взвешивания и др.

Наиболее распространены объемный и пикнометрический способы. *Объемный способ* основывается на определении изменения объема жидкости при погружении частиц раздробленной горной породы в жидкость. Одним из приборов для определения плотности сыпучих веществ является порозиметр (см. рис. 3.8).

Весовой способ основывается на изменении веса эталонного объема с навеской породы и без нее. Простейший прибор для осуществления указанного способа называется пикнометром. Это стеклянный сосуд с утонченным горлышком (рис. 3.9), тарированный на определенный объем, который фиксируется риску на горлышке.

На рис. 3.9 использованы следующие обозначения: M – масса пикнометра (колбы); M_1 – масса пикнометра с жидкостью, налитой до метки 1–1; M_2 – масса пикнометра с навеской породы; M_3 – масса пикнометра с навеской породы

и жидкостью, налитой до метки 1–1. Тогда минералогическая плотность породы рассчитывается так:

$$\rho_{\text{мин}} = \frac{M_{\text{н}}}{V_{\text{н}}} = \frac{M_2 - M}{V_k - V_{\text{жн}}} = \frac{M_2 - M}{\frac{M_1 - M}{\rho_{\text{ж}}} - \frac{M_3 - M_2}{\rho_{\text{ж}}}} = \frac{(M_2 - M)\rho_{\text{ж}}}{(M_1 - M) - (M_3 - M_2)},$$

где $M_{\text{н}}$ – масса навески; $V_{\text{н}}$ – объем навески; V_k – объем колбы до метки 1–1; $V_{\text{жн}}$ – объем жидкости в колбе до метки 1–1 при наличии в колбе навески; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости.

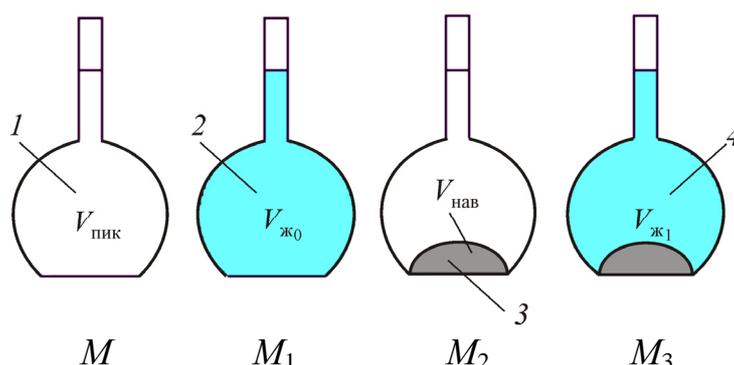


Рис. 3.9. Определение плотности твердой фазы горной породы с использованием пикнометра: 1 – сухой пикнометр; 2 – объем жидкости до метки в пикнометре; 3 – объем навески; 4 – навеска породы с жидкостью до метки в пикнометре

Примерные значения истинной плотности основных пород следующие: песчаники – 2,60 г/см³, известняки – 2,70 г/см³, доломиты – 2,80 г/см³.

Существует понятие «кажущаяся минералогическая плотность». Для нее объем твердой фазы определяется как разница между объемом образца и объемом открытых пор, т.е. при условии отсутствия закрытых пор:

$$V_{\text{тв}} = V_{\text{обр}} - V_{\text{откр. пор}} = \frac{M_3 - M_2}{\rho_{\text{ж}}} - \frac{M_3 - M_1}{\rho_{\text{ж}}} = \frac{M_1 - M_2}{\rho_{\text{ж}}},$$

где M_1 – масса сухого образца горной породы, г; M_2 – масса насыщенного жидкостью образца горной породы в насыщающей жидкости, г; M_3 – масса насыщенного жидкостью образца горной породы в воздухе, г; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, г/см³.

Кажущаяся минералогическая плотность

$$\rho_{\text{к.м.п}} = \frac{M_1 \rho_{\text{ж}}}{M_1 - M_2}.$$

Практическая работа № 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЖУЩЕЙСЯ ПЛОТНОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

Цель работы. Определение кажущейся плотности горной породы методами гидростатического взвешивания и геометрическим.

Приборы и оборудование. Установка для вакуумирования и насыщения образцов горных пород показана на рис. 1, весы PG-203 – на рис. 2.

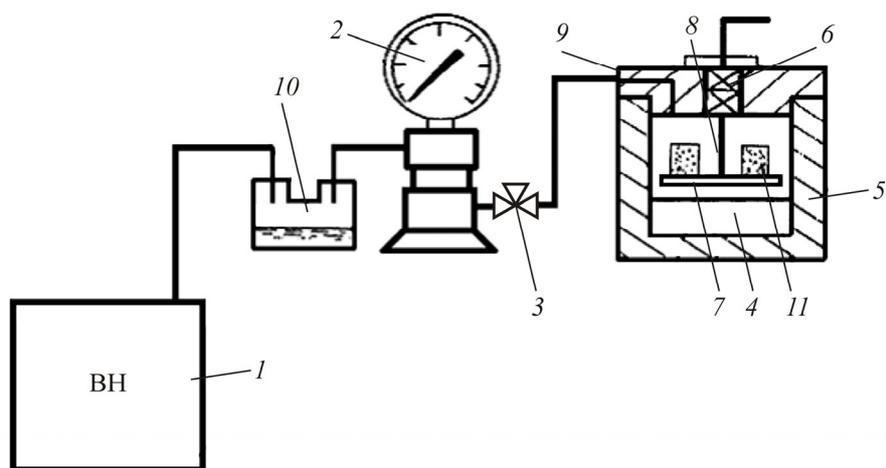


Рис. 1. Вакуумная установка для насыщения образцов горных пород жидкостью

Установка для вакуумирования и насыщения образцов горных пород состоит из вакуумного насоса 1 (ВН), склянки Тищенко 10, моновакууметра 2 (МВ), бункера для образцов 4. Бункер состоит из корпуса 5, крышки 9 с сальниковым уплотнением 6 и подставки 7 с металлическим штоком 8.



Рис. 2. Весы PG-203

Весы PG-203 предназначены для взвешивания насыщенных образцов керна в жидкости.

Порядок выполнения работы

1. Определяют средние геометрические размеры образца цилиндрической формы – диаметр $d_{\text{ср}}$ и длину $l_{\text{ср}}$.

2. Определяют массу экстрагированного и высушенного образца горной породы на весах с точностью до 0,001 г, данные записывают в таблицу:

Определение плотности горной породы (Г.п.)

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Единица измерения	Керн 1	Керн 2
1	Диаметр образца Г.п.	d	см		
2	Длина образца Г.п.	l	см		
3	Масса сухого образца	M_0	г		
4	Масса насыщенного образца, взвешенного в жидкости	M_2	г		
5	Масса насыщенного образца, взвешенного в воздухе	M_1	г		
6	Плотность жидкости	$\rho_{\text{ж}}$	г/см ³		
7	Объем образца	$V_{\text{обр}}$	см ³		
	– с использованием закона Архимеда				
	– по геометрическим обмерам				
8	Плотность кажущаяся горной породы	$\rho_{\text{каж}}$	г/см ³		
	– с использованием закон Архимеда				
	– по геометрическим обмерам				

3. Насыщают образец жидкостью в вакуумной установке (см. рис. 1). Насыщение образца осуществляется в следующей последовательности:

– заливают жидкость в бункер 5 и устанавливают образцы горной породы на подставку 7 таким образом, чтобы подставка находилась над поверхностью жидкости, закрывают крышкой, включают вакуумный насос (ВН);

– образец вакуумируют на подставке в верхней части камеры, половина которой залита жидкостью насыщения;

– образец опускают в жидкость на 2–3 мм для капиллярной пропитки на 20–30 мин;

– образец полностью опускают в жидкость и продолжают вакуумировать в течение нескольких часов до полного прекращения выделения из образца пузырьков воздуха.

4. Взвешивают насыщенный жидкостью образец в жидкости на весах PG-203 (см. рис. 2), данные записывают в таблицу. Необходимо помнить, что

образцы после насыщения должны находиться в жидкости во избежание испарения на воздухе впитавшейся в образец жидкости.

5. Взвешивают насыщенный жидкостью образец в воздухе, данные записывают в таблицу. Освобождение образцов от избытка жидкости необходимо проводить только насыщенной жидкостью фильтровальной бумагой.

Обработка результатов

1. Рассчитывают объем образца:
 - используя закон Архимеда, по формуле (3.14);
 - по геометрическим обмерам – с использованием формул (3.15) и (3.16).
2. Рассчитывают кажущуюся плотность образца Г.п. по формуле (3.11) для двух методов определения объема образца Г.п.
3. Сравнивают полученные значения плотности. Определяют тип породы.
Средняя плотность породы:
 - песчаник пористый – $2,15 \text{ г/см}^3$,
 - песчаник плотный – $2,48 \text{ г/см}^3$,
 - известняк пористый – $2,20 \text{ г/см}^3$,
 - известняк плотный – $2,525 \text{ г/см}^3$.

Контрольные вопросы

1. Что такое плотность?
2. Какие виды плотности горной породы вы знаете?
3. Методы определения объема образца горной породы.
4. Охарактеризуйте коэффициент эффективной и динамической пористости.
5. Охарактеризуйте процесс насыщения образцов под вакуумом.
6. Определите силу Архимеда при погружении образца горной породы в жидкость.

Практическая работа № 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТИННОЙ ПЛОТНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПИКНОМЕТРИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

Цель работы. Определение истинной плотности образца горной породы с помощью стеклянного пикнометра.

Истинная плотность горных пород – это масса единицы объема твердой фазы породы, т.е. отношение массы минералов к ее объему. Плотность минералов может быть определена различными способами. Одним из наиболее распространенных способов определения плотности минералов является пикнометрический способ.

Приборы и оборудование. Стеклянный пикнометр.

Порядок выполнения работы

1. Определяют массу сухого пикнометра M_0 . Данные заносят в таблицу:

Данные лабораторных исследований

№ п/п	Параметры	Единица измерения	Значение
1	Масса сухого пикнометра	кг	
2	Масса пикнометра с жидкостью	кг	
3	Жидкостное число пикнометра		
4	Масса пикнометра с навеской	кг	
5	Масса навески горной породы	кг	
6	Масса пикнометра с навеской	кг	
7	Масса пикнометра с навеской и жидкостью	кг	
8	Плотность жидкости	кг/м ³	
9	Температура опыта	°С	
10	Объем жидкости в пикнометре без навески горной породы	м ³	
11	Объем жидкости в пикнометре с навеской горной породы	м ³	
12	Объем навески горной породы	м ³	
13	Истинная плотность минералов, слагающих навеску горной породы	кг/м ³	

2. Заливают в пикнометр жидкость (очищенный керосин или водный раствор соли) до риски на горлышке и определяют массу пикнометра с жидкостью M_1 .

3. Сливают жидкость из пикнометра, тщательно промывают и высушивают.

4. Измельчают образец горной породы, засыпают навеску в сухой пикнометр и определяют массу пикнометра с навеской M_2 .

5. Доливают жидкость в пикнометр с навеской на две трети его объема и перемешивают содержимое для удаления воздуха, доливают жидкость до риски на горлышке и определяют массу пикнометра с навеской и жидкостью M_3 .

Обработка результатов

1. Определяют массу навески в пикнометре:

$$M_{\text{нав}} = M_2 - M_0.$$

2. Определяют массу жидкости в пикнометре без навески горной породы по формуле

$$M_{\text{ж}} = M_1 - M_0.$$

3. Определяют плотность жидкости с помощью ареометра ($\rho_{ж}$).
4. Определяют температуру жидкости в пикнометре.
5. Определяют жидкостное число пикнометра по формуле

$$n_{ж} = \frac{M_{ж}}{\rho_{ж}}$$

6. Определяют объем жидкости в пикнометре без навески горной породы по формуле

$$V_{ж} = \frac{M_{ж}}{\rho_{ж}}$$

7. Определяют массу жидкости в пикнометре с навеской горной породы:

$$M_{ж}^1 = M_3 - M_{нав}$$

8. Определяют объем жидкости в пикнометре с навеской горной породы:

$$V_{ж}^1 = \frac{M_{ж}^1}{\rho_{ж}}$$

9. Определяют объем навески горной породы в пикнометре по формуле

$$V_{нав} = V_{ж} - V_{ж}^1$$

10. Определяют плотность минералов, слагающих горную породу, по формуле

$$\rho_{ист} = \frac{M_{нав}}{V_{нав}}$$

Контрольные вопросы

1. Дайте определение кажущейся плотности горных пород.
2. Дайте определение истинной плотности горных пород.
3. Назовите способы определения плотности горных пород.
4. На каком принципе основано измерение пористости способом Преображенского?
5. Охарактеризуйте процесс насыщения образцов под вакуумом.
6. Какой коэффициент пористости используется для подсчета запасов нефти и газа объемным методом?
7. Какие емкостные свойства горных пород, кроме пористости, вы знаете?

ЛЕКЦИЯ 4

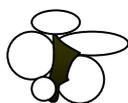
КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА

Тема 10. ПОРИСТОСТЬ

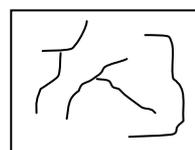
Под *пористостью* горной породы понимается наличие в ней пор (пустот). Пористость характеризует способность горной породы вмещать жидкости и газы.

В зависимости от происхождения различают следующие *виды пор*:

Первичные/гранулярные поры



Вторичные/трещиноватые поры



1. Поры между зернами обломочного материала (межкристаллические) – это *первичные* поры, образовавшиеся одновременно с формированием породы.

2. Поры растворения образовались в результате циркуляции подземных вод.

3. Пустоты и трещины, образованные за счет процессов растворения минеральной составляющей породы активными флюидами, и образование карста.

4. Поры и трещины, возникшие под влиянием химических процессов, например превращение известняка (CaCO_3) в доломит (MgCO_3) – при доломитизации идет сокращение объемов породы на 12 %.

5. Пустоты и трещины, образованные за счет выветривания, эрозионных процессов, закарстовывания.

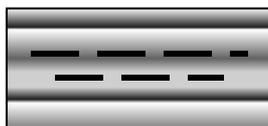
Виды пор 2–5 – это так называемые *вторичные* поры, возникшие при геолого-химических процессах, сущность которых более подробно была рассмотрена в теме 4 лекции 1.

Первичные поры по форме могут быть различной конфигурации, в зависимости от гранулометрического состава:

– ромбоидальной формы (в основном высокопористые, открытопористые, хорошо окатанные песчаники);

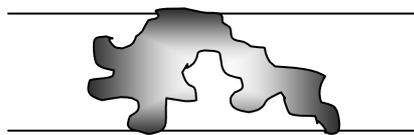
– тетраэдральной формы (спрессованные песчаники);

– трещиноватые (глины, слюды и др.):



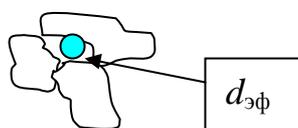
Глина, содержащая замкнутые поры

Что касается вторичных пор, то они связаны с деформацией, выщелачиванием и другими седиментационными процессами. Они, в свою очередь, подразделяются на каверновые и трещиноватые:



Каверновый тип

Поры можно охарактеризовать такими параметрами, как эффективный диаметр ($d_{эф}$) и степень раскрытости трещин:



В зависимости от размеров пор имеются определенные классификации пор по их фильтрационной способности:

– *сверхкапиллярные* – наиболее крупные поры; $d_{эф} > 10^{-4}$ м. Для этих пор характерно подчиненное отношение между флюидом и породой. Такие поры характерны для высокопористых, высокопроницаемых пород;

– *капиллярные* – $d_{эф} = 10^{-7} - 10^{-4}$ м. Взаимодействие между флюидом и породой в таких порах существенно. Большую роль играют капиллярные силы, которые препятствуют фильтрации жидкости и газа;

– *субкапиллярные* – $d_{эф} = 2 \cdot 10^{-9} - 10^{-7}$ м. Размер подобных пор настолько мал, что молекулярные силы, действующие на поверхности пор, имеют существенное влияние. Если градиент давления мал – фильтрации не будет происходить;

– *микropoppy* – $d_{эф} < 2 \cdot 10^{-9}$ м. В этих порах вообще ничего не движется. Пora забита слоем, созданным молекулярными силами.

Сверхкапиллярные поры типичны для песчаников, обломочных и крупнозернистых пород, доломитов.

Капиллярные – для сцементированных песчаников.

Субкапиллярные соответствуют глинам, мелкокристаллическим, меловидным породам.

Трещиноватость характерна для хрупких горных пород.

Объем пор зависит:

– от формы зерен;

– сортировки зерен (чем лучше отсортирован материал, тем выше пористость):



Плохо отсортированный песчаник

- размера зерен;
- укладки зерен: при кубической укладке пористость составляет 47,6 % (рис. 4.1), при ромбической укладке – 25,96 %;
- однородности и окатанности зерен;
- вида цемента.

Не все виды пор заполняются флюидами, газами, нефтью. Часть пор бывает изолирована, в основном это внутренние поры.

Количественно пористость характеризуется *коэффициентом пористости m* , выраженным в долях или в процентах, который равен отношению объема пор $V_{\text{пор}}$ к объему образца $V_{\text{обр}}$:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}}$$

Поскольку поры бывают открытые, т.е. сообщающиеся, и закрытые (изолированные), для пород-коллекторов различают соответственно *открытую* и *закрытую* пористость. Открытая пористость характеризует объем сообщающихся (открытых) пор $V_{\text{по}}$ и количественно оценивается *коэффициентом открытой пористости $m^{\text{отк}}$* :

$$m^{\text{отк}} = \frac{V_{\text{по}}}{V_{\text{обр}}}$$

Аналогично определяется закрытая пористость.

Сумма открытой и закрытой пористости – это *полная пористость*. Полная пористость $m^{\text{полн}}$ включает в себя абсолютно все поры $V_{\text{пор}}$ горной породы (открытые и закрытые) независимо от их формы и взаимного расположения и количественно оценивается *коэффициентом полной пористости*:

$$m^{\text{полн}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}}$$

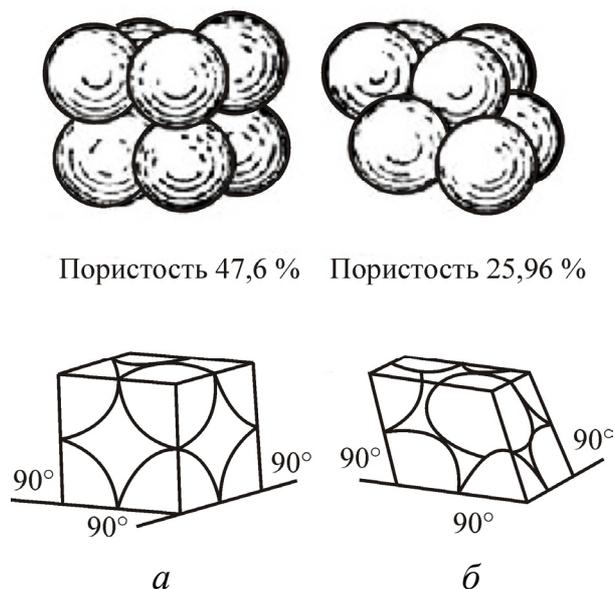


Рис. 4.1. Различная укладка сферических зерен одного размера, составляющих пористый материал: *a* – менее плотная кубическая укладка; *б* – более компактная ромбическая укладка

Продолжим последнюю формулу:

$$m^{\text{полн}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{V_{\text{обр}} - V_{\text{зер}}}{V_{\text{обр}}} = 1 - \frac{V_{\text{зер}}}{V_{\text{обр}}} = 1 - \frac{V_{\text{зер}}}{V_{\text{обр}}} \frac{\rho_{\text{обр}}}{\rho_{\text{обр}}} = 1 - \frac{\rho_{\text{обр}}}{\rho_{\text{зер}}} = 1 - \frac{\rho_{\text{каж.}}}{\rho_{\text{ист.}}}$$

Помимо открытой, закрытой и полной пористости выделяют еще *эффективную* и *динамическую* пористость. *Эффективная пористость* характеризует объем сообщающихся пор, занятых углеводородным флюидом ($V_{\text{пэ}}$). *Коэффициент эффективной пористости*:

$$m^{\text{эфф}} = \frac{V_{\text{пэ}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{V_{\text{пор}} - V_{\text{в}}}{V_{\text{обр}}} = m - \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{обр}}} \cdot \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{п}}} = m - mK_{\text{в}} = m(1 - K_{\text{в}}),$$

где $K_{\text{в}}$ – водонасыщенность, равная отношению объема воды $V_{\text{в}}$ в порах к объему пор:

$$K_{\text{в}} = V_{\text{в}}/V_{\text{пор}};$$

в зоне предельного нефтенасыщения водонасыщенность равна остаточной $K_{\text{о.в}}$: $K_{\text{о.в}} = V_{\text{о.в}}/V_{\text{пор}}$, где $V_{\text{о.в}}$ – объем остаточной воды.

Динамическая пористость характеризует тот объем сообщающихся пор ($V_{\text{пд}}$), по которым происходит процесс фильтрации флюидов. Два последних параметра – эффективная и динамическая пористость – являются разновидностями открытой пористости. *Коэффициент динамической пористости*

$$m^{\text{дин}} = \frac{V_{\text{пд}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{V_{\text{пор}} - V_{\text{о.в}} - V_{\text{о.н}}}{V_{\text{обр}}} = K_{\text{п}} (1 - K_{\text{о.в}} - K_{\text{о.н}}),$$

где $K_{\text{о.н}}$ – остаточная нефтенасыщенность, $K_{\text{о.н}} = V_{\text{н}}/V_{\text{пор}}$.

Между видами пористости существует следующее соотношение:

$$m^{\text{полн}} \geq m^{\text{отк}} \geq m^{\text{эфф}} \geq m^{\text{дин}}.$$

Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород:

Горная порода	Пористость, %
Глинистые сланцы	0,54–1,4
Глины	6,5–50,0
Пески	6,0–52,0
Песчаники	3,5–29,0
Известняки	до 33,0
Доломиты	до 39,0
Известняки и доломиты, как покрывки	0,65–2,50

Полная и открытая пористость зависят:

– от глубины залегания и, как правило, падают с увеличением глубины залегания;

- плотности пород;
- количества цемента и др.

Влияние горного давления на значения коллекторских свойств

Изучение влияния эффективного давления на пористость и проницаемость терригенных пород-коллекторов показало, что при одних и тех же эффективных давлениях, но разных значениях всестороннего и порового давлений зависимости изменения пористости и проницаемости пород от эффективного давления отличаются друг от друга. Для условий относительно малых глубин (рис. 4.2) преобладающую роль играет рост горного давления, воздействующего главным образом на скелет породы, а для больших глубин – изменение порового давления, влияющего как на собственно скелет породы, так и на минеральную часть скелета, а также ту часть твердой фазы («пассивную»), которая не испытывает нагрузки со стороны внешних сил. Рост давления жидкости в порах приводит к увеличению объема скелета породы из-за уменьшения эффективного давления; в то же время под действием увеличивающегося пластового давления происходит сокращение объема минеральных частиц, составляющих твердую фазу породы, а следовательно, и уменьшение объема скелета породы.

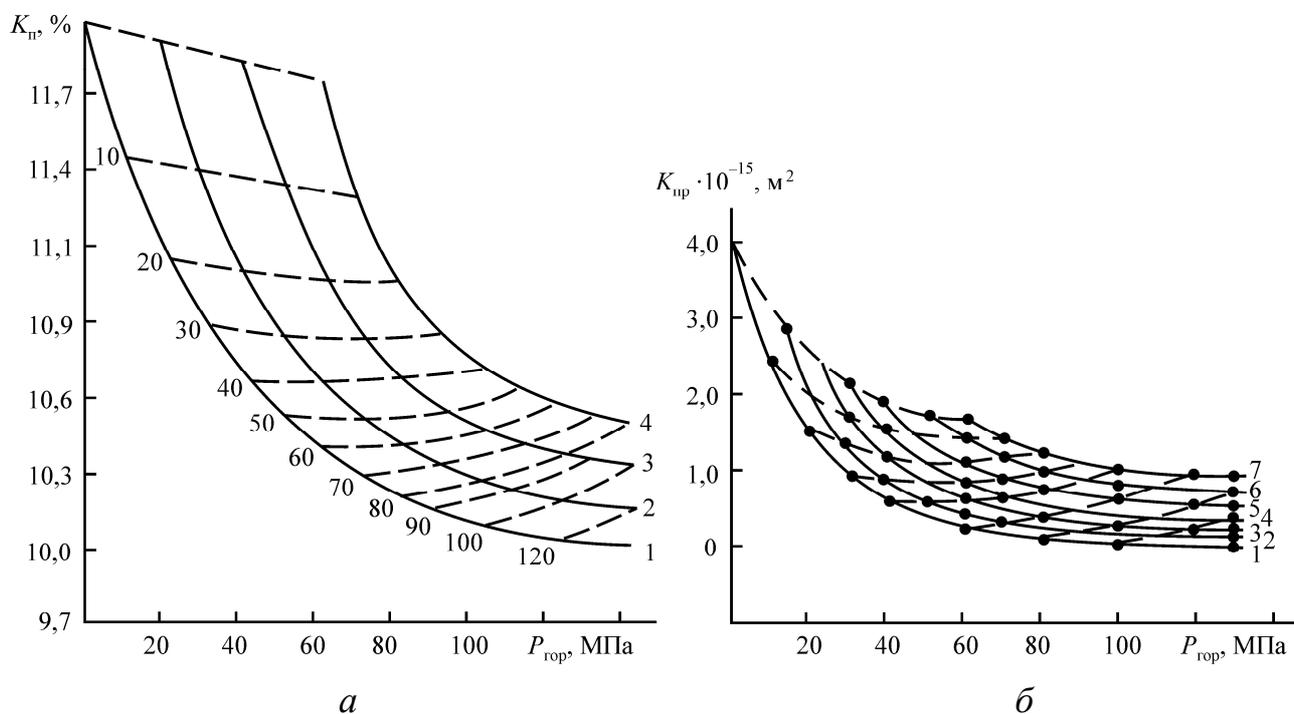


Рис. 4.2. Изменение коэффициента пористости (а) и проницаемости (б) в зависимости от горного давления при различных постоянных значениях порового давления: а – кривые 1–4 при поровом давлении, равном соответственно 0,1; 20; 40 и 60 МПа; б – кривые 1–7 при поровом давлении, равном соответственно 0,1; 10; 20; 30; 40; 50 и 60 МПа; пунктиром показаны те же зависимости для постоянных значений эффективного давления

Для пород с пассивной твердой фазой (песчаники и алевролиты с плохо отсортированными зернами или с цементом заполнения пор) пластовое давление наряду с вышеуказанными эффектами дополнительно увеличивает объем пор вследствие сжатия вещества твердой фазы. Это увеличение объема пор будет происходить без изменения внешнего объема, т.е. объема скелета. Следовательно, относительные изменения объемов скелета и пор при одинаковом пластовом давлении будут определяться строением породы и соотношением активной (скелетной) и пассивной твердой фаз [4].

С целью изучения влияния процессов разработки на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов Южно-Каспийской впадины была реализована схема проведения эксперимента по изучению влияния падения пластового давления на изменение пористости и проницаемости, заключающаяся в том, что начальным условием экспериментов принималось горное и пластовое давление, соответствующее глубине залегания исследуемого объекта (образца породы), а изучение изменения пористости и проницаемости для условий падения пластового давления проводилось относительно этих начальных условий.

Последовательность операций по данной схеме следующая. Перед началом опыта исходя из глубины отбора образца керна пласта определялось значение горного давления и уточнялось фактическое значение начального пластового давления пласта. Затем образец помещался в камеру высокого давления, и в соответствии с реальными барическими условиями различных глубин осуществлялось ступенчатое увеличение эффективного давления (путем соответствующего увеличения горного и порового давления) до значений, отвечающих условиям естественного залегания пласта. В процессе эксперимента на каждой ступени определялись значения пористости и проницаемости и их изменение относительно значений в атмосферных условиях. Следующий этап эксперимента заключался в моделировании процесса разработки путем последовательного ступенчатого снижения порового давления в образце, что, естественно, сопровождалось увеличением эффективного давления.

На установке ИПГНГМ АН Азербайджана была выполнена серия экспериментов по указанной схеме. Для сравнения на идентичных образцах керна получены экспериментальные кривые зависимости пористости и проницаемости от эффективного давления путем увеличения горного давления при фиксированном поровом давлении, равном 0,1 МПа.

Анализ результатов выполненных экспериментов (см. рис. 4.2) по определению проницаемости для трех образцов песчано-алевритовых пород-коллекторов глубокозалегających месторождений Южно-Каспийской впадины по предлагаемой схеме и при изменении только горного давления (аналогичные результаты получены и по пористости) позволяет высказать ряд предположений, имеющих, на взгляд авторов проведенного исследования, принципиальное значение.

В первую очередь следует отметить, что, как и предполагалось, при одних и тех же значениях эффективного давления, но различных значениях горного и порового давления (см. кривые 1 и 2 на рис. 4.3) получены количественно отличающиеся друг от друга зависимости коэффициента проницаемости от эффективного давления, носящие в обоих случаях характер, близкий к экспоненциальному. При этом в интервале изменения эффективного давления от 0 до 30–40 МПа кривые 1 и 2 на рис. 4.3 мало отличаются друг от друга из-за преобладающего влияния горного давления, действующего в основном на скелет породы.

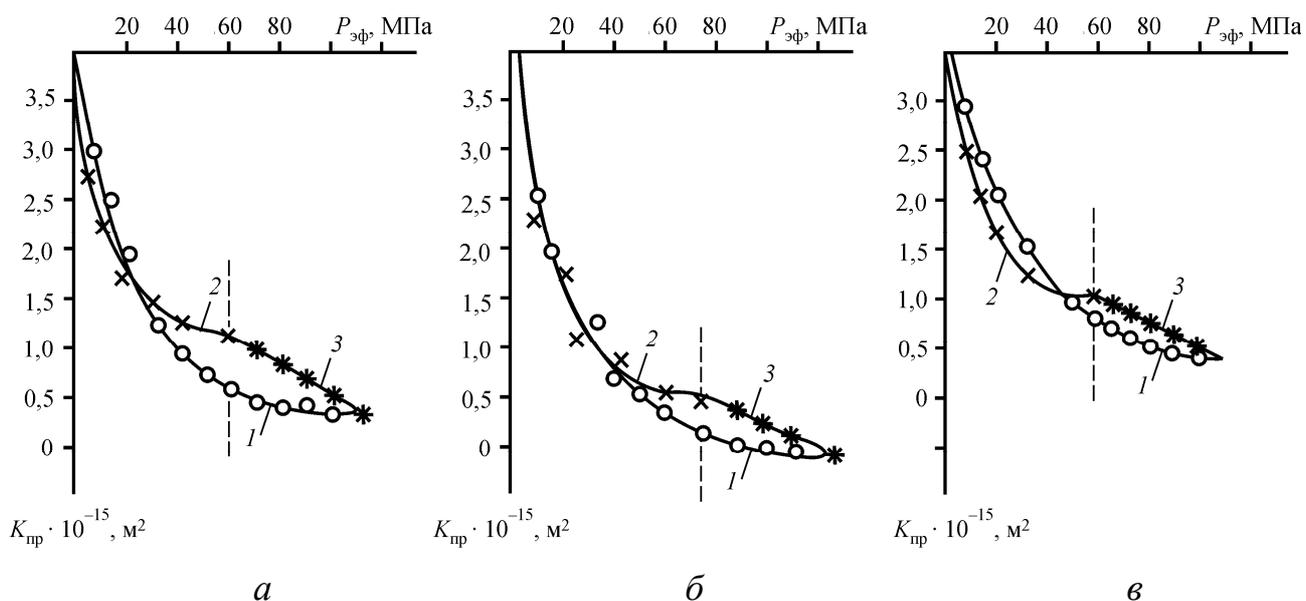


Рис. 4.3. Кривые изменения коэффициента проницаемости в зависимости от эффективного давления: *а* – месторождение «Бахар», скв. 36, интервал 4769–4771 м, свита перерыва; *б* – месторождение «Дуванный-Дениз», скв. 547, интервал 5416–5425 м, X горизонт балаханской свиты; *в* – месторождение «Бахар», скв. 29, интервал 4852–4856 м, X горизонт балаханской свиты; 1 – при изменении горного давления и фиксированном поровом давлении, равном 0,1 МПа; 2 – при одновременном изменении горного и порового давления; 3 – при снижении порового давления и фиксированном горном давлении (этап моделирования разработки)

При дальнейшем увеличении эффективного давления те же кривые отличаются друг от друга уже более существенно, что обусловлено доминирующей ролью порового давления, воздействующего также и на пассивную часть породы, приводящего к ее дополнительному сжатию и, соответственно, к сохранению более высоких значений пористости и проницаемости (см. кривую 2 на рис. 4.3). Интересно также отметить, что в интервалах изменения эффективного давления, отвечающих реальным условиям залегания изучаемых образцов (60–80 МПа), обе кривые выходят на асимптоты, что может свидетельствовать о незначительном влиянии эффективного давления на изменение пористости и проницаемости глубокозалегающих пород-коллекторов.

Наиболее интересны результаты, отражающие ту часть экспериментов, при которой увеличение эффективного давления достигалось путем снижения порового давления на этапе моделирования процесса разработки пласта (см. кривую 3 на рис. 4.3). При переходе от кривой 2 к кривой 3, т.е. в точке, начиная с которой производилось снижение порового давления в образцах пород по принятой схеме, наблюдается специфический излом, а сама кривая 3, отражающая влияние падения порового давления на изменение проницаемости, носит иной характер и существенно отличается от зависимостей, представленных кривыми 1 и 2. Объяснение этому результату вновь находим в физическом смысле трактовки влияния порового давления на пассивную часть породы. Излом между кривыми 2 и 3 можно объяснить тем, что в этой точке схема эксперимента претерпела существенное изменение, после чего рост эффективного давления стал обеспечиваться не последовательным увеличением одновременно горного и порового давления, а снижением порового давления при постоянном горном.

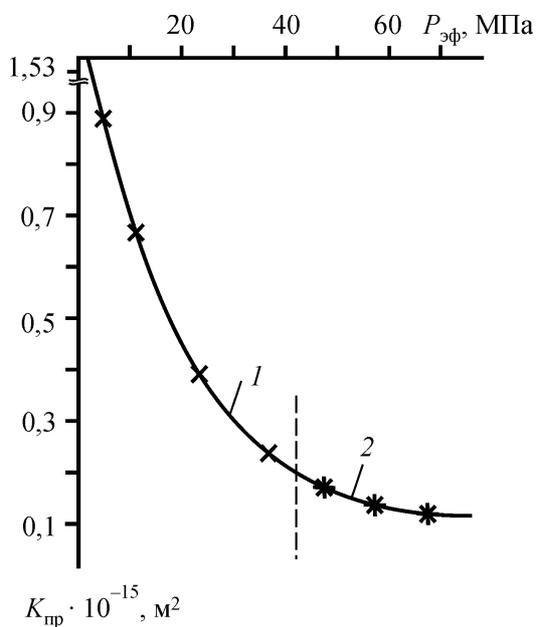


Рис. 4.4. Кривые изменения коэффициента проницаемости в зависимости от эффективного давления. Месторождение «Сангачалы-Дениз», скв. 550, интервал 3419–3422 м, надкирмакинская песчаная свита; 1 – при одновременном изменении горного и порового давления; 2 – при увеличении горного давления и фиксированном поровом давлении (этап моделирования разработки)

но горного и порового давления, а снижением порового давления при постоянном горном. При этом наряду с увеличением давления на скелет одновременно происходило значительно более резкое снижение давления на пассивную часть породы, что, по-видимому, и обусловило появление указанного излома. Аналогичным образом объясняется и изменение самого характера зависимостей, представленных на кривой 3 (см. рис. 4.3), которые для данных конкретных условий оказались близкими к линейным, хотя не следует исключать получение зависимостей и иного вида.

Для дополнительной иллюстрации полученного эффекта и механизма его объяснения приведем результаты экспериментального изучения изменения коэффициента проницаемости образца породы в процессе разработки под действием увеличивающегося эффективного давления, выполненного по аналогичной схеме (рис. 4.4).

Исходя из изложенного можно утверждать, что наиболее корректным подходом к рассматриваемой проблеме является использование экспериментальных данных, полученных по принятой адекватной схеме на представительной группе образцов из конкретного разрабатываемого объекта. При отсутствии та-

кой возможности можно применять обобщенные экспериментальные данные, полученные на достаточно репрезентативных коллекциях образцов пород изучаемого нефтегазоносного района, с тем, однако, условием, что эти данные содержат результаты изучения изменения пористости и проницаемости от эффективного давления при различных комбинациях горного и порового давления (см. рис. 4.2, 4.3). При таком подходе имеется возможность более обоснованного выбора подходящих для каждого конкретного случая экспериментальных данных с учетом реальных значений начального пластового и горного давления разрабатываемого объекта и вещественного состава пород-коллекторов.

С целью получения названных зависимостей для терригенных пород-коллекторов Южно-Каспийской впадины авторами проведена математическая обработка результатов выполненных ранее комплексных экспериментальных исследований на установке ИПГНГМ АН Азербайджана.

Учитывая, что зависимости пористости и проницаемости от внутривпорового давления при фиксированных значениях горного давления (см. рис. 4.2) в значительном диапазоне изменения внутривпорового давления носят практически линейный характер, представим эти зависимости уравнением вида

$$K_p/K_r = A + BP_{пл} - CP_{гор}, \quad (4.1)$$

где K_p – то же при текущем внутривпоровом (пластовом) давлении; K_r – начальные значения параметров (проницаемость или пористость), соответствующие естественным условиям залегания пласта; A , B , C – коэффициенты изменения параметра (пористости или проницаемости); $P_{пл}$, $P_{гор}$ – соответственно горное и поровое (пластовое) давление, МПа.

Представленное уравнение существенно отличается от обычно применяемых в подземной гидродинамике формул, в которых зависимости пористости и проницаемости даются только для пластового давления. В нашем же случае эта зависимость является двухпараметрической, описывающей зависимость пористости и проницаемости одновременно от горного и пластового давления при различных их сочетаниях, рекомендуемых для использования при проведении гидродинамических расчетов показателей разработки залежей нефти и газа, сложенных гранулярными коллекторами различного вещественного состава.

Числовые значения коэффициентов A , B и C определялись с помощью ЭВМ по методу наименьших квадратов с использованием стандартной подпрограммы (табл. 4.1). Породы-коллекторы подразделены на три класса, отличающиеся как упругими свойствами скелетной составляющей твердой фазы, так и характеристиками пассивной твердой фазы.

Представляется возможным получение зависимостей изменения пористости и проницаемости от давления для конкретных условий естественного залегания разрабатываемого пласта.

Таким образом, экспериментальными исследованиями по указанной схеме установлен характер изменения пористости и проницаемости образцов пород глубокозалегающих месторождений Южно-Каспийской впадины в процессе падения порового давления.

Таблица 4.1

Числовые значения коэффициентов изменения пористости и проницаемости пород-коллекторов

№ п/п	Класс коллекторов	Физические параметры	Эмпирические коэффициенты		
			A	$B, \text{МПа}^{-1}$	$C, \text{МПа}^{-1}$
1	Хорошо отсортированные слабоцементированные пески и песчаники средне- и крупнозернистые, кварцевые (60–90 %), высокопористые (более 20 %) с глинистостью менее 20 %	K_p	0,957	0,001 099 2	0,000 126 5
		K_r	0,832	0,008 147	0,002 300
2	Средне- и плохо отсортированные песчаники и алевриты тонко- и мелкозернистые, полевошпатовые и кварцевые (кварц 25–60 %), среднепористые (10–20 %) с глинистостью 20–35 %	K_p	0,932	0,001 803 3	0,000 142 0
		K_r	0,788	0,010 060	0,002 733
3	Плохо отсортированные сильноглинистые мелкозернистые песчаники и алевриты с содержанием кварца до 25 %, пористостью до 10 % и глинистостью более 35 %	K_p	0,860	0,003 470 0	0,000 152 7
		K_r	0,342	0,021 220	0,002 684

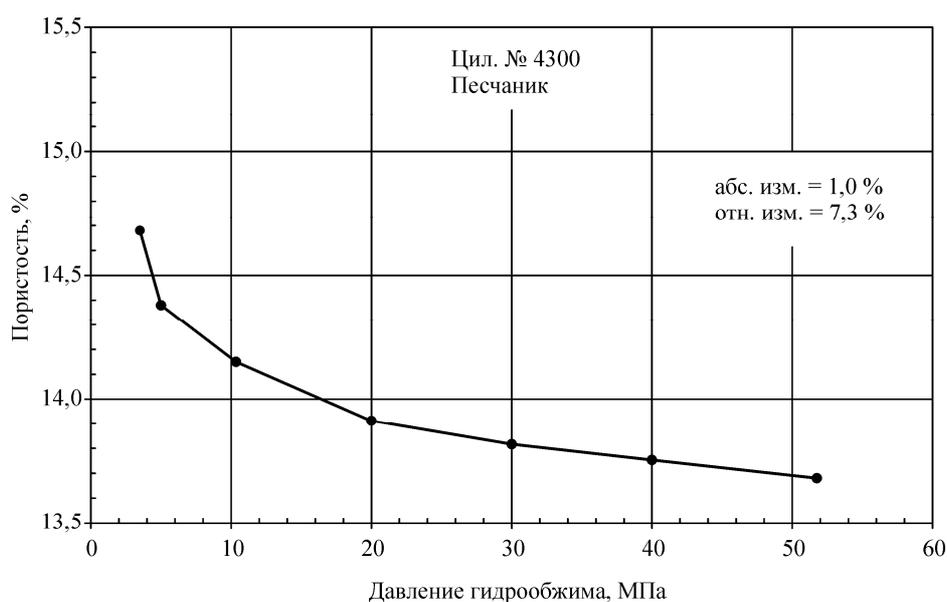


Рис. 4.5. Изменение пористости при различных давлениях гидрообжима (см. также с. 77)

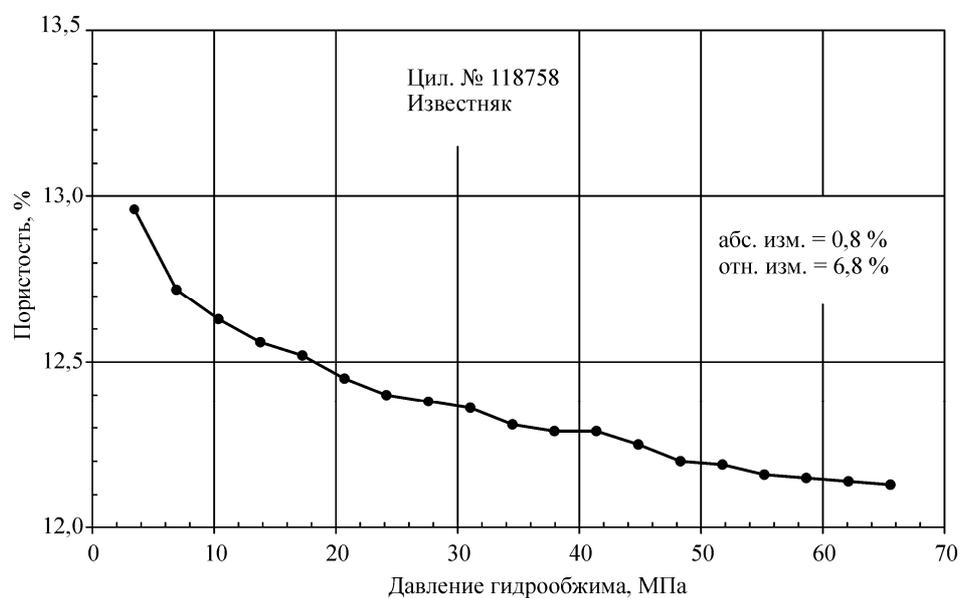
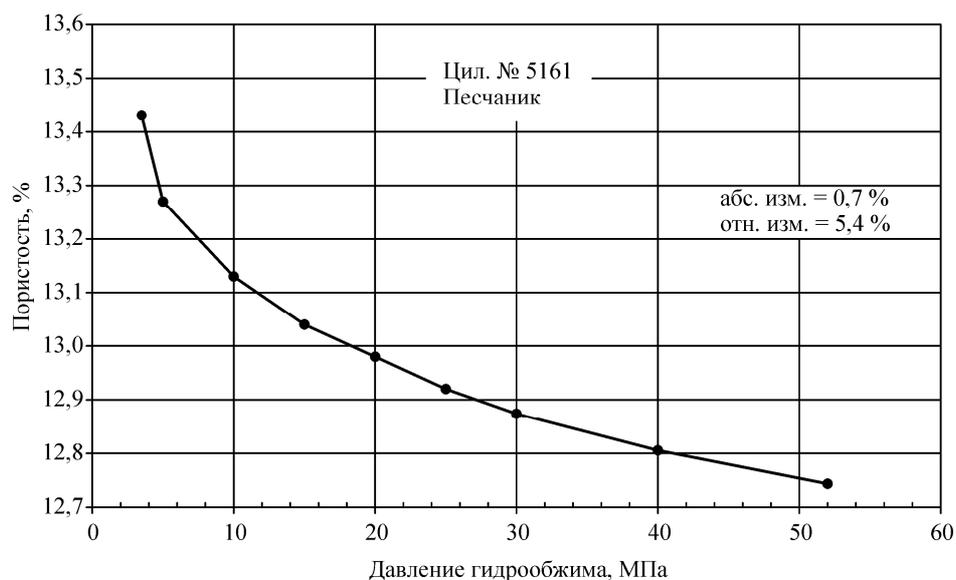


Рис. 4.5. Окончание

В ООО «ПермНИПИнефть» экспериментально получены следующие зависимости пористости от давления гидрообжима, т.е. от горного давления (см. рис. 4.4). Изменение пористости (рис. 4.5) не превысило 1 абс. %.

Методы определения пористости

Известны следующие способы определения пористости:

– в результате *статистической обработки шлифов* – для определения пористости из образца керна делается шлиф, помещается в микроскоп и изучается. Существуют электронные микроскопы, программы, определяющие конфигурацию пор, восстанавливающие структуру пор пространства;

- методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР);
- на приборах АР-608 и «Эпрон».

Одним из наиболее распространенных методов определения открытой пористости является *метод Преображенского*. Сущность метода заключается в определении пустотного пространства образца (по разности масс сухого и насыщенного жидкостью образцов), его внешнего объема (по разности масс насыщенного жидкостью образца в воздухе и в насыщающей жидкости) и в вычислении коэффициента пористости путем деления первого объема на второй:

$$m^{\text{отк}} = \frac{V_{\text{по}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{m_3 - m_1}{m_3 - m_2},$$

где m_1 – масса проэкстрагированного и высушенного образца пористой среды, г; m_2 – масса образца, насыщенного жидкостью и взвешенного в этой же жидкости, г; m_3 – масса насыщенного жидкостью образца в воздухе, г.

Объем открытых пор определяется объемом рабочей жидкости (керосин, вода, водный раствор соли), вошедшей в поровое пространство образца при насыщении его под вакуумом:

$$V_{\text{пор}} = \frac{m_1 - m_2}{\rho_{\text{ж}}}.$$

Объем образца определяется взвешиванием насыщенного жидкостью образца в той же жидкости и в воздухе (см. практическую работу № 10, формулу 4):

$$V_{\text{обр}} = \frac{m_3 - m_2}{\rho_{\text{ж}}}.$$

Определяют коэффициент открытой пористости двумя способами:

- по данным взвешиваний по формуле (4.1).
- по данным геометрических размеров образца:

$$m^{\text{отк}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}};$$

$$V_{\text{обр}} = \frac{\pi D^2 \cdot L}{4}.$$

Погрешность определения пористости:

$$\delta m = \frac{m_i - m_{i+1}}{m_i} \cdot 100.$$

Практическая работа № 8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ПО МЕТОДУ ПРЕОБРАЖЕНСКОГО

Цель работы. Определение коэффициента открытой пористости по методу Преображенского путем насыщения образца горной породы жидкостью.

Одним из наиболее распространенных методов определения открытой пористости является метод Преображенского. Сущность метода заключается в определении пустотного пространства образца (по разности масс сухого и насыщенного жидкостью образцов), его внешнего объема (по разности масс насыщенного жидкостью образца в воздухе и в насыщающей жидкости) и вычисления коэффициента пористости путем деления первого объема на второй.

Приборы и оборудование. Весы PG-203 (см. рис. 2 в описании к практической работе № 6 – тема 9, лекция 3), установка для вакуумирования и насыщения образцов горных пород (см. рис. 1 в той же практической работе).

Порядок выполнения работы

1. Взвешивают экстрагированный и высушенный образец горной породы на весах с точностью до 0,001 г, данные записывают в таблицу (см. практическую работу № 6).

2. Определяют геометрические размеры образца (диаметр – $D_{обр}$ и высоту – $L_{обр}$).

3. Определяют плотность породы.

4. Определяют плотность жидкости с помощью жидкостного ареометра (рисунок). Для этого заливают жидкость в цилиндр 1 и, осторожно придерживая, опускают ареометр 2 в жидкость. Определяют плотность жидкости по шкале ареометра.

5. Заливают в бункер 4 (установки для вакуумирования) водный раствор NaCl и устанавливают образцы горной породы на подставку 7 таким образом, чтобы подставка находилась над поверхностью жидкости, закрывают крышкой, включают вакуумный насос.

Насыщение проводится в три этапа: раздельное вакуумирование образцов и жидкости насыщения в течение 15–30 мин; капиллярная пропитка керна, погруженного в жидкость на 2–3 мм в течение 10–15 мин; вакуу-

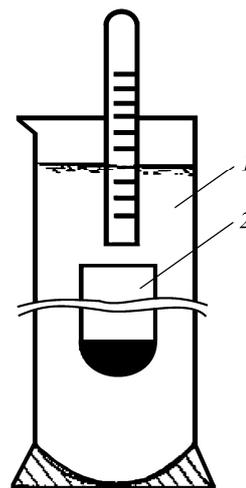


Рис. Схема измерения плотности жидкости с помощью ареометра: 1 – стеклянный цилиндр; 2 – ареометр

мирование при полном погружении керна в жидкость с помощью металлического штока δ в течение 30–60 мин.

6. После насыщения образцы горной породы освобождают от избытка жидкости, обкатывая их на фильтровальной бумаге, смоченной в этой же жидкости.

7. Взвешивают образцы горной породы в жидкости на весах РГ-203.

8. Необходимо помнить, что образцы после насыщения должны находиться в жидкости во избежание испарения на воздухе впитавшейся в образец жидкости.

9. Полученные данные записывают в таблицу:

Определение коэффициента открытой пористости по методу Преображенского

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Единицы измерения	Керн 1	Керн 2
1	Масса сухого образца	m_1	г		
2	Масса насыщенного образца, взвешенного: – в воздухе; – в жидкости	m_2 m_3	г г		
3	Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	г/см ³		
4	Плотность породы	$\rho_{г.п.}$	г/см ³		
5	Объем образца: – по геометрическим обмерам; – с использованием закона Архимеда	$V_{обр}$ $V_{обр}$	см ³ см ³		
6	Объем твердой фазы	$V_{ТВ}$	см ³		
7	Объем сообщающихся пор	$V_{по}$	см ³		
8	Объем замкнутых пор	$V_{пз}$	см ³		
9	Объем всех пор	$V_{пор}$	см ³		
10	Коэффициенты пористости: – полной; – открытой	$m^{полн}$ $m^{отк}$	% %		
11	Погрешность	δ	%		

Средняя плотность породы:

- песчаник пористый – 2,15 г/см³,
- песчаник плотный – 2,48 г/см³,
- известняк пористый – 2,20 г/см³,
- известняк плотный – 2,525 г/см³.

Обработка результатов

Пусть m_1 – масса проэкстрагированного и высушенного образца пористой среды, г; m_2 – масса образца, насыщенного жидкостью и взвешенного в этой же жидкости, г; m_3 – масса насыщенного жидкостью образца в воздухе, г.

Объем открытых пор определяется объемом рабочей жидкости (керосин, вода, водный раствор соли), вошедшей в поровое пространство образца при насыщении его под вакуумом по формуле

$$V_{\text{обр}} = \frac{m_1 - m_2}{\rho_{\text{ж}}}.$$

Объем образца определяется взвешиванием насыщенного жидкостью образца в той же жидкости и в воздухе по формуле

$$V_{\text{обр}} = \frac{m_3 - m_2}{\rho_{\text{ж}}},$$

и открытая пористость вычисляется по формуле

$$m^{\text{отк}} = \frac{V_{\text{по}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{m_3 - m_1}{m_3 - m_2}.$$

1. Определяют коэффициент открытой пористости двумя способами:
 - по данным взвешиваний по формуле (4.2).
 - по данным геометрических размеров образца по формуле (1):

$$m^{\text{отк}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}};$$

$$V_{\text{обр}} = \frac{\pi D^2 L}{4}. \quad (1)$$

2. Оценивают погрешность определения пористости:

$$\delta m = \frac{m_i - m_{i+1}}{m_i} \cdot 100.$$

3. Определяют значение объемов пор, твердой фазы и коэффициент полной пористости образца, если принято, что значение истинной плотности горных пород изменяется в интервале от 2100 до 2700 кг/см³.

Практическая работа № 9

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ГЕЛИЕВЫМ ПОРОЗИМЕТРОМ РНІ-220

Цель работы. Определение коэффициента открытой пористости на гелиевом порозиметре РНІ-220.

При подсчете запасов нефти и газа используется коэффициент открытой пористости. Он позволяет рассчитать объем сообщающихся пустот горной породы, заполненных пластовыми жидкостями и газом.

Коэффициентом открытой пористости $m^{\text{отк}}$ называется отношение порового объема открытых пор $V_{\text{по}}$ образца к видимому объему образца $V_{\text{обр}}$:

$$m^{\text{отк}} = V_{\text{по}}/V_{\text{обр}}; \quad (1)$$

$$V_{\text{обр}} = \frac{\pi D_{\text{ср}}^2 \cdot L_{\text{ср}}}{4}, \quad (2)$$

где $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр образца; $L_{\text{ср}}$ – средняя длина образца.

Объем открытых пор, в свою очередь, определяется по данным измерения объема зерен образца как разница объемов образца и зерен:

$$V_{\text{по}} = V_{\text{обр}} - V_{\text{зерен}}. \quad (3)$$

Величина пористости выражается в долях единицы или процентах. Породы с низкой пористостью характеризуются значениями $m = 5...10 \%$, со средней пористостью – $10-15 \%$, с повышенной – $15-20 \%$.

Описание прибора. Гелиевый порозиметр РНІ-220 (рисунок) главным образом предназначен для измерений объема зерен и/или порового объема породы как на образцах правильной цилиндрической формы диаметром 30 мм, так и на обломках горной породы.



Рис. Прибор РНІ-220

Измерение объемов выполняется с использованием принципа расширения гелия по закону Бойля. Закон Бойля гласит, что давление P какого-либо идеального газа, умноженное на его объем V , дает постоянное значение (при постоянной температуре):

$$P_1 V_1 = P_2 V_2,$$

где V_1 – исходный объем системы, критическая величина, служащая основанием для измерений на порозиметре.

Прибор РНІ-220 состоит из двух основных компонентов:

- панель управления;
- камера для измерения объема зерен.

Данная версия прибора является полуавтоматической, и управление работой порозиметра осуществляется за счет компьютерной программы. Для подачи гелия используется газовый баллон, оснащенный редуктором, а для подачи сухого воздуха – компрессор.

Необходимая аппаратура и принадлежности:

- штангенциркуль;
- РНІ-220

Порядок выполнения работы

1. Определяют средние геометрические размеры образца керна (диаметр и высоту) и рассчитывают объем образца $V_{обр}$ по формуле (2).

Образец	Длина	Диаметр	
№	см	см	
	$L_{ср}$	$D_{ср}$	$V_{обр}$

2. Проводят измерение объема зерен $V_{зерен}$ образца на приборе РНІ-220.
3. Считают поровый объем по формуле (3).
4. Считают коэффициент открытой пористости согласно формуле (1).
5. Оформляют результат в виде таблицы:

Определение коэффициента открытой пористости гелиевым порозиметром РНІ-220

Номер образца	$L_{ср}$, см	$D_{ср}$, см	$V_{обр}$, см ³	$V_{зерен}$, см ³	$V_{пор}$, см ³	$K_{по}$, %

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте коэффициент открытой пористости.
2. Охарактеризуйте коэффициент полной пористости.
3. Охарактеризуйте коэффициент эффективной и динамической пористости.
4. На каком принципе основано измерение пористости способом Преображенского?
5. Охарактеризуйте процесс насыщения образцов под вакуумом.
6. Какой коэффициент пористости используется для подсчета запасов нефти и газа объемным методом?
7. Какие вы знаете емкостные свойства горных пород помимо пористости?
8. Определите коэффициент эффективной пористости образца горной породы, если его коэффициент начальной водонасыщенности составляет 15 %.
9. Определите истинную плотность горной породы, если коэффициент отношения полной и открытой пористости составляет 1,15.
10. Определите силу Архимеда при погружении образца горной породы в жидкость.

Тема 11. ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемостью называется свойство горных пород пропускать сквозь себя флюиды при создании градиента давления. Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. При сверхвысоких значениях давления все горные породы проницаемы. Однако при сравнительно небольших перепадах давления в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и т.д.). Хорошо проницаемыми породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а также глины, имеющие массивную пакетную упаковку (рис. 4.6, 4.7):

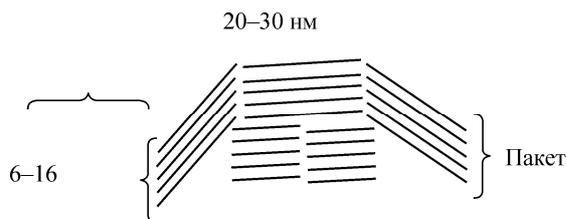


Рис. 4.6. Пример массивной пакетной упаковки глин – фильтрация происходит через каналы между пакетами



Рис. 4.7. Пример упорядоченной пакетной упаковки глин – фильтрация практически не происходит

К плохо проницаемым относятся: глины с упорядоченной упаковкой, глинистые сланцы, мергели, песчаники с обильной глинистой цементацией.

Для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия *абсолютной*, *фазовой* и *относительной проницаемости*.

Под *абсолютной* принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости), химически инертной по отношению к породе при наличии в поровом пространстве только одной этой фазы. Абсолютная проницаемость зависит только от физических свойств породы.

Фазовой ($K_{\text{пр}}^{\text{фаз}}$) (эффективной) называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью ($K_{\text{пр}}^{\text{отн}}$) пористой среды называется отношение фазовой (эффективной) проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Физический смысл проницаемости – площадь поперечного сечения фильтрующих каналов и пустот в горной породе.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются *линейным законом фильтрации Дарси*, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости и длине пористой среды:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (4.2)$$

где Q – объемный расход жидкости в единицу времени; μ – динамическая вязкость жидкости; v – скорость фильтрации жидкости через пористую среду; F – площадь фильтрации; ΔP – перепад давления; L – длина пористой среды; k – коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом проницаемости, который является численной характеристикой проницаемости. Из формулы (4.2) получаем

$$k = \frac{Q\mu L}{F\Delta P}.$$

Размерность параметров уравнения Дарси в разных системах измерения единиц указана в табл. 4.2.

Размерность параметров уравнения Дарси

Величина	Размерность		
	СИ	СГС	НПГ
Объемный дебит Q	м ³ /с	см ³ /с	см ³ /с
Площадь поперечного сечения фильтра F	м ²	см ²	см ²
Длина фильтра L	м	см	см
Перепад давления ΔP	Па	дн / см ²	атм.
Вязкость жидкости μ	Па·с	дн·с/см ²	сП (сантипуаз)
Проницаемость $K_{пр}$	м ²	см ²	мкм ² (Дарси)

В системе СИ коэффициент проницаемости измеряется в м², в системе СГС $[K_{пр}] = \text{см}^2$; в системе НПГ (нефтепромысловая геология) $[K_{пр}] = \text{Д}$ (Дарси).

Линейность закона фильтрации Дарси.

Линейным закон называется потому, что зависимость между расходом Q и перепадом давления ΔP – линейная:

$$\Delta P = \text{const } Q.$$

Зависимость между перепадом давления ΔP и расходом Q называется индикаторной линией. На рис. 4.8 приведена индикаторная линия (прямая), соответствующая линейному закону фильтрации.

При линейной фильтрации на каждую следующую единицу перепада давления приходится один и тот же прирост дебита.

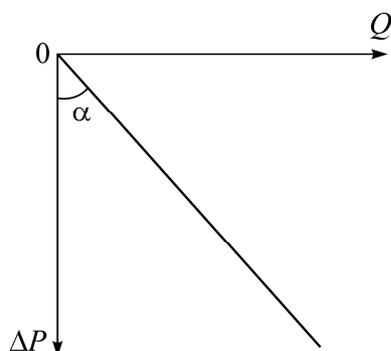


Рис. 4.8. Индикаторная диаграмма, соответствующая притоку несжимаемой жидкости к скважине по линейному закону фильтрации в пласте в условиях водонапорного режима

Приборы для определения проницаемости

1. AP-608 – современная система для измерения проницаемости и пористости в условиях реальных напряжений. Определяет проницаемость *по жидкости и воздуху*. Измерение проницаемости образца керна методом неустановившегося состояния является современной технологией по сравнению с методом на основе закона Бойля. AP-608 предлагает более совершенные процедуры, позволяющие измерять проницаемость на образцах с очень низкой проницаемостью намного быстрее, чем любые другие системы.

Диапазон измерения проницаемости системы AP-608 составляет от 5000 до 0,001 мД.

2. Прибор ГК-5 предназначен для определения коэффициента абсолютной проницаемости (газопроницаемости) горных пород правильной геометрической формы *при создании через образец установившейся фильтрации инертного флюида* (осушенный воздух, азот, углекислый газ) при условии избыточного давления перед образцом. Состав прибора: источник давления (газовый баллон, компрессор), грубый редуктор, микроредуктор, хлоркальциевая трубка, образцовый манометр, кернодержатель, газовый счетчик.

3. Прибор Товарова предназначен для определения воздухопроницаемости пород (более 50 мД) при создании установившегося режима фильтрации воздуха через образец, *при условии создания вакуумметрического давления на выходе*.

Установившаяся фильтрация в вышеназванных приборах создается путем поддержания постоянного перепада давления на образце.

4. Установка для исследования проницаемости кернов (УИПК) предназначена для определения проницаемости горной породы путем создания *установившейся фильтрации жидкости* через образец горной породы правильной геометрической формы с помощью гидравлического пресса. УИПК позволяет моделировать пластовые условия: давление гидравлического обжима керна (горное давление), противодействие на выходе образца (пластовое давление), пластовую температуру, скорость фильтрации жидкости, градиент давления. Установка позволяет моделировать насыщенность горных пород флюидами и моделирование процесса вытеснения нефти из породы различными реагентами.

5. Установка BPS-805 – определение проницаемости созданием избыточного давления при фильтрации жидкостей через пористую среду (образец керна). Современная система для измерения проницаемости в условиях реальных напряжений. Определяет проницаемость *по жидкости*. BPS-805 предлагает более совершенные процедуры, позволяющие измерять проницаемость на образцах с очень низкой проницаемостью намного быстрее, чем любые другие системы.

Фазовая проницаемость. Соотношение фазовой и абсолютной проницаемости

Фазовая проницаемость коллектора определяется при прокачке одного или более флюидов с учетом их взаимодействия с минералами породы и между собой

$$k_{\text{н}} + k_{\text{в}} + k_{\text{г}} \leq k_{\text{а}},$$

где $k_{\text{н}}$, $k_{\text{в}}$, $k_{\text{г}}$ – фазовые проницаемости по нефти, воде и газу соответственно; $k_{\text{а}}$ – абсолютная проницаемость горной породы.

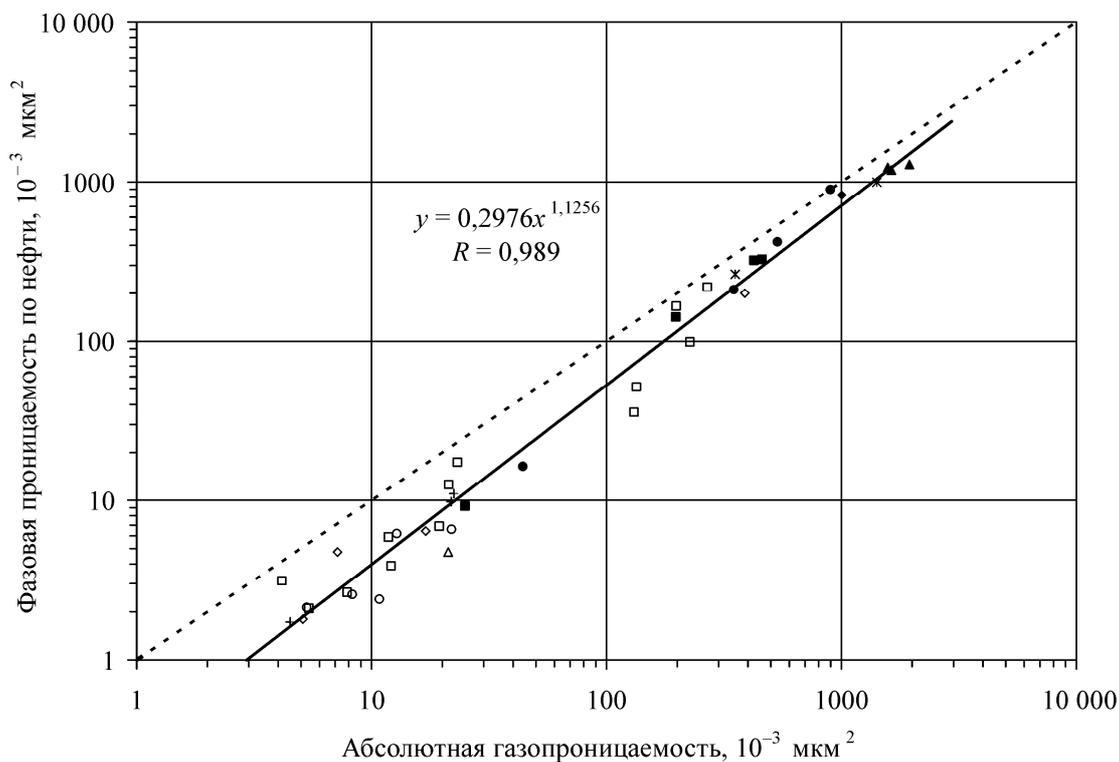


Рис. 4.9. Сопоставление фазовой проницаемости по нефти с абсолютной газопро-
 ницаемостью для одиночных образцов и моделей пласта визейских терригенных
 отложений месторождений Башкирского свода

Соотношение фазовой проницаемости по нефти с абсолютной газопро-
 ницаемостью приведено на рис. 4.9.

Относительная фазовая проницаемость

Относительная фазовая проницаемость – это отношение фазовой прони-
 цаемости по нефти, газу и воде к абсолютной проницаемости горной породы.
 Сумма значений относительной проницаемости при условии отсутствия взаи-
 модействия флюидов с породой и между собой стремится к единице:

$$\frac{k_n + k_v + k_r}{k_a} \leq 1;$$

$$k_n^1 + k_v^1 + k_r^1 \leq 1.$$

Двухфазная фильтрация

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений чаще всего в поро-
 де присутствуют и движутся 2–3 фазы одновременно. В этих условиях прони-
 цаемость породы для одной какой-либо фазы всегда меньше ее абсолютной
 проницаемости.

Исследования показывают, что эффективная и относительные проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

Зависимость относительной проницаемости песка для газа и жидкости от водонасыщенности (двухфазный поток) аналогична и для относительной проницаемости при движении нефти и воды (рис. 4.10).

Только кривая 1 будет соответствовать изменению относительной проницаемости песков для нефти в зависимости от водонасыщенности пористой среды, а кривая 2 – для воды. Подобный же характер имеют кривые относительной проницаемости песков для нефти и газа. Рассматривая эти графики, можно сделать ряд выводов, которые необходимо учитывать при эксплуатации нефтяных месторождений. Так, например, если вода занимает более 20 % объема пор, то проницаемость породы для нефти резко снижается, в то время как движение воды в породе почти не наблюдается. При малой водонасыщенности породы водой почти вся она размещается на поверхности зерен, в тонких порах и в углах контакта между частицами. В таком состоянии вода прочно удерживается молекулярно-поверхностными и капиллярными силами, поэтому при градиентах давления большинства природных пластов вода при небольшой водонасыщенности остается неподвижной. Однако сечение проходных каналов сокращается, что ведет к уменьшению эффективной проницаемости породы для нефти. При увеличении содержания воды проницаемость для нефти падает, и при водонасыщенности, равной около 80 %, движение нефти прекращается. Из этого следует, что нужно беречь нефтяные пласты от преждевременного обводнения и прорыва вод к забоям нефтяных скважин.

При водонасыщенности до 25 % нефте- и газонасыщенность пород максимальная: 45–77 %, а относительная фазовая проницаемость для воды равна нулю.

При увеличении водонасыщенности до 40 % фазовая проницаемость для нефти и газа уменьшается в 2,0–2,5 раза. При увеличении водонасыщенности до 80 % фильтрация газа и нефти в пласте стремится к нулю.

При небольших количествах свободного газа, находящегося в поровом пространстве, сильно снижается проницаемость среды для нефти (рис. 4.11). Следовательно, в процессе эксплуатации нефтяных месторождений нежелательно выделение из нефти большого количества газа, так как это приводит к ухудшению условий фильтрации нефти к скважинам.

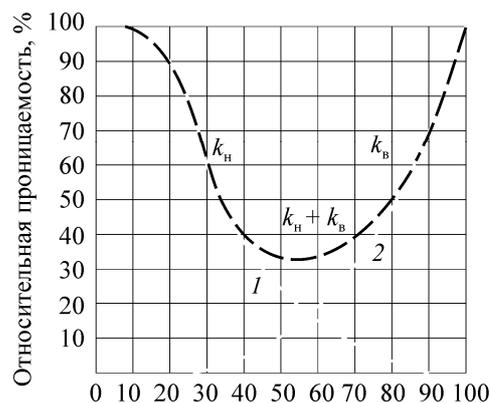


Рис. 4.10. Зависимость относительной проницаемости песка для газа и жидкости от водонасыщенности

Трехфазная фильтрация

Экспериментально изучали также и трехфазный поток в пористой среде при наличии в ней нефти, воды и газа одновременно. Опытами установлено, что в зависимости от объемного насыщения порового пространства различными компонентами возможно одно-, двух- и трехфазное движение. Результаты этих опытов обычно изображают в виде треугольных диаграмм (см. рис. 4.11). На этом графике нанесены кривые, соединяющие точки с одинаковым содержанием (на данной диаграмме 5 %) соответствующего компонента смеси в потоке. Кривая 1 соединяет точки, в которых содержание воды в потоке равно 5 %; кривая 2 – с содержанием в потоке 5 % нефти и кривая 3 – с содержанием в потоке 5 % газа.

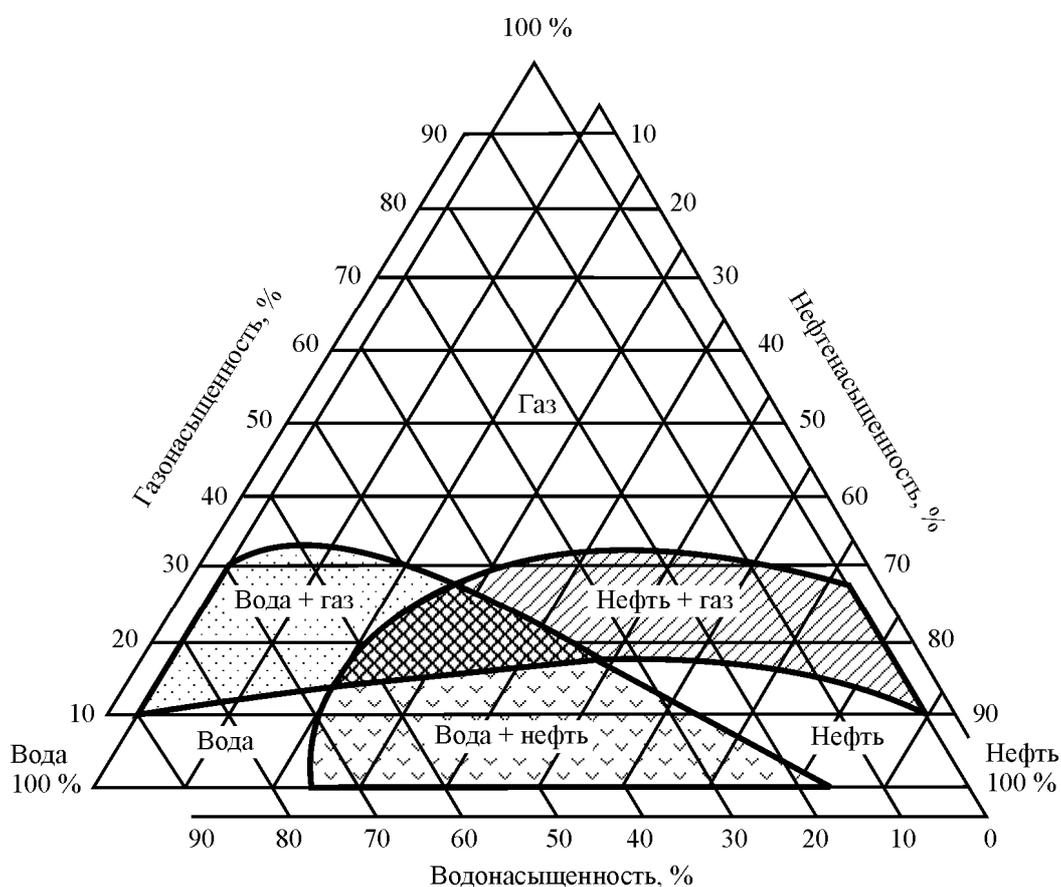


Рис. 4.11. Области распространения одно-, двух- и трехфазного потоков:
1 – 5 % воды; 2 – 5 % нефти; 3 – 5 % газа

Вершины треугольника отвечают 100%-ному насыщению породы одной из фаз; стороны треугольника, противолежащие соответствующим вершинам, – нулевому насыщению этой фазой. Кривые линии, проведенные на основании экспериментальных данных, ограничивают на диаграмме возможные области одно-, двух- и трехфазного потоков. Так, при газонасыщенности среды меньше

10 % и нефтенасыщенности меньше 23 % в потоке практически будет одна вода. Область существования трехфазного потока (заштрихованная часть) лежит в пределах насыщенности песка: нефтью от 23 до 50 %, водой от 33 до 64 %, газом от 14 до 30 %. Эти пределы получены для нецементированных песков. Для других пород они будут несколько другими.

Диаграммы значений фазовой проницаемости находят очень широкое применение в промышленной практике, когда необходимо определить соотношение нефти, воды и газа в потоке в зависимости от насыщенности порового пространства пластовыми жидкостями (при проектировании разработки нефтяных месторождений, выборе методов воздействия на пласты истощенных месторождений с целью увеличения отбора нефти из них и т.д.).

Практическая работа № 10

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА

Цель работы. Определение абсолютной проницаемости образцов горной породы на установке стационарной фильтрации газа.

Сущность метода заключается в определении постоянной (стационарной) скорости фильтрации газа через образец горной породы в линейном направлении под действием разности давлений.

Проницаемость рассчитывается по закону Дарси:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (1)$$

или

$$k = \frac{Q\mu L}{F\Delta P}. \quad (2)$$

Уравнения (1) и (2) справедливы при движении несжимаемой жидкости. В случае течения газа в формулу для проницаемости (2) необходимо внести уточнения, учитывающие сжимаемость газа. Пусть через образец пористой среды движется газ (рис. 1), на входе в образец давление равно P_1 , расход – Q_1 , на выходе – соответственно P_2 и Q_2 .

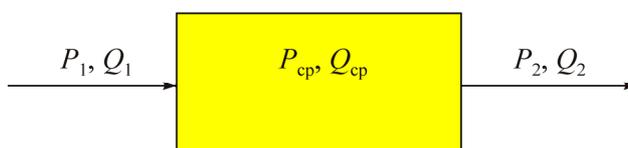


Рис. 1. Схема течения газа через образец пористой среды

Для несжимаемой жидкости объемные скорости течения Q_1 и Q_2 были бы равны. Для газа же в силу его сжимаемости $Q_1 \neq Q_2$, и в формуле (2) следует заменить Q на средний расход газа в образце $Q_{\text{ср}}$.

При изотермических условиях ($T = \text{const}$) объем газа V зависит от давления P по закону Бойля – Мариотта:

$$PV = \text{const}. \quad (3)$$

Запишем закон (3) для трех положений – до образца, после образца и в образце:

$$V_1 \cdot P_1 = V_2 \cdot P_2 = V_{\text{ср}} \cdot P_{\text{ср}},$$

или после деления на время t :

$$Q_1 \cdot P_1 = Q_2 \cdot P_2 = Q_{\text{ср}} \cdot P_{\text{ср}}. \quad (4)$$

Из формулы (4) имеем

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_2 P_2}{P_{\text{ср}}}. \quad (5)$$

Учтем, что среднее давление в образце

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_1 + P_2}{2}, \quad (6)$$

подставим (6) в (5), получим

$$Q_{\text{ср}} = \frac{2Q_2 P_2}{P_1 + P_2}.$$

Подставляем выражение (6) в (2), получим

$$k = \frac{2Q_2 P_2 \mu L}{(P_1 + P_2) F \Delta P}.$$

Расход вытекающего из образца пористой среды газа Q_2 измеряется при атмосферном давлении, т.е. давление на выходе P_2 равняется барометрическому давлению $P_{\text{бар}}$:

$$P_2 = P_{\text{бар}}.$$

Учитывая также

$$P_1 = P_2 + \Delta P = P_{\text{бар}} + \Delta P,$$

получим

$$k = \frac{10^3 Q \mu P_{\text{бар}}}{\Delta P \left(\frac{\Delta P}{2} + P_{\text{бар}} \right)} \frac{L}{F},$$

где k – коэффициент газопроницаемости, измеренный при заданном среднем давлении в образце, 10^{-3} мкм² (мД); Q – расход газа, замеренный на выходе из

образца (при атмосферных условиях), $Q = \frac{V}{t}$; V – объем газа, прошедший через образец, см^3 ; μ – вязкость газа при условиях фильтрации ($P_{\text{ср}}, t$ °С), $\text{МПа}\cdot\text{с}$, численные значения μ в зависимости от температуры приведены в табл. 1; ΔP – перепад давления на образце между входом и выходом, $0,1$ МПа (атм.); $P_{\text{бар}}$ – барометрическое давление, $0,1$ МПа (атм.); L – длина образца, см ; F – площадь поперечного сечения образца, см^2 .

Необходимая аппаратура и приборы. Установка для измерения газопрооницаемости (рис. 2), барометр, секундомер.



Рис. 2. Установка для измерения газопрооницаемости

Схема установки показана на рис. 3. В установку газ поступает от источника давления – баллона 8 – через редуктор 4; хлоркальциевую трубку 1 с термометром 2, где освобождается от водяных паров; образцовый манометр 6 в кернодержатель с исследуемым керном 5, затем в газовый счетчик 7 и уходит в атмосферу.

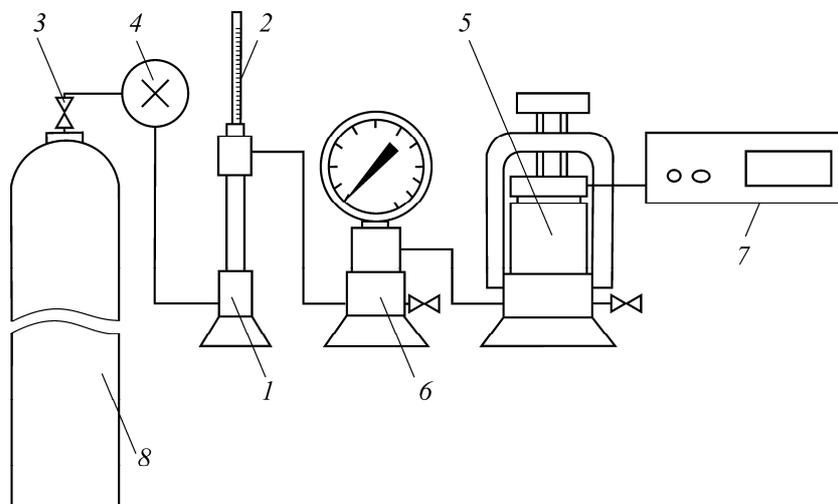


Рис. 3. Схема приборов для определения газопрооницаемости горных пород: 1 – хлоркальциевая трубка; 2 – термометр; 3 – вентиль на газовом баллоне; 4 – газовый редуктор; 5 – кернодержатель; 6 – образцовый манометр; 7 – газовый счетчик; 8 – газовый баллон

Подача газа регулируется редуктором и измеряется с помощью газового счетчика. Избыточное давление перед образцом измеряется образцовым манометром, давление после образца равно атмосферному (барометрическому) и определяется барометром-анероидом. Температура проходящего через образец газа фиксируется термометром.

Порядок выполнения работы

1. Измеряют длину и диаметр образца и устанавливают его в кернодержатель.
2. Закрывают редуктор поворотом установочного винта против часовой стрелки и открывают вентиль на баллоне с воздухом.
3. Регулируя установочным винтом на редукторе (поворотом по часовой стрелке), задают избыточное давление на входе в образец, при этом контролируют значение давления по манометру, а объем проходящего воздуха по газовому счетчику.
4. Через 1,0–1,5 мин с момента установления давления (создание установившегося режима фильтрации газа через образец) на входе в образец снимают отсчет по образцовому манометру и с помощью газового счетчика определяют расход воздуха через образец. Записывают показания термометра и барометра.
5. Определяют вязкость воздуха в зависимости от температуры и давления по табл. 1.

Таблица 1

Вязкость азота и воздуха в зависимости от температуры

Температура t , °С	Вязкость газа, мПа·с	
	Азот	Воздух
10	0,017 15	0,017 58
11	0,017 21	0,017 63
12	0,017 26	0,017 68
13	0,017 31	0,017 73
14	0,017 36	0,017 78
15	0,017 41	0,017 83
16	0,017 46	0,017 88
17	0,017 51	0,017 93
18	0,017 56	0,017 98
19	0,017 61	0,018 03
20	0,017 66	0,018 12
21	0,017 68	0,018 18
22	0,017 71	0,018 22
23	0,017 73	0,018 29
24	0,017 76	0,018 34

Температура t , °С	Вязкость газа, мПа·с	
	Азот	Воздух
25	0,017 78	0,018 40
26	0,017 82	0,018 45
27	0,017 86	0,018 49
28	0,017 91	0,018 54
29	0,017 95	0,018 58
30	0,017 99	0,018 63
31	0,018 03	0,018 67
32	0,018 07	0,018 72
33	0,018 12	0,018 77
34	0,018 16	0,018 81
35	0,018 20	0,018 86
36	0,018 24	0,018 90
37	0,018 28	0,018 95
38	0,018 33	0,018 99
39	0,018 37	0,019 04
40	0,018 41	0,019 09

6. Опыт повторяют на 3–5 режимах (для разных ΔP и Q_r), рекомендуемый интервал изменения избыточного давления составляет 0,1–0,8 МПа (например, 1, 3, 5, 7, 8 кгс/см²).

7. Результаты опытов заносят в табл. 2 и рассчитывают абсолютную газопроницаемость для каждого режима и среднее значение.

Таблица 2

Данные лабораторных исследований

№ п/п	Наименование измеряемых величин	Обозначение	Единица измерения	Результаты опытов				
				1	2	3	4	5
1	Диаметр образца	D	см					
2	Длина образца	L	см					
3	Площадь сечения образца	F	см ²					
4	Температура	t	°С					
5	Барометрическое давление	$P_{\text{бар}}$	мм рт. ст. атм.					
6	Вязкость воздуха	μ	мПа·с					
7	Давление после образца абсолютное	P_2	атм.					
8	Перепад давления на образец	ΔP	атм.					
9	Давление перед образцом абсолютное	P_1	атм.					
10	Расход газа	Q_2	см ³ /с					
11	Коэффициент абсолютной проницаемости зерна	$K_{\text{прг}}$	10 ⁻³ мкм ² (мД)					

8. Строят индикаторную линию.
9. Рассчитывают абсолютную газопроницаемость образца горной породы графическим способом.
10. Сравнивают графическое и среднее расчетное значения $K_{\text{прг}}$.

Контрольные вопросы

1. Что называется проницаемостью?
2. Объясните физический смысл абсолютной проницаемости.
3. Выведите формулу для определения абсолютной газопроницаемости.
4. Назовите единицы измерения проницаемости в системе СИ и в смешанной системе единиц.
5. Фазовая и относительная проницаемость.
6. Значение проницаемости в нефтепромысловом деле.
7. В каких пределах изменяется коэффициент проницаемости нефтяных и газовых пластов?
8. Какое влияние на абсолютную проницаемость оказывает ΔP , μ , Q ?
9. Как может измениться коэффициент газопроницаемости образца горной породы, если увеличить перепад давления на образце в 2 раза?
10. Как может измениться коэффициент газопроницаемости образца горной породы, если температура газа уменьшится в 2 раза?

Практическая работа № 11

ИЗМЕРЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВКИ BPS-805

Цель работы. Определение проницаемости образцов горной породы при создании избыточного давления с помощью установки BPS-805 при фильтрации жидкостей через пористую среду (образец керна).

Необходимая аппаратура. Настольная система для определения проницаемости пород BPS-805 (рисунок) состоит из 5 главных компонентов:

– *многофункциональный насос* способен накачивать воду или пластовую воду с расходом потока от 0,01 до 10,0 см³/мин. Насос оборудован модулем измерения давления, который сглаживает пульсации насоса и выдает величину давления насоса;

– *кернадержатель типа Hassler* используется для установки образца керна в резиновую манжету с последующим его гидрообжимом;

– *система гидрообжима* состоит из гидравлического ручного насоса, датчика давления и устройства подачи давления до 40 МПа;

– *система определения перепада давления* измеряет дифференциальное давление с помощью цифрового дисплея, установленного на передней панели прибора.



Рис. Настольная система для определения проницаемости пород BPS-805

– *регулятор обратного давления* для создания обратного давления на образец керна.

Вспомогательное оборудование:

- *вакуумный насос* для создания разряжения в системе;
- *баллон сжатого воздуха с редуктором* для создания обратного давления.

Из резервуара жидкость насосом подается на вход в кернодержатель с исследуемым керном, давление измеряется модулем измерения насоса в кгс/см² и цифровым дисплеем на передней панели, поступает в регулятор обратного давления, а затем в емкость при атмосферном давлении. Ручным насосом через обтягивающую керна резиновую манжету создается боковое давление (гидрообжим). Посредством баллона со сжатым воздухом и регулятора обратного давления на выходе керна создается обратное давление.

Порядок выполнения работы

1. Замеряют длину, диаметр и вес образца керна в воздухе.
2. Устанавливают образец керна в кернодержатель. Затягивают верхнюю и нижнюю аксиальные гайки.
3. Открывают впускной клапан гидрообжима Confining Bleed и закрывают выпускной клапан гидрообжима Confining Isolate.
4. Ручным гидравлическим насосом осуществляют подачу масла на гидрообжим кернодержателя до давления 1000 psi (7 МПа).
5. Закрывают клапан гидрообжима Confining Bleed.
6. Открывают клапан основного насоса Upstream Isolate и входной клапан Pump Prime в положение To core (к керну).

7. Вентиль байпаса Bypass должен быть установлен в положение Inline (в линию).

8. Устанавливают расход потока клавишей Flow на передней панели насоса, клавишей Edit/Enter подтверждают установленное значение.

9. Запускают закачку жидкости через образец керна кнопкой Pump на панели насоса.

10. Давление прокачки контролируют цифровым датчиком давления (давление выше 210 psi не поднимать!).

11. После того как давление на дифференциальном датчике установится и станет постоянным, регистрируют его. Клавишей Pump останавливают насос.

12. Плавно открывают вентили гидрообжима сначала Confining Bleed, затем Confining Isolate (по манометру убедиться в отсутствии давления).

13. Разъединяют выходные трубки кернодержателя.

14. Производят вакуумирование выходной линии кернодержателя с помощью ручного вакуумного насоса.

15. Вынимают насыщенный образец керна и измеряют вес.

Обработка результатов

1. Определяют коэффициент открытой пористости образца керна по данным взвешивания по формуле

$$m_0 = \frac{M_1 - M_0}{M_1 - M_2},$$

где M_0 , M_1 , M_2 – масса образца керна сухого, насыщенного жидкостью в воздухе и взвешанного в жидкости.

2. Определяют коэффициент проницаемости ($\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$) по формуле

$$k = \frac{Q\mu L}{\Delta P F} \cdot 1000,$$

где Q – объемный расход жидкости, $\text{см}^3/\text{с}$; F – площадь фильтрации керна, см^2 ; μ – динамическая вязкость жидкости, $\text{мПа} \cdot \text{с}$; ΔP – перепад давления, $\text{кгс}/\text{см}^2$; L – длина керна, см .

3. Рассчитанные данные заносят в таблицу:

Данные лабораторных исследований

Номер образца	Длина L , см	Диаметр d , см	Площадь сечения F , см^2	Прокачиваемая жидкость	Расход Q , $\text{см}^3/\text{с}$	Вязкость μ , $\text{мПа} \cdot \text{с}$	Давление ΔP , $\text{кгс}/\text{см}^2$	Проницаемость k , $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$

Контрольные вопросы

1. Чем отличается абсолютная проницаемость от фазовой?
2. Как изменяется проницаемость после применения СКО в терригенных и карбонатных коллекторах?
3. Вследствие каких причин происходит изменение проницаемости в удаленной и призабойной зонах скважин?
4. Значение проницаемости в нефтепромысловом деле.

Практическая работа № 12

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ПРИБОРЕ АР-608

Цель работы. Определение коэффициента открытой пористости ($K_{по}$) и коэффициента газопроницаемости ($K_{прг}$) методом нестационарной фильтрации с последующим построением графика зависимости $K_{по}$ от $K_{прг}$.

Описание прибора. Система АР-608 – это отвечающая последним достижениям науки и техники система для измерения проницаемости ($K_{прг}$) по газу и открытой пористости ($K_{по}$) образцов горной породы в условиях реальных пластовых напряжений при горном давлении до 640 атм. Система АР-608 представляет собой стационарный блок с передней и задней панелями, кернодержатель Хаслера, систему горного давления, датчики давления, пневматические клапаны, регулятор объема. Для работы пневмоклапанов используется линия воздуха от компрессора, а для определения пористости и проницаемости в АР-608 применяется гелий (рис. 1). Измерения проводятся на образцах, имеющих форму правильного цилиндра диаметром 25,4 и 30,0 мм.

Пористость и поровый объем измеряются по методу, основывающемуся на законе Бойля, который применительно к анализу керна заключается в способности определять неизвестный объем по расширению газа с известными значениями давления и температуры в пустое пространство и в использовании полученного давления для расчета неизвестного объема. Следовательно, зная P_1 , P_2 , и V_2 , можно рассчитать V_1 :

$$V_1 = (P_2 V_2) / P_1.$$

Измерение проницаемости выполняется с использованием технологии затухания нестационарного импульса, диапазон проницаемости составляет от 5000 до 0,001 мД.



Рис. 1. Измеритель пористости и проницаемости по газу при атмосферных и пластовых условиях (AP-608) на цилиндрах диаметром 25,4 и 30,0 мм

Необходимая аппаратура и принадлежности: штангенциркуль; AP-608.

Порядок выполнения работы

1. Определяют средние геометрические размеры образца керна (диаметр и высоту) и вводят данные в программу компьютера.
2. Проводят определение $K_{по}$ и $K_{прг}$ образца на приборе AP-608:
 - устанавливают образец керна в кернодержатель;
 - создают гидрообжим образца в кернодержателе;
 - с помощью компьютера запускают программу автоматического определения и расчета пористости и проницаемости.
3. Заполняют таблицу:

Данные лабораторных исследований

Номер образца	$L_{ср}$, см	$D_{ср}$, см	$V_{обр}$, см ³	$K_{по}$, %	$K_{прг}$, мД

4. Строят в программе Excel график зависимости открытой пористости от абсолютной газопроницаемости (рис. 2).

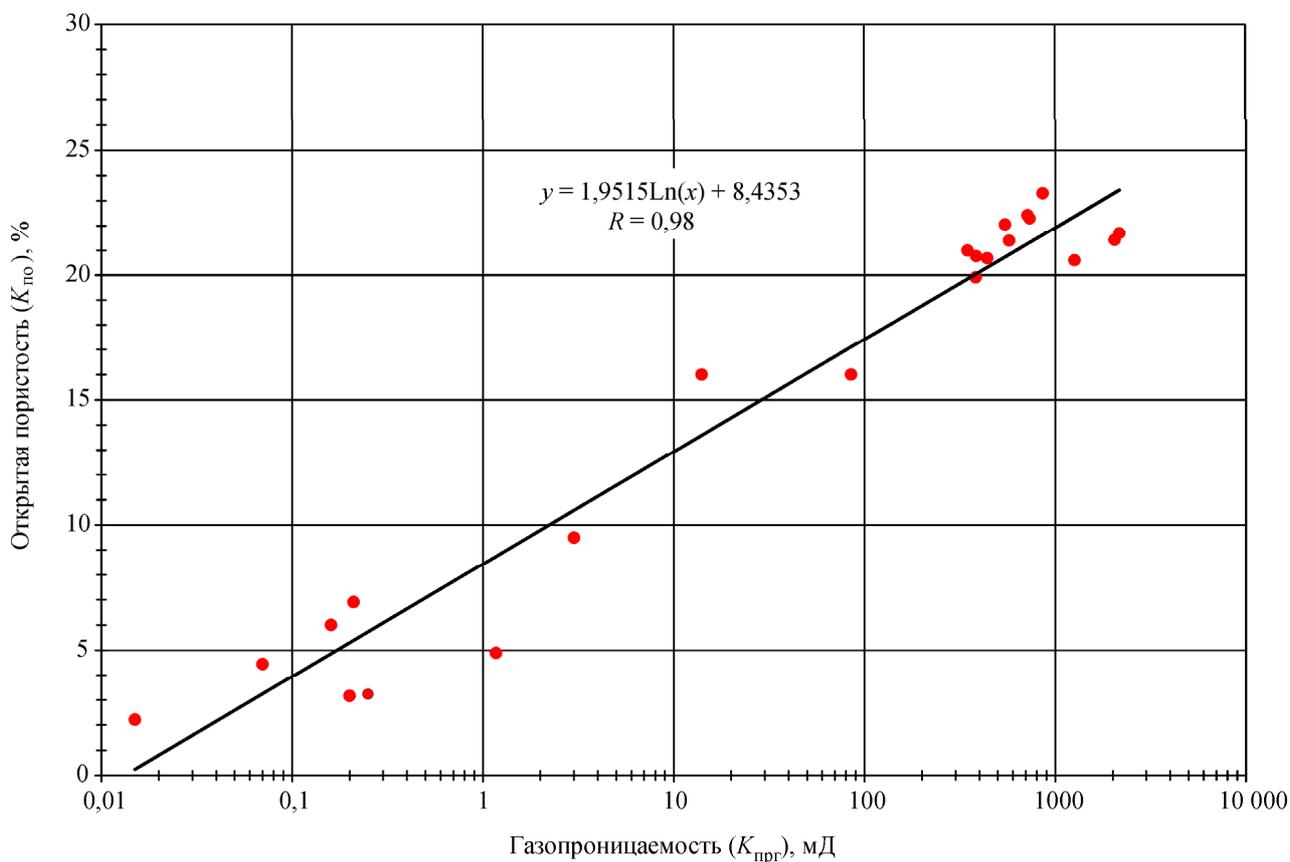


Рис. 2. Сопоставление пористости и проницаемости образцов керна

Контрольные вопросы

1. Принцип работы прибора AP-608.
2. Понятия пористости и проницаемости.
3. Прикладное значение зависимости пористости от проницаемости.

Тема 12. НИЖНИЕ ПРЕДЕЛЫ ПОРИСТОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ

Запасы углеводородов подразделяются на геологические и извлекаемые. Геологические запасы – это масса нефти, конденсата или объем газа на дату подсчета, приведенные к стандартным условиям. Извлекаемые запасы – часть геологических, которая может быть извлечена из недр при современном уровне развития техники и технологии добычи.

Одними из основных критериев классификации запасов на геологические и извлекаемые являются значения так называемых нижних пределов коллекторских свойств – проницаемости ($K_{\text{пр}}^*$) и пористости ($K_{\text{п}}^*$). Нижние пределы являются основой разделения породы на коллектор и неколлектор.

Нижние предельные значения коллекторских свойств могут быть определены несколькими способами с учетом комплекса петрофизических параметров пород:

- через фазовую проницаемость;
- параметр насыщения;
- эффективную пористость;
- абсолютную газопроницаемость.

Способ определения предельного значения проницаемости ($K_{\text{прг}}^*$) через фазовую проницаемость принимается в качестве базового, так как основан на исследовании и анализе непосредственно значений фазовой проницаемости по углеводородной (УВ) жидкости согласно последним методическим рекомендациям.

Для опытов подбираются образцы с низкими коллекторскими свойствами, в которых предварительно моделируется остаточная водонасыщенность. Фазовая проницаемость по керосину для одиночных образцов определяется на установке УИПК-1М, моделирующей пластовые условия. Проницаемость по жидкости берется при установившихся условиях фильтрации.

Конкретное значение кондиционного коллекторского свойства устанавливается непосредственно на основании сопоставления фазовой проницаемости по керосину ($K_{\text{прк}}$) с абсолютной по газу ($K_{\text{прг}}$). Особенностью графиков $K_{\text{прк}} = f(K_{\text{прг}})$ (рис. 4.12) является наличие двух областей, качественно отличающихся поведением этих параметров.

В диапазоне минимальных фильтрационно-емкостных свойств пористой среды фазовая проницаемость по УВ-жидкости обычно очень низкая, практически отсутствует. Затем она резко возрастает и стремится к величине абсолютной газопроницаемости. Наличие двух областей на графиках обусловлено соотношением остаточной насыщенности воды ($K_{\text{ов}}$), углеводородной фазы ($K_{\text{он}}$) и пористости ($K_{\text{п}}$).

Если сумма ($K_{\text{ов}} + K_{\text{он}}$) близка к $K_{\text{п}}$, то проницаемость по керосину практически отсутствует, и порода, несмотря на присутствие нефти, следует считать неколлектором. При ($K_{\text{ов}} + K_{\text{он}} < K_{\text{п}}$) порода обладает некоторой эффективной пористостью ($K_{\text{пэ}}$) и наблюдается фильтрация нефти, увеличивающаяся по мере улучшения коллекторских свойств.

Точка перегиба – $1,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² (см. рис. 4.12) – разделяет всю совокупность пород того или иного пласта на две качественно отличающиеся группы, дифференцирует коллектор от неколлектора, устанавливает так называемый нижний предел по проницаемости $K_{\text{прг}}^*$, начиная с которого в породе возможна фильтрация УВ-флюида. В случае неоднозначного определения области перегиба предельное значение находится по пересечению касательных к различным ветвям графика.

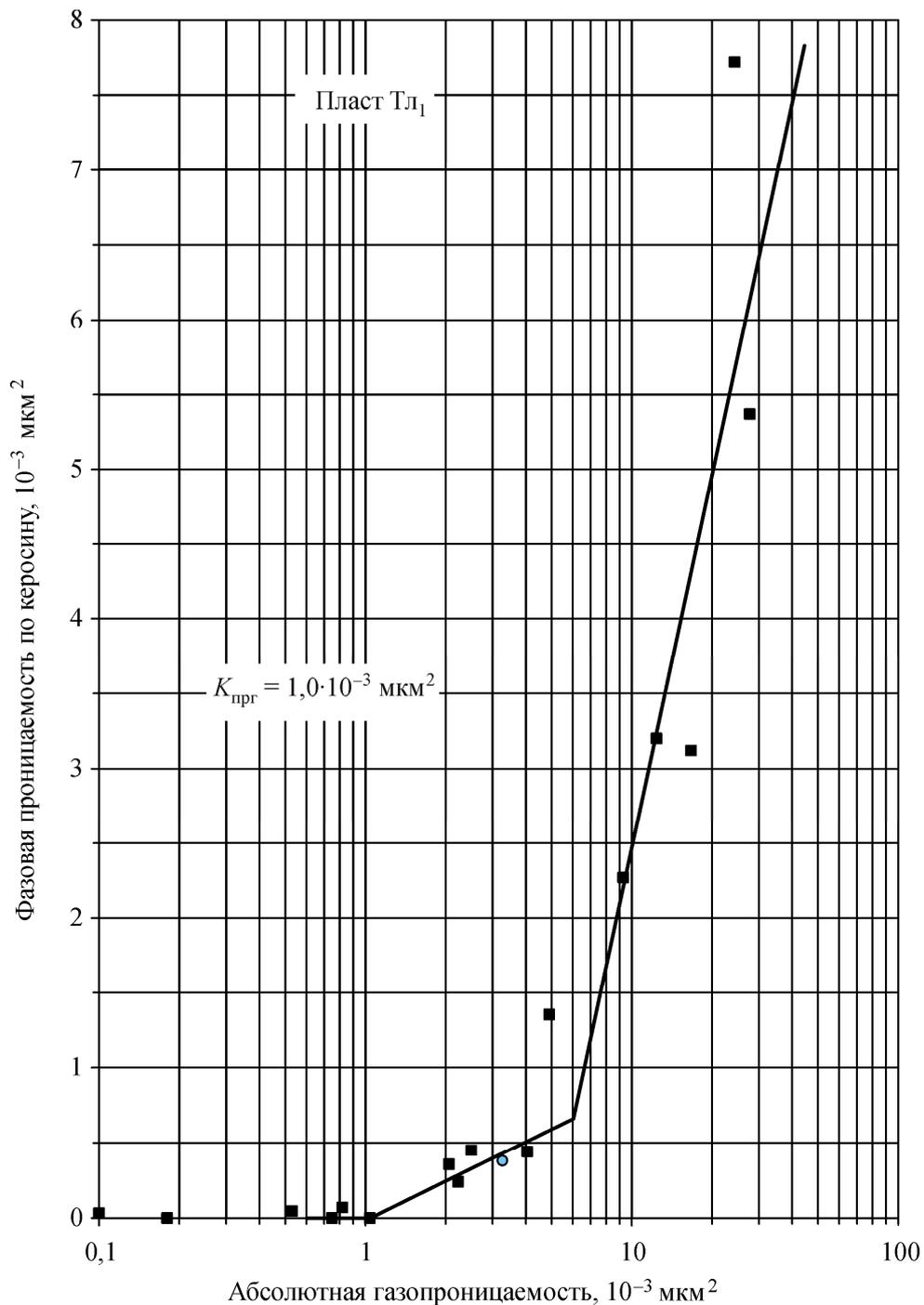


Рис. 4.12. Сопоставление фазовой проницаемости по керосину и абсолютной газопроницаемости

Оценка предельного значения пористости $K_{\text{п}}^*$ в случае, если не удастся построить аналогичную зависимость фазовой проницаемости по керосину от открытой пористости, производится по зависимости открытой пористости непосредственно от газопроницаемости (рис. 4.13).

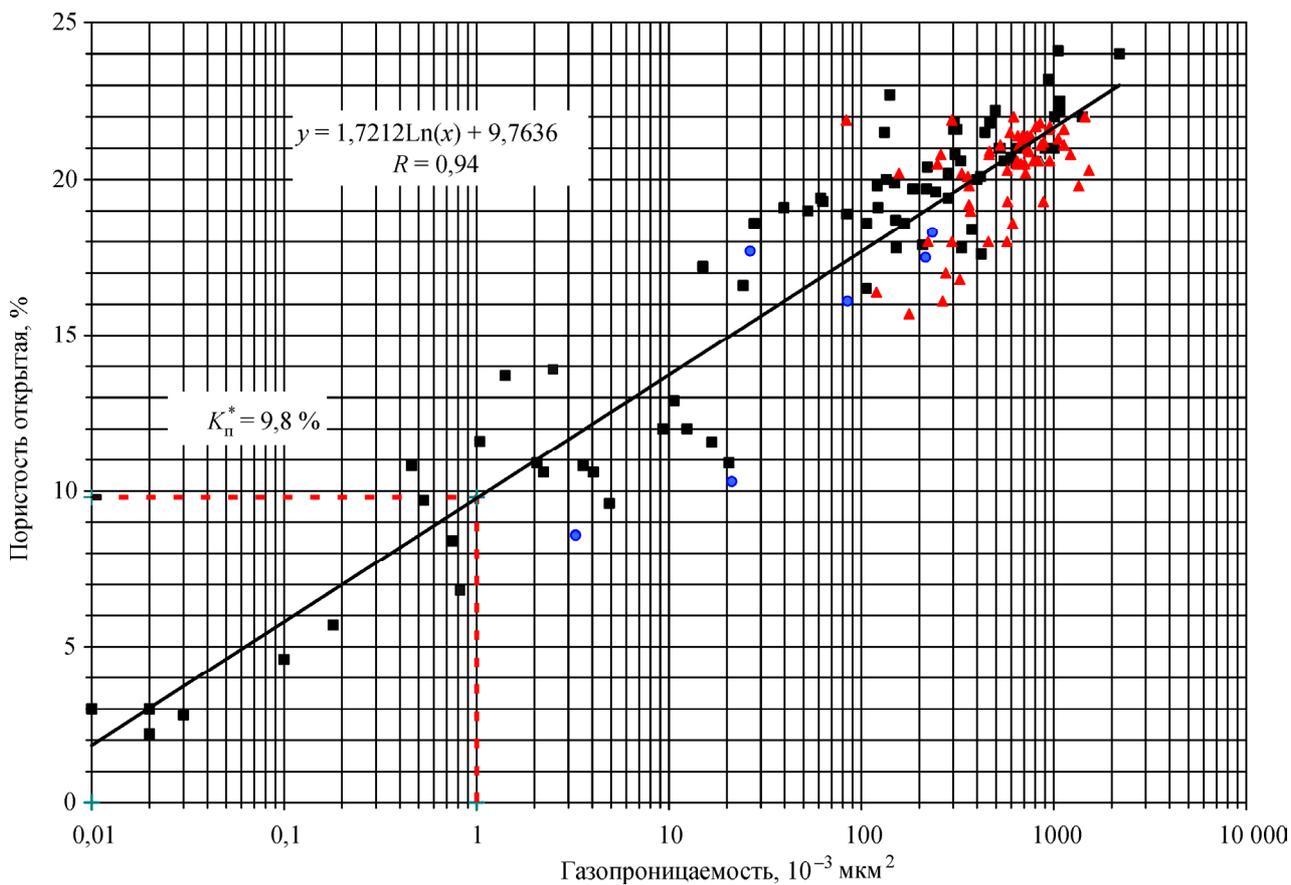


Рис. 4.13. Сопоставление открытой пористости и газопрооницаемости

При этом величина $K_{п}^* = 9,8 \%$ соответствует значению $K_{прг}^* = 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, принятому на основании данных о фазовой проницаемости (см. рис. 4.12).

Среди многочисленных лабораторных способов установления предельных значений данный метод следует считать наиболее надежным по уровню подобию моделируемых в опытах фильтрационных процессов пластовым условиям.

ЛЕКЦИЯ 5

СТРУКТУРА ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Тема 13. МОДЕЛИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Основные свойства пористой среды – способность вмещать и пропускать – определяются структурой порового пространства. Структура порового пространства природных пород-коллекторов очень сложна. Причудливая форма поровых каналов, сечения которых резко и хаотически меняются в пространстве вследствие неправильной формы и разнообразных размеров частиц, слагающих пористую среду, делает практически невозможным точное решение уравнений движения вязкой жидкости в таких условиях. При теоретических исследованиях порового пространства применяют упрощенные модели пористой среды – *гранулярные* и *капиллярные* модели.

К гранулярным относится модель Сликтера, состоящая из геометрически правильно упакованных одинаковых сферических частиц. Такой грунт называется также *фиктивным* (рис. 5.1).

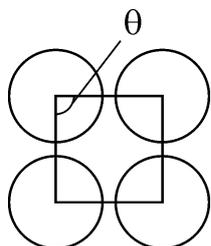


Рис. 5.1. Модель фиктивного грунта

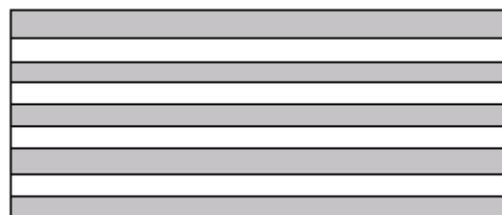


Рис. 5.2. Модель идеального грунта

Фиктивный грунт – модель пористой среды, состоящей из шарообразных частиц одинакового диаметра с углом укладки частиц в грунте θ (рис. 5.2). Еще одно определение фиктивного грунта: *фиктивный грунт* – среда, состоящая из шариков одного размера, уложенных во всем объеме пористой среды одинаковым образом по элементам из восьми шаров в углах ромбоэдра (рис. 5.3).

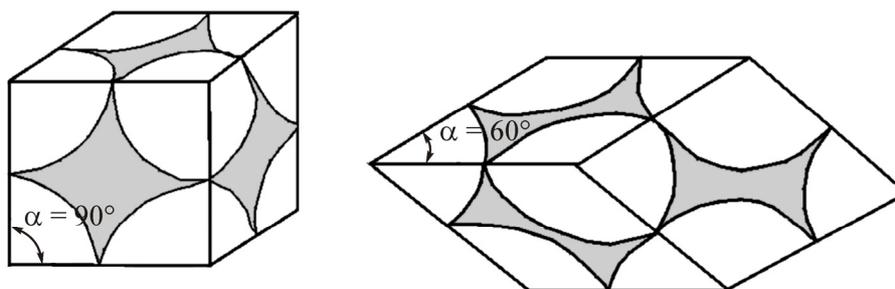


Рис. 5.3. Элемент фиктивного грунта

Острый угол раствора ромбоэдра α меняется от 60° до 90° . Наиболее плотная укладка частиц при $\alpha = 60^\circ$ и наименее плотная при $\alpha = 90^\circ$ (куб).

В отличие от гранулярных *капиллярные* модели основаны на моделировании порового пространства горных пород пучками непересекающихся капилляров, которые могут различаться как размерами, так и ориентировкой в пространстве. К таким моделям относится идеальный грунт. *Идеальный грунт* – модель пористой среды, поровые каналы которой представляют собой пучок тонких цилиндрических трубок (капилляров) с параллельными осями (см. рис. 5.2).

Модель идеального грунта использовалась как ступень для перехода от закономерностей трубной гидравлики к движению жидкости в фиктивном, а затем в реальном грунте.

Гранулярные и капиллярные модели игнорируют факт пересекаемости поровых каналов, являющийся определяющим для условий многофазной фильтрации, поэтому И. Фетом предложена модель, состоящая из капилляров, соединяющихся друг с другом в узлах, подобно тому, как соединяются в узлах нити сети. Такие модели получили название сеточных.

Методы анализа структуры порового пространства бывают прямые и косвенные. *Прямые* – анализ шлифов, растровая электронная микроскопия. *Косвенные* – капилляриметрия, центрифугирование, ртутная порометрия, динамические методы, измерение удельной поверхности.

Коэффициент извилистости. Величины гидродинамического (T_T) и электрического (T_3) коэффициентов извилистости входят во многие расчетные формулы при оценке различных структурных показателей пород-коллекторов. При этом гидродинамическим коэффициентом извилистости T_T называется отношение средней длины тока жидкости или газа в образце пористой среды к длине образца.

В отношении коэффициента электрической извилистости T_3 единство в ее определении отсутствует. Так, в трудах В.А. Дахнова и С.Д. Пирсона T_3 находится из выражения

$$T_3 = \sqrt{P_{\Pi} \cdot K_{\Pi}}, \quad (5.1)$$

где P_{Π} – параметр пористости; K_{Π} – коэффициент пористости.

Л. Клинкаберг, М.П. Воларович и Ю.Б. Меклер предлагают другое определение:

$$T_3 = P_{\Pi} \cdot K_{\Pi}. \quad (5.2)$$

Указанное различие вызвано использованием неодинаковых моделей идеального грунта. Так, в основе формулы (5.1) лежит модель Д. Корнелла и Д. Катца, в которой предполагается, что поровые каналы имеют постоянное сечение, но направлены таким образом, что их эффективная длина больше длины образца.

В основе формулы (5.2) лежит модель Вили и Роуза – пучок непрерывных каналов различного сечения. При этом поперечное сечение отдельных каналов меняется так, что их суммарная площадь во всех плоскостях, перпендикулярно секущих образцу, остается постоянной.

Величины $K_{п}$, $P_{п}$, $T_{г}$ могут быть определены экспериментально, что позволяет сделать выбор между моделями Корнелла – Катца и Вили – Роуза.

Для исследования поровой структуры пород в лабораторной практике широко применяется *метод капиллярного вытеснения*. Существование капиллярного давления ($P_{к}$) в порах, где присутствуют смачивающая и несмачивающая жидкости, обусловлено наличием искривленных границ раздела между фазами:

$$P_{к} = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right),$$

где σ – коэффициент поверхностного натяжения на границе раздела фаз; R_1 и R_2 – главные радиусы кривизны мениска.

Величина $P_{к}$ является функцией насыщенности смачивающей фазой. Эта зависимость называется кривой капиллярного давления или капиллярной кривой. Для получения из капиллярной кривой функции распределения пор по размерам радиусов $F(R)$ обычно используют модель среды в виде пучка параллельных цилиндрических капилляров различных радиусов. В такой модели

$$P_{к} = \frac{2\sigma \cdot \cos \theta}{R},$$

и функция распределения рассчитывается по формуле

$$F(R) = \frac{P_{к}^2}{2\sigma \cos \theta} \frac{ds}{dP_{к}}.$$

В основе исследования структуры порового пространства пород-коллекторов *методом центрифугирования* лежит создание перепадов давления на границе двух различных фаз в поровых каналах образца, фиксирование объемов выделившейся из образца воды и построение в результате опыта кривой капиллярного давления.

Для расчета капиллярного давления обычно применяют формулу

$$\Delta P = 1,11 \cdot 10^{-8} \Delta \rho n^2 R H,$$

где n – частота вращения ротора центрифуги; ΔP – развиваемое давление при данной частоте вращения; $\Delta \rho$ – разность значений плотности двух фаз; R – расстояние от оси вращения до середины образца; H – длина образца.

Дифференциальная и интегральная функции распределения поровых каналов по размерам аналогичны по виду таким же функциям, получаемым при изучении гранулометрического состава горных пород (см. тему б).

Тема 14. УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ

К параметрам, имеющим конкретный физический смысл и определяемым в лабораторных условиях, следует в первую очередь отнести коэффициент пористости и удельную поверхность.

Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема. Удельная поверхность зависит от размеров, формы и минералогического состава зерен породы. Чем выше степень дисперсности породы, тем больше в ней тонких пор и значительней величина удельной поверхности.

Вследствие малых размеров отдельных зерен песка и большой плотности их укладки поверхность порового пространства пласта может достигать огромных размеров, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

Величиной удельной поверхности определяются многие свойства горной породы: проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и др. Очень важно знать удельную поверхность нефтеносных пород также в связи с большим влиянием молекулярно-поверхностных сил на процессы фильтрации нефти. Работами советских ученых М.М. Кусакова, Б.В. Дерягина, К. Зинченко, Ф.А. Требина установлено, что кроме объемных свойств жидкостей и газов (например, плотность, вязкость) на законы фильтрации влияют еще и молекулярные явления, происходящие на контактах жидкости и породы. Эти молекулярно-поверхностные явления могут существенным образом изменять характер фильтрации. Обычные объемные свойства жидкостей (вязкость, плотность) обуславливаются молекулами, распространенными внутри жидкой фазы, и поэтому при фильтрации жидкости через крупнозернистую породу с относительно небольшой удельной поверхностью роль молекул, находящихся на поверхности, невелика, так как их число весьма мало по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема жидкости. Если же пористая среда, через которую движется жидкость, имеет большую удельную поверхность, то число поверхностных молекул жидкости возрастает и становится сравнимым с числом объемных молекул, поэтому поверхностные явления могут оказать большое влияние на процесс фильтрации жидкости.

Таким образом, удельная поверхность представляет одну из важнейших характеристик горной породы.

Следует отметить, что, несмотря на кажущуюся простоту понятия удельной поверхности, изучение и точное определение ее величины – сложная задача. Дело в том, что поры в пористой среде представлены каналами размером от десятков и сотен микрон до размеров, сравнимых с размерами молекул, поэтому удельная поверхность глин или других адсорбентов, играющая, например, роль в процессах адсорбции, не имеет для данного пористого вещества опреде-

ленной величины, а зависит от размера адсорбируемых молекул. Только для молекул с близкими размерами можно из опытных данных получить близкие значения удельных поверхностей одного и того же адсорбента.

Для мелкопористых адсорбентов и существенно отличающихся по размерам адсорбируемых молекул наблюдаются значительные отклонения в величинах удельной поверхности (явление это носит название *ультрапористости*).

Чтобы представить, какова удельная поверхность естественных пород, подсчитаем общую поверхность песчинок (шаровых) радиусом $r = 0,1$ мм в 1 м^3 песка.

Поверхность одной песчинки

$$F = 4\pi r^2,$$

а объем

$$\omega = \frac{4}{3}\pi r^3.$$

Если пористость фиктивного грунта, сложенного песчинками одинакового диаметра, равна m , то объем, занятый песчинками в единице объема породы, будет $V = 1 - m$, а число песчинок в единице объема породы

$$N = \frac{1-m}{\omega} = \frac{3}{4} \cdot \frac{1-m}{\pi r^3}.$$

Очевидно, что суммарная поверхность всех песчинок в единице объема породы

$$S = N4\pi r^2 = \frac{3}{4} \cdot \frac{1-m}{\pi r^3} \cdot 4\pi r^2,$$

или

$$S = \frac{6(1-m)}{d},$$

где d – диаметр песчинок, м; S – удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{м}^3$; m – пористость в долях единицы.

Для песчинок радиусом $r = 0,1$ мм удельная поверхность будет рассчитываться (если пористость $m = 0,26$) по формуле

$$S = \frac{3}{r}(1-m) = \frac{3}{4} \cdot \frac{1-0,26}{10^{-4}} = 2,2 \cdot 10^4 \frac{\text{м}^2}{\text{м}^3},$$

т.е. в 1 м^3 песка общая поверхность частиц составит $22\,000 \text{ м}^2$.

Очевидно, что удельная поверхность глинистых пород может достигать еще большей величины, и, если поверхность пористой среды нефтяного пласта после окончания эксплуатации залежи останется смоченной хотя бы тончайшей

пленкой нефти, это приведет к тому, что большие количества ее не будут извлечены на поверхность.

Методы определения удельной поверхности можно подразделить на следующие:

- теоретический по гранулометрическому составу;
- визуальный с использованием микроскопии;
- методы, основанные на явлении адсорбции из жидкостей или паровой фазы;
- по теплоте смачивания;
- методы, основанные на фильтрации через пористую среду;
- метод, основанный на измерении сопротивления течению через пористое тело разреженного воздуха при Кнудсеновском режиме, имеющем диффузионный характер. Кнудсеновский режим наступает, когда длины свободного пробега молекул газа становятся больше максимальных просветов пор и соударения молекул между собой становятся редкими по сравнению с ударами о стенки пор.

Формулы расчета удельной поверхности, учитывающие пористость и проницаемость, выведены для моделей грунта, и их применение к цементированным породам не дает нужного эффекта. Так, удельная поверхность ряда терригенных и карбонатных работ, оцененная по формуле Т. Кармана, оказывается в 10–100 раз меньше, чем измеренная методом адсорбции газа:

$$S_{\text{уд}} = \frac{7 \cdot 10^5 \cdot m \sqrt{m}}{\sqrt{k_{\text{пр}}}}$$

Если выразить проницаемость в мкм^2 , то получим удельную поверхность в $\text{м}^2/\text{м}^3$.

ЛЕКЦИЯ 6

НАСЫЩЕННОСТЬ КЕРНОВ

Тема 15. ПОНЯТИЕ НАСЫЩЕННОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ФЛЮИДАМИ

Основные физические свойства пород и жидкостей, характеризующие нефтяную или газовую залежь, которые необходимо знать для решения задач подсчета запасов, разработки и эксплуатации месторождений, следующие: насыщенность пород нефтью, газом и водой, гранулометрический состав пород, пористость пласта, проницаемость пород коллектора, удельная поверхность пород пласта, карбонатность пород, механические свойства пород и сжимаемость пластовых жидкостей, физические и физико-химические свойства нефти, воды и газа (вязкость, плотность, растворимость газа в нефти и в воде, поверхностные свойства нефти и воды и др.). Рассмотрим вначале основные свойства горных пород, слагающих нефтяные и газовые месторождения.

Породы-коллекторы содержат нефть, газ и воду. Предполагается, что продуктивные пласты сначала были насыщены водой. Водой были заполнены капилляры, трещины, каналы. При миграции углеводороды вследствие меньшей плотности стремятся к верхней части пласта, выдавливая вниз воду. Вода легче всего уходит из трещин и каналов, из капилляров вода не уходит в силу капиллярных явлений. Таким образом, в пласте остается связанная вода.

Чтобы определить количество углеводородов, содержащихся в продуктивном пласте, необходимо определить насыщенность порового пространства породы нефтью, газом и водой. Для этого используют коэффициенты нефте- (S_H), газо- (S_G) и водонасыщенности (S_B) соответственно, которые определяются как отношение объема флюида к объему пустот коллектора, в которых этот флюид находится, или как количество флюида в единице объема пор:

$$S_H = \frac{V_H}{V_P}, \quad S_G = \frac{V_G}{V_P}, \quad S_B = \frac{V_B}{V_P}.$$

Размерность нефте-, газо- и водонасыщенности – доли единицы (д. ед.) или проценты (%).

Обычно для нефтяных месторождений $S_B = 6...35\%$; $S_H = 65...94\%$ в зависимости от созревания пласта.

Для нефтяных месторождений справедливо следующее соотношение:

$$S_H + S_B = 1.$$

Для газонефтяных месторождений:

$$S_B + S_H + S_G = 1.$$

Пласт считается созревшим для разработки, если остаточная водонасыщенность $S_v < 25\%$.

Наиболее распространенный и вместе с тем достаточно точный способ определения водонефтенасыщенности кернов основан на определении потери массы исследуемого образца после экстрагирования и просушки его при температуре $105\text{--}107\text{ }^\circ\text{C}$ и на определении объема отогнанной из него или из смежного образца воды при кипячении его в растворителе с температурой кипения до $110\text{ }^\circ\text{C}$.

При этом методе экстрагирование образцов проводят в аппарате Сокслета, а определение объема воды – в аппарате Дина – Старка (рис. 1 практической работы № 13) или в аппарате Л.С. Закса ЛП-4 (рис. 2 практической работы № 13), в котором экстрагирование и определение водонасыщенности совмещаются. Для отгона воды в аппаратах Дина – Старка и Закса ЛП-4 применяют растворитель с температурой кипения больше $100\text{ }^\circ\text{C}$, в частности толуол, температура кипения которого равна $110\text{ }^\circ\text{C}$.

Практическая работа № 13

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДО- И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ОБРАЗЦОВ КЕРНА С ПОМОЩЬЮ ПРИБОРОВ ДИНА – СТАРКА И Л.С. ЗАКСА ЛП-4

Цель работы. Знакомство с приборами Дина – Старка и Л.С. Закса ЛП-4, определение нефте- и водонасыщенности образцов керна.

Содержание воды в кернах, а также в различных нефтепродуктах определяется посредством аппаратов Дина – Старка (см. рис. 1) и Л.С. Закса ЛП-4 (см. рис. 2).

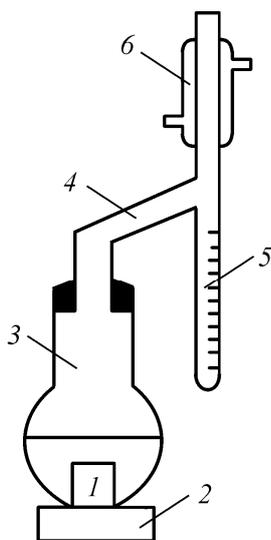


Рис. 1. Схема прибора Дина – Старка

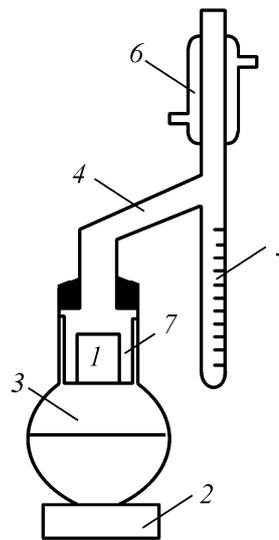


Рис. 2. Схема прибора Закса ЛП-4

Описание прибора Дина – Старка

Аппарат Дина – Старка состоит из металлической (стеклянной) колбы 3 емкостью 500 см³, имеющей горловину диаметром 35 мм, газоотводной трубки 4, стеклянной ловушки 5, откалиброванной на 10 см³, и обратного стеклянного холодильника 6. Образец породы 1 помещается на дне колбы 3, установленной на нагревательный элемент 2.

Порядок выполнения работы на приборе Дина – Старка

1. Кусочки образца породы, освобожденного от парафина, с общим весом желательно не менее 25 г после очистки кисточкой взвешивают (с точностью до 0,01 г) и загружают в колбу аппарата Дина – Старка.

2. Затем в колбу наливают 200 см³ безводного толуола C₆H₅-CH₃ (уд. вес 0,867 г/см³, $t_{\text{кип}} = 111$ °С) или же бензина прямой гонки, из которого отогнаны легкие фракции, кипящие до 95 °С.

3. Собирают аппарат, как показано на схеме (см. рис. 1); для герметичности корковые пробки заливают коллодием.

4. Пускают воду в нижний боковой отвод холодильника, а из верхнего отвода направляют в канализацию.

5. Включают электроплитку закрытого типа, постепенно подогревают колбу, поддерживая кипение растворителя так, чтобы из конца трубки холодильника падало 2–4 капли в секунду.

6. Процесс перегонки воды из образца считается законченным, когда увеличение объема воды в ловушке прекращается и находящийся над уровнем воды слой растворителя становится совершенно прозрачным.

7. Если в трубке холодильника под конец операции задерживаются капли воды, то их сталкивают в ловушку стеклянной палочкой, после чего снимают показание объема воды $V_{\text{в}}$.

При точных исследованиях рекомендуется проверить градуировку каждой ловушки, пользуясь микробюреткой, и иметь, таким образом, составленную таблицу достоверных показаний объема воды в ловушке. Возможная погрешность в определении водо- и нефтенасыщенности при использовании аппарата Дина – Старка (с учетом содержания в образце воды не менее 5–10 см³) не превышает 2 %.

Коэффициент водонасыщенности породы определяется как отношение объема ($V_{\text{в}}$) содержащейся в ней воды к суммарному объему пор ($V_{\text{п}}$) той же породы по формуле

$$S_{\text{в}} = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{п}}}. \quad (1)$$

Прибор Л.С. Закса ЛП-4 сочетает основные части аппаратов Сокслета и Дина – Старка и служит для одновременного определения нефте- и водонасыщенности кернов.

Описание прибора Л.С. Закса ЛП-4

Прибор Л.С. Закса ЛП-4 состоит из стеклянной колбы 3, стеклянной ловушки 5, калиброванной на 10 см³, стеклянного холодильника 6, стеклянного цилиндра 7 с дном из пористого стекла (фильтра), в который помещается образец породы 1. Для герметичности колбы ловушка и холодильник тщательно пришлифованы друг к другу, чтобы утечка паров растворителя через места соединения полностью исключалась.

Порядок выполнения работы на приборе Л.С. Закса ЛП-4

1. Образец породы 1 (цилиндр диаметром 26–30 мм), освобожденный от парафина после очистки кисточкой, взвешивают с точностью до 0,001 г и загружают в стеклянный цилиндр 7.

2. Затем в колбу наливают 200 см³ (до половины) безводного толуола C₆H₅–CH₃ (уд. вес 0,867 г/см³, $t_{\text{кип}} = 111$ °С) или же бензина прямой гонки, из которого отогнаны легкие фракции, кипящие до 95 °С.

3. Устанавливают цилиндр с образцом в горловину колбы 3 на специальные выступы. В верхней части цилиндра имеются два отверстия, в которых закрепляют проволочную дужку для удобства извлечения цилиндра из колбы. Собирают аппарат, как показано на схеме (см. рис. 2).

4. Пускают воду в нижний боковой отвод холодильника, а из верхнего отвода воду направляют в канализацию.

5. Включают электроплитку закрытого типа, постепенно подогревают колбу, поддерживая кипение растворителя так, чтобы из конца трубки холодильника падало 2–4 капли в секунду.

6. Процесс отгонки воды из образца считается законченным, когда увеличение объема воды в ловушке прекращается и находящийся над уровнем воды слой растворителя становится совершенно прозрачным.

Если в трубке холодильника под конец операции задерживаются капли воды, то их сталкивают в ловушку стеклянной палочкой, после чего отсчитывают объем воды $V_{\text{в}}$.

Расчет коэффициента нефтенасыщенности кернов

Если вес образца до экстрагирования (без патрона) составлял G_1 , а после экстрагирования G_2 , то весовое содержание в нем жидкости (воды и нефти)

$$G_{\text{ж}} = G_1 - G_2.$$

Для вычисления коэффициента нефтенасыщенности необходимо иметь следующие величины:

γ_n – удельный вес нефти (взятой из данной или соседней скважины) при температуре опыта, г/см³;

$G_{ж}$ – суммарный вес воды и нефти в экстрагируемом образце, г;

G_1 – вес образца, помещенного в колбу аппаратов Дина – Старка или Л.С. Закса ЛП-4, г;

V_B – объем воды в ловушке аппаратов Дина – Старка или Л.С. Закса ЛП-4, выделившейся из образца весом G_1 , см³;

V_n – объем нефти в образце весом G_1 , см³;

$\gamma_{обр}$ – кажущийся удельный вес породы (вместе с порами).

Соответственно принятым обозначениям объем нефти (V_n) в образце весом G_1 определяется по формуле

$$V_n = G_n/\gamma_n = (G_{ж} - V_B\gamma_B)/\gamma_n. \quad (2)$$

Коэффициент нефтенасыщенности (безразмерную величину, выраженную в долях единицы) определим по формуле

$$S_n = V_n/V_n = V_n/(V_n + V_B),$$

где V_n – объем пор, равный объему воды и нефти в образце.

Найденный коэффициент нефтенасыщенности S_n показывает, какую часть порового пространства занимает нефть при атмосферном давлении и температуре 20 °С.

Чтобы перейти к пластовым условиям, надо S_n умножить на объемный коэффициент b_n , учитывающий увеличение объема нефти в пластовых условиях в зависимости от наличия в ней растворенного газа, пластового давления и температуры (вывести эту формулу, исходя из определения понятия нефтенасыщенности):

$$S_n^{пл} = S_n b_n.$$

Расчет коэффициента водонасыщенности кернов

Коэффициент водонасыщенности породы рассчитывается по формуле (1), которая в предположении, что объем пор V_n равен сумме объемов нефти V_n и воды V_B , принимает вид

$$S_B = V_B/V_n = V_B/(V_n + V_B),$$

Чтобы получить коэффициент водонасыщенности в пластовых условиях, надо S_B (при атмосферных условиях) умножить на объемный коэффициент b_B , учитывающий увеличение объема воды в пластовых условиях в зависимости от наличия в ней растворенного газа, пластового давления и температуры:

$$S_B^{\text{пл}} = S_B b_B.$$

При высокой минерализации погребенной воды истинная величина коэффициентов водонасыщенности α_n больше определяемой по формуле (2) по результатам отгона воды (без солей) из керна. Определение истинной величины α_n с учетом минерализации погребенной воды производится по формуле

$$\alpha_n = \alpha \frac{\rho_B \left(1 + \frac{c}{100 - c} \right)}{\rho_p \left[1 + \frac{\alpha c \rho_B}{\rho_p (100 - c)} \right]}, \quad (3)$$

где α – коэффициент водонасыщенности, полученный при анализе керна без учета сухого остатка солей; ρ_B , ρ_p и ρ_c – значения плотности соответственно воды (без солей), раствора (минерализованной воды в керне) и солей, растворенных в минерализованной воде; c – концентрация солей в 100 г минерализованной воды в керне, вес. %.

Основная масса солей, растворенных в погребенной воде, представлена в основном хлористым натрием, поэтому концентрацию солей c определяют чаще в пересчете на NaCl. В соответствии с этим принимается $\rho_c = 2,16 \text{ г/см}^3$. Величину ρ_p в этом случае находят по значению c для NaCl в таблицах, которые приводятся в любом справочнике по химии. Если известны концентрации различных солей в 100 г минерализованной воды, содержащейся в керне, поправку в значения водонасыщенности следует вводить последовательно для каждой соли отдельно, пользуясь формулой (3).

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте коэффициент нефтенасыщенности.
2. Охарактеризуйте коэффициент водонасыщенности.
3. Назначение и принцип работы аппарата Дина – Старка.
4. Назначение и принцип работы аппарата Л.С. Закса.
5. По какой формуле определяется коэффициент нефтенасыщенности?
6. В чем отличие аппаратов Л.С. Закса и Дина – Старка?

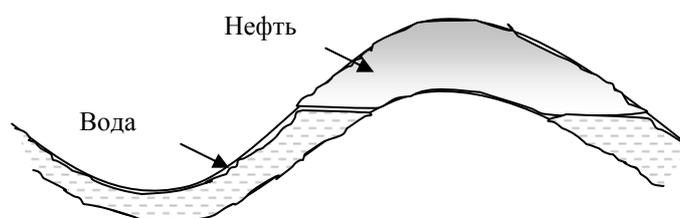
ЛЕКЦИЯ 7

ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Тема 16. ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растет и может достигать 98 %, поэтому важно знать, какое влияние оказывает пластовая вода на процесс добычи нефти и газа.

Состав пластовых вод разнообразен и зависит от природы эксплуатируемого нефтяного пласта, физико-химических свойств нефти и газа. В пластовых водах всегда растворено некоторое количество солей. Больше всего в воде содержится хлористых солей (до 80–90 % от общего содержания солей).



Формирование нефтяной залежи происходило следующим образом: в первоначально насыщенную водой залежь мигрировала нефть, вытесняя воду. Оставшаяся вода получила название остаточной.

Пластовыми водами занимаются гидрогеологи, но они рассматривают очень узкий круг вопросов, связанных с геохимией. Разработчику необходимо знать ее количество, физические свойства.

Соли могут увеличивать вязкость пластовых вод в 1,5–2,0 раза.

При тепловых методах воздействия были обнаружены эффекты изменения вязкости. При определенных условиях, когда мы имеем высокие значения температуры и давления, из воды могут выпадать соли, и она становится практически дистиллированной, в результате чего изменяются ее свойства.

Вода, содержащаяся в порах, пустотах и трещинах горных пород, существует в различных состояниях: жидком, твердом и газообразном. Жидкая вода подразделяется на свободную и связанную. Свободная вода включает капиллярную и гравитационную. Капиллярная вода находится под влиянием силы тяжести и сил поверхностного натяжения. Гравитационная вода перемещается под влиянием силы тяжести.

В горных породах вода находится в субкапиллярных, капиллярных и сверхкапиллярных пустотах.

Субкапиллярные поры имеют диаметр менее 0,0002 мм (менее 0,2 мкм), *капиллярные* – имеют диаметр от 0,0002 до 0,5 мм (до 0,2 мкм) и *сверхкапиллярные* – 2,0–0,5 мм. По сверхкапиллярным порам, каналам движение воды, нефти происходит свободно, а по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил. В *субкапиллярных* каналах в природных условиях жидкости практически перемещаться не могут.

В горных породах имеются следующие воды: свободная гравитационная (жидкая), свободно-капиллярная (жидкая), сорбционно-замкнутая, стыковая (пендулярная), рыхлосвязанная (лиосорбированная), прочно связанная (адсорбированная), парообразная, твердая (лед), цеолитная, кристаллизационная и конституционная вода минералов (рис. 7.1).

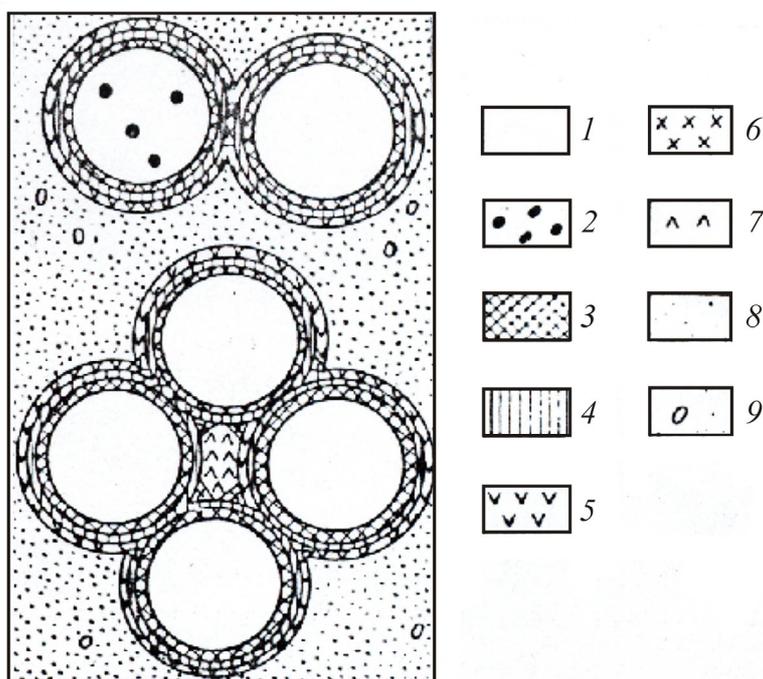


Рис. 7.1. Воды в горных породах (по А.А. Карцеву): 1 – минеральные частицы пород; 2 – минералы с включениями воды; 3 – адсорбированная вода; 4 – лиосорбированная вода; 5 – капиллярная вода; 6 – стыковая (пендулярная) вода; 7 – сорбционно-замкнутая вода; 8 – свободная гравитационная вода; 9 – парообразование в свободной воде

Свободная вода, которая находится в коллекторах передает гидростатическое давление.

Капиллярная вода в капиллярных порах при их сплошном заполнении может передавать гидростатическое давление; при частичном заполнении пор подчиняется лишь менисковым силам.

Сорбционно-замкнутая вода представляет собой капельно-жидкую воду, изолированную от основной массы воды, насыщающей породу, слоями связанной или стыковой воды. По физическим свойствам капиллярная и сорбционно-замкнутая воды существенно не отличаются от свободной гравитационной.

Связанные воды удерживаются на поверхности минеральных частиц породы силами молекулярного сцепления, образуя слой, толщина которого может достигать нескольких сот диаметров молекулы воды. Внешняя, большая часть этого слоя представлена рыхлосвязанной (лиосорбированной) водой. Эта вода уже отличается рядом свойств от капельно-жидкой воды: так, растворяющая способность ее меньше и т.д.

Связанные воды целиком заполняют субкапиллярные поры и находятся также у стенок поровых каналов большого диаметра. Они находятся как в водопроницаемых, так и в водоупорных породах (глинах, плотных известняках), в частности и в таких, где свободные воды отсутствуют.

В местах сближения минеральных частиц породы слой связанных вод утолщается – там находится *стыковая* вода.

Адсорбированная (прочно связанная) вода образует на поверхности минеральных частиц слой толщиной в несколько молекул. Она удерживается очень большим (до 10 000 атм., или 1000 МПа) давлением и по своим свойствам близка к твердому телу. Температура плавления адсорбированной воды 78 °С.

В отличие от рассмотренных форм физически связанных вод химически связанные воды входят в состав минералов. По степени прочности связи с веществом минералов различают цеолитную, кристаллизационную воду. Особое место занимает вода, находящаяся в минералах в виде включений в совершенно замкнутых полостях. Эта вода бывает капельно-жидкой и по свойствам близкой к свободным водам.

Цеолитная вода содержится в минералах в непостоянном количестве (например, в опале $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) и трудно отличима от адсорбированной воды.

Кристаллизационная вода входит в состав кристаллической решетки минерала в постоянном количестве (например, в гипсе $\text{CaSO}_4 \cdot n \cdot \text{H}_2\text{O}$), но при ее удалении из минерала не происходит ее полного удаления. В отличие от этого *конституционная* вода (например, в слюдах) выделяется лишь при полном разложении минералов. Конституционную воду минералов правильнее не включать в число видов подземных вод.

Для выделения связанных вод различных видов из пород и минералов требуются повышенные температуры и давление, которые должны быть тем больше, чем прочнее связь воды с твердым веществом. Таким образом, вода в различных формах заполняет поры и пустоты горных пород, обволакивает отдельные минеральные частицы и пронизывает твердое минеральное вещество.

Свободная гравитационная вода в сверхкапиллярных порах замещается нефтью или газом при формировании их залежей. А субкапиллярная, капиллярная воды, а также часть воды, оставшейся в сверхкапиллярных порах, составляют *остаточную* воду нефтегазонасыщенных пород.

Остаточная (погребенная вода) подразделяется на виды:

1. *Капиллярно-связанные воды* (содержащиеся в узких капиллярных каналах, в местах сужения и пережимах пор и удерживаемые капиллярными силами).

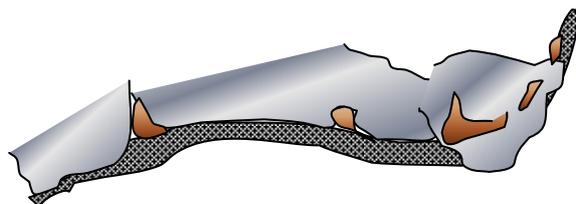
2. *Адсорбционная вода* удерживается на поверхности скелета силами молекулярного взаимодействия между породой (твердой фазой) и жидкостью. Такая вода могла сформироваться в период донефтяной залежи.

Поскольку количество адсорбционной воды пропорционально удельной поверхности, можно сделать заключение, что чем больше удельная поверхность, тем больше адсорбционно-связанной воды.

Свойства этого типа воды сильно отличаются от свойств свободной воды. Так, например, для адсорбционно-связанной воды наблюдается аномальная вязкость.

3. *Пленочная вода*.

Если порода представлена гидрофильными минералами (а таких минералов большинство, например кварц, полевые шпаты), то образуется пленка воды на поверхности минералов при отсутствии адсорбционной воды.



Количество пленочной воды зависит от доли поверхности, занятой пленкой, и контролируется удельной поверхностью.

4. *Свободная вода* может удерживаться капиллярными силами на границе раздела газ – вода, нефть – вода.

Количество остаточной воды зависит от коэффициента проницаемости, причем чем больше проницаемость, тем меньше остаточной воды.

В нефтегазовых месторождениях подземные воды часто находятся в тех же пластах – коллекторах, что нефть и газ. Кроме того, имеются чисто водоносные пласты.

Плотность воды зависит от ее минерализации, т.е. от количества растворенных в ней солей. Плотность воды в пластовых условиях отличается от плотности в поверхностных условиях не более чем на 20 %. В большинстве случаев вода в пласте менее плотная, чем на поверхности.

Вязкость воды в пластовых условиях значительно меньше вязкости нефти, поэтому вода в этих условиях имеет большую подвижность, чем нефть. Вязкость воды при атмосферных условиях и 20 °С равна 1,005 мПа·с. Основным фактором, влияющим на вязкость воды в пластовых условиях, является температура пласта.

Поверхностное натяжение воды имеет важное значение в связи с ее вымывающей способностью. При меньшем поверхностном натяжении вода способна промывать пески и вытеснять из пласта нефть. Величина поверхностного натяжения воды в сильной степени зависит от ее химического состава, поэтому в результате соответствующей химической обработки воды может быть снижена.

Объемный коэффициент пластовой воды зависит от температуры пласта и в меньшей степени от количества растворенного в воде газа. Он в большинстве случаев не учитывается, хотя колеблется от 0,8 до 1,20.

Газосодержание пластовой воды не превышает 1,5–2,0 м³/м³, обычно равно 0,2–0,5 м³/м³. В составе газа преобладает метан, затем идет азот, углекислый газ, гомологи метана, гелий и аргон.

Сжимаемость воды, т.е. изменение единицы объема воды в пластовых условиях при изменении давления на 0,1 МПа, колеблется в пределах $(3,7–5,0) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа.

Сжимаемость газированной воды возрастает с увеличением содержания растворенного в ней газа, причем

$$\beta_{в1} = \beta_{в} (1 + 0,05r),$$

где $\beta_{в1}$ – коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ, 1/МПа; $\beta_{в}$ – коэффициент сжимаемости чистой воды, 1/МПа; r – количество газа, растворенного в воде, м³/м³.

Электропроводность вод зависит от минерализации; минерализованные воды являются проводниками электрического тока, а пресные воды плохо проводят его.

Растворимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти. При увеличении минерализации воды растворимость газов в воде уменьшается.

Для решения задач нефтепромысловой геологии важно то, что минерализованные воды обладают повышенной отмывающей способностью, в связи с чем их использование при заводнении залежей способствует повышению коэффициента вытеснения нефти. В то же время высокая минерализация пластовых вод в определенных условиях может привести к выпадению солей на забое добывающих скважин и в призабойной зоне пласта, что ухудшает условия эксплуатации пласта в районе таких скважин.

Существуют недосформированные залежи, в которых процесс миграции нефти не завершен. Это характерно для залежей Западной Сибири. В этих залежах присутствует подвижная вода, которая попадает в скважину. Если же залежь сформировалась и процесс миграции завершен, то в пласте находится остаточная вода, которая не обладает свойством подвижности.

Состояние остаточной воды в нефтяном и газовом пластах определяется физико-химическими свойствами жидкостей. Чаще всего *сплошная пленка воды*

между нефтью и твердой фазой отсутствует и большая часть остаточной воды находится в капиллярно удержанном состоянии.

Физические свойства остаточной воды

Свойства воды имеют решающее влияние на состояние связанной воды. *Увеличение концентрации различных солей в жесткой остаточной воде, первоначально заполнявшей керн, приводит в последующем к увеличению степени гидрофобизации твердой фазы нефтью вследствие десольватирующего (т.е. разрушающего сольватные соли) действия ионов солей. Устойчивые пленки воды на поверхности твердого тела возникают только при очень низком значении поверхностного натяжения между водой и нефтью, при слабой минерализации воды.* На этом основании можно предполагать, что в пластах, содержащих высокополярные нефти и слабо минерализованные сильно щелочные остаточные воды, последние находятся в капиллярно удержанном и пленочном состоянии.

Опытами М.М. Кусакова также доказано, что *сильно минерализованные остаточные воды в газовом коллекторе также не образуют равновесной смачивающей пленки.* Это также объясняется десольватирующим действием ионов солей, находящихся в остаточной воде. Средняя равновесная толщина слоя слабо минерализованной воды на поверхности кварца на границе с воздухом составляет $5-10^{-6}$ см (50 нм).

Методы определения количества остаточной воды в кернах

Прямым методом оценки остаточной водонасыщенности является определение количества воды в кернах, отобранных из скважин, пробуренных на безводном растворе. Наиболее достоверные результаты определения количества остаточной воды в породе получены при анализе кернового материала, выбуренного с применением растворов на нефтяной основе. Предполагается, что при выбуривании керна, при подъеме его на поверхность и в процессе транспортировки в лабораторию существенных изменений остаточной воды не происходит. Чтобы избежать испарения воды при транспортировке, образцы поднятого керна обычно парафинируют или перевозят в закрытых сосудах под слоем нефти. Содержание остаточной воды определяется путем экстрагирования образцов в приборе Дина и Старка или же в приборах ЛП-4 (прибор С.Л. Закса), предназначенных для одновременного определения водо-, нефте- и газонасыщенности кернов.

Для определения описанным способом количества остаточной воды необходимо иметь керны, выбуренные с раствором, приготовленным на нефтяной основе. В большей части скважин пласт вскрывают пока с обычными водными

глинистыми растворами, поэтому предложены многочисленные *косвенные методы оценки количества остаточной воды*: полупроницаемой мембраны, центрифугирования, Тейлора, испарения по Мессеру, капиллярной вытяжки, аспирационной термомассометрии, ядерно-магнитного резонанса, по содержанию хлор-иона в водной вытяжке, сорбционный, по зависимости эффективной газопроницаемости от водонасыщенности. Многочисленность методов свидетельствует о значительных трудностях, возникающих при решении поставленной задачи, а также об ограниченных возможностях каждого отдельного метода.

Отсутствие в настоящее время возможностей надежной эталонировки косвенных методов значительно осложняет вопрос моделирования остаточной воды. Исследователи идут в этом случае обычно двумя путями: во-первых, рассматриваются условия моделирования остаточной воды исходя из размера эквивалентных поровых каналов, в которых фильтрация воды становится маловероятной. Размер таких каналов оценивается десятками долями микрона, что приводит, например, к давлению вытеснения воздуха при моделировании остаточной воды порядка 0,8–1,0 МПа. Снимая зависимость $K_v = f(P_k)$ даже для слабопроницаемых коллекторов, получают прямую, близкую к асимптоте относительно оси давления.

Капиллярное давление в поре нефтесодержащей породы на границе двух несмешивающихся жидкостей определяется по формуле

$$P_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}.$$

Пусть поверхностное натяжение σ на границе нефть – пластовая вода равно $20 \text{ мН/м} = 20 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м}$; радиус порового канала $r = 0,1 \text{ мкм} = 0,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}$; угол $\theta = 0^\circ$, тогда $\cos \theta = \cos 0^\circ = 1$.

Тогда на границе нефть – пластовая вода

$$P_k = \frac{2 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 1}{0,1 \cdot 10^{-6}} = 4 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2 = 4 \cdot 10^5 \text{ Па} = 4 \text{ атм.}$$

Совершенно иной подход заключается в том, что условия моделирования остаточной воды определяются в соответствии расположением образца над уровнем водонефтяного контакта (ВНК). Считается, что именно современное положение породы над ВНК определяет такие величины капиллярного давления, которые существовали при формировании залежи. В последнем случае при моделировании остаточной воды рассчитанное капиллярное давление должно быть, очевидно, применимо ко всем образцам, находящимся на одинаковом расстоянии от ВНК, независимо от их коллекторских свойств.

С.Д. Пирсоном предложено следующее выражение для расчета капиллярного давления P_k :

$$P_k = gh\Delta\rho,$$

где g – ускорение силы тяжести; h – высота над границей раздела нефть – вода; $\Delta\rho$ – разность значений плотности воды и нефти.

В практической системе единиц

$$P_k = 0,1h\Delta\rho,$$

где P_k – кг/см², h – м, $\Delta\rho$ – г/см³.

Для условий $h = 40$ м, $\rho_v = 1,18$ г/см³, $\rho_n = 0,88$ г/см³ имеем $\Delta\rho = 0,3$ г/см³ и $P_k = 1,2$ кг/см² (атм.).

Оба рассмотренных подхода предполагают, что речь идет об остаточной водонасыщенности той части пласта, которая находится выше переходной зоны. Это вполне оправдано, так как анализ керна, отобранного на ИБР по ряду месторождений Западной Сибири, где фильтрацией раствора можно было пренебречь, показал повышенное содержание воды в породах переходной зоны пласта.

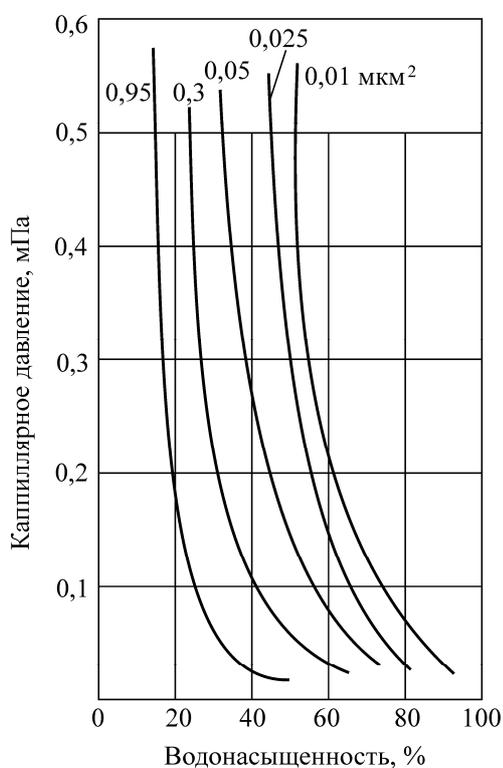


Рис. 7.2. Типичные кривые: «капиллярное давление – водонасыщенность» при вытеснении из керна воды воздухом

капиллярное давление – водонасыщенность» при вытеснении из керна воды воздухом

В лабораториях физики пласта для приближенной оценки объема остаточной воды широко применяется метод полупроницаемой мембраны.

При этом строится кривая зависимости «капиллярное давление – водонасыщенность» (рис. 7.2). Средние части кривых зависимости насыщенности порового пространства водой от капиллярного давления характеризуют степень однородности пор: чем ближе этот участок кривой, тем более однороден керн по составу пор.

Верхние отрезки кривых представляют собой вертикальные или почти вертикальные линии, так как оставшаяся вода прочно удерживается молекулярными и капиллярными силами и больше не вытесняется из керна с увеличением давления. Расстояние их от оси ординат принимается за содержание остаточной воды в породе, исходя из предположения, что при формировании залежи из породы могла быть вытеснена нефтью и газом только та вода, которую удалось извлечь из керна в процессе опыта.

Для оценки величины и строения переходной зоны кроме геофизических методов иногда используют экспериментальные усредненные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления (рис. 7.3).

Они позволяют приближенно определить распределение нефти и воды по вертикали, а также среднюю водонасыщенность переходной зоны пласта. При

этом исходят из предположения, что под действием капиллярных сил вода в поровых каналах пласта проникла до высоты, на которой капиллярное давление уравновесилось гидростатическим столбом воды, т. е. справедливо соотношение

$$P_k = gh(\rho_v - \rho_n),$$

где ρ_n и ρ_v – значения плотности пластовой воды и нефти соответственно; g – ускорение силы тяжести; h – высота над уровнем 100%-ного насыщения пор водой; P_k – капиллярное давление. Отсюда

$$h = \frac{P_k}{g(\rho_v - \rho_n)}.$$

Капиллярное давление P_k – функция водонасыщенности $P_k = f(s)$. Тогда

$$h = \frac{f(s)}{g(\rho_v - \rho_n)}.$$

Эта зависимость отличается от $P_k = f(s)$ только постоянным множителем, и, следовательно, кривая, выражающая зависимость водонасыщенности от высоты над уровнем воды, и зависимость $P_k = f(s)$ будут одинаковыми, если на оси ординат вместо P_k отложить соответствующее данному значению P_k расстояние от водонефтяного контакта h в необходимом масштабе. Используя эту кривую (см. рис. 7.3), где капиллярное давление P_k преобразовано в высоту столба h , которым уравновешивается данное капиллярное давление, можно приближенно оценить распределение воды и нефти по вертикали в переходной зоне, а также среднее содержание воды по всей толщине пласта. Так, например, среднее содержание воды в порах пласта в интервале от h_1 до h_2

$$S_{cp} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} \varphi(h) dh}{h_2 - h_1}.$$

Величину интеграла в этой формуле определяет площадь под кривой $s = \varphi(h)$ между соответствующими значениями h_1 и h_2 .

Зависимость остаточной воды от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС)

По результатам лабораторных исследований установлены устойчивые связи остаточной водонасыщенности с фильтрационно-емкостными свойствами образцов керна: проницаемостью (рис. 7.4), открытой пористостью (рис. 7.5)

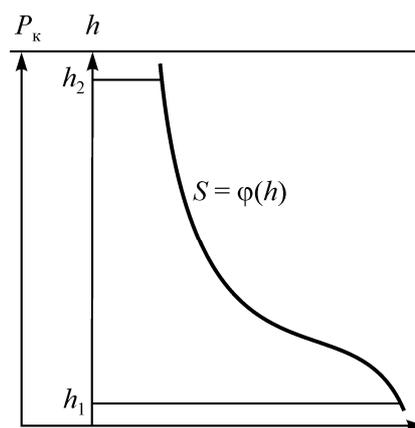


Рис. 7.3. Схема изменения водонасыщенности пород по вертикали

и комплексным параметром – квадратным корнем из отношения проницаемости к пористости (рис. 7.6).

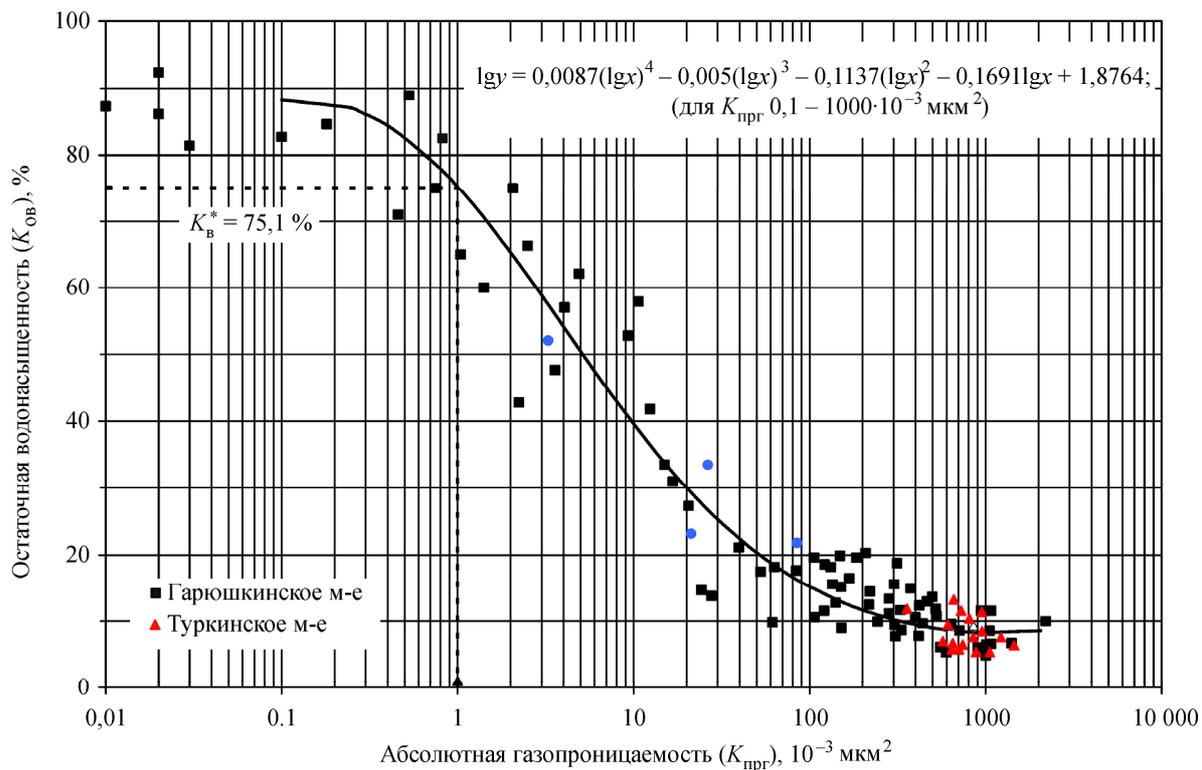


Рис. 7.4. Сопоставление остаточной водонасыщенности и газопровицаемости

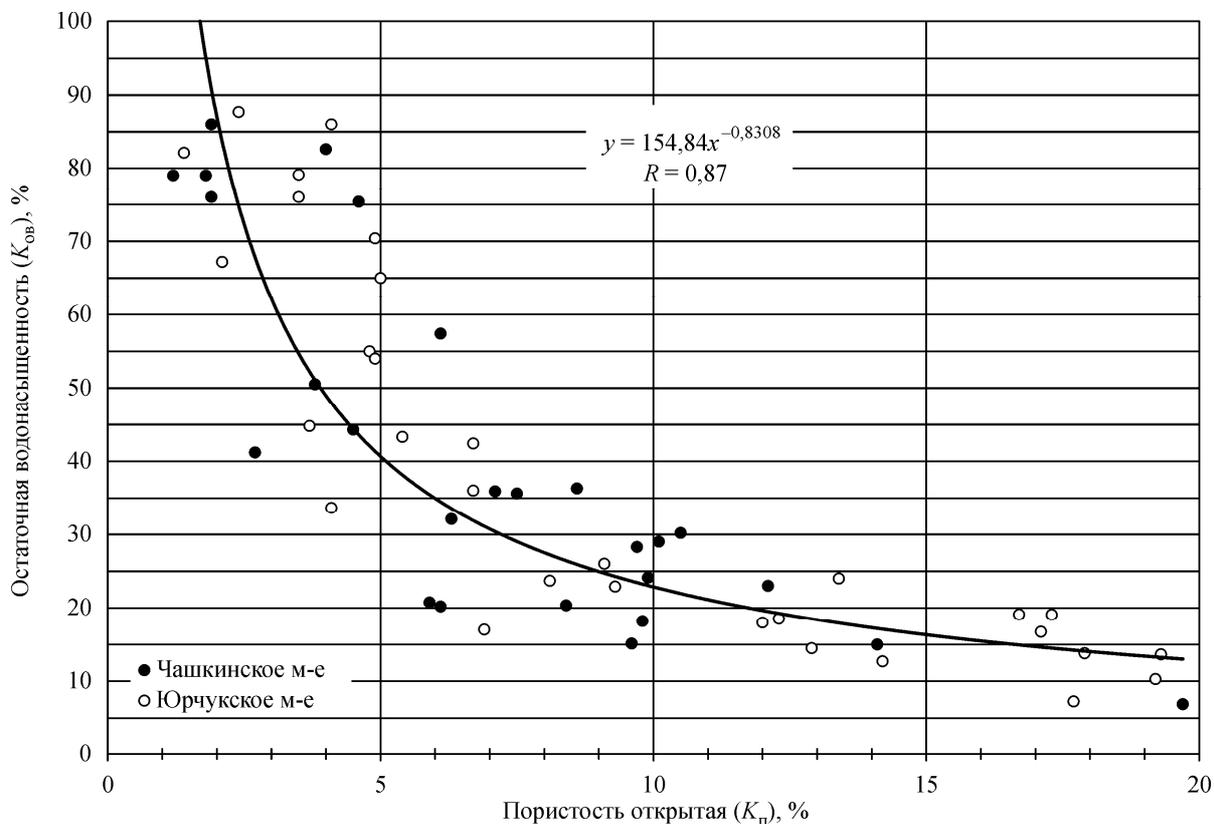


Рис. 7.5. Сопоставление остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) и открытой пористости ($K_{п}$) для турнейско-фаменских карбонатных отложений

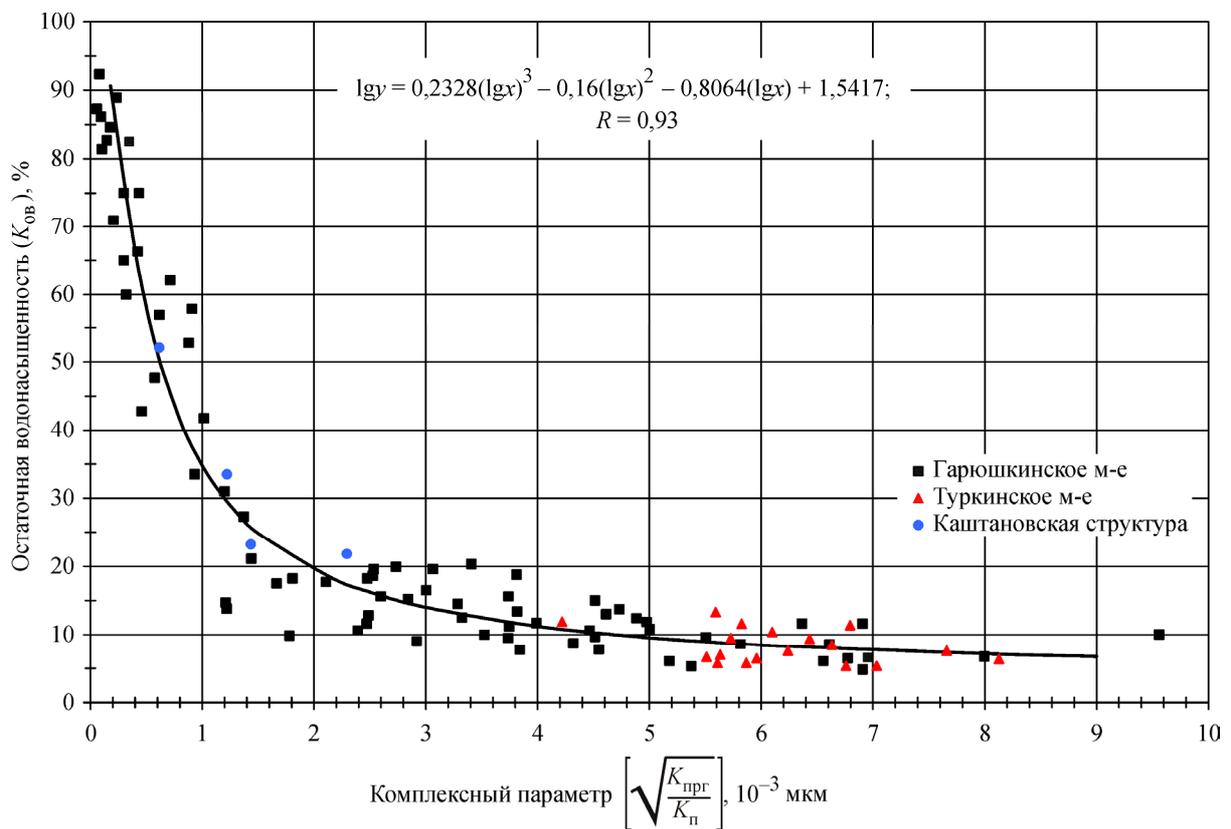


Рис. 7.6. Сопоставление остаточной водонасыщенности и комплексного параметра

Для определения нефтенасыщения пород необходимо знать количество *остаточной водонасыщенности* в пласте. Коэффициентом остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) называется отношение объема воды ($V_{ов}$) в породе при капиллярном давлении, соответствующем местоположению коллектора над уровнем ВНК, к объему пор ($V_{пор}$):

$$K_{ов} = \frac{V_{ов}}{V_{пор}}.$$

Измеряется остаточная водонасыщенность в процентах или долях единицы. Аналогично определение нефте- и газонасыщенности:

$$K_{н} = \frac{V_{н}}{V_{пор}} \cdot 100 \%, \quad K_{г} = \frac{V_{г}}{V_{пор}} \cdot 100 \%.$$

Тогда нефтенасыщенность

$$K_{н} = 1 - K_{ов} - K_{г}.$$

Практическая работа № 14

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ МЕТОДОМ ПОЛУПРОНИЦАЕМОЙ МЕМБРАНЫ

Цель работы. Моделирование остаточной водонасыщенности на групповом капилляриметре типа GCS-765 и В32-32, определение значения $K_{ов}$.

Наиболее обоснованным среди косвенных методов определения остаточной водонасыщенности является *метод капилляриметрии*, регламентируемый ОСТ 309-204–86. Он заключается в моделировании остаточной воды при вытеснении ее из образца воздухом. Образцы насыщаются пластовой водой, после чего помещаются на полупроницаемую мембрану в капилляриметр (рис. 1), в камере которого создается избыточное давление. Мембрана называется полупроницаемой, потому что, пропуская воду, не пропускает воздух. Оставшаяся в образце вода называется остаточной.

Описание прибора. В состав капилляриметра входят следующие основные блоки (рис. 2):

- блок подачи и контроля давления газа;
- камера для испытания образцов.



Рис. 1. Капилляриметры и блок подачи и контроля давления газа

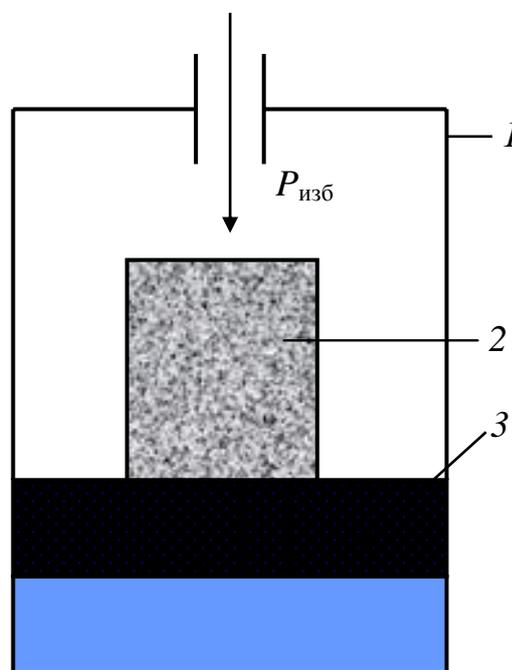


Рис. 2. Схема капилляриметра: 1 – корпус капилляриметра; 2 – образец; 3 – полупроницаемая мембрана

В камере (см. рис. 2) размещается основной элемент капилляриметра – полупроницаемая мембрана, тонкопористый диск из керамики. Важным параметром мембраны является давление начала прорыва, контролируемое размером самых крупных пор. Давление прорыва мембраны определяет максимальную величину капиллярного давления, которая может быть достигнута в опыте (до 1,5 МПа).

Необходимая аппаратура и принадлежности

- капилляриметр;
- весы лабораторные;
- баллон со сжатым воздухом.

Порядок выполнения работы

1. Высушивают экстрагированные образцы, доводят до постоянного веса, насыщают моделью пластовой воды под вакуумом; на каждом этапе проводят взвешивание образцов, результаты взвешивания заносят в журнал.

2. Образцы устанавливают в камеру капилляриметра, поместив между ними и мембраной смоченный водой бумажный фильтр.

3. Поднимают давление в системе до заданного и поддерживают его до прекращения вытеснения жидкости из образцов.

4. Сбрасывают давление в системе.

5. Извлекают образцы из камеры капилляриметра и взвешивают их.

6. Выполняют расчет коэффициента остаточной водонасыщенности для каждого образца по формуле

$$K_{\text{ов}} = \frac{P_3 - P_1}{P_2 - P_1} \cdot 100,$$

где P_1 – вес сухого проэкстрагированного образца, г; P_2 – вес насыщенного водой образца в воздухе, г; P_3 – вес образца с остаточной водой после капилляриметра, г.

7. Оформляют результат в виде таблицы:

Результаты исследований

Номер образца	Вес образца, г			$K_{\text{ов}}, \%$
	P_1 сухого	P_2 насыщенного водой	P_3 с остаточной водой	

Контрольные вопросы

1. Что такое остаточная водонасыщенность?
2. Для чего важно знать остаточную водонасыщенность?
3. Чему равна начальная нефтенасыщенность?
4. Прямые и косвенные методы определения остаточной водонасыщенности.
5. Принцип полупроницаемой мембраны.

Практическая работа № 15

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ

Цель работы. Определение коэффициента начальной водонасыщенности образцов горных пород-коллекторов с использованием метода центрифугирования.

Величину остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях можно оценить, используя метод центрифугирования. Метод основан на вытеснении воды центробежными силами, возникающими при вращении образца в центрифуге.

Вытеснению воды из породы препятствуют капиллярные силы, возникающие на границе раздела двух фаз – вытесняемой и вытесняющей. Сначала при малых оборотах ротора жидкость вытесняется из крупных капилляров. В дальнейшем с увеличением числа оборотов создаваемый перепад давления позволяет преодолевать все большую величину капиллярного давления и вытеснять воду из капилляров меньшего размера.

С некоторого момента повышение числа оборотов ротора практически перестает влиять на количество оставшейся в породе воды (рис. 1). Эту воду и считают остаточной.

Капиллярное давление, развиваемое при центрифугировании в угловом роторе, рассчитывается по формуле Б.И. Тульбовича, А.В. Берлина:

$$P_k = P_c = 1,11 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta \rho n^2 \left(R_{ц} \cdot \frac{L}{4} + \frac{L^2}{9} \right),$$

где P_k , P_c – значения капиллярного и центробежного давления соответственно, Па; $\Delta \rho$ – разница значений плотности воды, которой насыщен образец, и среды, в которой вращается образец, кг/м³; n – частота вращения ротора центрифуги, об/мин; $R_{ц}$ – радиус вращения центра масс образца горной породы в стакане, м; L – длина образца, м.

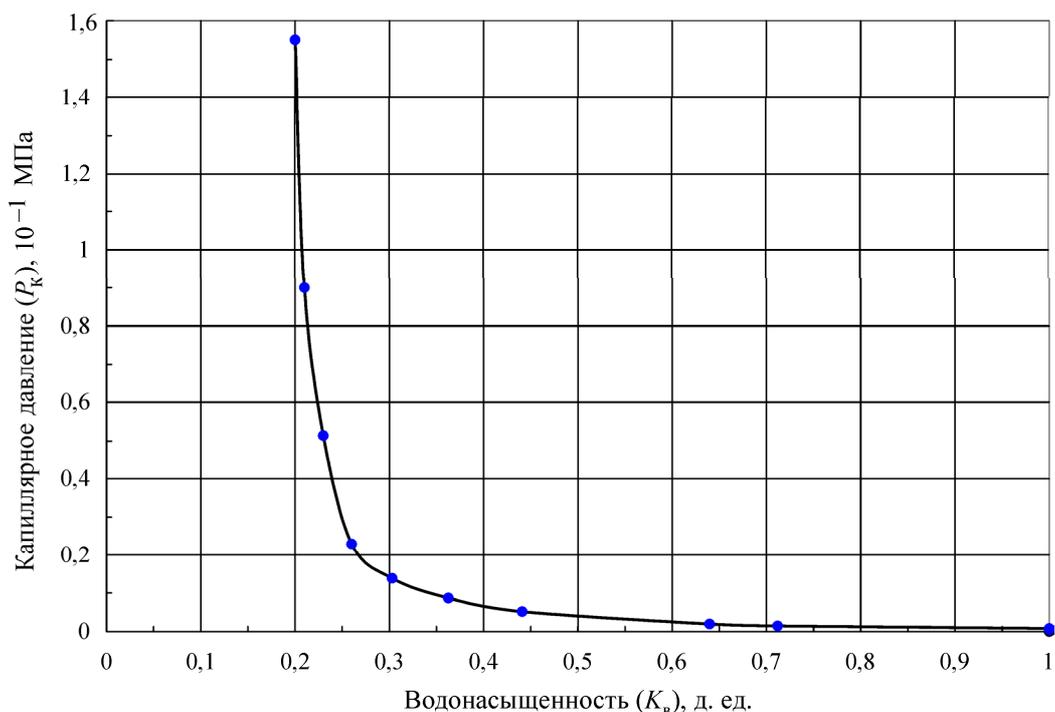


Рис. 1. Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности

В случае, когда водонасыщенность моделируется 4-нормальным раствором NaCl и образцы вращаются в воздухе, $\sigma = 72$ мН/м; $\cos\theta = 0,707$; $R_0 = 0,58$ м; $\rho_{\text{возд}} = 1,29$ кг/м³.

Описание установки. Установка состоит из лабораторной центрифуги типа РС-6 периодического действия, стационарной, с частотой вращения вала до 6000 об/мин, с угловым ротором и специальными стаканами для зерна. Электрическая схема установки позволяет плавно регулировать обороты ротора в диапазоне от 500 до 6000 об/мин, термостатировать объем рабочей камеры в пределах от 0 до +30 °С, работать в режиме автоматического отключения привода и создавать электромагнитное торможение ротора.

Порядок выполнения работы

1. Определяют массу (M_0) предварительно экстрагированного и высушенного при 102–105 °С образца.
2. Производят насыщение образца под вакуумом моделью пластовой воды, предварительно определив ареометром ее плотность, в течение 10 мин.
3. Определяют массу (M_1) насыщенного водой образца. Заносят исходные данные в табл. 1.

Исходные данные исследований

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Единица измерения	Результаты исследования
1	Длина керна	L	м	
2	Масса сухого образца	M_0	г	
3	Масса насыщенного образца в воздухе	M_1	г	
4	Плотность раствора	ρ	кг/м ³	
5	Плотность воздуха	$\rho_{\text{воз}}$	кг/м ³	1,293
6	Радиус вращения центра масс образца	$R_{\text{ц}}$	м	

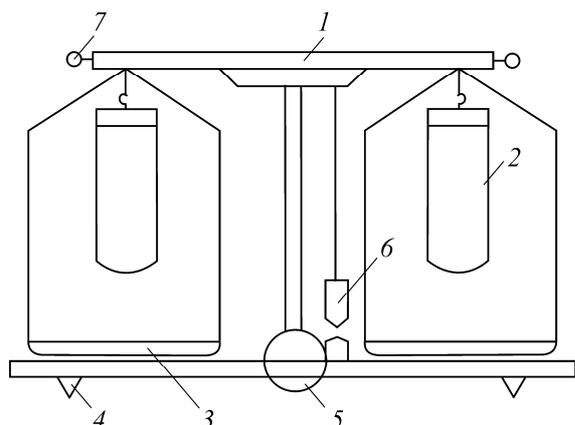


Рис. 2. Весы для уравнивания стаканчиков с образцами

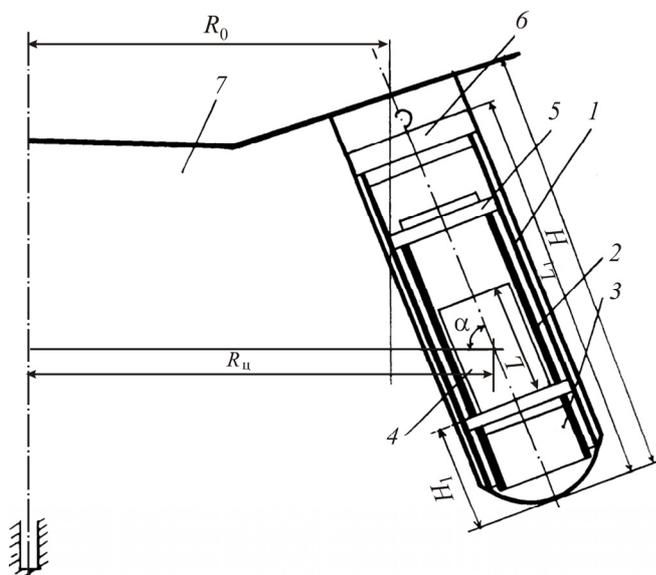


Рис. 3. Схема установки стакана с образцом горной породы в угловом роторе центрифуги: 1 – корпус стакана; 2 – центратор; 3 – перфорированная подставка под образец; 4 – образец горной породы; 5 – подставка под разновес; 6 – крышка с крючком; 7 – корпус углового ротора

4. Устанавливают образцы в стаканы центрифуги. Стаканы с образцами керна уравнивают с помощью весов (рис. 2).

Уравнивание осуществляется с помощью специальных разновесов, которые следует засыпать на подставку 5 в стакане 1 (рис. 3).

Количество стаканов в центрифуге должно быть обязательно четным – 2, 4, 6, 8.

5. Устанавливают уравновешенные на весах стаканы с образцами в противоположные от центра наклонные отверстия углового ротора центрифуги (для балансировки последнего согласно инструкции к центрифуге), как показано на рис. 3.

6. Включают центрифугу. Изменяют режимы центрифугирования, устанавливая различные скорости вращения ротора. Время каждого режима – 25–30 мин.

7. После окончания каждого режима образец взвешивают на весах, определяют его массу (M_2).

8. Рассчитывают водонасыщенность K_v на каждом режиме центрифугирования по формуле

$$K_{\text{в}} = \frac{M_2 - M_0}{M_1 - M_0}.$$

9. Заносят полученные данные в итоговую табл. 2.

Таблица 2

Расчет водонасыщенности и капиллярного давления

Число оборотов ротора n , об/мин	Масса образца после i -го режима центрифугирования, г	Водонасыщенность ($K_{\text{в}}$) после i -го режима центрифугирования, д. ед.	Давление центрифугирования $P_{\text{к}}$, 10^{-1} Па

10. При стабилизации значений водонасыщенности $K_{\text{в}}$ эксперимент прекращают, центрифугу останавливают.

11. Строят зависимость капиллярного давления $P_{\text{к}}$ от водонасыщенности $K_{\text{в}}$ (см. рис. 1).

Контрольные вопросы

1. Дать определение коэффициента начальной водонасыщенности.
2. Дать определение коэффициента остаточной водонасыщенности.
3. Какие существуют методы для определения количества остаточной воды в образце горной породы?
4. В чем преимущества и недостатки метода центрифугирования при определении количества начальной/остаточной водонасыщенности?
5. Как связана величина остаточной воды с величиной капиллярного давления в методе центрифугирования?
6. Значение насыщенности горных пород в нефтепромысловом деле.
7. Чем отличается обводненность от водонасыщенности?

Практическая работа № 16

ИЗМЕРЕНИЕ КИСЛОТНОСТИ, ОБЩЕГО СОЛЕСОДЕРЖАНИЯ, СОЛЕННОСТИ, УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ, УДЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ ВОДНОГО РАСТВОРА С ПОМОЩЬЮ ПРИБОРА SEVEN MULTI

Цель работы. Измерение рН, общего солесодержания, солёности, удельной электропроводности, удельного сопротивления раствора.

Теоретическая часть

Распад молекул различных веществ в растворах называется *электролитической диссоциацией*. Часть молекул воды под влиянием слабого электричества также распадается на ионы, которые обозначаются Н⁺ (свободные водородные ионы) и ОН⁻ (гидроксильная группа). Когда содержание тех и других равно, говорят, что вода имеет нейтральную реакцию. В такой воде диссоциирует одна молекула на каждые 10 млн, или одна на 10⁷. Степень берется за показатель кислотно-щелочного равновесия, обозначается рН и вычисляется как логарифм концентрации ионов водорода, взятый с обратным знаком, т.е. рН = -log (Н⁺). У нейтральной воды рН = 7, а нейтральной называется вода, в которой либо вообще нет кислот и щелочей, либо они присутствуют в ней в равном количестве. В воде, содержащей щелочи (в состав которых входит группа ОН), концентрация ионов водорода будет меньше и показатель рН начнет возрастать, а если в воде есть кислоты (в состав которых входит Н), то снижаться. Шкала показателей рН представляет собой прямую линию от 0 до 14, где рН нейтральной воды находится посередине. Влево от него идут кислые воды, вправо – щелочные.

Удельное электрическое сопротивление вещества Ω – величина, численно равная сопротивлению проводника длиной, равной единице длины, и площадью поперечного сечения, равной единице площади, – Ом·м (Ом·см).

Удельная электрическая проводимость вещества g – величина, обратная удельному электрическому сопротивлению:

$$g = 1/\rho.$$

Размерность g – сименс на метр (S/m, См/м).

Под измерением *общего солесодержания* понимается общее содержание солей в растворе, прошедшем через фильтр с размером пор 0,45 мк. В эту категорию обычно попадают следующие ионы: карбонат-анион, бикарбонат-анион, хлорид-анион, сульфат-анион, фосфат-анион, нитрат-анион, катионы кальция, магния, натрия, органические ионы и некоторые другие ионы.

Общее солесодержание рассматривается как критическая величина для поддержания жизни в воде, поскольку для существования водных организмов

необходима определенная концентрация ионов в воде. Общее солесодержание может также использоваться для определения качества питьевой воды.

Соленость S_{ppt} раствора в единицах ppt при температуре от $10\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 31\text{ }^{\circ}\text{C}$. 1 ppt – это кубический сантиметр (он же мл) на кубический метр (cm^3/m^3).

Рассчитывается по формуле

$$S_{ppt} = -0,089\ 96 + 28,292\ 972\ 9R + 12,808\ 32R^2 - 10,678\ 69R^3 + 5,986\ 24R^4 - 1,323\ 11R^5,$$

$$R = R_T + 10^{-5}R_T(R_T - 1)(T - 15)[96,7 - 72,0R_T + 37,3R_T^2 - (0,63 + 0,21R_T^2)(1 - 15)],$$

где C_{sample} – удельная электропроводность (УЭП) измеряемого раствора; $C = 42,914$ мСм/см УЭП копенгагенского стандарта морской воды; $R_T = C_{sample}(T)C(T)$.

Плотность пластовых вод возрастает с увеличением концентрации солей и в связи с широким изменением минерализации может быть различной. Известны рассолы, насыщающие породы, плотность которых достигает $1,45\text{ г/см}^3$ при концентрации солей $0,64\text{ г/см}^3$. Приблизительная зависимость плотности воды ρ_B от количества растворенного минерального вещества Q приведена в табл. 1.

Таблица 1

Зависимость плотности воды ρ_B от количества растворенного минерального вещества Q

ρ_B при $15,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, г/см^3	1,02	1,04	1,06	1,08	1,1	1,12	1,14
Q , г/л	27,5	55,4	83,7	113,2	143,5	175,8	210,0

Разработка многих нефтяных и газовых месторождений серьезно осложнена выпадением неорганических солей из попутно извлекаемой воды в нефтепромысловом оборудовании и на различных участках пласта.

Основные компоненты в большинстве отложений: карбонат кальция (CaCO_3), сульфат кальция (гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит CaSO_4), сульфат бария (BaSO_4). В значительных количествах в составе отложений имеются различные примеси: сульфат стронция (SrSO_4), карбонат стронция (SrCO_3), карбонат бария (BaCO_3), карбонат магния (MgCO_3), хлорид натрия, сульфат радия. Встречаются механические примеси, продукты коррозии (окислы железа Fe_2O_3 , сульфид железа FeS_2) и др. В призабойной зоне нагнетательных скважин в составе неорганических осадков часто встречаются продукты жизнедеятельности бактерий.

Описание прибора. Комбинированный измеритель SEVEN MULTI (рисунок) состоит из электронного блока с дисплеем, двух измерительных электродов и подставки для электродов. Измерительный электрод, расположенный слева (с черным шнуром), измеряет степень рН, а также значения абсолютной и относительной ЭДС (mV). Измерительный электрод, расположенный справа (с белым шнуром), измеряет удельную электропроводность (Cm/m), величину общего содержания (mg/l), соленость раствора (S_{ppt}) и удельное сопротивление (Ω , Ом·м).



Рис. Описание прибора SEVEN MULTI

Порядок выполнения работы

1. Подготавливают для измерения три пробы, каждая объемом по 5 мл:
 - дистиллированной воды;
 - пластовой воды;
 - водопроводной воды.

Подготавливают стакан емкостью 200 мл с дистиллированной водой для промывки электродов.

2. Клавишей On/Off включают прибор SEVEN MULTI. На дисплее прибора появится два окна: левое окно – для измерения рН и ЭДС, правое – для измерения содержания, солености, удельного электрического сопротивления и удельной электропроводности.

3. Подготавливают прибор для замера рН:

- погружают левый измерительный электрод в измеряемую пробу воды;
- клавишей Left переводят дисплей из двух на одно окно для измерения рН, нажимают клавишу Mode, в появившемся меню выбирают режим измерения рН;

- клавишей Read производят замер рН;

- промывают электрод в дистиллированной воде.

4. Чтобы подготовить прибор для замера удельной электропроводности, удельного сопротивления, общего солесодержания и солености, переходят на два окна. Для этого нажимают клавишу Dual:

- клавишей Right переводят дисплей на одно окно, нажимают клавишу Mode, в появившемся на экране меню выбирают режим измерения Cond. (удельная электропроводность);

- клавишей Read производят замер удельной электропроводности (См/м);

- нажимают клавишу Mode, в появившемся на экране меню выбирают режим измерения TDS (общее солесодержание);

- клавишей Read производят замер общего солесодержания (мг/л);

- клавишей SAL определяют соленость (ppt);

- клавишей Res определяют удельное сопротивление;

- клавишей Read производят замер удельного сопротивления (Ω , Ом·м);

- проводят замеры всех трех проб жидкостей;

- сравнивают качество водопроводной воды, исходя из допустимой санитарной нормы общего солесодержания – 1349,5 мг/л.

5. Все данные заносят в табл. 2.

Таблица 2

Данные исследований

Измеряемые параметры	Вода		
	Пластовая	Дистиллированная	Водопроводная
Показатель степени рН			
Удельная электропроводность, См/м			
Общее солесодержание, мг/л			
Соленость, ppt			

Обработка результатов

1. Проводят сравнение полученных результатов дистиллированной, пластовой и водопроводной воды.

2. Проводят анализ результатов пластовой воды в сравнении с дистиллированной водой по солесодержанию, солености и другим параметрам.

Контрольные вопросы

1. Содержание каких солей определяется общим солесодержанием раствора?
2. Чем отличается соленость раствора от общего солесодержания?

Тема 17. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И НЕФТЕЙ

Состав и физико-химические свойства углеводородных газов

Углеводородные газы – это вещества, которые при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии.

Углеводородные газы в зависимости от состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях – газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей. Газ обычно расположен в газовой шапке в повышенной части пласта.

Если газовая шапка в нефтяной залежи отсутствует (это возможно при высоком пластовом давлении или особом строении залежи), то весь газ залежи растворен в нефти. Этот газ будет по мере снижения давления выделяться из нефти при разработке месторождения. Он будет называться попутным газом.

В пластовых условиях все нефти содержат растворенный газ. Чем выше давление в пласте, тем больше растворенного газа в нефти.

Давление, при котором из нефти начинает выделяться газ, называется *давлением насыщения*. Оно определяется составом нефти и газа и температурой в пласте.

От давления насыщения зависит *газовый фактор* – количество газа (м^3), содержащееся в 1 м^3 нефти.

Газы могут находиться в пласте в трех состояниях: свободном, сорбированном, растворенном.

Компоненты природного газа

Поскольку газы могут добываться из чисто газовых, газоконденсатных, чисто нефтяных и газогидратных месторождений, состав у них различен. Но в основе любого газа лежат гомологи метана $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$. Кроме того, в газах могут присутствовать: азот, окись углерода CO_2 , сероводород H_2S , меркаптаны, а также редкоземельные инертные газы, такие как гелий, криптон, аргон, ксенон.

Добываемые газы могут находиться в газовом состоянии, жидком и в виде твердых веществ.

Смесь таких газов, как метан, этан, этилен (C_2H_4), при $P = 1$ атм. и нормальных температурах называется сухим газом.

Смесь пропана, пропилена, изобутана (C_4H_{10}), бутилена (C_4H_8), которые при повышенных значениях давления – жидкости, называется жидким газом.

Смесь следующей группы углеводородов уровня изопентана $i-C_5H_{12}$, которые находятся в жидком состоянии, называется газовым бензином.

Физическое состояние последней группы углеводородов ряда от $C_{18}H_{38}$ при нормальных условиях твердое.



Жидкий конденсат представляет собой смесь большого числа тяжелых углеводородов, из которых можно выделить бензиновую, лигроиновую, керосиновую фракции (иногда из них можно выделить более тяжелые масляные фракции).

Химический состав углеводородных газов

Углеводородные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, состоят из углеводородных компонентов ($CH_4-C_{22}H_{46}$), а также неуглеводородных компонентов ($H_2S, N_2, CO, CO_2, Ar, H_2, He$).

При нормальных и стандартных условиях в газообразном состоянии существуют только углеводороды C_1-C_4 . Углеводороды C_5 и выше в нормальных условиях находятся в жидком состоянии.

Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, содержат более 95 % метана (табл. 7.1), из газоконденсатных месторождений – до 90 % (табл. 7.2).

Газы, добываемые вместе с нефтью (попутный газ), представляют собой смесь метана, этана, пропан-бутановой фракции (сжиженного газа) и газового бензина. Содержание метана – около 35–85 %. Содержание тяжелых углеводородов в попутном газе 20–40 %, реже – до 60 % (табл. 7.3).

$$k_{\text{сух}} = \frac{CH_4}{\sum \text{Тяж. УВ}} \cdot 100 \%$$

Под *тяжелыми УВ* понимаются углеводороды от этана (C_2H_6) и выше.

Тяжелым нефтям свойственны сухие нефтяные газы (с преобладанием метана).

Таблица 7.1

Химический состав газа газовых месторождений, об. %

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	Относительная плотность
Северо-Ставропольское	98,9	0,29	0,16	0,05	–	0,4	0,2	0,56
Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,1	0,05	0,78	1,15	0,58
Медвежье	98,78	0,1	0,02	–	–	1,0	0,1	0,56

Содержание метана на газоконденсатных месторождениях 75–95 % (см. табл. 7.2).

Таблица 7.2

Химический состав газа газоконденсатных месторождений, об. %

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	Относительная плотность
Вуктыльское	74,80	7,70	3,90	1,80	6,40	4,30	0,10	0,882
Оренбургское	84,00	5,00	1,60	0,70	1,80	3,5	0,5	0,680
Ямбургское	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,26	0,94	0,713
Уренгойское	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	0,707

Таблица 7.3

Химический состав газа нефтяных месторождений (попутного газа), об. %

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	Относительная плотность
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	1,181
Ромашкинское	38,38	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	1,125
Самотлорское	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	1,010
Узеньское	50,2	20,2	16,8	7,7	3,0	2,3	–	1,010

Легким нефтям свойственны жирные газы:

$$k_{\text{жирн}} = \frac{\sum \text{Тяж.УВ}}{\text{CH}_4} \cdot 100 \%$$

Физические свойства углеводородных газов

Нефтяной газ при нормальных условиях – неполярная, аддитивная система (смесь компонентов от C_1 до C_4). Следовательно, к нему при нормальных условиях применимы аддитивные методы расчетов физико-химических и технологических параметров ($\Pi_{см}$) по формуле

$$\Pi_{см} = \sum_{i=1}^n \Pi_i g_i (N_i, V_i),$$

где g_i – весовая доля; N_i – мольная доля; V_i – объемная доля; Π_i – параметр i -го компонента.

Плотность смеси газов рассчитывается следующим образом:

$$\rho_{см} = \sum \rho_i N_i.$$

При нормальных условиях плотность газа $\rho_r = M_i/22,414$.

Нефтяной газ представлен в виде смеси углеводородов, поэтому для оценки его физико-химических свойств необходимо знать, как выражается состав смеси.

Массовая доля (g_i) – отношение массы i -го компонента, содержащегося в системе к общей массе системы:

$$g_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}; \quad \sum g_i = 1.$$

Молярная (мольная) доля (N_i) – отношение числа молей i -го компонента к общему числу молей в системе:

$$N_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; \quad \sum N_i = 1;$$

$$n_i = \frac{m_i}{M_i},$$

где m_i – масса i -го компонента; M_i – молекулярный вес.

$$g_i = \frac{N_i M_i}{\sum N_i M_i}; \quad N_i = \frac{g_i}{M_i} \cdot \frac{1}{\sum \frac{g_i}{M_i}}.$$

Объемная доля (V_i) – доля, которую занимает компонент в объеме системы:

$$V_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} = \frac{g_i}{\rho_i} \cdot \frac{1}{\sum \frac{g_i}{\rho_i}} = \frac{N_i M_i}{\rho_i} \cdot \frac{1}{\sum \frac{N_i M_i}{\rho_i}}.$$

Для идеального газа соблюдается соотношение $V_i = N_i$.

Молекулярная масса смеси рассчитывается следующим образом:

$$M_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n M_i N_i; \quad M_{\text{см}} = \frac{100}{\sum \frac{g_i}{M_i}}.$$

Относительная плотность газа по воздуху

$$\rho_{\text{см}}^{\circ} = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{возд}}}.$$

Для нормальных условий $\rho_{\text{см}}^{\circ} \approx 1,293$; для стандартных условий $\rho_{\text{см}}^{\circ} \approx 1,205$.

Если плотность газа задана при атмосферном давлении (0,1013 МПа), то пересчет ее на другое давление (при той же температуре) для идеального газа производится по формуле

$$\rho = \frac{\rho_0 \cdot P}{P_{\text{атм}}}.$$

Парциальное давление было введено для идеального газа.

Смесь идеальных газов характеризуется свойством аддитивности и свойством парциальности объемов идеальных газов. Каждый газ в смеси ведет себя так, будто он один.

Парциальное давление компонента – давление, которое оказывает данный компонент при удалении из объема других компонентов.

Парциальный объем – объем, который занимал бы данный компонент при удалении из объема остальных компонентов при постоянном давлении и постоянной температуре.

Смеси идеальных газов характеризуются аддитивностью парциального давления и парциальных объемов.

Для идеальных газов давление смеси равно сумме значений парциального давления компонентов (*закон Дальтона*):

$$P = \sum_{i=1}^n p_i,$$

где P – давление смеси газов; p_i – парциальное давление i -го компонента в смеси, или

$$p_i = N_i P;$$

$$\sum p_i = P \sum N_i, \quad \text{где} \quad \sum N_i = 1,$$

т.е. парциальное давление газа в смеси равно произведению его молярной доли в смеси на общее давление смеси газов.

Аддитивность парциальных объемов компонентов газовой смеси выражается *законом Амага*:

$$V = \sum_{i=1}^n V_i,$$

или

$$V_i = N_i V,$$

где V – объем смеси газов; V_i – объем i -го компонента в смеси,

Для определения многих физических свойств природных газов используется *уравнение состояния*.

Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами, описывающими изменение состояние вещества. В качестве таких параметров используется давление, температура, объем.

Состояние газа при стандартных условиях характеризуется уравнением состояния *Менделеева – Клайперона*:

$$PV = QRT; \quad (7.1)$$

где P – абсолютное давление, Па; V – объем, м³; Q – количество вещества, кмоль; T – абсолютная температура, К; R – универсальная газовая постоянная, Па·м³/(кмоль·град).

У этого уравнения есть свои граничные условия. Оно справедливо для идеальных газов при нормальном (1 атм.) и близком к нормальному давлению (10–12 атм.).

При повышенном давлении газ сжимается. За счет направленности связи С–Н происходит перераспределение электронной плотности, и молекулы газов начинают притягиваться друг к другу.

Для учета этого взаимодействия в уравнение (7.1) вводится *коэффициент сверхсжимаемости* z , предложенный голландским физиком Ван-дер-Ваальсом, учитывающий отклонения реального газа от идеального состояния:

$$PV = zQRT,$$

где Q – количество вещества, моль.

Физический смысл коэффициента сверхсжимаемости заключается в расширении граничных условий уравнения Клайперона – Менделеева для высоких значений давления.

Коэффициент z зависит от давления и температуры, природы газа (критического давления и температуры).

Критическое давление – давление, при котором газообразный углеводород переходит в жидкое состояние.

Критическая температура – температура, при которой жидкий углеводород переходит в газообразное состояние.

Приведенными параметрами индивидуальных компонентов называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа отклоняются от критических:

$$T_{\text{привед}} = \frac{T}{T_{\text{ср.привед}}}, \quad \text{где} \quad T_{\text{ср.привед}} = \sum_{i=1}^n N_i T_{i\text{крит}};$$

$$P_{\text{привед}} = \frac{P}{P_{\text{ср.привед}}}, \quad \text{где} \quad P_{\text{ср.привед}} = \sum_{i=1}^n N_i P_{i\text{крит}};$$

$$\rho_{\text{привед}} = \frac{\rho}{\rho_{\text{крит}}}, \quad z_{\text{привед}} = \frac{z}{z_{\text{крит}}}, \quad V_{\text{привед}} = \frac{V}{V_{\text{крит}}}.$$

Существуют графики, эмпирические формулы и зависимости для оценки коэффициента сверхсжимаемости от приведенных значений давления и температуры.

Зная коэффициент сверхсжимаемости, можно найти объем газа в пластовых условиях по закону *Бойля – Мариотта*:

$$V_{\text{пл}} = z \frac{V_o T_{\text{пл}} P_o}{T_o P_{\text{пл}}}.$$

Объемный коэффициент В газа используется при пересчете объема газа в нормальных условиях на пластовые условия и наоборот (например, при подсчете запасов):

$$B = \frac{V_{\text{пл}}}{V_o} = \frac{T_{\text{пл}} P_o}{P_{\text{пл}} T_o}.$$

Вязкость газа – свойство газа оказывать сопротивление перемещению одной части газа относительно другой.

Различают *динамическую вязкость* μ и *кинематическую вязкость* ν . Кинематическая вязкость учитывает влияние силы тяжести.

Динамическая вязкость зависит от средней длины пробега молекул газа и от средней скорости движения молекул газа:

$$\mu = \frac{\rho \bar{\nu} \bar{\lambda}}{3},$$

где ρ – плотность газа; $\bar{\lambda}$ – средняя длина пробега молекулы; $\bar{\nu}$ – средняя скорость молекул.

Кинематическая вязкость природного газа при нормальных условиях невелика и не превышает 0,01 сП (сантипуаза).

Динамическая вязкость газа увеличивается с ростом температуры (при повышении температуры увеличивается средняя скорость и длина пробега молекул), однако при давлении более 3 МПа вязкость с ростом температуры начинает снижаться. От давления вязкость газа практически не зависит (снижение скорости и длины пробега молекул при увеличении давления компенсируется ростом плотности).

Растворимость газов в нефти и воде

От количества растворенного в пластовой нефти газа зависят все ее важнейшие свойства: вязкость, сжимаемость, термическое расширение, плотность и т.д.

Распределение компонентов нефтяного газа между жидкой и газообразной фазами определяется закономерностями процессов растворения. Способность газа растворяться в нефти и воде имеет большое значение на всех этапах разработки месторождений – от добычи нефти до процессов подготовки и транспортировки.

Процесс растворения для идеального газа при небольших значениях давления и температуры описывается законом Генри:

$$V_{\Gamma} = \alpha P V_{\text{ж}}, \text{ или } \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{ж}}} = KP,$$

где $V_{\text{ж}}$ – объем жидкости-растворителя; α – коэффициент растворимости газа; V_{Γ} – количество газа, растворенного при данной температуре; P – давление газа над поверхностью жидкости; K – константа Генри, $K = f(\alpha)$.

Коэффициент растворимости газа α показывает, какое количество газа растворяется в единице объема жидкости при данном давлении:

$$\alpha = \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{ж}} P}.$$

Коэффициент растворимости зависит от природы газа и жидкости, давления, температуры.

Если пластовое давление меньше давления насыщения, то часть газа находится в свободном состоянии (залежь имеет газовую шапку). Если пластовое давление больше давления насыщения, то говорят, что нефть «недонасыщена» газом и весь газ растворен в нефти.

Природа воды и углеводородов различается, а следовательно, углеводородная составляющая нефтяного газа растворяется в воде хуже, чем в нефти.

Неуглеводородные компоненты нефтяного газа, такие как CO , CO_2 , H_2S , N_2 , растворяются в воде лучше. Например, пластовая вода сеноманского горизонта очень газирована (5 м³ газа CO и CO_2 на 1 т воды).

С повышением давления растворимость газа растет, а с повышением температуры падает. Растворимость газа зависит также от минерализации воды.

Разные компоненты нефтяного газа обладают разной способностью растворяться в жидкостях, причем с увеличением молекулярной массы газового компонента растет коэффициент растворимости.

Количество выделившегося из нефти газа зависит не только от содержания газа в нефти, но и от способа дегазирования. Различают *контактное разгазирование*, когда выделившийся газ находится в контакте с нефтью, и *дифференциальное разгазирование*, когда выделившийся из нефти газ непрерывно отводится из системы.

Строгое соблюдение условий дифференциального дегазирования затруднено, поэтому используется многократное (ступенчатое) дегазирование.

В процессе добычи нефти встречаются оба способа дегазирования. В начальные периоды снижения давления от давления насыщения, когда газ еще неподвижен относительно нефти, происходит контактное разгазирование. В последующий период, по мере выделения газа из нефти, газ быстрее движется к забою скважины, происходит дифференциальное разгазирование.

Коэффициент разгазирования – количество газа, выделившегося из единицы объема нефти при снижении давления на единицу.

При движении газа по пласту наблюдается *дроссельный эффект* – уменьшение давления газового потока при его движении через сужения в каналах. При этом наблюдается изменение температуры. Интенсивность изменения температуры при изменении давления характеризуется *коэффициентом Джоуля – Томсона*:

$$\Delta T = \alpha \Delta P,$$

где ΔT – изменение температуры; α – коэффициент Джоуля – Томсона (зависит от природы газа, давления, температуры); ΔP – изменение давления.

Состав и физико-химические свойства нефтей

Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, преимущественно углеводородов и их производных. Вследствие изменчивости химического состава физико-химические свойства нефтей различных месторождений и даже различных пластов одного месторождения отличаются большим разнообразием.

По консистенции нефти различаются от легкоподвижных до высоковязких (почти нетекучих) или застывающих при нормальных условиях. Цвет нефтей меняется от зеленовато-бурого до черного.

В нефти в основном содержатся следующие классы углеводородов:

Парафиновые углеводороды (алканы) – насыщенные (предельные) углеводороды с общей формулой C_nH_{2n+2} . Содержание в нефти 30–70 %. Различают

алканы нормального (н-алканы) и изостроения (изоалканы). В нефти присутствуют газообразные алканы C_2-C_4 (в виде растворенного газа), жидкие алканы C_5-C_{15} (основная масса жидких фракций нефти) и твердые алканы $C_{17}-C_{53}$, которые входят в тяжелые нефтяные фракции и известны как *парафины* и *церезины*.

Нафтеновые углеводороды (циклоалканы) – насыщенные алициклические углеводороды с общей формулой C_nH_{2n} , C_nH_{2n-2} (бициклические) или C_nH_{2n-4} (трициклические). В нефти присутствуют в основном пяти- и шестичленные нафтены. Содержание в нефти 25–75 %. Содержание нафтенов растет по мере увеличения молекулярной массы нефти.

Ароматические углеводороды – соединения, в молекулах которых присутствуют циклические полисопряженные системы. К ним относятся бензол и его гомологи, толуол, фенантрен и др. Содержание в нефти 10–15 %.

Гетероатомные соединения – углеводороды, в состав молекул которых входят кислород, азот, сера, металлы. К ним относятся: смолы, асфальтены, меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены, порфирины, фенолы, нафтеносы кислоты. Подавляющая часть гетероатомных соединений содержится в наиболее высокомолекулярных фракциях нефти, которые обычно называют смолисто-асфальтовыми веществами. На их долю приходится до 15 %.

Фракционный состав нефти отражает содержание соединений, выкипающих в различных интервалах температур. Нефти выкипают в очень широком интервале температур – 28–550 °С и выше. Различают следующие фракции нефти:

- 28–180 °С – широкая бензиновая фракция;
- 120–240 °С – керосиновая фракция (150–240 °С – осветительный керосин; 140–200 °С – уайт-спирт);
- 140–340 °С – дизельная фракция (180–360 °С – летнее топливо);
- 350–500 °С – широкая масляная фракция;
- 380–540 °С – вакуумный газойль.

Нефти могут содержать в своем составе химические вещества кислород (O_2), а также серу (S). Они оказывают существенное влияние на границу раздела фаз.

С ними связаны следующие процессы:

- образование эмульсий;
- выпадение твердых компонентов из нефти.

Кислород в смолистых и кислых веществах содержится от сотых долей до 2 %. Такие нефти проявляют аномальные поверхностные свойства.

Кроме углеводородных компонентов в нефти могут присутствовать и неуглеводородные компоненты, например сера (до 6 %). Она может присутствовать в свободном виде, в виде сероводорода и сернистых соединений: меркаптанов, сульфидов и дисульфидов.

Меркаптаны R-SH по строению аналогичны спиртам. Такие соединения, как этил-меркаптан и высшие гомологи при нормальных условиях находятся в жидком состоянии.

Метил-меркаптан CH₃-SH – бесцветный газ с очень неприятным запахом, напоминающим запах гнилой капусты. В сконденсированном состоянии представляет собой бесцветную легкоподвижную жидкость. Метил-меркаптан применяется для получения метиошша (реакцией с акролеином) и как добавка к топливу для двигателей внутреннего сгорания. Этил-меркаптан применяется как одорант в природном газе. При взаимодействии с щелочами и окислами тяжелых металлов меркаптаны образуют такие соединения, как меркаптиды, которые вызывают сильную коррозию металла.

Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ), достигающие по содержанию 40 %, – это высокомолекулярные соединения, в состав которых входят кислород (O₂), водород (H₂), сера (S) и азот (N₂). Большая часть САВ – нейтральные смолы, которые в чистом виде представляют собой жидкие или полужидкие вещества. Их цвет колеблется от темно-желтого до коричневого, а плотность составляет 1000–1070 кг/м³.

Темная окраска нефтей связана с присутствием нейтральных смол, которые адсорбируются глинистой фракцией на поверхности, в результате пласт приобретает пятнистый окрас. Они, в свою очередь, адсорбируют на себе тяжелые углеводороды. Нейтральные смолы при определенных условиях могут превращаться в асфальтены. Этими условиями являются присутствие кислорода и высокие значения температуры.

Асфальтены по химическим свойствам близки к смолам и являются нейтральными веществами. Они представляют собой кислородсодержащие полициклические соединения, содержащие серу и азот. При растворении они набухают с увеличением объема и в нефтях находятся в коллоидном состоянии, благодаря чему нефти становятся подобными коллоидным растворам.

Классификация нефтей

По содержанию серы, смол и асфальтенов, а также парафинов нефти классифицируются следующим образом:





Парафин откладывается в скважине, в призабойной зоне, в результате образуются парафиновые пробки, и их наличие – важная проблема с точки зрения эффективности добычи.

На месторождении «Узень» нефть содержит более 35 % парафина и температура насыщения нефти парафином приблизительно равна пластовой. Поскольку эксплуатация велась некорректно (т.е. стали закачивать воду, которая понизила пластовую температуру), пласт парафинизировался. Выход был найден: нагнетание горячей воды в течение долгого времени позволило поднять температуру.

Выпадение парафина связано с давлением и температурой кристаллизации.

Существуют различные методики выявления условий:

1. По замеру скорости распространения ультразвука.
2. С помощью фотоэлементов по помутнению проб нефти.

Очищенный парафин – бесцветная кристаллическая масса, нерастворимая в воде. Он растворяется в эфире, хлороформе и минеральных маслах. Плотность чистого парафина колеблется от 907–915 кг/м³. Температура плавления зависит от химического состава и равна 40–60 °С.

Нефтяной парафин – сложное соединение, представляющее собой смесь двух групп твердых углеводородов с резко различающимися свойствами: парафинов и церезинов.

Парафин представляет собой группу гомологов C₁₇–C₃₅ с температурой плавления $T_{пл} = 27...71$ °С (в зависимости от состава).

Церезины являются смесью гомологов C₃₆–C₅₅ с температурой плавления $T_{пл} = 65...88$ °С.

При одних и тех же температуре и давлении церезины имеют более высокую плотность и вязкость по сравнению с чистыми парафинами.

Внешние различия:

– парафины – ленточные (плоские) образования с пластинами; церезины – игольчатые образования;

– парафины – более прочные, более плотные комбинации; церезины – слабо скрепленные между собой игольчатые образования.

Физические свойства нефти

Плотность пластовой нефти зависит от состава нефти, давления, температуры, количества растворенного газа (рис. 7.7).

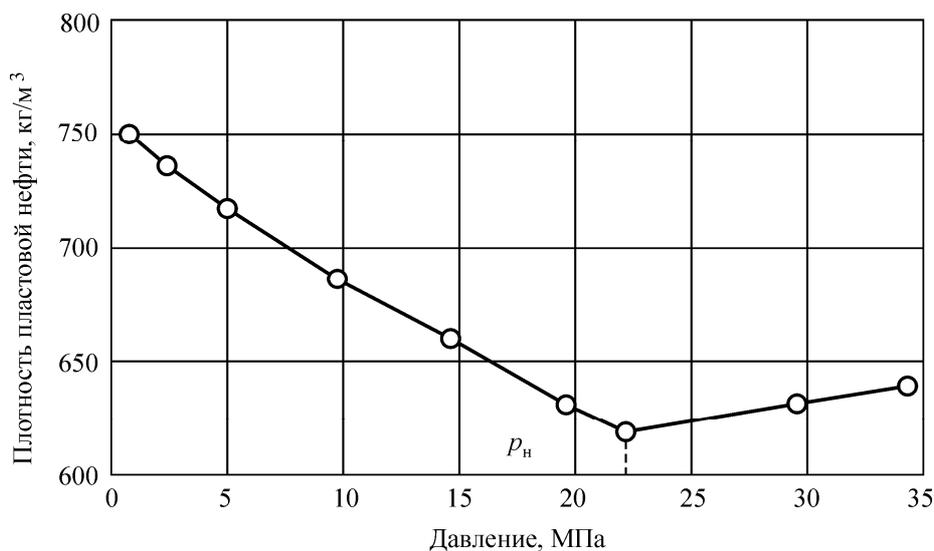


Рис. 7.7. Изменение плотности пластовой нефти в зависимости от давления

Чем меньше плотность нефти, тем выше выход светлых фракций. Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении ее углеводородными газами. Плотность нефтей при насыщении азотом или углекислым газом несколько возрастает с увеличением давления. Обычно плотность нефтей колеблется в пределах 820–950 кг/м³.

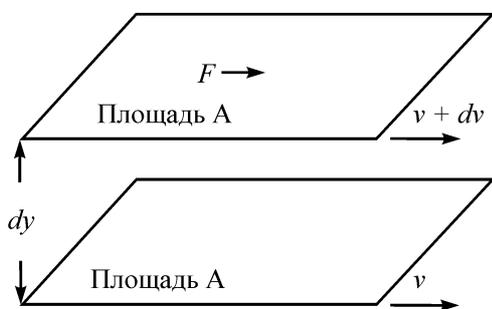


Рис. 7.8. Движение двух слоев жидкости относительно друг друга

Вязкость – сила трения (внутреннего сопротивления), возникающая между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении (рис. 7.8).

Динамическая вязкость μ определяется через закон Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \cdot \frac{dv}{dy},$$

где A – площадь перемещающихся слоев жидкости (газа) – см. рис. 7.8; F – сила, требующаяся для поддержания разницы значений скорости движения между

слоями на величину dv ; dy – расстояние между движущимися слоями жидкости (газа); dv – разность значений скорости движущихся слоев жидкости (газа).

Размерность вязкости определяется из уравнения Ньютона:

- система СИ – Па·с;
- система СГС – пуаз = г/(см·с).

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворенного газа, повышенного давления и температуры (рис. 7.9). При этом вязкость уменьшается с повышением количества газа в нефти и с увеличением температуры; повышение давления вызывает увеличение вязкости.

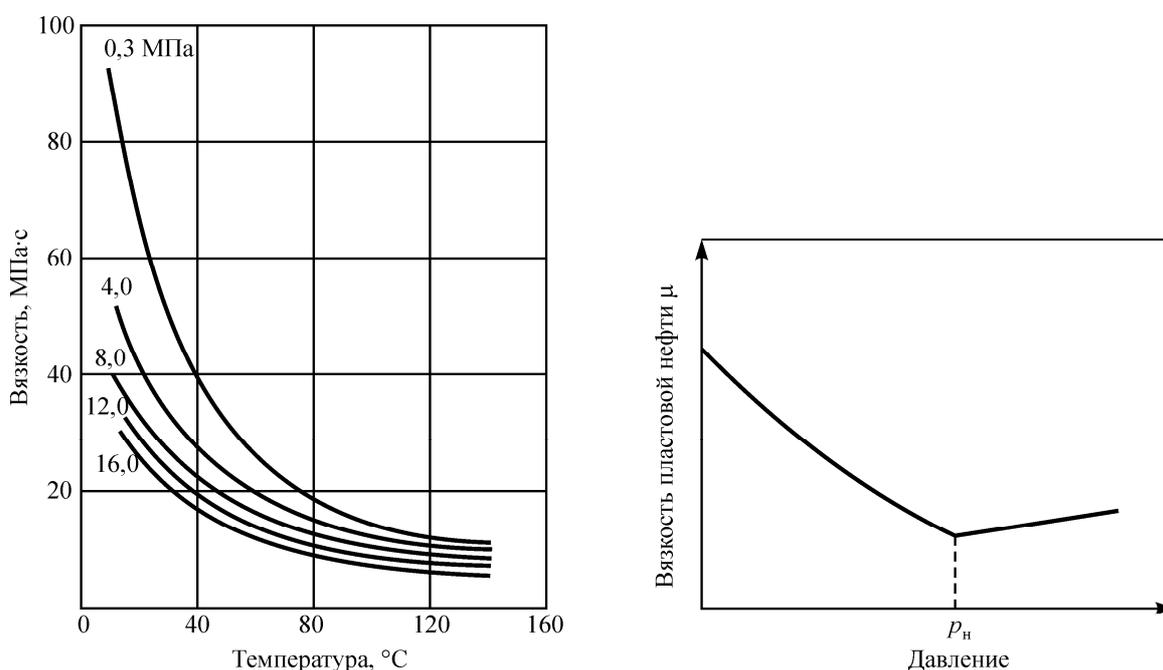


Рис. 7.9. Изменение вязкости пластовой нефти в зависимости от давления и температуры

Вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от сотен мПа·с до десятых долей мПа·с. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости сепарированной нефти.

С вязкостью связан еще один параметр – *текучесть* φ (величина, обратная вязкости):

$$\varphi = \frac{1}{\mu}.$$

Кроме динамической вязкости для расчетов используют также *кинематическую вязкость* ν – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учетом силы тяжести:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}.$$

Единицы измерения кинематической вязкости:

- система СИ – м²/с;
- система СГС – стокс (Ст).

Нефть, как и все жидкости, обладает упругостью, т.е. способностью изменять свой объем под действием внешнего давления. Уменьшение объема характеризуется *коэффициентом сжимаемости (или объемной упругости)* β_n :

$$\beta_n = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}.$$

Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава нефти и газового фактора. Нефти, не содержащие растворенного газа, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости (0,4–0,7 ГПа⁻¹), а легкие нефти со значительным содержанием растворенного газа – повышенным коэффициентом сжимаемости (до 14 ГПа⁻¹). Высокие коэффициенты сжимаемости свойственны нефтям, находящимся в пластовых условиях, близких к критическим.

С количеством растворенного газа в нефти также связан *объемный коэффициент* b , характеризующий соотношение объемов нефти в пластовых условиях и после отделения газа на поверхности:

$$b = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{дег}}},$$

где $V_{\text{пл}}$ – объем нефти в пластовых условиях; $V_{\text{дег}}$ – объем нефти при атмосферном давлении и температуре 20 °С после дегазации.

Используя объемный коэффициент, можно определить *усадку нефти* U , т.е. уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность (в %):

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100 \text{ \%}.$$

Структурно-механические свойства нефти

Аномальные жидкости

Наличие смолоасфальтеновых и парафиновых компонентов делает нефть коллоидной системой.

Скорость деформации

$$\gamma = d\gamma/dt.$$

Для обычных твердых тел и классических жидкостей выполняются следующие соотношения для касательных напряжений τ .

Для твердого тела $\tau = G\gamma$, где G – модуль сдвига.

Для жидкостей $\tau = \mu (d\gamma/dt)$.

Жидкость неограниченно деформируется под действием касательных напряжений τ . Такие жидкости называют ньютоновскими и для них указывают два момента:

- однозначная связь τ и γ ;
- эта связь линейная с коэффициентом пропорциональности μ .

Жидкости, для которых не соблюдаются эти два положения, называются *аномальными* или *неньютоновскими*:

- нефти повышенной вязкости со значительным содержанием смоло-асфальтеновых компонентов;
- технологические жидкости на основе полимерных растворов, гелей.

В соответствии с этим выделяются разные типы связей ($\tau(\gamma)$):

$$\tau = T(d\gamma/dt), \quad d\gamma/dt = \Gamma(\tau),$$

где T, Γ – некоторые функции. Они взаимнообратимые и в общем случае нелинейные.

Начальное напряжение сдвига может быть связано с взаимодействием нефти с поверхностью.

А.Х. Мирзаджанзаде выявил, что газ тоже может проявлять начальный градиент, связанный с взаимодействием газа с глинистым компонентом.

Степенной закон вязкости жидкости – это соотношение для неньютоновских жидкостей, согласно которому напряжение сдвига τ дается формулой

$$\tau = K \left(\frac{du}{dy} \right)^n,$$

где K – это коэффициент густоты потока (в системе СИ единицей измерения служит $\text{Па}\cdot\text{с}^n$), du/dy – градиент скорости вдоль оси, перпендикулярной к плоскости сдвига слоев жидкости (в системе СИ измеряется в с^{-1}), n – показатель поведения жидкости (безразмерный). Величина

$$\mu_{\text{эфф}} = K \left(\frac{du}{dy} \right)^{n-1}$$

представляет собой кажущуюся или эффективную вязкость как функцию градиента скорости (в системе СИ измеряется в $\text{Па}\cdot\text{с}$). Известен также как степенной закон Оствальда де Вела. Это соотношение удобно для расчетов в силу своей простоты, но оно лишь приближенно описывает поведение реальных неньютоновских жидкостей. Например, при $n < 1$ степенной закон предсказывает, что эффективная вязкость должна беспредельно уменьшаться при увеличении градиента скорости, становясь равной нулю, когда градиент скорости стремится

к бесконечности и, с другой стороны, вязкость должна была бы стремиться к бесконечности, когда жидкость находится в покое. Однако реальные жидкости имеют максимум и минимум эффективной вязкости, которые зависят от законов физической химии на молекулярном уровне. Существуют также другие модели, которые лучше описывают внутреннее поведение жидкостей, зависящее от градиента скорости, однако эта повышенная точность достигается в ущерб простоте. Исходя из этого степенной закон продолжает использоваться для описания поведения жидкостей, позволяя делать математические предсказания, хорошо согласующиеся с экспериментальными данными.

Жидкости, поведение которых описывается степенным законом, могут быть подразделены на три разных типа в зависимости от их показателя поведения n :

- при $n < 1$ эта зависимость соответствует жидкостям, в которых структуры разрушаются (*псевдопластическим*).
- при $n = 1$ эта зависимость соответствует ньютоновским жидкостям;
- при $n > 1$ эта зависимость соответствует жидкостям (например, суспензиям), в которых сопротивление движению возрастает по мере движения, – *дилатантным*; они с уплотняющейся структурой.

Старение нефти

Изменение зависимости состава нефти от времени называется старением нефти. Когда нарушается естественное пластовое состояние, из нефти улетучиваются легкие компоненты, и вследствие наличия тяжелых компонентов, которые могут выпадать, изменяется ее химический состав. Таким образом, свойства нефти в процессе разработки меняются. Явление разрушения структуры при течении и восстановлении в состоянии покоя называется *тиксотропией*.

Практическая работа № 17

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ЖИДКОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ

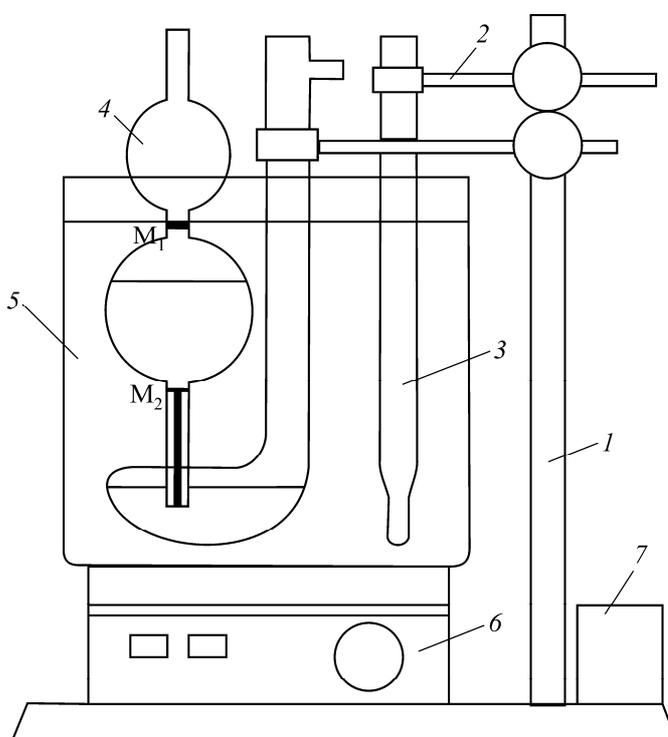
Цель работы. Определение коэффициентов кинематической и динамической вязкости на вискозиметре типа ВПЖ при изменении температуры опыта.

Описание прибора. Прибор (рисунок) состоит из вискозиметра Пинкевича 4 с грушей, лабораторного физического штатива 1, электромагнитной мешалки (ЭММ) с нагревателем 6, электроконтактного термометра (ЭКТ) 3 с термореле (ТР) 7 и термостатирующего стакана с дистиллированной водой 5.

Вискозиметр представляет собой U-образную трубку, в одно колено которой впаян капилляр, переходящий в расширение. На нижнем расширении в верхней и нижней его частях имеются кольцевые метки M_1 и M_2 , по которым наблюдают за истечением жидкости. В верхней части другого колена имеется небольшая отводная трубка для присоединения резиновой груши, ниже которой расположено буферное расширение. Объем жидкости, вводимой в вискозиметр, должен быть таким, чтобы пространство буферного расширения было заполнено на три четверти от общего объема расширения. ЭММ позволяет поддерживать постоянство температуры жидкости во всем объеме термостата.



а



б

Рис. Исследование зависимости вязкости жидкостей от температуры на стеклянном вискозиметре типа ВПЖ: *а* – прибор; *б* – схема прибора; 1 – физический штатив; 2 – лапка-держатель; 3 – электроконтактный термометр; 4 – вискозиметр стеклянный типа ВПЖ; 5 – термостатирующий сосуд; 6 – электронагреватель с магнитной мешалкой в одном корпусе; 7 – термореле

Интервал изменения температуры опыта задает преподаватель. Установка температуры производится с помощью ЭКТ, при этом нагрев термостата производится до достижения заданной температуры, после чего происходит автоматическое выключение ЭН. Замер времени истечения жидкости в вискозиметре при заданной температуре производят при срабатывании ТР на отключение ЭН.

Порядок выполнения работы

1. Заливают в вискозиметр жидкость, помещают в термостатирующий сосуд, закрепляют на штативе и соединяют с грушей.

2. Включают ЭММ, устанавливают режим перемешивания при среднем положении потенциометра.

3. Устанавливают на ЭКТ заданную температуру с помощью установочного магнитного винта, включают ТР и ЭММ с нагревателем.

4. Для заданной температуры снимают отсчет времени истечения жидкости через капилляр из расширения от метки M_1 до M_2 . Для этого, закрыв большее колено и нажав на грушу, переводят жидкость в узкое колено немного выше кольцевой метки M_1 . Открывают широкое колено, опускают грушу и в момент прохождения уровня жидкости через верхнюю метку M_1 включают секундомер. Когда уровень жидкости достигнет метки M_2 , останавливают секундомер. Замер времени повторяют 2–3 раза. В качестве итогового времени берут среднее его значение. Данные измерений заносят в таблицу.

Данные лабораторных исследований

Испытуемая жидкость.....

Плотность в нормальных условиях.....

Постоянная прибора.....

Диаметр капилляра.....

№ п/п	Температура опыта t , °С	Время истечения τ , с	Кинематическая вязкость ν , сСт	Плотность жидкости $\rho_{ж}$, кг/м ³	Динамическая вязкость μ , мПа·с

5. Проводят измерения на 3–5 режимах при разных значениях температуры.

6. Производят необходимые расчеты. Результаты заносят в таблицу. Используя расчетные данные, строят график зависимости коэффициента динамической вязкости жидкости от температуры опыта.

Обработка результатов

1. Расчет коэффициента кинематической вязкости жидкости по формуле

$$\nu = Ct,$$

где C – постоянная вискозиметра, указывается в паспорте прибора в соответствии с заводским номером и диаметром капилляра, сСт/с; t – время истечения жидкости.

2. Расчет коэффициента динамической вязкости:

$$\mu = \nu \rho_t,$$

где ρ_t – плотность жидкости при заданной температуре;

$$\rho_t = \frac{\rho_{ж}}{1 + C_t \Delta t};$$

$$C_t = \frac{\Delta V}{V \Delta t},$$

где C_t – коэффициент температурного расширения жидкости, для керосина – 0,000 78 1/°С, для воды – 0,000 257 1/°С, для глицерина – 0,0003 1/°С; Δt – изменение температуры; ΔV – изменение объема; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости $t_0 = 20$ °С и $p_0 = 0,1022$ МПа.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение вязкости.
2. Чем отличаются ньютоновские жидкости от вязкопластичных?
3. Как зависит вязкость от давления и температуры?
4. Какие коэффициенты вязкости вы знаете?
5. Почему при увеличении давления в пласте до давления насыщения коэффициент динамической вязкости пластовой нефти уменьшается?
6. Как влияет вязкость флюида на процесс добычи и транспортировки нефти, газа и воды?
7. Какой вязкостью характеризуются аномальные жидкости?
8. Единицы измерения вязкости в СИ, СГС и НГПГ.
9. Что характеризует статическое и динамическое напряжения сдвига?
10. Роль вязкости нефти в нефтепромысловом деле.

ЛЕКЦИЯ 8

ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Тема 18. ВИДЫ И СХЕМЫ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Схемы фазовых превращений углеводородов

В нефтепромысловой практике встречаются различные виды фазовых переходов вещества: испарение, конденсация, плавление и др. Наиболее же часто промышленному инженеру приходится иметь дело с фазовыми превращениями растворов. В системе, находящейся в условиях какого-либо фазового перехода, могут сосуществовать в термодинамическом равновесии одновременно две или несколько различных фаз. Условием равновесия фаз является равенство температур и значений давления во всех частях системы.

Кроме того, при постоянных температуре и давлении должны быть равными химические потенциалы соприкасающихся фаз. В многокомпонентных системах условия равновесия фаз наступают, когда химические потенциалы данного компонента во всех фазах системы, находящейся в равновесии, становятся равными между собой.

Все фазовые переходы подразделяются на два вида: первого и второго рода.

Простейшими примерами фазовых переходов первого рода являются испарение, плавление. При фазовых превращениях такого рода изменяется объем системы и поглощается (или выделяется) количество теплоты, которое называется скрытой теплотой перехода. Существование теплоты перехода указывает на изменение энтропии системы. В процессе испарения вещество поглощает теплоту. Его энтропия в газообразном состоянии при данных давлении и температуре больше, чем в жидком. Следовательно, при фазовом переходе первого рода изменяются объем и энтропия вещества. Характеристику фазового перехода первого рода (эквивалентную описанной выше) можно дать с помощью функции Гиббса. Дифференциальное ее выражение будет иметь следующий вид:

$$dG = -SdT + Vdp,$$

где

$$S = -\left(\frac{\partial G}{\partial T}\right)_p ;$$

$$V = \left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_T .$$

Фазовый переход второго рода непрерывен в том смысле, что состояние тела меняется непрерывно. Однако симметрия в точке перехода нарушается скачком, по которому можно указать принадлежность вещества к той или иной фазе. Если в точке фазового перехода первого рода в равновесии находятся тела в двух различных состояниях, в точке перехода второго рода состояния фаз совпадают. Не непрерывно (скачкообразно) изменяются при фазовых переходах второго рода теплоемкость C_p , сжимаемость β_T , температурный коэффициент расширения α_T .

Как известно,

$$\beta_T = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T; \quad \alpha_T = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p; \quad C_p = T \left(\frac{\partial S}{\partial T} \right)_p.$$

Учитывая, что

$$S = - \left(\frac{\partial G}{\partial T} \right)_p; \quad V = \left(\frac{\partial G}{\partial p} \right)_T.$$

Найдем

$$\begin{aligned} \frac{C_p}{T} \left(\frac{\partial S}{\partial T} \right)_p &= \frac{\partial}{\partial T} \left[- \left(\frac{\partial G}{\partial T} \right)_p \right]_p = - \frac{\partial^2 G}{\partial T^2}; \\ \beta_T V &= - \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = - \frac{\partial}{\partial p} \left[- \left(\frac{\partial G}{\partial p} \right)_T \right]_T = - \frac{\partial^2 G}{\partial p^2}; \\ \alpha_T V &= - \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p = \frac{\partial}{\partial T} \left[\left(\frac{\partial G}{\partial p} \right)_T \right] = - \frac{\partial^2 G}{\partial T \cdot \partial p}. \end{aligned}$$

Следовательно, при фазовых переходах второго рода вторые производные от функции Гиббса скачкообразно изменяются. Примером фазового перехода второго рода может быть превращение одной кристаллической модификации вещества в другую, проводника в сверхпроводник и т.д. При этом скачкообразного изменения состояния тела не происходит. Непрерывно изменяется расположение атомов в кристалле, в результате чего возникает новая модификация вещества.

В процессе исследований В.А. Каревским метастабильных состояний нефтегазовых растворов последние в области, близкой к давлению насыщения, оставались в макроскопическом понимании однородными и удовлетворяли условиям для преобразований второго рода – первая производная функции Гиббса (удельный объем) оставалась непрерывной:

$$\left(\frac{\partial G}{\partial p} \right)_T = V.$$

Скачок испытывала вторая производная функции Гиббса (сжимаемость):

$$\left(\frac{\partial^2 G}{\partial p^2}\right) = \left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = \beta_T V.$$

Такие результаты можно объяснить статистико-термодинамической теорией фазовых переходов, развитой в трудах В.К. Семенченко. Фазовые переходы второго рода связаны с флуктуациями различных физических величин, характеризующих состояние вещества (температуры, давления, концентрации, плотности и т.д.). В обычных условиях флуктуации малы и не могут значительно повлиять на такие свойства и параметры систем, как энтропия, внутренняя энергия, объемы и так далее, которые являются характеристическими функциями или их первыми производными. Но флуктуации влияют на характер изменения величин, являющихся вторыми производными термодинамических функций: теплоемкости, сжимаемости и т.п. С ростом флуктуации изменяются соответствующие величины при незначительном увеличении или уменьшении определяющего параметра (давления в случае сжимаемости, температуры в случае энергии и энтропии и т.д.). В статистической термодинамике эта связь выражается следующим соотношением:

$$\frac{\partial^2 z}{\partial \theta_i^2} = \frac{[\overline{f(q_i)}]^2 - \overline{[f(q_i)]}^2}{KT},$$

где z – характеристическая функция; θ_i – внешняя сила; $[\overline{f(q_i)}]^2 - \overline{[f(q_i)]}^2$ – среднее значение флуктуации соответствующей величины; K – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура.

Система устойчива при малых флуктуациях. С возрастанием флуктуации (вследствие уменьшения давления, увеличения температуры) устойчивость уменьшается, увеличиваются значения вторых производных термодинамических функций (обратных величин, характеризующих устойчивость), система переходит в микрогетерогенное состояние (т.е. вблизи точки перехода вещество приобретает дисперсное строение). Максимального развития микрогетерогенность достигает в точке фазового перехода второго рода. И фазовый переход этого вида по физической сущности сводится, таким образом, к микрофазовым переходам первого рода, происходящим в системе в области перехода второго рода.

Нефть, пластовый газ и газоконденсатные системы представляют собой смесь сложного состава, и поэтому, как мы увидим далее, закономерности фазовых превращений смесей углеводородов имеют свои особенности и отклоняют закономерности фазовых переходов однокомпонентных (чистых) веществ. Это относится также и к преобразованиям нефтей в метастабильном состоянии.

Установлено, например, что фазовые превращения нефтей в этой области имеют признаки, свойственные не только чисто фазовым переходам второго рода. В некоторых экспериментах В.А. Каревского, сопровождающихся интенсивными преобразованиями структуры нефти, наблюдалось понижение температуры системы (до 0,2 °С на стенке камеры прибора). Как известно, тепловые эффекты при фазовых переходах второго рода должны отсутствовать.

Аналогично фазовым переходам второго рода (согласно В.К. Семенченко) с флуктуациями тесно связаны и критические явления. Прохождение системы через дисперсное состояние является общей чертой фазовых переходов второго рода и критических явлений (с этим процессом связывается возникновение критической опалесценции в чистых веществах и жидких смесях). При этом наблюдаются кинетические аномалии, свойственные именно дисперсному состоянию. Например, возрастает вязкость системы в критической области, что наблюдалось некоторыми исследователями у ряда жидкостей.

Критические явления и фазовые переходы второго рода аналогичны в известных пределах и по другим признакам. При критических явлениях наблюдается, как и при фазовых переходах второго рода, скачок вторых производных функции Гиббса, в то время как первые производные изменяются непрерывно. Критические явления отличаются от фазовых переходов второго рода тем, что в критической точке исчезает граница раздела между двумя макроскопическими фазами. Как уже упоминалось, при фазовых переходах второго рода система в макроскопическом смысле остается однородной.

Схемы фазовых превращений углеводородов

В процессе эксплуатации месторождений в пластах непрерывно изменяются давление, количественное соотношение газа и нефти, а иногда и температура. Это сопровождается непрерывными изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую.

Особо интенсивные процессы таких превращений происходят при движении нефти по стволу скважины от забоя к устью. Вследствие быстрого падения давления из нефти выделяется значительное количество газа, и около устья поток превращается иногда в тонкодисперсную взвесь микрокапель нефти в газовой среде.

Точно так же и дальнейшее движение нефти и газа к потребителю сопровождается непрерывными фазовыми превращениями. Например, газ, содержащий значительное количество бензиновых фракций в парообразном состоянии, проходит специальную обработку, при которой из него извлекается газовый бензин; из нефти, уже не содержащей газ, стараются извлечь и уловить наиболее летучие жидкие фракции для уменьшения потерь нефтепродуктов от испарения при хранении их в резервуарах и т.д.

Закономерности фазовых переходов и фазовое состояние газонефтяных смесей при различных условиях необходимо знать для решения многих задач. Например, с учетом закономерности фазовых изменений углеводородов составляется проект разработки газоконденсатных месторождений.

Схемы фазовых превращений однокомпонентных систем

Известно, что углеводородные газы изменяют объем подобно всем индивидуальным веществам в зависимости от температуры и давления примерно в соответствии с графиками, представленными на рис. 8.1.

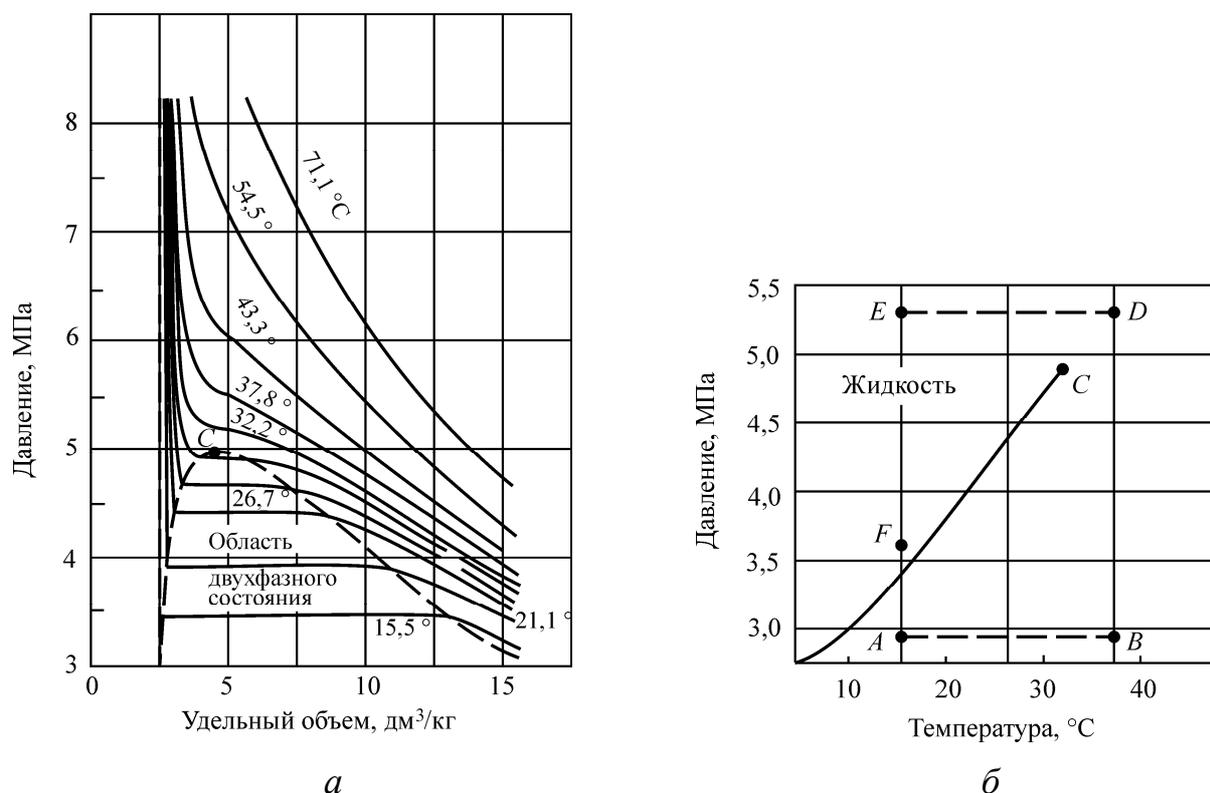


Рис. 8.1. Диаграммы фазового состояния чистого этана: *а* – зависимость удельного объема от давления; *б* – зависимость температуры от давления

Как видно, каждая из кривых соответствует фазовым изменениям однокомпонентного газа при постоянной температуре и имеет три участка. Справа от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок – двухфазной газожидкостной области и левый участок – жидкой фазе. Отрезок пунктирной кривой вправо от максимума в точке *С* называется кривой точек конденсации (или точек росы), а влево от максимума – кривой точек парообразования (кипения). В точке *С* пунктирной линии кривые парообразования и конденсации сливаются. Эта точка называется критической.

С приближением давления и температуры к их критическим значениям свойства газовой и жидких фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела

между ними исчезает и плотности их уравниваются. Следовательно, с приближением к критической точке по кривой начала кипения плотность жидкой фазы будет непрерывно убывать. Если же к ней приближаться по линии точек конденсации, то плотность пара будет непрерывно возрастать.

Для изотермических фазовых превращений однокомпонентных газов характерно постоянство давления в двухфазной области, т.е. после начала конденсации газа дальнейшее превращение его в жидкость с уменьшением объема системы происходит при постоянном давлении до тех пор, пока весь газ не превратится в конденсат.

Точно так же со снижением давления после начала парообразования дальнейшее кипение (испарение) жидкой фазы происходит при постоянном давлении.

Обе фазы (жидкость и пар) при данной температуре присутствуют в системе только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара этой жидкости.

Фазовые превращения углеводородов можно представить также в координатах давление p – температура T (рис. 8.1, б). Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара на графике давление – температура является одновременно кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других значениях давления и температуры, которые не располагаются на этой кривой, вещество находится в однофазном состоянии – в жидком, если при данной температуре давление выше кривой давления насыщенного пара. Если при той же температуре давление ниже давления насыщенного пара, вещество находится в паровой или в газовой фазе в ненасыщенном состоянии.

Фазовая диаграмма индивидуальных углеводородов в координатах давление – температура ограничивается критической точкой C . Для однокомпонентных систем эта точка определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых еще могут существовать две фазы одновременно.

Из рис. 8.1, б видно, что путем соответствующих изменений давления и температуры углеводороды можно перевести из парообразного состояния в жидкое, минуя двухфазную область. Действительно, газ, характеризующийся параметрами в точке A , можно путем изобарического нагрева довести до температуры в точке B , а затем, повысив давление в системе при постоянной температуре, перевести вещество в область (точка D), расположенную выше критической точки C , и далее в область точки E . Свойства системы при этом изменяются непрерывно, и разделения углеводорода на фазы не произойдет. При дальнейшем охлаждении системы (от точки D до точки E), а затем и при снижении давления до значения в точке F вещество приобретает свойства жидкости, минуя область двухфазного состояния вещества.

Схема фазовых превращений двух- и многокомпонентных систем

С появлением в системе двух и более компонентов в закономерностях фазовых изменений возникают свои особенности. В качестве примера на рис. 8.2, а приведена зависимость «объем – давление» для смеси пентана и гептана с массовой концентрацией последнего 52,4 %.

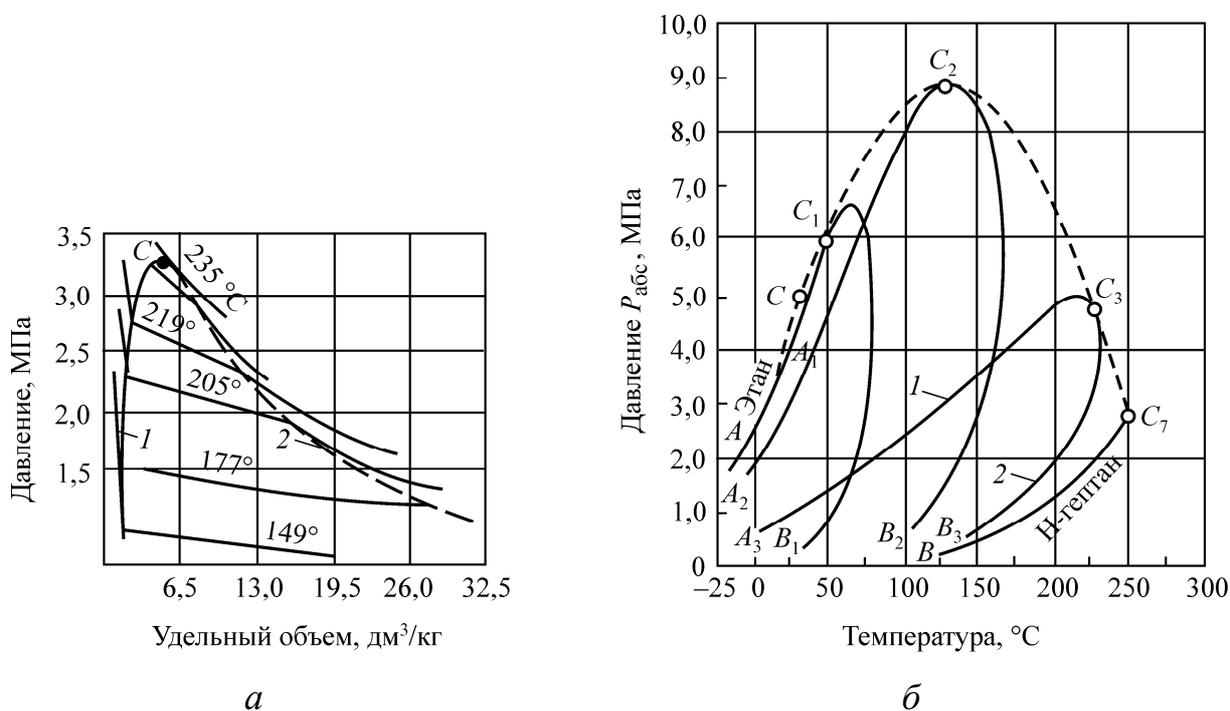


Рис. 8.2. Диаграммы фазового состояния двухкомпонентных систем

Аналогично диаграмме на рис. 8.1, а для однокомпонентного газа на рис. 8.2, а зона вправо от пунктирной линии (кривой точек конденсации) также является областью чистого газа, в которой изотермы двух- и многокомпонентных систем аналогичны изотермам чистых компонентов. Влево от кривой точек парообразования изотермы жидкой фазы круто возрастают с уменьшением объема, и они также аналогичны изотермам области жидкости чистых компонентов. В двухфазной же области двух- и многокомпонентных систем имеются значительные изменения. Было показано (см. рис. 8.1), что в области двухфазного состояния чистых углеводородов изотермы характеризуются горизонтальными линиями, т.е. давление не изменялось до полной конденсации газа. Для двух- и многокомпонентных систем, как это следует из рис. 8.2, а, давление в процессе сжатия в двухфазной области не остается постоянным, и для конденсации газа необходимо повышать его для полного превращения газовой фазы в жидкость. Исходя из этого давление точки парообразования (кипения) для двух- и многокомпонентных смесей выше точек конденсации. В соответствии с этим неодинаков и состав жидкой и газовой фаз в точках парообразования и конденсации. Вскоре после начала конденсации газа состав последнего еще

близок к составу всей системы. Точно так же вблизи точки парообразования состав жидкой фазы близок к составу исходной смеси. В двухфазной же области состав жидкой и газовой фаз отличен от состава исходной смеси и непрерывно изменяется в соответствии с давлением и объемом системы.

Бинарные и многокомпонентные системы также имеют свои особенности и в области, лежащей вблизи критических значений давления и температуры. Критическая точка чистых веществ (или однокомпонентных систем) характеризуется самыми высокими значениями давления и температуры, выше которых невозможно одновременное существование двух фаз – жидкой и газообразной. В бинарных и многокомпонентных системах критическая точка характеризуется лишь одинаково интенсивными свойствами газовых и жидких фаз. При этом в зоне пересечения кривых точек конденсации и парообразования образуется область, в которой могут существовать две фазы даже при температурах и давлении, превышающих критические значения.

С появлением в системе второго компонента большие различия появляются также в диаграммах «давление – температура». Кривые точек начала кипения и точек росы не совпадают и образуют фазовую диаграмму, на вид которой кроме температуры и давления влияет исходный состав смеси. Крайние левая и правая кривые на диаграмме (рис. 8.2, б) соответствуют значениям давления насыщенного пара для чистых компонентов – этана и н-гептана с критическими точками C и C_7 . Между ними расположены фазовые диаграммы смесей этана с н-гептаном с массовой концентрацией этана 90, 22; 50, 25 и 9,8 % с соответствующими критическими точками C_1C_2 и C_3 . Пунктирная линия представляет собой огибающую критических точек системы этан – н-гептан. Линии A_1C_1 , A_2C_2 и A_3C_3 представляют собой линии точек начала кипения рассматриваемых смесей (выше и слева от них смесь находится в жидком состоянии), B_1C_1 , B_2C_2 и B_3C_3 – линии точек росы соответствующих смесей. Ниже и справа от этих линий смесь находится в газообразном состоянии. Между линиями точек начала кипения и точек росы располагается двухфазная область. Из рис. 8.2, б видно, что с увеличением содержания н-гептана в системе критическая точка, располагающаяся слева от максимальных значений давления и температуры, при которых две фазы могут существовать в равновесии, сдвигается вправо от нее. Кривые же точек росы и начала кипения при этом приближаются к кривой давления насыщенного пара, преобладающего в смеси компонента – н-гептана. Аналогично изменяются критические температуры и давление при изменении состава смеси.

Величина критической температуры различных смесей находится между критическими температурами компонентов. По имеющимся экспериментальным данным для ее вычисления можно использовать свойство аддитивности (расчетные значения критических температур при этом получаются более

близкими к действительным при выражении состава в процентах по массе, а не в молярных).

Критическое же давление смеси обычно выше, чем критическое давление чистых компонентов, кроме тех случаев, когда в смеси один из компонентов содержится в значительном количестве (т.е. правило аддитивности для вычисления $p_{кр}$ смеси нельзя применять). Отклонение фактической величины $p_{кр}$ от вычисленного критического давления по правилу аддитивности возрастает с увеличением разницы между молекулярными массами чистых компонентов. Наибольшее критическое давление обычно наблюдается у смеси с близким массовым содержанием обоих компонентов.

Как видно из рис. 8.2, б, размеры двухфазной области также зависят от состава смеси: они возрастают по мере того, как в составе смеси распределение между компонентами становится более равномерным.

Естественные углеводородные смеси отличаются большим разнообразием состава, поэтому фазовые диаграммы нефтегазовых смесей, сохраняя принципиальные черты фазовых переходов двухкомпонентных систем, обладают еще своими, в основном количественными, особенностями, зависящими от состава нефти и газа.

Фазовые переходы в нефти, воде и газе

Фазовые переходы подчиняются определенным закономерностям, в основе которых лежит понятие равновесия фаз. Равновесие фаз характеризуется константой равновесия, которая зависит от температуры и давления.

Константа фазового равновесия i -го компонента характеризуется отношением мольной доли компонента в газовой фазе (y_i или N_{y_i}) к мольной доле этого компонента в жидкой фазе (x_i или N_{x_i}), находящейся в равновесном состоянии с газовой фазой:

$$K_{P_i} = \frac{y_i}{x_i}; \quad K_{P_i} = \frac{N_{y_i}}{N_{x_i}}.$$

Для определения равновесного состояния газожидкостных смесей используются законы Дальтона и Рауля.

Согласно закону Дальтона каждый компонент, входящий в газовую фазу, имеет свое парциальное давление P_i , а общее давление в газовой системе равно сумме парциальных давлений:

$$P = \sum_{i=1}^n P_i.$$

Согласно закону Рауля парциальное давление компонента над жидкостью (нефтью) равно давлению насыщенного пара ($P_{\text{нас. пара}}$) или упругости пара (Q_i) и этого компонента, умноженному на его мольную долю в нефти:

$$P_i = N_{x_i} Q_i, \text{ или } P_i = N_{x_i} P_{i \text{ нас. пара}},$$

где Q_i – упругость паров компонента; N_{x_i} – мольная доля компонента; $P_{i \text{ нас. пара}}$ – давление насыщенного пара i -го компонента.

В момент равновесия парциальное давление i -го компонента в газовой фазе равно парциальному давлению компонента над жидкостью. Отсюда следует закон *Дальтона – Рауля* для равновесного состояния газовой и нефтяной фаз:

$$N_{y_i} P = N_{x_i} Q_i;$$

$$\frac{Q_i}{P} = \frac{N_{y_i}}{N_{x_i}} = \text{const} = K_{P_i},$$

где K_i – константа равновесия i -го компонента при данной температуре и давлении смеси.

Уравнение материального баланса для одного моля нефтегазовой смеси

$$N_{z_i} = N_{x_i} L + N_{y_i} V = N_{x_i} L + K_{P_i} N_{x_i} V, \quad (8.1)$$

где L – мольная доля жидкой фазы; V – мольная доля паровой фазы; N_{z_i} – мольные доли компонентов в нефтегазовой смеси.

По условию сумма мольной доли жидкой и паровой фаз равна единице. Отсюда

$$V = 1 - L. \quad (8.2)$$

Используя уравнения (8.1) и (8.2), получим выражение для мольной доли компонента жидкой фазы

$$N_{x_i} = \frac{N_{z_i}}{L + (1 - L) K_{P_i}}$$

и для мольной доли компонента газовой фазы

$$N_{y_i} = \frac{N_{z_i} K_{P_i}}{1 - V (1 - K_{P_i})}.$$

ЛЕКЦИЯ 9

ПОВЕРХНОСТНО-МОЛЕКУЛЯРНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМЫ ПЛАСТ – ВОДА – НЕФТЬ – ГАЗ

Тема 19. ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА ФАЗ. СМАЧИВАЕМОСТЬ. КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Нефтяной пласт представляет собой залежь осадочных пород в виде тела с огромным скоплением капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика, поэтому закономерности движения нефти в пласте и ее вытеснения из пористой среды зависят также и от свойств пограничных слоев соприкасающихся фаз и процессов, происходящих на поверхности контакта нефти, газа и воды с породой.

На формирование залежей углеводородов оказывает влияние количество остаточной воды в залежи (остаточная водонасыщенность, S_B), которая, в свою очередь, зависит от свойств воды и углеводородов и от природы поверхности горной породы. Под природой поверхности понимаются гидрофильность (способность вещества смачиваться водой) и гидрофобность (способность вещества не смачиваться водой).

Физико-химические свойства поверхностей раздела фаз и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей – поверхностным натяжением на границе раздела фаз, явлениями смачиваемости и растекания, работой адгезии и когезии, теплотой смачивания.

Поверхностное натяжение σ – избыток свободной энергии, сосредоточенной на 1 см^2 площади поверхностного слоя на границе раздела двух фаз. По поверхностному натяжению пластовых жидкостей на различных поверхностях раздела можно судить о свойствах соприкасающихся фаз, закономерностях взаимодействия жидких и твердых тел, процессах адсорбции, количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, интенсивности проявления капиллярных сил и т.д.

Поверхностное натяжение связано с такими понятиями, как свободная энергия поверхностного слоя жидкости и сила поверхностного натяжения.

Свободная энергия E поверхности:

$$E = \sigma s,$$

где σ – поверхностное натяжение; s – суммарная поверхность двух фаз.

Сила поверхностного натяжения F – сила, действующая на единицу длины периметра взаимодействия двух фаз (линию смачивания):

$$F = \sigma l,$$

где l – линия смачиваемости.

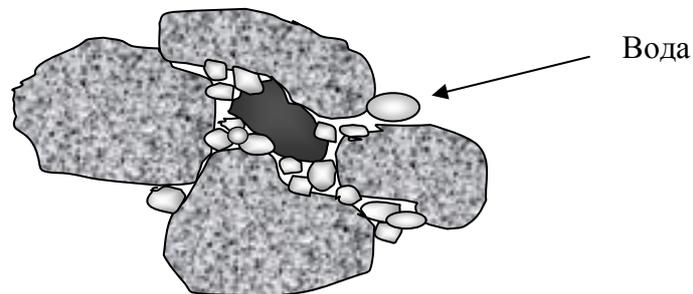
Коэффициент поверхностного натяжения σ зависит от давления, температуры, газового фактора, свойств флюидов.

Если поверхностное натяжение между двумя жидкостями, газом и жидкостью можно измерить, то на поверхности раздела порода – жидкость и порода – газ измерить трудно, поэтому для изучения поверхностных явлений на границе порода – жидкость пользуются косвенными методами изучения поверхностных явлений: измерением работы адгезии и когезии, исследованием явлений смачиваемости и растекаемости, изучением теплоты смачивания.

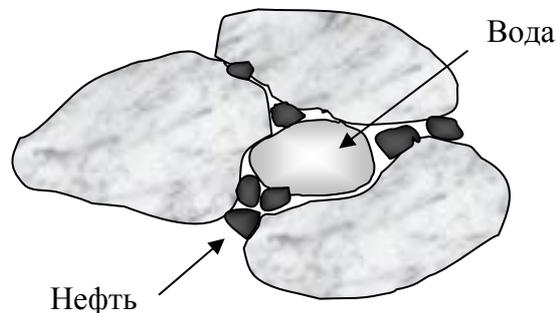
Смачиванием называется совокупность явлений на границе соприкосновения трех фаз, одна из которых обычно является твердым телом, а две другие – несмешиваемыми жидкостями или жидкостью и газом.

Капля жидкости может растекаться по поверхности, если поверхность хорошо смачивается, а если поверхность плохо смачивается, то капля растекаться не будет. Характеристика распространения остаточной воды зависит от коэффициента смачиваемости. Порода может быть гидрофильной или гидрофобной.

В *гидрофильных породах* вода сосредоточена в мелких порах, а нефть расположена в центрах крупных пор:



В *гидрофобных породах* наоборот:



Интенсивность смачивания характеризуется величиной *краевого угла смачивания* Θ , образованного поверхностью твердого тела с касательной, проведенной к поверхности жидкости из точки ее соприкосновения с поверхностью (рис. 9.1).

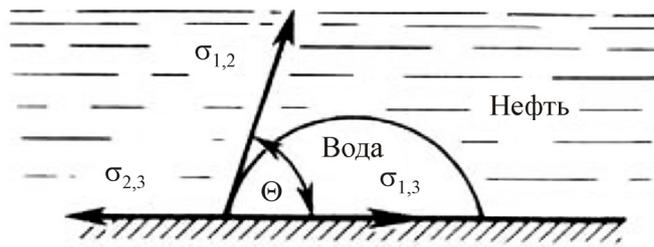


Рис. 9.1. Форма капли, обусловленная поверхностными натяжениями на различных границах соприкасающихся фаз

Краевой угол Θ измеряется в сторону более полярной фазы (в данном случае в сторону воды). Принято условно обозначать цифрой 1 водную фазу, цифрой 2 – углеводородную жидкость или газ, цифрой 3 – твердое тело.

Предполагая, что краевой угол θ отвечает термодинамическому равновесию, получим уравнение, впервые выведенное Юнгом:

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{1,3} + \sigma_{1,2} \cos \Theta, \quad (9.1)$$

откуда получим выражение для краевого угла Θ

$$\cos \Theta = \frac{\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}}{\sigma_{1,2}}.$$

Если $\sigma_{2,3} > \sigma_{1,3}$, то $0 < \cos \Theta < 1$, из чего следует, что угол Θ – острый (наступающий), а поверхность – гидрофильная.

Если $\sigma_{2,3} < \sigma_{1,3}$, то $-1 < \cos \Theta < 0$, из чего следует, что угол Θ – тупой (отступающий), а поверхность – гидрофобная.

Существуют также переходные поверхности (амфотерные), которые хорошо смачиваются как полярными, так и неполярными системами.

К гидрофильным поверхностям относятся силикаты, карбонаты, окислы железа. К гидрофобным – парафины, жиры, воск, чистые металлы.

Краевой угол смачивания зависит от строения поверхности, адсорбции жидкостей и газов, наличия ПАВ, температуры, давления, электрического заряда.

Поверхностные явления описываются также работой адгезии.

Адгезия – прилипание (сцепление поверхностей) разнородных тел. *Когезия* – явление сцепления поверхностей разнородных тел, обусловленное межмолекулярным или химическим взаимодействием.

Работа адгезии оценивается уравнением Дюпре

$$W_a = \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} + \sigma_{1,3}. \quad (9.2)$$

Используя соотношения (9.1) и (9.2), получим уравнение Дюпре – Юнга

$$W_a = \sigma_{1,2}(1 + \cos \Theta). \quad (9.3)$$

Из соотношения

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} = \sigma_{1,2} \cos \Theta \quad (9.4)$$

следует, что при смачивании свободная энергия единицы поверхности твердого тела уменьшается на величину $\sigma_{1,2} \cos \Theta$, которую принято называть натяжением смачивания.

Работа когезии W_k характеризует энергетические изменения поверхностей раздела при взаимодействии частиц одной фазы.

Из уравнения (9.3) следует, что на отрыв жидкости от поверхности твердого тела при полном смачивании (когда $\cos \Theta = 0$) затрачивается работа, необходимая для образования двух жидких поверхностей – $2\sigma_{жг}$, т.е. $W_k = 2\sigma_{жг}$, где $2\sigma_{жг}$ – поверхностное натяжение жидкости на границе с газом.

Это значит, что при полном смачивании жидкость не отрывается от поверхности твердого тела, а происходит разрыв самой жидкости, т.е. при полном смачивании $\sigma_{1,2} \leq \sigma_{1,3}$.

Подставив в уравнение Юнга значения работ адгезии и когезии, получим

$$\cos \Theta = \frac{2W_a - W_k}{W_k}. \quad (9.5)$$

Из этого уравнения следует, что смачиваемость жидкостью твердого тела тем лучше, чем меньше работа когезии (и поверхностное натяжение жидкости на границе с газом).

Для характеристики смачивающих свойств жидкости используют также относительную работу адгезии $z = W_a/W_k$.

Опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что вследствие слоистой неоднородности продуктивных пластов происходит их по-слойное обводнение, в результате чего на контакте заводненных и нефтенасыщенных слоев создается резкий скачок насыщенности. Смена смачиваемости нефтенасыщенных пород от гидрофильных к гидрофобным называется *инверсией смачиваемости*. На практике это явление случается при циклической закачке воды в нефтенасыщенный пласт, когда нагнетательные скважины останавливаются на какой-то период времени. В результате снижения давления в нагнетательных скважинах во время остановки происходит «промыв» нефтенасыщенных пород закачиваемой водой.

Еще одна характеристика, используемая для описания поверхностных явлений, – *теплота смачивания*.

Установлено, что при смачивании твердого тела жидкостью наблюдается выделение тепла, так как разность значений полярности на границе твердое тело – жидкость меньше, чем на границе с воздухом. Для пористых и порошкообразных тел теплота смачивания обычно имеет значение от 1 до 125 кДж/кг и зависит от степени дисперсности твердого тела и полярности жидкости.

Теплота смачивания характеризует степень дисперсности твердого тела и природу его поверхности. Большее количество теплоты выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твердую поверхность.

Подъем жидкостей в капиллярах. Рассмотрим капиллярную трубку очень малого диаметра. Если такую трубку одним концом опустить в сосуд со свободным уровнем жидкости, то жидкость будет подниматься в трубке выше свободного уровня в сосуде.

Эта разница уровней возникает вследствие действия сил взаимодействия (адгезионного натяжения) между внутренней стенкой трубки и жидкостью, которые преодолевают вес столба жидкости в трубке. Вследствие адгезионного натяжения жидкость стремится прилипнуть к внутренней поверхности трубки и будет подниматься в ней до тех пор, пока равнодействующая сил, действующих на жидкость вверх, не уравнивается весом столба жидкости, находящейся в трубке.

Сила, действующая вверх, математически выразится в виде

$$A_n 2\pi r = \text{Подъемная сила.} \quad (9.6)$$

Вес столба жидкости в трубке равен выражению

$$\pi r^2 h g d.$$

Здесь A_n – адгезионное натяжение, дин/см; r – радиус трубки, см; h – высота столба жидкости, см; g – ускорение силы тяжести, см/с²; d – плотность жидкости, г/см³.

Приравнявая эти два выражения, можно получить полную силу адгезионного натяжения, уравновешивающую вес столба жидкости. Давление в жидкой фазе в капилляре под границей раздела газ – жидкость меньше, чем давление в газовой фазе над этой границей. *Разница значений давления по обе стороны границы раздела называется капиллярным давлением системы.* Это давление может быть вычислено при помощи U-образной трубки путем уравновешивания давления между двумя точками.

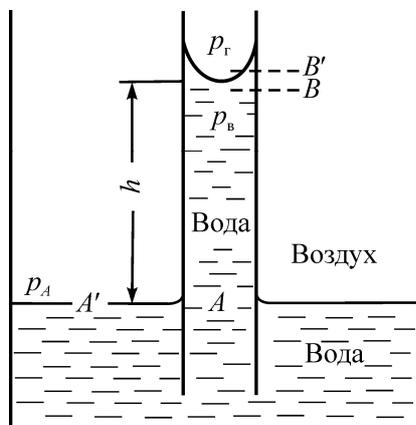


Рис. 9.2. Давление в капилляре на границе раздела вода – воздух

На рис. 9.2. показаны положения свободных поверхностей жидкости, которые установятся при опускании капиллярной трубки в мензурку с водой.

Если равновесная высота h поверхности раздела сравнительно невелика, то весом столба газа высотой h можно пренебречь, поэтому давление в газовой фазе над поверхностью раздела в капилляре, по существу, равно давлению воздуха непосредственно над уровнем свободной поверхности в мензурке. Вместе с тем вследствие сравнительно большой плотности воды давление

в водяной фазе непосредственно под уровнем раздела в капилляре отличается от давления в нижней части столба жидкости в капилляре на величину давления гидростатического столба жидкости высотой h , поскольку поверхность воды в мензурке намного больше ее поверхности в капиллярной трубке, эту поверхность можно принять за горизонтальную. На горизонтальной или плоской границе раздела капиллярное давление равно нулю, поэтому давление в водяной фазе в нижней части столба жидкости в трубке равно давлению газа на поверхности воды в мензурке. Давление в верхней части столба воды в капилляре равно давлению в водяной фазе в нижней части этого столба, минус гидростатическое давление столба воды высотой h . Обозначив давление в водяной фазе непосредственно под поверхностью раздела вода – воздух в капилляре через p_B , а давление в газовой фазе над этой поверхностью раздела через p_T , из соображений гидростатики получим

$$p_T - p_B = d_B gh = p_c,$$

где d_B – плотность воды; g – ускорение силы тяжести; h – разность уровней воды в трубке и мензурке.

Поскольку давление в газовой фазе над поверхностью раздела вода – воздух в капилляре равно p_T , капиллярное давление равно разности значений давления по обе стороны поверхности раздела в капилляре. Выражение для высоты подъема жидкости в капилляре может быть получено путем приравнивания сил, действующих вниз и вверх:

$$2\pi r A_H = \pi r^2 h g d_B;$$

$$h = \frac{2\pi r A_H}{\pi r^2 g d_B} = \frac{2A_H}{r g d_B}.$$

Учитывая уравнение (9.6), получим

$$h = \frac{2\sigma_{вг} \cos \theta_{вг}}{g d_B}. \quad (9.7)$$

Подставив в это выражение значение высоты подъема h из уравнения (9.7), получим формулу для капиллярного давления как функцию поверхностных сил:

$$p_c = \frac{2\sigma_{вг} \cos \theta_{вг}}{r}.$$

Рассмотрим случай, когда в мензурку с водой опущена капиллярная трубка, заполненная нефтью, т.е. образуется поверхность раздела на границе нефть – вода (рис. 9.3).

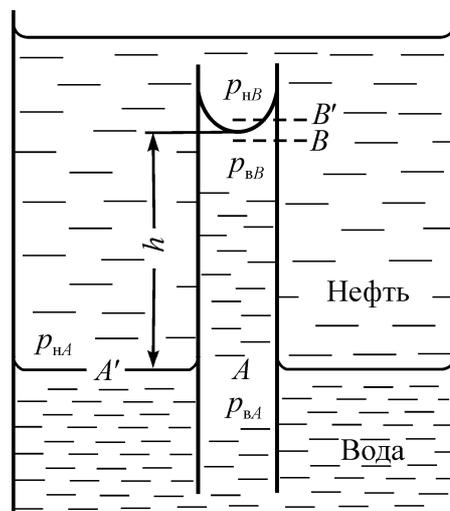


Рис. 9.3. Давление в капилляре на границе раздела вода – нефть

Примем следующие обозначения:

$p_{нА}$ – давление в нефтяной фазе в точке A ;

$p_{нВ}$ – давление в нефтяной фазе в точке B ;

$p_{вА}$ – давление в водяной фазе в точке A ;

$p_{вВ}$ – давление в водяной фазе в точке B .

Точно так же, если поверхность раздела в мензурке большая, в точке A' ее можно принять за плоскую, поэтому капиллярное давление в точке A' равно нулю, т.е. на свободной поверхности раздела нефть – вода в мензурке $p_{нА} = p_{вА}$.

Чтобы получить соотношения для значений давления в точке B , необходимо учитывать значения плотности воды и нефти:

$$p_{нВ} = p_{нА} - d_{н}gh; \quad p_{вВ} = p_{вА} - d_{в}gh.$$

Разность значений давления по обе стороны поверхности раздела в капилляре

$$p_{нВ} - p_{вВ} = (d_{в} - d_{н})gh = p_c.$$

Таким образом, для случая, когда фазы находятся в равновесии и не движутся, капиллярное давление должно быть уравновешено гравитационными силами. Выражение для капиллярного давления в зависимости от поверхностных сил получается точно так же, как для системы воздух – вода, и имеет вид

$$p_c = \frac{2\sigma_{вн} \cos\theta_{вн}}{r}.$$

Как видно из уравнения (9.4), капиллярное давление прямо пропорционально адгезионному натяжению ($\sigma_{вн} \cos\theta_{вн}$) и обратно пропорционально радиусу капиллярной трубки. На рис. 9.4. показано влияние характеристик смачивания и радиусов капилляров на высоту подъема жидкости в капилляре.

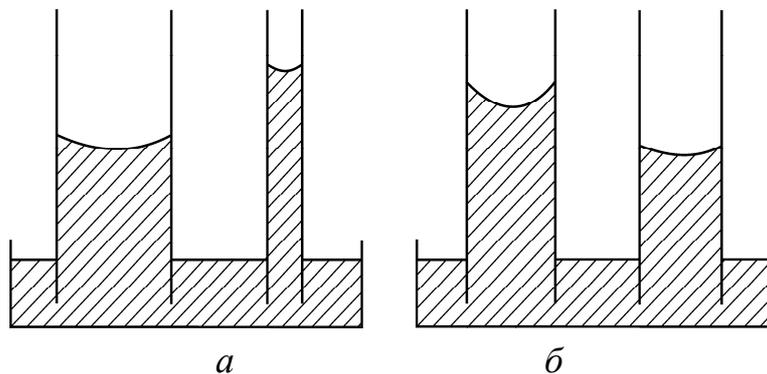


Рис. 9.4. Зависимость кривизны поверхности раздела от размера поры и угла смачивания: a – изменение размера поры при постоянном угле смачивания; b – изменение угла смачивания при неизменном размере поры

При увеличении радиуса капилляра и неизменности характеристик смачивания вес столба воды в капилляре увеличивается пропорционально квадрату

радиуса капилляра, а величина адгезионного натяжения пропорционально радиусу в первой степени. Таким образом, высота подъема воды в капилляре будет уменьшаться пропорционально увеличению радиуса капилляра. Это положение иллюстрирует рис. 9.4, а, на котором показано, что в состоянии равновесия системы меньшему радиусу соответствует большая высота подъема воды в капилляре.

Изменение характеристики смачивания проявляется в том, что увеличение адгезионного натяжения приводит к увеличению равновесной высоты подъема. При изменении только характеристики смачивания твердого тела (и при постоянстве радиуса) чем меньше величина угла смачивания θ , тем больше адгезионное натяжение и тем больше высота, на которую жидкость будет подниматься в капилляре для достижения равновесных условий. Это положение иллюстрирует рис. 9.4, б, показывающий, что уменьшение угла смачивания приводит к увеличению высоты подъема жидкости в капилляре.

При изменении радиуса капилляра или адгезионного натяжения соответственно изменяется и капиллярное давление. Все изложенное позволяет сделать следующие выводы:

- чем больше сродство фазы, имеющей более высокую плотность, с твердым телом, тем больше капиллярное давление для трубки данного радиуса;

- при постоянстве характеристик смачивания чем меньше радиус капилляра, тем больше капиллярное давление.

Капиллярное давление в идеальной пористой среде. Выражение для капиллярного давления в виде функции поверхностного натяжения и кривизны поверхности раздела дается Плато в следующем виде:

$$p_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right),$$

где R_1 и R_2 – главные радиусы кривизны поверхности раздела, а σ – поверхностное натяжение на границе раздела двух фаз.

На рис. 9.5 показаны размеры и направление радиусов кривизны в пористой среде. Необходимо отметить, что эти радиусы кривизны измеряются во взаимно перпендикулярных плоскостях. Сравнивая выражение (9.5) с выражением для капил-

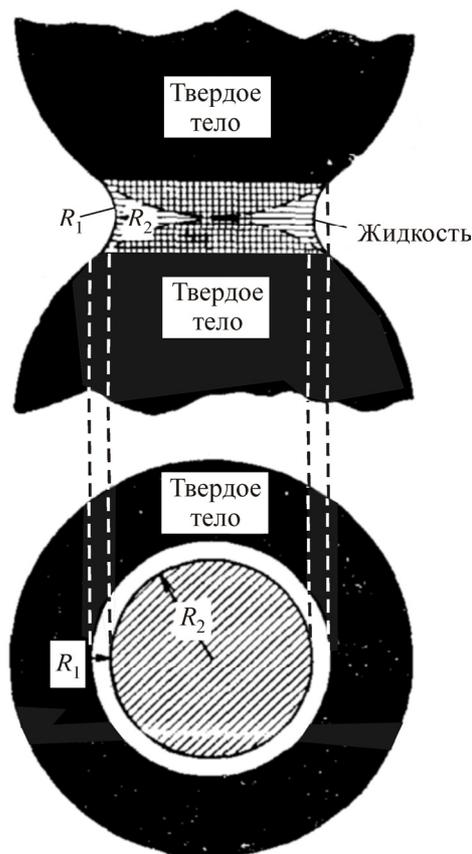


Рис. 9.5. Расположение смачивающей фазы в точке контакта двух сферических частиц (по Леверетту)

лярного давления, определенным методом капиллярного подъема в трубке, получим, что средний радиус кривизны $R_{\text{ср}}$ определится из уравнения

$$\frac{1}{R_{\text{ср}}} = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = \frac{2 \cos \theta}{r_{\text{общ}}} = \frac{\Delta d g h}{\sigma}.$$

Значения R_1 и R_2 практически измерить невозможно, поэтому обычно пользуются средним радиусом кривизны, эмпирически определяемым по данным измерений других характеристик пористой среды.

Распределение жидкости в пористой среде зависит от характеристик смачивания системы. Чтобы определить, какая из фаз занимает наиболее узкие места порового пространства, необходимо знать, какая из них избирательно лучше смачивает породу (см. рис. 9.4).

Для фиктивного грунта (упаковка сферических частиц одинакового радиуса) смачивающая фаза внутри системы пор может находиться или в виде колец (пендулярное распределение), или в виде шнурков (фуникулерное распределение). При фуникулерном распределении смачивающая фаза является непрерывной, полностью покрывает поверхность твердого тела. Пендулярное распределение соответствует такому состоянию насыщенности, при котором смачивающая фаза не является непрерывной и часть поверхности твердого тела покрыта несмачивающей фазой. Смачивающая фаза занимает более мелкие пустоты пористой среды.

Тема 20. ПЛОТНОСТЬ ЖИДКОСТИ

Жидкость – непрерывная среда, обладающая свойством текучести, т.е. способная неограниченно изменять свою форму под действием сколь угодно малых сил, но в отличие от газа мало изменяющая свою плотность при изменении давления.

В аэромеханике применяют термин «капельная жидкость» с целью подчеркнуть отличие жидкости от газа; газ в этих случаях называют сжимаемой жидкостью.

Жидкости бывают идеальные и реальные. *Идеальные* – невязкие жидкости, обладающие абсолютной подвижностью, т.е. отсутствием сил трения и касательных напряжений и абсолютной неизменностью в объеме под воздействием внешних сил. *Реальные* – вязкие жидкости, обладающие сжимаемостью, сопротивлением, растягивающим и сдвигающим усилиями и достаточной подвижностью, т.е. наличием сил трения и касательных напряжений.

Реальные жидкости могут быть ньютоновскими и неньютоновскими (бингамовскими). В ньютоновских жидкостях при движении одного слоя жидкости относительно другого величина касательного напряжения пропорциональна

скорости сдвига. При относительном покое эти напряжения равны нулю. Такая закономерность была установлена Ньютоном в 1686 году, поэтому эти жидкости (вода, масло, бензин, керосин, глицерин и др.) называют ньютоновскими жидкостями. Неньютоновские жидкости не обладают большой подвижностью и отличаются от ньютоновских жидкостей наличием касательных напряжений (внутреннего трения) в состоянии покоя.

Основные свойства жидкостей: плотность, удельный вес, вязкость, сжимаемость и др.

Плотность ρ – масса жидкости в единице объема. Для однородной жидкости

$$\rho = m/V, \quad (9.8)$$

где m – масса жидкости в объеме V . Единицы измерения ρ в системе СГС – г/см³, в системе МКГСС – кгс·с²/м⁴, а в системе СИ – кг/м³.

Удельный вес γ – вес жидкости в единице объема:

$$\gamma = G/V,$$

где G – вес жидкости. Единицы измерения γ в системе СГС – дин/см³, в системе МКГСС – кгс/м³, а в системе СИ – Н/м³.

Удельный вес и плотность связаны между собой зависимостью $\gamma = \rho g$, где g – ускорение свободного падения.

Практическая работа № 18

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ АРЕОМЕТРОМ

Цель работы. Определение плотности жидкости при атмосферном давлении.

Теоретическая часть

Существует много способов определения плотности жидкости, самый простой – с помощью ареометра.

Если определение пористости производится не при стандартной температуре (+20 °С), то необходимо привести полученное значение к стандартным условиям по формуле

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

где ρ_{20} – плотность жидкости при стандартных условиях, г/см³; ρ_t – плотность жидкости при температуре измерения, г/см³; α – коэффициент объемного термического расширения.

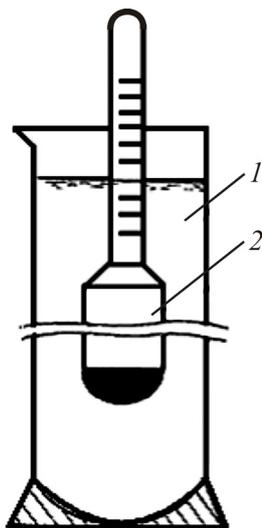


Рис. Измерение плотности жидкости с помощью ареометра: 1 – стеклянный цилиндр; 2 – ареометр

Приборы и оборудование (рисунок).
Стеклянный цилиндр с жидкостью, ареометр. Ареометр представляет собой стеклянный поплавок постоянного веса, в нижней части которого находится груз, а в верхней части – узкая трубка со шкалой.

Ареометры градуируются в небольших пределах измеряемого параметра и выпускаются в виде комплекта из нескольких штук.

Ареометр погружается в жидкость на различную глубину в зависимости от ее плотности. Над уровнем жидкости поднимается узенькая трубка со шкалой. Если ареометр не соответствует испытываемой жидкости, т.е. стоит на дне цилиндра или всплывает за шкалу, то подбирают другой.

Порядок выполнения работы

1. Готовят форму табл. 1.

Таблица 1

Данные опыта

Номер определения	Комнатная температура t , °С	Показание ареометра ρ_t , г/см ³	Температурная поправка α , °С	Плотность жидкости при 20 °С ρ_{20} , г/см ³
1				
2				

2. Нефть, пластовую воду или другую жидкость наливают по стенке в наклоненный цилиндр емкостью 300–1000 см³ так, чтобы не образовывалось пены и пузырьков воздуха и уровень жидкости не доходил до края 4–5 см.

3. Держа чистый и сухой ареометр за градуированную трубку, медленно в вертикальном положении опускают его в жидкость до соприкосновения с дном цилиндра.

4. Если ареометр всплывает вверх и при отсутствии соприкосновения со стенками цилиндра уровень жидкости устанавливается на шкале, то отсчет делают по нижнему краю мениска.

5. Если ареометр не соответствует испытываемой жидкости, т.е. стоит на дне или всплывает за шкалу, то подбирают другой.

6. Результаты определений и расчетов записывают в табл. 1. Отсчет по шкале ареометра дает значение плотности ρ_t жидкости при температуре исследования. Плотность жидкости при стандартной температуре ρ_{20} рассчитывают

по формуле (9.8). Коэффициент объемного термического расширения нефтей берется из табл. 2.

Таблица 2

Температурные поправки плотности нефти и нефтяных продуктов при приведении их к стандартной температуре

Пределы плотности, г/см ³	Поправка на 1 °С	Пределы плотности, г/см ³	Поправка на 1 °С
0,6900–0,6999	0,000 910	0,8400–0,8499	0,000 712
0,7000–0,7099	0,000 897	0,8500–0,8599	0,000 699
0,7100–0,7199	0,000 884	0,8600–0,8699	0,000 686
0,7200–0,7299	0,000 870	0,8700–0,8799	0,000 673
0,7300–0,7399	0,000 837	0,8800–0,8899	0,000 660
0,7400–0,7499	0,000 844	0,8900–0,8999	0,000 647
0,7500–0,7599	0,000 831	0,9000–0,9099	0,000 600
0,7600–0,7699	0,000 818	0,9100–0,9199	0,000 620
0,7700–0,7799	0,000 805	0,9200–0,9299	0,000 607
0,7800–0,7899	0,000 792	0,9300–0,9399	0,000 594
0,7900–0,7999	0,000 778	0,9400–0,9499	0,000 584
0,8000–0,8099	0,000 765	0,9500–0,9599	0,000 567
0,8100–0,8199	0,000 752	0,9600–0,9699	0,000 554
0,8200–0,8299	0,000 738	0,9700–0,9799	0,000 541
0,8300–0,8399	0,000 725	0,9800–0,9899	0,000 528
		0,9900–1,0000	0,000 515

Практическая работа № 19

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ С ПОМОЩЬЮ ТЕНЗИОМЕТРА К-11

Цель работы. Определение плотности керосина и раствора хлористого кальция. Ознакомление с работой прибора К-11.

Описание прибора. Комплект тензиометра К-11 состоит из тензиометра с встроенным датчиком температуры, держателя сосуда пробы диаметром 70 мм, панели управления и наборов для определения плотности и поверхностного натяжения (рисунок).



Рис. Тензиометр К-11

Теоретическая часть

Помимо измерения поверхностного или межфазного натяжения тензиометр К-11 позволяет определять плотность жидкостей. Таким образом, если нужно знать значение плотности для измерения методом кольца, то для этого не требуется дополнительного прибора. Все, что требуется для определения плотности, – это набор для определения плотности, поставляемый по специальному заказу.

Это измерение основывается на том, что при плавании твердого тела в жидкости его вес уменьшается по сравнению с его весом в воздухе. Масса объема жидкости, вытесненной зондом, точно равна уменьшению веса. Если плотность зонда известна, то плотность жидкости можно определить по разнице весов зонда в воздухе и жидкости.

Для вычисления плотности служит формула

$$\rho_L = \rho_{MB} \frac{G_{MBA} - G_{MBL}}{G_{MBA}},$$

где ρ_L – плотность жидкости; ρ_{MB} – плотность зонда; G_{MBA} – вес зонда в воздухе; G_{MBL} – вес зонда в жидкости.

Порядок проведения работы

1. Вводят пробу и ее название с клавиатуры.
2. Вводят имя пользователя (Modify).
3. Подвешивают держатель за крюк. Измеряют вес.
4. Place the rot on the hook. (Повесьте стержень на крюк.) Устанавливают цилиндр на держатель. Измеряют вес.
5. Remove the stick from the hook. (Снять стержень с держателя.) Убирают стержень.
6. Устанавливают держатель как можно ближе к уровню жидкости.
7. Измеряют вес держателя в жидкости. Searching (поиск). Сосуд с пробой движется вверх с заданной скоростью поиска до регистрации контакта держателя с поверхностью жидкости.
8. Устанавливают стержень в держатель. Измеряют вес стержня и держателя в жидкости. Immersing (погружение). Автоматическое погружение держателя.
9. Finished (закончено). Автоматическое определение плотности жидкости.
10. Данные замеров заносят в таблицу:

Данные исследований

№ п/п	Жидкость	Температура жидкости, °С	Плотность жидкости ρ , кг/м ³

Контрольные вопросы

1. На каком принципе основано измерение тензиометра?
2. В чем преимущества и недостатки метода измерения плотности жидкости тензиометром?

Практическая работа № 20

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА ДВУХ ФАЗ МЕТОДОМ СЧЕТА КАПЕЛЬ

Цель работы. Определение коэффициента межфазного натяжения σ для различных растворов на водной основе на границе с нефтью и установление зависимости межфазного натяжения от рода жидкостей, концентрации веществ в растворах и температуры опыта.

Теоретическая часть

Поверхностное натяжение определяется на границе жидкость – газ, в лабораторных условиях – жидкость – воздух. *Межфазное натяжение* определяется на границе жидкость – жидкость, в лабораторных условиях пластовая вода – нефть. *Поверхностное натяжение* определяется как работа, затраченная на образование единицы площади новой поверхности жидкости в изотермических условиях, или как избыток свободной энергии поверхностного слоя жидкости толщиной 1 м по сравнению с энергией слоя такой же толщины, взятого внутри жидкости. Величина измеряется в Дж/м (мДж/м). Поверхностное натяжение можно рассматривать и как силу, отнесенную к единице длины, т.е. к 1 м линии, ограничивающей поверхность жидкости. Эта сила принимается за единицу поверхностного натяжения и в системе СИ выражается в Н/м. В практике добычи нефти необходимо знать $\sigma_{\text{нв}}$ воды на границе с нефтью, нефти и воды на границе с газом – $\sigma_{\text{нг}}$, $\sigma_{\text{вг}}$. Необходимо также знать, как измеряется $\sigma_{\text{нв}}$ в зависимости от давления и насыщенности нефти газом.

Поверхностное натяжение чистой жидкости на границе с паром с повышением температуры уменьшается по зависимости

$$\sigma_t = \sigma_0 (1 - \alpha_t t),$$

где σ_t и σ_0 – поверхностное натяжение системы при температуре опыта 0°C ; α_t – температурный коэффициент поверхностного натяжения, сохраняющий свойства константы при температурах вдали от критической точки; t – температура, $^\circ\text{C}$.

Поверхностное натяжение жидкости на границе с газом с увеличением давления понижается.

Общий характер зависимости поверхностного натяжения нефти от давления на границе с газом остается таким же, как и для воды, но количественные изменения $\sigma_{\text{нг}}$ для нефти с увеличением давления зависят от многих дополнительных факторов: химического состава нефти, количества растворенного газа и его состава, природы полярных компонентов и их количества и т.д. Чем выше растворимость газа, тем интенсивнее уменьшается поверхностное натяжение нефти с повышением давления.

Поверхностное натяжение дегазированной малополярной нефти на границе с водой в пределах давлений, встречающихся в промысловой практике, мало зависит от давления и температуры.

При наличии в нефти водорастворимых полярных компонентов поверхностное натяжение ее на границе с водой может увеличиваться с ростом давления и температуры вследствие растворения этих компонентов в воде. Поверхностное натяжение на границе вода – нефть изменяется от 40 мДж/м до значений, меньших единицы. Верхний предел соответствует неактивным нефтям на гра-

нице с жесткими водами, нижний – высокоактивным нефтям на границе со щелочными пластовыми водами.

С увеличением давления $\sigma_{\text{вн}}$ возрастает незначительно, и его изменениями при рассмотрении процесса разработки можно пренебречь. С увеличением температуры $\sigma_{\text{вн}}$ уменьшается в зависимости от характеристики нефти (до 10 мДж/м и ниже). Поверхностное натяжение воды значительно снижается растворением в воде ПАВ (поверхностно-активных веществ).

Сложный характер имеет зависимость поверхностного натяжения нефти на границе с водой от давления и температуры в условиях насыщения нефти газом. В связи со значительной растворимостью газа в нефти $\sigma_{\text{гн}}$ с увеличением давления насыщения будет уменьшаться интенсивнее, чем $\sigma_{\text{вн}}$, поэтому с ростом давления увеличивается разница поверхностных натяжений нефти и воды на границе с газом и межфазное натяжение между ними с ростом температуры будет уменьшаться.

Межфазное натяжение на границе двух жидкостей при измерении сталагмометрическим способом определяется по формуле

$$\sigma = K \frac{(V_1 - V_2)(\rho_1 - \rho_2)}{n},$$

где σ – межфазное натяжение на границе вода – исследуемая жидкость; K – постоянная прибора, которая зависит от формы капилляра, типа крана и бюретки; V_1, V_2 – объем жидкости в бюретке в начале и в конце опыта; ρ_1, ρ_2 – плотность воды и керосина; n – количество оторвавшихся от капилляра капель.

Для определения постоянной капилляра измеряют σ на границе дистиллированная вода – керосин (бензол, толуол, вазелиновое масло, трансформаторное масло и др.). При этом плотность тарировочной жидкости берется из справочной литературы. Например, плотность керосина 0,781 г/см³, бензола – 0,897 г/см³. Постоянную прибора определяют по формуле

$$K = \frac{\sigma n}{(V_1 - V_2)(\rho_1 - \rho_2)},$$

где σ – межфазное натяжение на границе тарировочная жидкость – дистиллированная вода (межфазное натяжение на границе с керосином 47,5 мН/м, с бензолом – 34,96 мН/м).

Описание прибора. *Сталагмометр* – прибор для определения межфазного натяжения (рисунок). Межфазное натяжение измеряется методом счета капель путем определения количества и объема выдавливаемых капель.

Прибор включает измерительную бюретку 3 с микрокраном 4 и изогнутым капилляром 5, установленной с помощью лапок 2 в физическом штативе 1. Дополнительным оборудованием может служить жидкостный термостат 8 с электронным блоком 9.

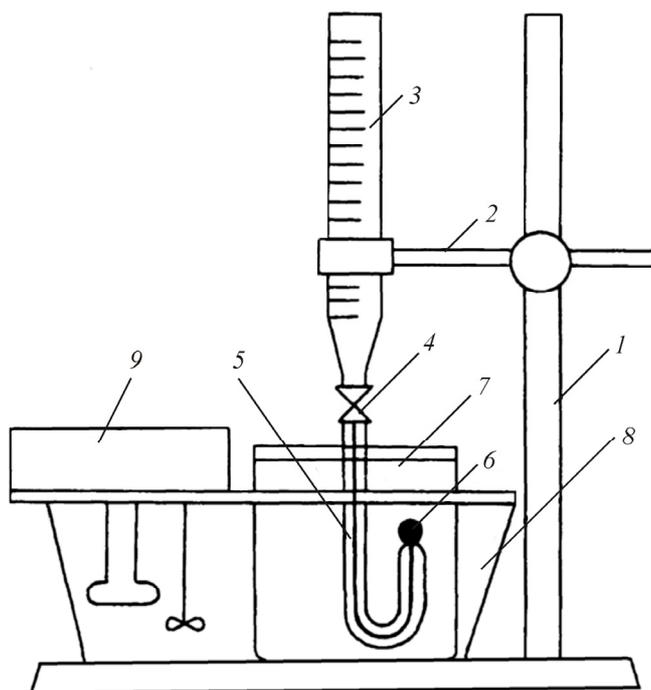


Рис. Схема установки для определения поверхностного натяжения методом счета капель

В бюретке 3 находится углеводородная жидкость, а в стакане 7 – жидкость на водной основе (вода, раствор соли или ПАВ и др.). Поскольку жидкости взаимно не смешиваются и отличаются по плотности, образовавшаяся на конце капилляра капля стремится оторваться и всплыть на поверхность раздела фаз жидкость – воздух. Время формирования капли задается проходным сечением микрокрана с таким расчетом, чтобы образование до начала отрыва капли требовалось не менее 1 мин. Доказано экспериментально, что формирование поверхности раздела двух несмешивающихся жидкостей в форме капли происходит неравномерно: вначале процесс идет интенсивно, затем затухает и к концу первой минуты формирование пограничного слоя заканчивается. Еще одним важным условием для получения реального значения межфазного натяжения является условие предотвращения попадания истекающей жидкости на поверхность капилляра до погружения его в жидкость на водной основе. Для выполнения этого условия перед опытом при закрытом микрокране необходимо промыть конец капилляра жидкостью, не гидрофобизирующей поверхность капилляра.

Электронный блок 9 позволяет изменять температуру и поддерживать ее на заданном уровне.

Порядок проведения работы

Общий порядок выполнения работы будет зависеть от поставленной цели – изучение влияния температуры на изменение межфазного натяжения на

границе двух жидкостей. Опыт проводится для 3–5 значений температуры с одними и теми же жидкостями.

1. Для заданных жидкостей при нормальной температуре определяют постоянную прибора при определенном расходе жидкости через капилляр (устанавливается с помощью микрокрана с учетом условий отрыва капли от капилляра, определяемых временем в 1,0–1,5 мин). При достижении заданного режима формирования и отрыва капли фиксируют начальный объем жидкости в измерительной бюретке и конечный после отрыва десятой капли от капилляра.

2. Включают электронный блок и устанавливают заданное значение температуры, определяют межфазное натяжение по формуле

$$\sigma_t = K \frac{(V_n - V_k) [\rho_1(t) - \rho_2(t)]}{n},$$

где V_n , V_k – начальный и конечный объемы жидкости в бюретке; σ_t – межфазное натяжение при заданной температуре; $\rho_1(t)$, $\rho_2(t)$ – значения плотности жидкостей в стакане и в бюретке для заданной температуры.

Плотность жидкости с учетом температурного расширения определяют по формуле

$$\rho_t = \frac{\rho_0}{1 + c_t \Delta t};$$
$$c_t = \frac{\Delta V}{V} \Delta t,$$

где ρ_0 – плотность жидкости при $t = 20$ °С и давлении $p = 0,022$ МПа; c_t – коэффициент температурного расширения жидкости. Например, для керосина $c_t = 0,000 78$ 1/°С, для воды $0,000 257$ 1/°С.

2. Значение температуры берут в интервале 20–40 °С. При этом контролируют время отрыва капли (≥ 1 мин), количество капель (10). Измерения производят только после достижения заданной температуры, о чем будет сигнализировать термореле.

4. Полученные при проведении опытов данные записывают в таблицу.

5. Строят график зависимости σ_t от температуры опыта.

Для изучения влияния рода жидкости (концентрации веществ) на межфазное натяжение проводятся опыты с различными жидкостями (концентрациями) при заданном значении температуры. Последовательность проведения опытов такая же, что и описанная выше (пп. 1 и 2). Полученные данные заносят в таблицу.

По этим данным строят график зависимости σ_t от концентрации веществ.

Данные лабораторных исследований

№ п/п	Температура опыта t , °С	Начальная отметка V_1 , см ³	Конечная отметка V_2 , см ³	Плотность жидкости ρ_1 , кг/м ³	Плотность жидкости ρ_2 , кг/м ³	Количество капель n	Межфазное натяжение σ , мН/м

Контрольные вопросы

1. Что называют поверхностным натяжением?
2. Назвать единицы измерения поверхностного натяжения.
3. Как изменяются поверхностные натяжения в зависимости от температуры и концентрации веществ в жидкостях?
4. Роль поверхностного натяжения в нефтепромысловом деле.
5. Опишите порядок проведения лабораторной работы.
6. Как изменяется межфазное натяжение на границе нефть – вода, если ввести в воду ПАВ?
7. Дать определение адгезии.
8. Дать определение когезии.
9. Определить значение работы адгезии, если краевой угол смачивания породы 180°.
10. Определить инверсию смачиваемости.

Практическая работа № 21

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА ДВУХ ФАЗ МЕТОДОМ КОЛЬЦА С ПОМОЩЬЮ ТЕНЗИОМЕТРА К-11

Цель работы. Определение поверхностного натяжения на границе жидкость – воздух методом кольца. Ознакомление с работой прибора.

Теоретическая часть

Исторически первым был разработан метод кольца, поэтому многие приводимые в литературе значения поверхностного и межфазного натяжения являются результатом измерений методом кольца.

В методе кольца жидкость поднимают до регистрации контакта с поверхностью. Затем проба опускается, и под кольцом образуется натянутая пленка жидкости (рис. 1).

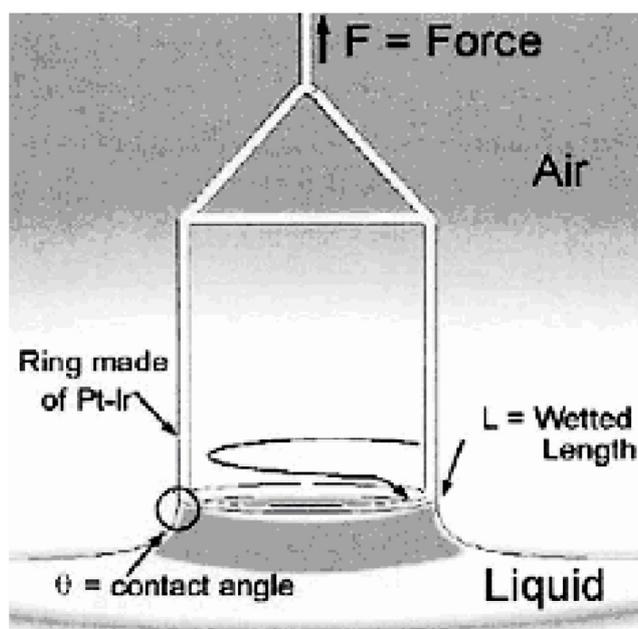


Рис. 1. Схема метода кольца: θ contact angle – контактный угол θ ; ring made of Pt-Ir – кольцо из сплава платины с иридием; force – сила; air – воздух; wetted length – смоченная длина; liquid – жидкость

При натяжении этой пленки измеряется максимальная сила. При максимальной силе ее вектор направлен точно параллельно направлению движения. В этот момент контактный угол θ (см. рис. 1) равен нулю.

На рис. 2 показано изменение силы при увеличении расстояния кольца от поверхности жидкости.

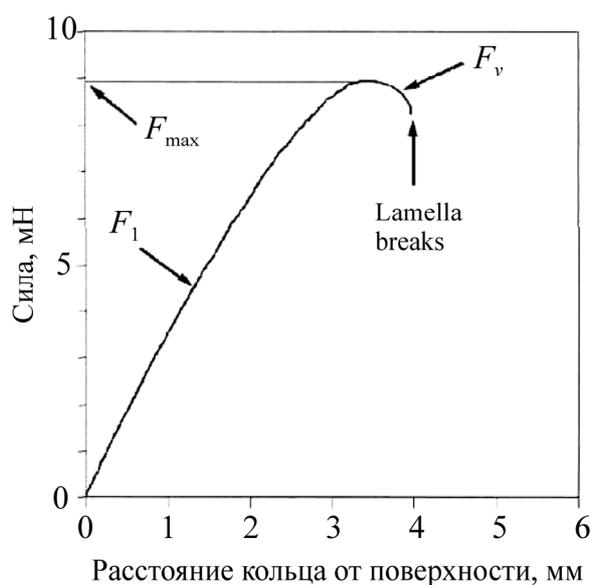


Рис. 2. Изменение силы с ростом расстояния кольца от поверхности: lamella breaks – пленка разрывается

На практике расстояние сначала увеличивают до тех пор, пока не будет пройдена область максимальной силы. Затем сосуд с пробой движется обратно, и точка максимальной силы проходится во второй раз. Значение максимальной силы точно определяется только при этом обратном движении, и оно используется для вычисления натяжения. Во время измерения стараются избегать разрыва пленки, показанного на рис. 1. Вычисление проводится по формуле

$$\sigma = \frac{F_{\max} - F_V}{L \cos \theta},$$

где σ – поверхностное или межфазное натяжение; F_{\max} – максимальная сила; F_V – вес объема поднятой жидкости; L – смоченная длина; θ – контактный угол. Контактный угол θ уменьшается с увеличением расстояния и становится равным нулю в точке максимальной силы. Это означает, что $\cos \theta$ равен единице.

Вычисление поправки для метода кольца

Вес объема жидкости, поднятой под кольцом, выражаемый членом F_V , нужно вычесть из измеренного значения максимальной силы, так как он также влияет на показания весов. Нужно также найти решение следующей задачи: кривизна внутренней поверхности пленки больше, чем внешней. Это значит, что максимальная сила (при которой контактный угол равен нулю) достигается при разных расстояниях для внутренней и внешней части кольца. В результате измеренное значение максимальной силы не совпадает точно с действительным ее значением.

Для тензиометра К-11 существует три метода коррекции, применимые для разных диапазонов значений. Нужно выбрать метод коррекции, соответствующий данному применению прибора. Вычисления проводятся автоматически. Три возможных метода коррекции:

- метод Хуха и Мейсона;
- метод Харкинса и Джордана;
- метод Зуидема и Ватерса.

Порядок проведения работы

1. Измерение начинают из основного меню метода пластины нажатием кнопки ENT. В качестве метода измерений должен быть выбран SFT (измерение поверхностного натяжения).

После каждого действия вручную в измерительной камере надо быть абсолютно уверенным, что жидкость и зонд не двигаются. Дверцу измерительной камеры нужно закрывать после каждого действия.

2. Вводят пробу и ее название.
3. Вводят имя пользователя.
4. Подвешивают зонд на крюк. Тарирование зонда над поверхностью жидкости.
5. Устанавливают зонд как можно ближе к поверхности жидкости. Появляется надпись Searching (поиск). Поиск поверхности: жидкость движется вверх до регистрации «подскока» зонда. Записывают высоту поверхности.
6. Появление надписи Immersing (погружение) означает погружение зонда на заданную глубину. Возвращение на найденную высоту поверхности.
7. Появление надписи Measuring (измерение) – запись измеренных значений в таблицу.
8. Надпись Finished (закончено) свидетельствует, что измерение закончено. Полученные данные используют для отображения среднего значения поверхностного натяжения, стандартного отклонения и температуры.

Данные исследований

№ п/п	Жидкость	Температура опыта $t, ^\circ\text{C}$	Плотность жидкости $\rho, \text{кг/м}^3$	Поверхностное натяжение $\sigma, \text{мН/м}$

Практическая работа № 22

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА ДВУХ ФАЗ МЕТОДОМ ПЛАСТИНЫ С ПОМОЩЬЮ ТЕНЗИОМЕТРА К-11

Цель работы. Определение поверхностного натяжения на границе жидкость – воздух методом пластины. Ознакомление с работой прибора.

Теоретическая часть

Между молекулами жидкости и газа, нерастворимого в жидкости, имеется взаимодействие, в результате чего образуется граница раздела. Для изменения формы этой границы раздела или поверхности нужно затратить определенную энергию. Работа, требуемая для изменения формы этой поверхности, называется поверхностным натяжением.

Прибор К-11 определяет поверхностное или межфазное натяжение с помощью оптимально смачиваемого зонда, подвешенного к точным весам. Для

контакта измеряемой жидкости с зондом используется перемещаемый по высоте держатель сосуда пробы. При касании зонда с жидкостью возникает сила, действующая на весы. При известной длине зонда (длина пластины) по измеренному значению силы можно вычислить поверхностное или межфазное натяжение. Еще одним требованием к зонду является его высокая поверхностная энергия. Таким образом, в качестве материала кольца используется сплав платины с иридием, а для пластины – платина.

В методе пластины жидкость поднимают до регистрации контакта пластины с поверхностью или межфазной границей (рисунок). Натяжение вычисляется по формуле

$$\sigma = \frac{F_{\max} - F_V}{L \cos \theta},$$

где σ – поверхностное или межфазное натяжение; F_{\max} – максимальная сила; F_V – вес объема поднятой жидкости; L – смоченная длина; θ – контактный угол.

Пластина изготавливается из платины и оптимально смачивается так, что контактный угол практически равен нулю. В этом случае $\cos \theta$ равен примерно единице, и нужно учитывать только измеренную силу и смоченную длину.

Для метода пластины не требуется вычисления поправки.

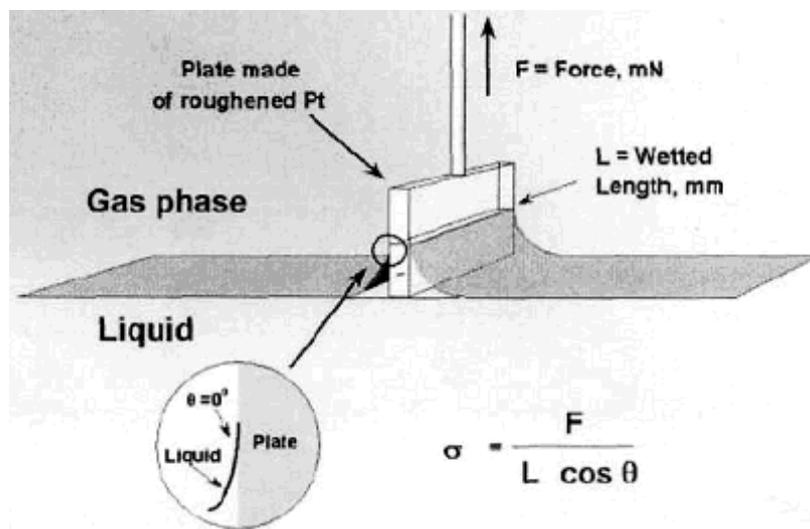


Рис. Схема определения поверхностного натяжения методом пластины: liquid – жидкость; plate – пластина; gas phase – газовая фаза; plate made of roughened Pt – пластина, сделанная из платины с шероховатой поверхностью; force, mN – сила, мН; wetted length – смоченная длина

Порядок проведения работы

1. Измерение начинают из основного меню метода пластины нажатием кнопки ENT. В качестве метода измерений должен быть выбран SFT (измерение поверхностного натяжения).

После каждого действия вручную в измерительной камере надо быть абсолютно уверенным, что жидкость (жидкости) и зонд не двигаются. Дверцу измерительной камеры нужно закрывать после каждого действия.

2. Вводят пробу и ее название.

3. Вводят имя пользователя.

4. Подвешивают зонд на крюк. Тарирование зонда над поверхностью жидкости.

5. Устанавливают зонд как можно ближе к поверхности жидкости. Появляется надпись Searching (поиск). Поиск поверхности: жидкость движется вверх до регистрации «подскока» зонда. Записывают высоту поверхности.

6. Появление надписи Immersing (погружение) означает погружение зонда на заданную глубину. Возвращение на найденную высоту поверхности.

7. Появление надписи Measuring (измерение) – запись измеренных значений в таблицу.

8. Надпись Finished (закончено) свидетельствует, что измерение закончено.

Полученные данные используются для отображения среднего значения поверхностного натяжения, стандартного отклонения и температуры.

Данные исследований

№ п/п	Жидкость	Температура опыта $t, ^\circ\text{C}$	Плотность жидкости $\rho, \text{кг/м}^3$	Поверхностное натяжение $\sigma, \text{мН/м}$

ЛЕКЦИЯ 10

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Тема 21. ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ЯВЛЕНИЯ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ

Приток жидкости и газа из пласта в скважины происходит под действием сил, на природу и величину которых влияют виды и запасы пластовой энергии. В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам обуславливается следующим:

- напором краевых вод;
- напором газа, сжатого в газовой шапке;
- энергией газа, растворенного в нефти и в воде и выделяющегося из них при снижении давления;
- упругостью сжатых пород;
- гравитационной энергией.

В зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии вводят понятия режимов работы залежи: водонапорный, режим газовой шапки (газонапорный), растворенного газа, упругий или упруговодонапорный, гравитационный и смешанный.

Водонапорный режим газовых месторождений, так же как и нефтяных залежей, возникает при наличии активных краевых вод или при искусственном заводнении пласта. Газовый режим залежи (или режим расширяющегося газа) возникает при условии, когда единственным источником является энергия сжатого газа, т.е. когда пластовые воды не активны.

Запасы пластовой энергии расходуются на преодоление сил вязкого трения при перемещении жидкостей и газов к забоям скважин, на преодоление капиллярных и адгезионных сил.

Поверхностные явления при фильтрации

Гидравлические сопротивления во время движения жидкости в пористой среде пропорциональны скорости потока и вязкости жидкостей. Эти сопротивления аналогичны сопротивлению трения при движении жидкости в трубах. Но в отличие от движения жидкости в трубах характер ее течения в микронеоднородной пористой среде имеет свои особенности. По результатам наблюдений за движением воды и нефти в пористой среде установлено, что в области водо-нефтяного контакта вместо отдельного фронтального движения фаз перемещает-

ся смесь воды и нефти. Жидкости в капиллярных каналах разбиваются на столбики и шарики, которые на время закупоривают поры пласта вследствие проявления капиллярных сил. Подобное образование смеси наблюдалось и в единичных капиллярах.

Чтобы представить механизм проявления капиллярных сил при движении водонефтяной смеси, остающейся позади водонефтяного контакта, рассмотрим условия перемещения столбика нефти в цилиндрическом капилляре, заполненном и смоченном водой (рис. 10.1).

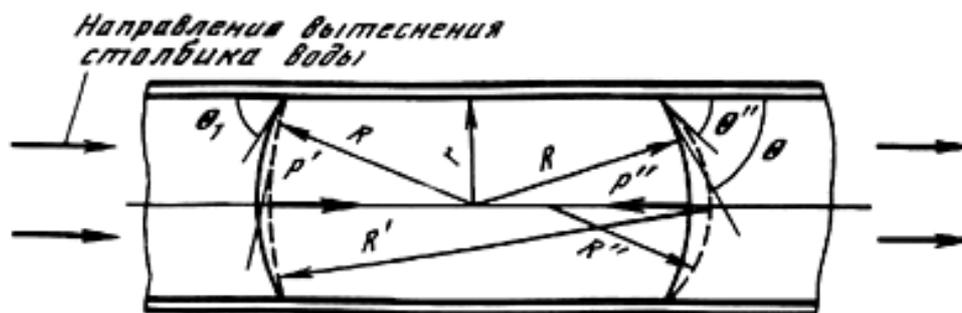


Рис. 10.1. Схема деформации капли нефти при ее сдвиге в капилляре

Под действием капиллярных сил столбик нефти будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая при это давление P на пленку воды между стенками капилляра и столбиком нефти:

$$P = \frac{2\sigma}{R} - \frac{\sigma}{r},$$

где σ – поверхностное натяжение на границе нефть – вода; R – радиус сферической поверхности столбика нефти; r – радиус ее цилиндрической поверхности.

Под действием давления, развиваемого менисками, происходит отток жидкости из слоя, отделяющего столбик нефти от стенок капилляра, продолжающийся до тех пор, пока пленка не достигнет равновесного состояния. Эти пленки обладают аномальными свойствами, в частности повышенной вязкостью, и поэтому они неподвижны. Следовательно, с началом движения столбика нефти в капилляре возникнет сила трения, обусловленная давлением нефти на стенки капилляра. Кроме того, прежде чем столбик нефти сдвинется с места, мениски на границах фаз деформируются и займут положение, изображенное пунктирными линиями (см. рис. 10.1).

Разность значений давления, созданного менисками, будет создавать силу, противодействующую внешнему перепаду давления:

$$P_c = \frac{2\sigma}{r} (\cos \Theta'' - \cos \Theta').$$

Описанное явление, сопровождающееся действием дополнительных сопротивлений при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах, впервые исследовано Ж. Жаменом и названо его именем. Многочисленные эффекты Жамена возникают также при движении газодонефтяных смесей в пористой среде. Дополнительное сопротивление и капиллярное давление для единичных столбиков могут быть малы. Но в пористой среде столбики образуются в больших количествах, и на преодоление капиллярных сил затрачивается значительная часть пластовой энергии. Капиллярные силы способствуют уменьшению проницаемости фаз.

В пористой среде водонефтяная смесь движется в капиллярах переменного сечения, при этом происходит деформация капель. При переходе глобул и шариков нефти, воды или газа из широкой части канала в суженную вследствие неравенства радиусов кривизны менисков возникает дополнительное противодавление.

Тема 22. ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ ИЗ ПЛАСТА НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ

Общая схема вытеснения нефти водой и газом

В природных условиях наиболее распространены залежи, разрабатываемые на напорных режимах (или эти режимы работы воспроизводятся и поддерживаются искусственно путем нагнетания в залежь воды или газа). Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами – краевой или нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или газом, нагнетаемым в пласт с поверхности. Несмотря на существенные различия в отдельных деталях процесса, качественные схемы вытеснения нефти водой и газом имеют много общего.

Нефть и вытесняющий ее агент движутся одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют на нефть как «поршни». Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережают нефть. При этом насыщение породы различными фазами, а следовательно, и эффективная проницаемость для нефти и вытесняющих агентов непрерывно изменяются. С увеличением водонасыщенности, например до 50–60 %, увеличивается количество воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости породы для воды. При этом нефть уже не вытесняется из пор, а скорее, увлекается струей воды. Таким образом, по длине пласта образуется несколько зон с различной водонефтенасыщенностью. Типичная картина изменения водонасыщенности по длине пласта в один из моментов времени при вытеснении нефти водой приведена на рис. 10.2. Эта схема процесса представляется всеми исследова-

дователями как суммарный результат проявления капиллярных и гидродинамических сил.

Водонасыщенность пласта уменьшается от максимального значения S_{\max} , соответствующего конечной нефтеотдаче на начальной линии нагнетания воды, до значения насыщенности погребенной воды S_n . При этом в пласте можно отметить три зоны. В первой из них, где водонасыщенность изменяется от S_{\max} до S_ϕ , на условном контуре вытеснения она плавно понижается по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть.



Рис. 10.2. Изменение нефтеводонасыщенности по длине пласта при вытеснении нефти водой

Второй участок (зона II) с большим уклоном кривой представляет собой переходную зону от вымывания нефти (зона I) к зоне III движения чистой нефти. Эту зону принято называть стабилизированной. Длина ее в естественных условиях может достигать нескольких метров.

Аналогичное распределение газа и нефти в пласте образуется при вытеснении нефти газом. Разница главным образом количественная в связи с различной вязкостью воды и газа.

Помимо свободного газа газовой шапки нефть из пласта может вытесняться газом, выделяющимся из раствора. Иногда растворенный газ является единственным источником энергии в залежи. Энергия растворенного в нефти газа проявляется в тех случаях, когда давление в залежи падает ниже давления насыщения нефти газом.

Свободный газ со снижением давления вначале выделяется у твердой поверхности, так как затрачиваемая работа, необходимая для образования пузырька у стенки (за исключением случая полного смачивания поверхности твердого тела жидкостью), меньше, чем необходимо для его образования в свободном пространстве жидкости. После образования пузырька газонасыщенность структуры увеличивается.

Вначале газовые пузырьки находятся далеко друг от друга, но, постепенно расширяясь, газонасыщенные участки соединяются друг с другом. После образования пузырьков газа они вытесняют нефть из пласта в том объеме, который занимают в поровом пространстве. Такой эффективный процесс вытеснения продолжается до тех пор, пока газонасыщенные участки перемежаются с нефтью (т.е. до образования сплошных газонасыщенных участков). С этого момента эффективность вытеснения нефти газом понижается по мере увеличения газонасыщенности пор пласта, так как малая вязкость газа позволяет ему быстрее нефти перемещаться к скважинам, в зоны пониженного давления (к забоям), по газонасыщенным участкам.

Поверхностные явления и причины нарушения линейного закона Дарси

На закономерности фильтрации жидкостей и газов в пористой среде влияют не только границы раздела между нефтью, газом и водой, но и поверхностные явления, происходящие на границе твердое тело – жидкость. Понижение скорости фильтрации может быть вызвано химической фиксацией адсорбционных слоев поверхностно-активных компонентов нефти, например кислотного типа, на активных местах поверхности минеральных зерен.

В таких случаях может наблюдаться непрерывное замедление фильтрации со временем до полной закупорки перовых каналов вследствие возрастания толщины коллоидных пленок.

Установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с увеличением перепадов давления и повышением температуры до 60–65 °С. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоев. Это одна из причин нарушения закона Дарси (нелинейный характер зависимости расхода от депрессии) при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде.

Дебиты скважин вследствие образования в пласте смолопарафиновых отложений в ряде случаев уменьшаются, и для борьбы с этим прогревают призабойную зону или обрабатывают забой какими-либо средствами.

Другой причиной нарушения закона Дарси могут быть аномальные свойства жидкостей, связанные с отклонением от закона трения Ньютона.

Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежей

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенную к начальной.

При современном уровне развития технологии и техники нефтедобычи физически возможный коэффициент нефтеотдачи значительно меньше единицы. Даже если сетка расположения скважин плотная, а водные факторы значительные, нефтеотдача редко достигает 70–80 %.

Нефтеотдача зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее значение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворенного в нефти. Это объясняется также большой эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкости нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

Эффективность вытеснения нефти газом, выделяющимся из раствора, ниже эффективности при других источниках пластовой энергии. Это объясняется ограниченным объемом газа, который имеется в пласте, и небольшим соотношением значений вязкости газа и нефти, что способствует быстрому прорыву газа в скважины вследствие его большой подвижности. Газ, кроме того, является фазой, не смачивающей породы пласта, что способствует увеличению количества остаточной нефти.

Значительно эффективнее проявляется энергия газа из газовой шапки. В процессе расширения газа нефть перемещается к забою, и первоначально происходит эффективное вытеснение нефти из пласта при сравнительно небольшой его газонасыщенности. Дальнейшее снижение эффективности расширения газовой шапки обусловлено в основном несмачиваемостью твердой фазы газом и небольшой его вязкостью, что приводит к прорыву газа к скважинам через крупные каналы и более проницаемые зоны пласта.

Значительное влияние на нефтеотдачу залежей с газовой шапкой оказывает угол наклона пластов. При крутых углах падения пластов условия гравитационного отделения газа от нефти улучшаются и эффективность вытеснения нефти газом повышается.

Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется микро- и макронеоднородным характером их строения. Микронеоднородный и сложный характер строения порового пространства – причина прорыва вод и газа по отдельным каналам и образования водонефтегазовых смесей в пористой среде. Совместное движение различных несмешивающихся фаз в пласте представляет собой сложный процесс, в котором капиллярные силы проявляются во много раз больше, чем при «поршневом» вытеснении нефти водой.

Известно, что вытеснение взаимно растворимых жидкостей характеризуется высокой нефтеотдачей, близкой к 95–100 %.

Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды способствует уменьшению нефтеотдачи. По результатам исследований с увеличением вязкости нефти значительно проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, приводящие к возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею промываемых.

На нефтеотдачу пластов в значительной степени влияет удельная поверхность пород. Нефть гидрофобизует поверхность твердой фазы, и часть нефти, находящейся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия.

Макронеоднородное строение пластов – наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом. Оказалось также, что нефтеотдача зависит от свойств пористой среды и условий вытеснения нефти водой и газом (количество и состав связанной воды, состав и физико-химические свойства нефти и горных пород, скорость вытеснения и др.).

Исходя из причин, вызывающих неполную отдачу пластом нефти, можно отметить следующие пластовые формы существования остаточной нефти:

- капиллярно удержанная нефть;
- нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы;
- нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых водой;
- нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;
- нефть, задержавшаяся у местных непроницаемых экранов (сбросы и другие непроницаемые перемычки).

Пленочная нефть покрывает тонкой смачивающей пленкой поверхность твердой фазы пласта. Количество этой нефти определяется радиусом действия молекулярных сил твердой и жидкой фаз, строением поверхности минерала и размером удельной поверхности пород.

Измерения тонких слоев жидкости, а также исследования распределения остаточной воды в пористой среде показывают, что объем остаточной нефти, находящейся в пленочном состоянии, в реальных условиях во много раз меньше, чем капиллярно удержанной.

Помимо пленочной и капиллярно удержанной нефти значительные ее количества могут оставаться в обойденных и плохо промытых водой участках, а также в изолированных линзах, тупиках и местных непроницаемых экранах и перемычках.

Небольшие значения коэффициентов нефтеотдачи естественных коллекторов свидетельствуют о значительном количестве нефти, остающейся пласте

в виде мелких и больших ее целиков вследствие неоднородности строения пород и пластов.

Как уже упоминалось, наиболее эффективен водонапорный режим, и поэтому для повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти следует стремиться к сохранению естественного или воспроизведению искусственного режима вытеснения нефти водой. Технология заводнения может быть улучшена выбором таких параметров процесса, которые обеспечивают наилучшие условия вытеснения нефти водой. При заводнении залежей можно изменять режим (скорость) закачки воды в пласт, поверхностное ее натяжение на границе с нефтью и смачивающие свойства (обработкой воды специальными веществами), вязкость и температуру.

Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористой среды

Поровое пространство нефтесодержащих пород представляет собой огромное скопление капиллярных каналов, в которых движутся несмешивающиеся жидкости, образующие мениски на разделах фаз, поэтому капиллярные силы влияют на процессы вытеснения нефти.

За водонефтяным контактом мениски создают многочисленные эффекты Жамена и препятствуют вытеснению нефти. Если среда гидрофильна, в области водонефтяного контакта давление, развиваемое менисками, способствует возникновению процессов капиллярного пропитывания и перераспределения жидкостей. Это связано с неоднородностью пор по размерам. Капиллярное давление, развиваемое в каналах небольшого сечения, больше, чем в крупных порах. В результате этого на водонефтяном контакте возникают процессы противоточной капиллярной пропитки – вода по мелким порам проникает в нефтяную часть пласта, по крупным порам нефть вытесняется в водоносную часть. Таким образом, необходимо решить, какие воды следует выбирать для заводнения залежей: интенсивно впитывающиеся в нефтяную часть залежи под действием капиллярных сил или слабо проникающие в пласт. Изменяя качества нагнетаемых в залежь вод, можно воздействовать на поверхностное натяжение на границе с нефтью, смачивающие характеристики, а также на вязкостные свойства.

Необходимо отметить, что вопрос об увеличении или уменьшении капиллярных сил, так же как и многие другие задачи физики вытеснения нефти водой, не имеет однозначного решения. В условиях зернистых неоднородных коллекторов процессы перераспределения нефти и воды под действием капиллярных сил могут способствовать преждевременным нарушениям сплошности нефти в нефтеподводящих системах капилляров в зоне совместного движения нефти и воды, помогая формированию водонефтяных смесей в поровом пространстве, что сопровождается значительным уменьшением нефтеотдачи.

В трещиноватых коллекторах нефтеотдача блоков повышается при нагнетании в залежь воды, способной интенсивно впитываться в породу под влиянием капиллярных сил.

Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой

Анализ результатов большого числа исследований, посвященных этой проблеме, позволяет сделать вывод о связи между капиллярными свойствами пластовой системы и характером зависимости нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой. Во всех случаях, когда пласт гидрофобен и капиллярные силы противодействуют вытеснению нефти из пористой среды водой, нефтеотдача возрастает с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта (т.е. увеличивается с ростом градиентов давления). Когда капиллярные силы ослаблены (вследствие низких значений поверхностного натяжения, проницаемости пород $> 1-2 \text{ мкм}^2$ и др.), скорость вытеснения нефти водой не влияет на нефтеотдачу.

На практике часто встречаются залежи нефти, чрезвычайно разнообразные по степени неоднородности пород и строению пластов. В этом случае на зависимость нефтеотдачи от перепада давления (от скорости вытеснения) оказывают влияние помимо физико-химических свойств пластовой системы многие другие факторы. Например, в ряде случаев известны факты включения в работу с увеличением депрессии дополнительных пропластков, которые раньше (при меньших перепадах давления) не участвовали в притоке нефти. С возрастанием депрессии перераспределяется давление в пласте при соответствующих изменениях геометрии потока, охватывающего дополнительные участки пласта, ранее мало отдававшие нефть. Существуют и другие факторы, влияющие на результаты вытеснения нефти водой из естественных пластов и на зависимость нефтеотдачи от величины депрессии. Таким образом, в реальных условиях возможны различные коэффициенты нефтеотдачи независимо от физико-химических свойств пласта.

ЛЕКЦИЯ 11

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ

Тема 23. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЙ

Общие требования к объекту и условиям испытания

1. Объектом испытания является характер взаимодействия двух несмешивающихся жидкостей (нефти и воды) при фильтрации их в условиях, соответствующих (близких) к пластовым, через единичный или составной образец породы правильной геометрической формы, приготовленный из керна изучаемого пласта и ориентированный параллельно напластованию.

Допускается использовать основные положения стандарта о проведении испытания при оценке коэффициента вытеснения для случаев заводнения нецементированных и насыпных пористых сред.

2. При малой анизотропии породы (при различии значений проницаемости по напластованию и перпендикулярно напластованию менее чем в 1,5 раза) допускается применять в испытании цилиндрические образцы, ориентированные перпендикулярно напластованию.

3. При создании остаточной водонасыщенности в процессе подготовки образца к испытанию использовать пластовую воду или ее модель.

4. Для вытеснения нефти применять воду, используемую в качестве рабочего агента при заводнении данного объекта, или ее модель.

5. При проведении испытания использовать безводную пластовую нефть, наиболее характерную для объекта заводнения. Допускается при испытании использовать рекомбинированные пробы или изовязкозные модели нефти. При отборе, транспортировке и хранении проб нефти, в том числе дегазированной, не допускать охлаждения ее до температуры $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и контакта ее с кислородом воздуха.

Аппаратура, реактивы и материалы

1. При подготовке образцов к испытанию применять *реактивы*:
 - четыреххлористый углерод (хч);
 - вода дистиллированная по ГОСТ 6709–72;
 - хлористый кальций безводный хч по ГОСТ 4460–77, ГОСТ 450–77;
 - сжатый воздух или азот в баллонах А-150 по ГОСТ 949–73;
 - эфир петролейный по ГОСТ 11992–66;
 - бензин по ГОСТ 8505–80;

- шпатлевка эпоксидная по ГОСТ 10277-76;
- глицерин по ГОСТ 6259-75, ГОСТ 6824-76.

Оборудование:

- аппарат Сокслета по ГОСТ 25336-82 Е (СТ СЭВ 2945-81);
- комфорка к электроплитке типа ЭНН по ГОСТ 14919-83 Е;
- шкаф вытяжной по ГОСТ 23308-78;
- эксикатор типа Э по ГОСТ 23932-79 Е, ГОСТ 25336-82 Е (СТ СЭВ 2945-81);
- манометры образцовые по ГОСТ 6521-72 (СТ СЭВ 3067-81); вискозиметры капиллярные стеклянные ВШ-2 по ГОСТ 10028-81; ареометры по ГОСТ 18481-81 Е;
- шкаф сушильный с контактным термометром, обеспечивающим установку температуры в пределах от +50 до +115 °С.

2. Для определения коэффициента вытеснения нефти водой применяются:

- система автоматического заводнения AFS-300 (рис. 11.1);



Рис. 11.1. Автоматическая система заводнения AFS-300

– установки для исследования проницаемости кернов УИПК-1М (рис. 11.2), BPS-805 (рис. 11.3) и другие механические системы, обеспечивающие подачу жидкости через образец керна при пластовых давлениях, температуре и заданном постоянном расходе.



Рис. 11.2. Установки исследования проницаемости керна (УИПК)



Рис. 11.3. Настольная система для определения проницаемости пород BPS-805

3. *Кернодержатель*, предназначенный для компоновки составного цилиндрического образца в резиновой манжете или пластиковой оболочке (эпоксидной шпатлевке), должен обеспечивать надежную стыковку отдельных цилиндрических образцов и всестороннее давление на составной образец в процессе фильтрации жидкости.

В установках должны быть предусмотрены:

4. *Контейнеры (накопители) жидкостные* для нахождения в них рабочих жидкостей, используемых в процессе подготовки и проведения испытания, оборудованные вентилями на торцах, рассчитанные на давление и температуру испытания и изготовленные из коррозионностойких сталей. Допускается наличие в них разделительного поршня.

Контейнер жидкостный специальный для сбора нефти, вытесненной из составного образца при давлении и температуре испытания, должен иметь объем не менее 100 см^3 . Контейнер должен быть изготовлен из коррозионностойких сталей, оборудован регулирующим вентилем в верхней конической части и двумя патрубками в нижней части, служащими для подвода поступающей из составного образца жидкости и отвода воды при гравитационном отделении нефти в процессе испытания.

Для создания заданного противодействия на выходном конце образца допускается применение контейнера жидкостного, подключенного в верхней части к газовому баллону высокого давления. Замер объема выходящих из образца жидкостей осуществляется сбросом их в *мерную бюретку-сепаратор*.

5. *Мерная бюретка* высокого давления для сбора вытесненной из составного образца нефти, обеспечивающая визуальное измерение объема жидкости с точностью не менее $0,1 \text{ см}^3$ при давлении и температуре испытания.

6. *Жидкостный термостат*, обеспечивающий поддержание заданной температуры испытания с точностью до $\pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$, должен вмещать: кернодержатель с составным образцом, контейнеры с рабочими жидкостями и бюретку высокого давления. В случае использования бюретки высокого давления термостат должен быть оборудован смотровыми окнами для контроля за уровнем жидкости.

7. На выходном патрубке кернодержателя устанавливается *регулятор обратного давления* (противодавления), с помощью которого поддерживается заданное пластовое давление в образце в процессе испытания, а также отводы от серединной части образца на *дифференциальный манометр* для измерения перепада давления в процессе вытеснения и фильтрации.

Допускается применение дифференциального манометра, измеряющего перепад давления на фиксированном участке образца, исключая зону, прилегающую к входному торцу образца (не менее 20 мм).

8. При температурах испытания более 75 °С допускается применение жидкостных термостатов или системы электрообогрева. В качестве изолирующей оболочки использовать *манжеты из термостойкой резины*.

Подготовка образца и жидкостей к испытанию

1. Подготовка жидкостей (нефти, воды) к испытанию.

Пластовую нефть или рекомбинированную пробу, которые хранятся в жидкостных контейнерах, нагреть до температуры, на 20 °С превышающей пластовую. При этой температуре нефть в условиях периодического перемешивания выдержать в течение 2–3 ч. Охлажденную до пластовой температуры нефть профильтровать через пористую среду, проницаемость которой равняется средней проницаемости исследуемого составного образца. Нефть считать пригодной для испытания, если при ее фильтрации через образец не наблюдается затухания.

2. *Модель нефти* готовится из безводной дегазированной нефти, вязкость которой доводится до вязкости пластовой нефти добавлением растворителя, количество которого определяется экспериментально, но не должно превышать 30 % объема смеси. В качестве растворителя использовать бензин, керосин, очищенный от асфальтосмолистых соединений, или петролейный эфир. Модель нефти перед испытанием профильтровать через образец пористой среды, аналогичной испытываемой, и использовать ее только в тех случаях, когда проницаемость для нее сравнима с проницаемостью при фильтрации изовязкой углеводородной жидкости. Модель нефти следует хранить в герметичных светонепроницаемых сосудах при комнатной температуре.

3. Пластовую воду тщательно перемешать в сосуде хранения и перед заливкой в контейнер профильтровать. Определить вязкость при комнатной и пластовой температурах.

4. Исходные параметры жидкостей, применяемых в испытании, поместить в табл. 11.1.

Таблица 11.1

Исходные параметры жидкостей, применяемых в испытаниях по определению коэффициента вытеснения

Параметры	Нефть			Вода при температуре	
	Пластовая*	Рекомбинированная**	Модель нефти	20 °С	пластовой
Вязкость, мПа·с					
Плотность, кг/м ³					
Давление насыщения, МПа					
Поверхностное натяжение на границе нефть – вода, Н/м					

Параметры	Нефть			Вода при температуре	
	Пластовая *	Рекомбинированная **	Модель нефти	20 °С	пластовой
Объемный коэффициент					
Газовый фактор, м ³ /м ³					
Асфальтены, мас. %					
Парафины, мас. %					
Смолы силикагелевые, мас. %					
Температура насыщения парафином, °С					

Примечание:

* Пластовая – проба нефти, поднятая с забоя скважины глубинным пробоотборником и находящаяся в условиях пластового давления. По данным исследования забойных проб в лаборатории определяют свойства нефти в пластовых условиях.

** Рекомбинированная – искусственно приготовленный образец пластовой нефти, составленный из сепарированных нефти и газа, отобранных в сепарационных установках.

Подготовка образца к испытанию

1. Для определения коэффициента вытеснения применять составной образец породы, монтируемый из отдельных цилиндрических образцов с ненарушенной структурой, диаметром не менее 27 мм. При определении коэффициента вытеснения нефти из трещиновато-кавернозных или трещиновато-порово-кавернозных пород применять образцы длиной не менее 300 мм и диаметром не менее 40 мм.

2. В пределах составного образца изменение проницаемости отдельных элементов (цилиндрических образцов) не должно превышать 50 % от среднего значения. Число составных образцов различной проницаемости определяется диапазоном изменения проницаемости продуктивного пласта и может достигать 5–7.

3. Длина отдельных цилиндрических образцов должна быть не менее 25 мм. С целью сокращения времени испытания в случае малопроницаемых пород (проницаемостью менее $0,050 \cdot 10^{-3}$ мкм²) минимальную длину образца (мм), в том числе составного, определять по формуле

$$L_{\min} = 1000 \sqrt{km},$$

где k – проницаемость, мкм²; m – пористость, доли единицы.

Мерная бюретка должна обеспечивать визуальное измерение объема нефти с точностью 0,1 см³.

4. Отдельные цилиндрические образцы, высверленные из керна, отобранного из продуктивного пласта, должны быть проэкстрагированы от углеводородов спирто-бензольной смесью (соотношение компонентов 1:3) или четыреххлористым углеродом и отмыты от солей дистиллированной водой в аппаратах Сокслета, если минеральная основа образца не содержит набухающих частиц. Промытые образцы керна сушить до постоянной массы в сушильном шкафу при температуре от 102 до 105 °С. Сильноглинистые полимиктовые образцы высушивать при температуре, не превышающей 80 °С. Высушенные образцы хранить в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием.

5. По известным значениям коэффициента пустотности (пористости) и проницаемости отдельных цилиндрических образцов принять порядок компоновки составного образца так, чтобы по направлению вытеснения нефти водой каждый последующий образец имел меньшую проницаемость. Отдельные элементы при компоновке составного образца притереть по торцевым поверхностям, а в резиновой манжете на стыках образцов помещать один слой фильтрационной бумаги. В некоторых случаях помимо тщательной притирки торцевых поверхностей для обеспечения надежности капиллярного контакта допускается применять слой измельченной породы толщиной не более 0,3 мм.

6. Водонасыщенность отдельных образцов или составного образца в целом перед проведением испытания создать способами, обеспечивающими соответствие содержания воды в образцах количеству остаточной воды в породе в пластовых условиях (капиллярное вытеснение, сушка и др.), или методом вытеснения с точным фиксированием остаточной водонасыщенности.

При создании водонасыщенности методом вытеснения составной образец насытить пластовой водой. Для этого следует закачать в образец пластовую воду из контейнера до появления ее на выходном конце образца. Закрыть выходной вентиль и продолжить подачу воды, подняв и поддерживая давление, равное пластовому. Прокачать через образец воду в количестве 2–3 объемов пор. Затем при поддержании в образце пластового давления прокачать через него чистую углеводородную жидкость (масло) с вязкостью, соответствующей пластовой нефти, до прекращения вытеснения воды, но не менее 10 объемов пор. Не снижая давление в образце, заменить масло на керосин. Для полной замены масла на керосин прокачать керосин в количестве не менее 5 объемов пор. Замерить количество вытесненной из образца воды.

7. При компоновке составного образца в резиновой манжете, когда содержание воды задается в соответствии с остаточной водонасыщенностью в пластовых условиях, после установки его в кернодержатель донасытить керосином. При появлении керосина на выходном конце закрыть выходной вентиль и, продолжая подачу керосина в образец, увеличить давление до пластового (давления испытания), при этом опережающе повысить давление обжима до значений, превышающих давление в составном образце не менее чем на 3 МПа.

Поднять давление в специальном жидкостном контейнере до давления испытания и профильтровать керосин через образец в количестве 2 объемов пустот (пор). При наличии в установке дифференциального манометра определить проницаемость составного образца по керосину.

8. Повысить температуру в образце и контейнерах с нефтью до температуры испытания и выдержать при температуре и давлении испытания не менее 2 ч.

9. Вытеснить керосин нефтью прокачкой ее через образец в количестве не менее 3 объемов пустот при линейной скорости перемещения жидкостей в образце, не превышающей 5 м/сут. При использовании газонасыщенных нефтей на выходе из образца контролировать газонасыщение путем перевода нефти в специальный жидкостный контейнер и сепаратор. При наличии в установке дифференциального манометра определить проницаемость по нефти.

10. При работе с нефтями, содержащими большое количество асфальтенов, перед фильтрацией нефти профильтровать 10–15 см³ смеси бензола и керосина в соотношении 1:3.

11. После завершения всех подготовительных операций образец выдержать в течение 16–24 ч при температуре и давлении испытания.

Порядок проведения испытания

1. При проведении испытания для замера вытесненной нефти использовать бюретку высокого давления с визуальным контролем за количеством вытесненной нефти или специальный жидкостный контейнер с последующим определением количества нефти после испытания на выходном патрубке кернодержателя регулятора давления.

2. Вытеснение нефти из образца производить при подаче воды с постоянной заданной скоростью, что обеспечивается использованием специальных прессов или насосов.

3. Объемная скорость подачи воды в образец должна выбираться исходя из ожидаемых скоростей фильтрации воды при принятой системе разработки изучаемого объекта. Испытания на образцах продуктивных пород, в том числе с малой (менее $0,050 \cdot 10^{-3}$ мкм²) проницаемостью, для которых характерны нелинейные эффекты, проводить при 3 режимах подачи вытесняющей воды, охватывающих диапазон возможных изменений скорости вытеснения.

4. Линейную скорость при испытании образца вычислять по формуле, учитывающей неполное (до 75 %) вытеснение нефти в объеме пор за минусом остаточной воды:

$$V_{\text{лин}} = \frac{1150Q_T}{Fm(1 - S_{\text{в.ост}})(1 - \beta_{\text{выт}})},$$

где $V_{\text{лин}}$ – скорость линейная, м/сут; Q – расход закачиваемой вода, см³/с; F – площадь поперечного сечения образца, см²; m – пористость, доли единицы; $\beta_{\text{выт}}$ – условно принимаемая величина коэффициента вытеснения (в пределах 0,4–0,6), доли единицы; $S_{\text{в.ост}}$ – остаточная водонасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли единицы.

5. Для образцов трещиновато-порово-кавернозных пород линейную скорость вытеснения поддерживать:

– при проницаемости пористой части породы менее 10^{-3} мкм² и нефтенасыщенности ее менее 20 % (трещиновато-кавернозные породы) в пределах 1,0–5,0 м/сут;

– при проницаемости пористой части породы более 10^{-3} мкм² и нефтенасыщенности более 20 % (трещиновато-порово-кавернозные породы или трещиновато-пористые породы) с целью обеспечения капиллярной пропитки – в пределах 0,1–1,0 м/сут.

6. Нагнетание вытесняющей воды при выбранной скорости проводить непрерывно до полного обводнения выходящей жидкости, но не менее 3–5 объемов пустотного пространства. На заключительной стадии каждого испытания прокачать через образец вытесняющую воду в количестве 2 объемов пустотного пространства при скорости, в 10 раз превышающей скорость, выбранную для вытеснения.

7. Нефть, собранную в специальном жидкостном контейнере или бюретке высокого давления, перевести в мерную бюретку-сепаратор и измерить объемы дегазированной нефти и выделившегося газа. Для замеров объемов дегазированной нефти и выделившегося газа использовать бюретки и газометры, обеспечивающие точность измерения не менее 0,1 см³. Подсчитать объем нефти в пластовых условиях по формуле

$$V_{\text{н}} = V_{\text{д}}b,$$

где $V_{\text{н}}$ – объем вытесненной из образца нефти, приведенной к условиям испытания (пластовым), см³; $V_{\text{д}}$ – объем дегазированной нефти в мерной бюретке-сепараторе, см³; b – коэффициент изменения объема нефти (объемный коэффициент нефти) по данным исследования PVT соотношений.

8. Определить количество вытесненной нефти, оставшейся на стенках специального жидкостного контейнера. Для чего промыть его определенным объемом растворителя (керосина) и, замерив коэффициент светопоглощения по калибровочной кривой, найти объем нефти.

9. После проведения испытания (одиночного или повторного) при использовании модели нефти, не содержащей газ, составной образец размонтировать и отдельные цилиндрические образцы поместить в экстракционные приборы для определения остаточной нефтеводонасыщенности.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой

1. Коэффициент вытеснения нефти водой для составных образцов в манжете, содержащих остаточную воду в количестве, соответствующем пластовым условиям, подсчитать по формуле

$$\beta = \frac{V_{\text{н}}}{V_{\text{н.нач}}}, \quad (11.1)$$

где β – коэффициент вытеснения нефти водой; $V_{\text{н}}$ – объем нефти, вытесненной водой; $V_{\text{н.нач}}$ – объем нефти, первоначально содержащейся в образце, определяемый по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенных к условиям испытания (пластовым).

2. Коэффициент вытеснения нефти водой для составных образцов в пластиковой или металлической оболочке, содержащих остаточную воду в количестве, превышающем остаточную воду в пластовых условиях (обычно на 5–15 %), рассчитать по формуле

$$\beta = \frac{1 - S_{\text{в.ост}} - S_{\text{н.ост}}}{1 - S_{\text{в.ост}}}, \quad (11.2)$$

где $S_{\text{в.ост}}$ – содержание остаточной воды в породе в пластовых условиях, определяемых как среднее или наиболее вероятное по данным различных исследований, в том числе анализа керна, отобранного в процессе бурения с использованием промывочных растворов на нефтяной основе, в долях объема пор; $S_{\text{н.ост}}$ – содержание остаточной нефти после вытеснения водой в составном образце, приведенное к условиям испытания (пластовым), в долях объема пор.

Содержание остаточной нефти в составном образце ($S_{\text{н.ост}}$) определять по формуле

$$S_{\text{н.ост}} = \frac{V_{\text{н.нач}} - V_{\text{н}}}{V_{\text{пор}}},$$

где $V_{\text{пор}}$ – объем пор (пустот) образца, см³;

$$V_{\text{н.нач}} = V_{\text{пор}} - V_{\text{в.ост}},$$

где $V_{\text{в.ост}}$ – объем остаточной воды в образце, см³.

Оценка точности определения коэффициента вытеснения

1. Рассчитать относительную погрешность определения коэффициента вытеснения (формула (11.1)), используя выражение

$$\frac{\Delta\beta}{\beta} = \frac{\Delta V_{\text{н}}}{V_{\text{н}}} + \frac{\Delta V_{\text{н.нач}}}{\Delta V_{\text{н.нач}}},$$

где ΔV_n – погрешность измерения объема нефти, приведенного к условиям эксперимента; $\Delta V_{n.нач}$ – погрешность измерения объема начальной нефти в образце.

2. Рассчитать относительную погрешность определения коэффициента вытеснения (формула (11.2)), используя выражение

$$\frac{\Delta\beta}{\beta} = \frac{\Delta S_{в.ост}}{1 - S_{в.ост}} + \frac{\Delta S_{в.ост} + \Delta S_{н.ост}}{1 - S_{в.ост} - S_{н.ост}},$$

где $\Delta S_{в.ост}$ – погрешность определения остаточной воды геофизическими или иными, в том числе прямыми, методами; $\Delta S_{н.ост}$ – погрешность определения остаточной нефти в образце при лабораторных испытаниях.

3. Относительная погрешность, не превышающая $\pm 0,05$, допускается при определении коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

4. Исходные параметры жидкостей, применяемых в испытаниях по определению коэффициента вытеснения, приведены в табл. 11.1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Варфоломеев Д.Ф., Хамаев В.Х. Химия нефти и газа. – Уфа, 1977. – 61 с.
2. Гиматудинов Ш.К. Лабораторный практикум по физике нефтяного пласта. – М.: Изд-во МИНХ и ГП: Росвузиздат, 1963. – 66 с.
3. Гиматудинов Ш.К. Практикум по физике нефтяного пласта. – М.: Изд-во МИНХ и ГП, 1978.
4. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Альянс, 2005. – 311 с.
5. Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Геращенко И.Л. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа). – Л.: Недра, 1984. – 271 с.
6. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О.М. Ермилов [и др.]. – М.: Наука, 1996. – 541 с.
7. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 363 с.
8. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного и газового пласта / Ин-т компьютерных исслед. – М.; Ижевск, 2005. – 280 с. (Ре-принт. изд-е, ориг. М.: Недра, 1992).
10. Мордвинов А.А., Воронина Н.В., Каракчиев Э.И. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых процессов: учеб. пособие. – Ухта, 2001. – 113 с.
11. Оркин Г.К., Кучинский П.К. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 299 с.
12. Оркин К.Г., Кучинский П.К. Лабораторные работы по курсу «Физика нефтяного пласта». – М.; Л.: Гостоптехиздат, 1953. – 210 с.
13. ОСТ 39-195–86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. – 18 с.
14. Работа с керном нефтегазовых скважин на буровой и в центральном кернохранилище: метод. указ. / сост.: А.П. Вилесов, Н.В. Бессонова; Перм. ун-т. – Пермь, 2007. – 22 с.
15. Рухина Л.Б. Методы изучения осадочных пород. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 611 с.
16. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. – Пермь, 1975. – 194 с.
17. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 199 с.
18. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс [и др.]. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.

Параметры	Обозначения	Единицы измерения		Соотношение единиц
		Система СИ	Техническая система	
Плотность	ρ	кг/м ³	кг/м ³	г/см ³ = 10 ⁻³ кг/м ³
Пористость	m	доли ед-цы	доли ед-цы	–
Проницаемость	K	м ²	Дарси	1 Д = 1 мкм ² = 10 ⁻¹² м ²
Сила	F	Н	кгс	1 кгс = 9,8 Н
Давление	P	Н/м ² = Па	кгс/см ²	1 кгс/см ² = 9,8·10 ⁴ Па
Вязкость динамическая	μ	Па·с	пуаз	1 сП = 10 ⁻³ Па·с
Вязкость кинематическая	ν	м ² /с	стокс	1 Ст = 10 ⁻⁴ м ² /с
Межфазное натяжение	σ	Дж/м ² ; Н/м	кгс/м	1 кгс/м = 9,8 Н/м
Работа	A	Дж	кгс·м	1 кгс·м = 9,8 Дж
Мощность	N	Вт	кгс·м/с	1 кгс·м/с = 9,8 Н/м

Внесистемные единицы, универсальные постоянные

1 мкм = 10⁻⁶ м
 1 Вт·ч = 3,6·10³ Дж
 1 мм рт. ст. = 133,322 Н/м²
 1 тех. атм. = 9,806 65 104 Н/м²
 1 мм вод. ст. = 9,806 65 Н/м²
 1 кал = 4,1868 Дж

Универсальная газовая
 постоянная:
 $R = 8,32 \cdot 10^3$ Дж/(К·кмоль).
 Число Авогадро:
 $N = 6,02 \cdot 10^{23}$ моль⁻¹

Множитель	Приставка	Обозначение приставки		Множитель	Приставка	Обозначение приставки	
		Международное	Русское			Международное	Русское
10 ¹⁸	Экса	E	Э	10 ⁻¹	Деци	d	д
10 ¹⁵	Пета	P	П	10 ⁻²	Санتي	c	с
10 ¹²	Тера	T	Т	10 ⁻³	Милли	m	м
10 ⁹	Гига	G	Г	10 ⁻⁶	Микро	μ	мк
10 ⁶	Мега	M	М	10 ⁻⁹	Нано	n	н
10 ³	Кило	K	к	10 ⁻¹²	Пико	p	п
10 ²	Гекто	H	г	10 ⁻¹⁵	Фемто	f	ф
10 ¹	Дека	Da	да	10 ⁻¹⁸	Атто	a	а

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ
технических терминов и определений

А		
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Абсолютная проницаемость
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Адгезия
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Аддитивная система
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Адсорбированная (прочно связанная) вода
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Аномальные жидкости
ЛЕКЦИЯ 2	Тема 5	Аппарат Сокслета
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Ареометр
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Ароматические углеводороды
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Асфальтены
В		
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Вакуумный насос
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Весы PG-203
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Вискозиметр стеклянный Пинкевича
ЛЕКЦИЯ 6	Тема 15	Водонасыщенность
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Вторичные поры
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Вязкость газа
Г		
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Газовый баллон
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Газовый редуктор
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Газовый счетчик
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Газовый фактор
ЛЕКЦИЯ 6	Тема 15	Газонасыщенность
ЛЕКЦИЯ 2	Тема 5	Гамма-сканирование всей колонки керна
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Гетероатомные соединения
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Гидрофильные породы
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Гидрофобные породы
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 7	Гранулометрический состав пород
ЛЕКЦИЯ 5	Тема 13	Гранулярные модели порового пространства
Д		
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Давление насыщения
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Двухфазная фильтрация
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Дилатантные жидкости
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Динамическая вязкость
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Динамическая пористость
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Дифференциальное разгазирование
ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Дифференциальный манометр
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Дроссельный эффект
Ж		
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Жидкий конденсат
ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Жидкостный термостат
З		
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Закон Амага
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Закон Бойля – Мариотта
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Закон Дальтона
ЛЕКЦИЯ 8	Тема 18	Закон Дальтона – Рауля

И		
ЛЕКЦИЯ 5	Тема 13	Идеальный грунт
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Инверсия смачиваемости
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Истинная плотность породы
К		
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Кажущаяся плотность породы
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Капиллярная вода
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Капиллярно связанная вода
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Капиллярное давление
ЛЕКЦИЯ 5	Тема 13	Капиллярные модели порового пространства
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Капиллярные поры
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Капиллярные поры
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 6	Карбонатность пород
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Карбонатные породы
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 6	Карбонатомер КМ-04М
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Кернодержатель
ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Кернодержатель
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Кинематическая вязкость
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Когезия
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Конституционная вода
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Контактное разгазирование
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 8	Контактный тип цемента
ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Контейнер жидкостной
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Координационное число
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Коэффициент Джоуля – Томсона
ЛЕКЦИЯ 5	Тема 13	Коэффициент извилистости
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Коэффициент пористости
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Коэффициент разгазирования
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Коэффициент растворимости газа
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Коэффициент сверхсжимаемости Ван-дер-Ваальса
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Коэффициент сжимаемости
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Краевой угол смачивания
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Кристаллизационная вода
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Критическая температура
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Критическое давление
Л		
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Линейный закон фильтрации Дарси
М		
ЛЕКЦИЯ 2	Тема 5	Макроописание керна
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Массовая доля
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 20	Межфазное натяжение
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Меркаптаны
ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Мерная бюретка
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Метил-меркаптан
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Метод геометрический для образца керна
ЛЕКЦИЯ 5	Тема 13	Метод капиллярного вытеснения
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Метод Мельчера
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Метод насыщения
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Метод порозиметра
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Метод Преображенского

ЛЕКЦИЯ 5	Тема 13	Метод центрифугирования
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Микропоры
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Минералогическая плотность
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Минеральный состав
ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Модель нефти
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Молекулярная масса
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Молярная (мольная) доля
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Моновакууметр
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 8	Мономинеральный цемент
Н		
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Нафтеновые углеводороды
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Неньютоновские жидкости
ЛЕКЦИЯ 6	Тема 15	Нефтенасыщенность
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Нефтяной парафин
О		
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Образцовый манометр
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Общее солесодержание
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Объемная доля
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Объемный коэффициент
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Окатанность
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Остаточная (погребенная вода)
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Остаточная вода
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Остаточная водонасыщенность
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Открытая пористость
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Относительная плотность газа по воздуху
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Относительная проницаемость
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Очищенный парафин
П		
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Парафин
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Парафиновые углеводороды
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Парциальное давление
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Первичные поры
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Петрографические признаки
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Пленочная вода
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 8	Пленочный тип цемента
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Поверхностное натяжение
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 8	Полиминеральный цемент
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Полная пористость
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Попутный газ
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Пористость
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Поровое пространство
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 9	Порозиметр
ЛЕКЦИЯ 10	Тема 22	Поршневое вытеснение нефти водой
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Прибор SEVEN MULTI
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Прибор ГК-5
ЛЕКЦИЯ 6	Тема 15	Прибор Дина – Старка
ЛЕКЦИЯ 6	Тема 15	Прибор Закса ЛП-4
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 6	Прибор Кларка АК-4
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 20	Прибор тензиометр К-11
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Прибор Товарова

ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Природный газ
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Проницаемость
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Просветность
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Псевдопластические жидкости
Р		
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Размер зерен
ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Регулятор обратного давления
ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Резиновая манжета
ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Рекомбинированная проба нефти
С		
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Сверхкапиллярные поры
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Сверхкапиллярные поры
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Свободная вода
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Свободная энергия поверхности
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Связанная вода
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Система гидрообжима
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Система определения перепада давления
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Смачивание
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Смешанный (сложный) тип породы-коллектора
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Смолисто-асфальтеновые вещества
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Соленость
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Сорбционно-замкнутая вода
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Сортированность
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 20	Сталагмометр
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Структура
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Стыковая вода
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Субкапиллярные поры
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Субкапиллярные поры
Т		
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Текстура
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Текучесть
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Теплота смачивания
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Терригенные коллекторы
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Тиксотропия
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Трехфазная фильтрация
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Трещинный тип породы-коллектора
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Тяжелые нефти
У		
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Удельная поверхность
ЛЕКЦИЯ 5	Тема 14	Удельная поверхность
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Удельная электрическая проводимость
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Удельное электрическое сопротивление
ЛЕКЦИЯ 5	Тема 14	Ультрапористость
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Уравнение Дюпре – Юнга
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Уравнение Менделеева – Клайперона
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Уравнение состояния
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Усадка нефти
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Установка для исследования проницаемости кернов BPS-805
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Установка для исследования проницаемости кернов УИПК

Ф		
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 11	Фазовая проницаемость
ЛЕКЦИЯ 5	Тема 13	Фиктивный грунт
ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Форма и округленность
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Фракционный состав нефти
Ц		
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 8	Цемент соприкосновения
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Цеолитная вода
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Церезины
Э		
ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Электролитическая диссоциация
ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Эффективная пористость

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ
технических терминов и определений

ЛЕКЦИЯ 1	Тема 4	Терригенные коллекторы
		Структура
		Текстура
		Поровое пространство
		Первичные поры
		Вторичные поры
		Петрографические признаки
		Размер зерен
		Сортированность
		Форма и округленность
		Окатанность
		Координационное число
		Просветность
		Удельная поверхность
		Минеральный состав
		Карбонатные породы
ЛЕКЦИЯ 2	Тема 5	Трещинный тип породы-коллектора
		Смешанный (сложный) тип породы-коллектора
		Макроописание керна
ЛЕКЦИЯ 3	Тема 6	Гамма-сканирование всей колонки керна
		Аппарат Сокслета
		Карбонатность пород
	Тема 7	Прибор Кларка АК-4
		Карбонатомер КМ-04М
		Гранулометрический состав пород
	Тема 8	Пленочный тип цемента
		Контактный тип цемента
		Цемент соприкосновения
		Полиминеральный цемент
		Мономинеральный цемент
	Тема 9	Кажущаяся плотность породы
		Истинная плотность породы
		Минералогическая плотность
		Метод насыщения
Метод Мельчера		
Метод порозиметра		
Метод геометрический для образца керна		
Порозиметр		
Весы PG-203		
Моновакууметр		
Вакуумный насос		

ЛЕКЦИЯ 4	Тема 10	Пористость
		Сверхкапиллярные поры
		Капиллярные поры
		Субкапиллярные поры
		Микропоры
		Коэффициент пористости
		Открытая пористость
		Полная пористость
		Эффективная пористость
		Динамическая пористость
		Метод Преображенского
	Ареометр	
	Тема 11	Проницаемость
		Абсолютная проницаемость
		Фазовая проницаемость
		Относительная проницаемость
		Линейный закон фильтрации Дарси
		Прибор ГК-5
		Прибор Товарова
		Установка для исследования проницаемости кернов УИПК
		Установка для исследования проницаемости кернов ВРС-805
		Двухфазная фильтрация
		Трехфазная фильтрация
Газовый баллон		
Газовый редуктор		
Газовый счетчик		
Образцовый манометр		
Кернодержатель		
Система гидрообжима		
Система определения перепада давления		
ЛЕКЦИЯ 5	Тема 13	Гранулярные модели порового пространства
		Капиллярные модели порового пространства
		Фиктивный грунт
		Идеальный грунт
		Коэффициент извилистости
		Метод капиллярного вытеснения
		Метод центрифугирования
	Тема 14	Удельная поверхность
Ультрапористость		
ЛЕКЦИЯ 6	Тема 15	Нефтенасыщенность
		Водонасыщенность
		Газонасыщенность
		Прибор Закса ЛП-4
		Прибор Дина – Старка

ЛЕКЦИЯ 7	Тема 16	Субкапиллярные поры
		Капиллярные поры
		Сверхкапиллярные поры
		Свободная вода
		Капиллярная вода
		Сорбционно-замкнутая вода
		Связанная вода
		Адсорбированная (прочно связанная) вода
		Стыковая вода
		Цеолитная вода
		Кристаллизационная вода
		Конституционная вода
		Остаточная (погребенная вода)
		Капиллярно связанная вода
		Пленочная вода
		Остаточная вода
		Остаточная водонасыщенность
		Электролитическая диссоциация
		Удельное электрическое сопротивление
		Удельная электрическая проводимость
		Общее солесодержание
	Соленость	
	Прибор SEVEN MULTI	
	Тема 17	Давление насыщения
		Газовый фактор
		Природный газ
		Попутный газ
		Жидкий конденсат
		Тяжелые нефти
		Аддитивная система
		Массовая доля
		Молярная (мольная) доля
		Объемная доля
		Молекулярная масса
Относительная плотность газа по воздуху		
Парциальное давление		
Закон Дальтона		
Закон Амага		
Уравнение состояния		
Уравнение Менделеева – Клайперона		
Коэффициент сверхсжимаемости Ван-дер-Ваальса		
Критическое давление		
Критическая температура		
Закон Бойля – Мариотта		
Объемный коэффициент		
Вязкость газа		
Динамическая вязкость		
Кинематическая вязкость		

ЛЕКЦИЯ 7	Тема 17	Коэффициент растворимости газа
		Контактное разгазирование
		Дифференциальное разгазирование
		Коэффициент разгазирования
		Дроссельный эффект
		Коэффициент Джоуля – Томсона
		Парафиновые углеводороды
		Ароматические углеводороды
		Нафтеновые углеводороды
		Гетероатомные соединения
		Фракционный состав нефти
		Меркаптаны
		Метил-меркаптан
		Смолисто-асфальтеновые вещества
		Асфальтены
		Очищенный парафин
		Нефтяной парафин
		Парафин
		Церезины
		Текучесть
		Коэффициент сжимаемости
		Усадка нефти
		Аномальные жидкости
Неньютоновские жидкости		
Псевдопластические жидкости		
Дилатантные жидкости		
Тиксотропия		
Вискозиметр стеклянный Пинкевича		
ЛЕКЦИЯ 8	Тема 18	Закон Дальтона – Рауля
ЛЕКЦИЯ 9	Тема 19	Поверхностное натяжение
		Свободная энергия поверхности
		Смачивание
		Гидрофильные породы
		Гидрофобные породы
		Краевой угол смачивания
		Адгезия
		Когезия
		Уравнение Дюпре – Юнга
		Теплота смачивания
		Капиллярное давление
		Инверсия смачиваемости
	Тема 20	Прибор тензиометр К-11
	Сталагмометр	
	Межфазное натяжение	
ЛЕКЦИЯ 10	Тема 22	Поршневое вытеснение нефти водой

ЛЕКЦИЯ 11	Тема 23	Кернодержатель
		Резиновая манжета
		Контейнер жидкостной
		Мерная бюретка
		Жидкостный термостат
		Регулятор обратного давления
		Дифференциальный манометр
		Модель нефти
		Рекомбинированная проба нефти