

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
Нижевартовский государственный университет

# ФИЗИКА ПЛАСТА

*Учебное пособие*



Издательство  
Нижевартовского  
государственного  
университета  
2017

**ББК 33.244**

**Ф 48**

Печатается по постановлению Редакционно-издательского совета  
Нижевартовского государственного университета

**Рецензенты:**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Нефтегазовое дело» филиала  
«Тюменского индустриального университета» в г. Нижневартовске  
*В.Г. Краснов*

доктор технических наук, профессор,  
генеральный директор ЗАО «Нефтегазовый центр  
научно-исследовательских и проектных работ»  
*М.А. Ахметшин*

**Ф 48** Физика пласта: Учебное пособие / Авт.-сост. Т.Б. Кочина,  
В.Н. Спиридонова, Н.Н. Родионцев, И.А. Круглов. – Нижневар-  
товск: Изд-во Нижневарт. гос. ун-та, 2017. – 214 с.

**ISBN 978-5-00047-366-5**

В учебном пособии, состоящем из двух частей – петрофизи-  
ки и физики насыщенных пористых сред, отражены современ-  
ные представления о коллекторских, физико-механических,  
электрических, теплофизических и других свойствах горных  
пород, а также физико-химических свойствах насыщающих их  
флюидов, характере и закономерностях их взаимодействия со  
скелетом горных пород.

Предназначено для студентов, обучающихся по направле-  
нию 21.03.01. «Нефтегазовое дело».

**ББК 33.244**

**ISBN 978–5–00047–366–5**

© Издательство НВГУ, 2017  
© Кочина Т.Б., Спиридонова В.Н.,  
Родионцев Н.Н., Круглов И.А.,  
составление, 2017

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Физика **нефтяного и газового пласта** в предлагаемом изложении включает в себя две части: **петрофизику** как науку, изучающую строение, коллекторские, физико-химические, электрические, упругие, термические и другие свойства горных пород, и **физику насыщенных пористых сред**, изучающую физико-химические свойства природных флюидов и их взаимодействие с породой-коллектором.

Сложившееся к настоящему времени представление о петрофизике предполагает рассмотрение ее в нескольких аспектах: это и наука о Земле, изучающая физические свойства горных пород и руд; исторически – это наука, освещающая состояние и эволюцию вещества Земли и других планет Солнечной системы и небесных сред. В ряде учебников петрофизика рассматривается как фундаментальная наука по отношению к геофизическим методам геологии и разведки полезных ископаемых: сейсморазведке, термо- и радиометрии и др.

Рассматривая петрофизику как часть физики насыщенных пористых сред, имеют в виду физику коллекторов нефти и газа в качестве базового раздела для дальнейшего изучения физики нефтегазового пласта. С этих позиций петрофизика является составной частью физики (механики) сплошных сред, которая использует макроскопический подход для описания весьма сложных явлений, связанных с хаотичным движением частиц в огромном множестве пор, сжимаемостью среды, ее деформацией и другими процессами и эффектами. Практическое применение такого макроскопического подхода требует осреднения параметров, характеризующих пористую среду как сплошную гетерогенную систему.

Кроме того, в процессе разработки нефтяных месторождений и изменения процессов, происходящих в недрах Земли, насыщенные пористые среды подвергаются внешнему воздействию в виде тектонических сил, тепловых, электромагнитных и других полей.

Вообще пористые среды широко представлены в различных природных процессах и технических задачах. Они являются частным случаем гетерогенных сред, т.е. с физической точки зрения неоднородных по составу неоднородных систем. Встречающиеся на практике пористые среды насыщены различными жид-

кими и газообразными смесями (это относится, в первую очередь, к нефтяным и газовым месторождениям), а также и твердыми включениями различной природы – от нефтяных битумов и газогидратов до минералов и руд.

В традиционно разработанных курсах физики нефтяных и газовых пластов изучение коллекторских свойств горных пород, их механических, тепловых, электрических и других параметров носит, как правило, описательный характер. Однако современные достижения в этой области науки, которые ведутся весьма интенсивно «благодаря» истощению запасов «легко» добываемых полезных ископаемых (в первую очередь, нефти) и необходимости в связи с этим поиска новых, высокоэффективных технологий (таких, например, как воздействие на продуктивные залежи тепловых, акустических и электромагнитных полей), показали, что такой описательный подход оказывается недостаточным. Требуется не только более глубокое понимание физико-химических процессов, протекающих в столь сложно построенных системах, но и умение прогнозировать их поведение при изменении факторов внешнего воздействия, вплоть до синергетического анализа процессов и явлений.

Во второй части – **физике насыщенных пористых сред** – основное внимание уделяется, во-первых, изучению физико-химических свойств пластовых жидкостей и природных газов и, во-вторых, степени их взаимодействия с коллекторами различного происхождения. Рассмотрены молекулярно-поверхностные явления в насыщенных пористых средах, процессы, связанные с фазовыми превращениями углеводородов в нефтяных пластах и т.д. Особое внимание уделено адсорбционным явлениям, сопровождающим фильтрационные процессы в насыщенных пористых средах, практически не освещенным в современной учебной литературе по физике нефтегазового пласта.

Последнее особенно важно для прогнозирования эффективности извлечения углеводородов из залежей и поиска новых методов повышения нефте- и газоотдачи пластов в современных условиях, когда доля «легкой» нефти стремительно уменьшается, и в разработку включаются месторождения со все более осложненными геолого-физическими условиями: низкая проницаемость коллектора, высокая вязкость нефти, возрастание доли карбо-

натных коллекторов и т.д. При этом основным методом вытеснения нефти остается заводнение, что позволяет извлекать из недр не более половины запасов нефти, обусловленное, прежде всего физико-химическими явлениями, происходящими в насыщенных пористых средах.

Поэтому *целью* настоящего курса является не только описание основных физических параметров продуктивных коллекторов и закономерностей их взаимодействия с пластовыми флюидами, но и анализ возможных изменений этих свойств и процессов под воздействием внешних факторов и физических полей.

Учебное пособие предназначено, в первую очередь, для студентов классических университетов по направлению «нефтегазовое дело». Поэтому включает в себя, с одной стороны, некоторые известные для нефтяников сведения, в частности, из геологии и бурения скважин, с другой стороны, рассматривает процессы и явления, происходящие в продуктивных пластах, с более «физической» точки зрения. Такой подход, на наш взгляд, весьма полезен студентам-бакалаврам и студентам-магистрам нефтяных вузов.

# Часть 1

## ПЕТРОФИЗИКА

### 1.1. Породы-коллекторы нефти и газа

#### 1.1.1. Горные породы-коллекторы нефти и газа

Что представляют из себя горные породы, содержащие такие полезные ископаемые, как нефть, газ, битум, газоконденсат и др.?

Впервые еще Д.И. Менделеев высказал идею о том, что нефть пропитывает горные породы, как вода губку.

Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, воду, газ и отдавать их при разработке, называются **коллекторами** [1].

Горные породы разделяются на 3 основные группы: изверженные, осадочные и метаморфические.



**Метаморфические** породы являются результатом глубокого изменения изверженных и осадочных пород [1].

К **осадочным** породам относятся песчаники, известняки и доломиты, в них содержится большая часть подземных флюидов. В изверженных и метаморфических коллекторах наличие нефти и газа возможно в результате миграции углеводородов во вторичные поры и трещины после выщелачивания и выветривания пород. Залежи нефти и газа приурочены в основном к группе осадочных коллекторов, которые в свою очередь подразделяются на терригенные и карбонатные.

**Терригенные коллекторы** – это, в основном, песчаники, состоящие из зерен кварца, полевого шпата, слюды и других минералов (более 100 наименований).

**Карбонатные коллекторы** – это, в основном, известняки и доломиты.

Накопление нефти, газа и воды происходит в пустотном пространстве коллекторов, которое может быть представлено порами (межзерновое пространство), трещинами и кавернами. В зависимости от строения и происхождения пород у одних преобладает пористость (это, как правило, гранулярные, терригенные коллекторы), у других трещиноватость (карбонатные отложения, сланцы) или смешанное строение – трещиновато-пористые коллекторы [1].

Таким образом, к **пористым (гранулярным)** относятся коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. В чисто **трещиноватых** коллекторах пустотное пространство слагается системой трещин, окруженных плотными блоками пород. На практике чаще встречаются коллекторы смешанного **трещиновато-пористого** типа, пустотное пространство которых слагается как системами трещин, так и поровым пространством блоков и кавернами.

Считается, что около 60% запасов нефти в мире приурочено к терригенным коллекторам, т.е. к песчаным пластам и песчаникам, 39% – к карбонатным отложениям и 1% – к смешанным породам. В нашей стране около 80% залежей нефти связано с песчано-алевритовыми, т.е. терригенными породами, 18% – карбонатными отложениями, 2% – метаморфическими и изверженными породами [1].

### 1.1.2. Залежи нефти и газа. Классификация запасов

Как же расположены насыщенные нефтью и газом коллекторы в земной структуре?

Породы-коллекторы, содержащие нефть и газ, в большинстве разрезов нефтегазоносных областей не образуют непрерывной пачки, а чередуются с пластами других пород. Такие комплексы называют *нефтегазоносными свитами*. Как правило, продуктивные участки заключены в плотные, плохо проницаемые породы, т.е. как бы образуют природный резервуар. В таких резервуарах нефть, газ и вода находятся совместно и распределены по плотности (рис. 1.1.1). Сверху природный резервуар покрывает плотная непроницаемая порода – *покрышка*, благодаря чему образуется водонапорная (артезианская) система, а нефть и газ добываются на поверхность в основном за счет энергии воды. Та часть природного резервуара, в которой установилось такое равновесие, называется *ловушкой* [2].

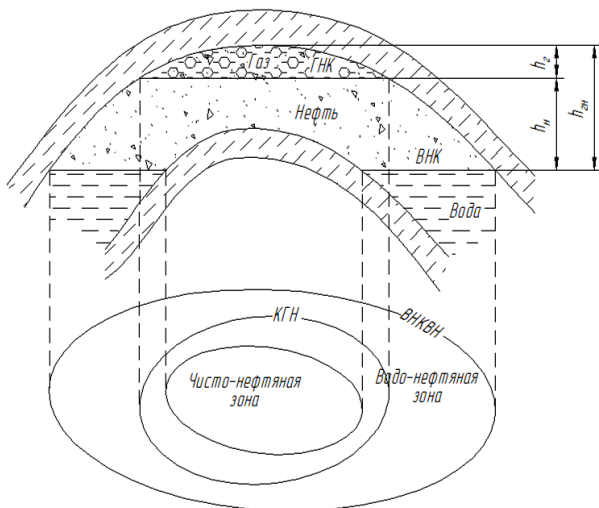


Рис. 1.1.1. Схема сводовой нефтегазовой залежи

Конфигурация залежей может быть самой разнообразной и связана с различными типами ловушек (*сводовая залежь, многопластовая система, рифовый массив*). Некоторые виды нефтяных залежей приведены на рисунке 1.1.2 [2].



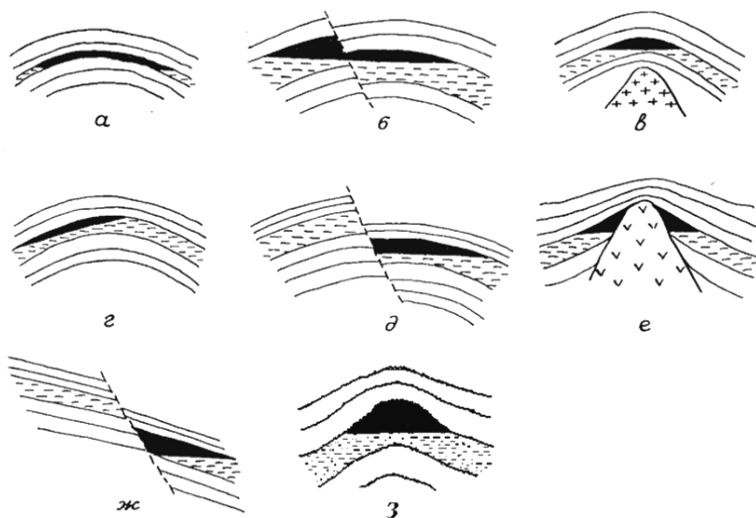


Рис. 1.1.2. Виды нефтяных залежей

Основные параметры нефтяной залежи – ее высота и площадь. Отдельные пласты залежи характеризуются их толщиной и протяженностью. Скопление газа в залежи называется газовой шапкой. Поверхность, разделяющая нефть и воду в залежи или отдельном пласте, называется водонефтяным контактом (ВНК). Линия пересечения ВНК с *кровлей* пласта (нижней поверхностью покрышки) называется *внешним контуром нефтеносности*, линия пересечения ВНК с *подшивой* пласта называется *внутренним контуром нефтеносности*. Соответствующим образом определяются *газонефтяной контакт* (ГНК), *внешний и внутренний контуры газоносности*.

Одним из основных параметров залежи являются ее запасы. Прежде отметим, что нефть и газ в залежах находятся при больших давлениях и температурах. Поэтому, очевидно, что определенный объем, занятый в породе нефтью или газом в пластовых условиях, не будет равен объему извлеченного флюида.

Различают *геологические и извлекаемые* запасы. Под геологическими запасами подразумевают количество нефти и газа, содержащееся в залежи и приведенное к атмосферным условиям. Количество нефти и газа, также приведенное к атмосферным условиям, которое может быть извлечено из залежи существ-

вующими методами, называется извлекаемыми запасами. Извлекаемые запасы составляют примерно 50% от геологических для нефтяных месторождений и около 90% – для газовых [2].

Кроме того, запасы разделяют еще на две группы:

➤ **Балансовые и забалансовые** – рентабельные или нерентабельные на данной стадии разработки запасы нефти или газа. Извлекаемые запасы входят в балансовые.

➤ **По степени изученности** запасы нефти и газа подразделяются на 4 основные категории: **А, В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>**. Запасы категории **А** – наиболее детально разведаны, подсчитаны по площади; детально изучены геолого-физические параметры пласта и свойства флюидов. Запасы категории **В** – еще требуют детализации, имеются приближенные данные о геолого-физических данных пласта (приток нефти хотя бы по двум скважинам). Запасы категории **С<sub>1</sub>** – определены лишь по данным геологоразведочных и геофизических работ хотя бы по одной скважине и по аналогии с соседними месторождениями. Запасы категории **С<sub>2</sub>** еще значительно не разведаны.

### ***1.1.3. Отбор и подготовка кернов к исследованию. Экстрагирование***

Изучение физических и физико-химических свойств насыщенных пористых сред производится главным образом путем лабораторных анализов кернов и проб нефти, воды и газа (называемых пластовыми **флюидами**), отбираемых из скважин. **Керном** называется образец горной породы, отобранный из продуктивного нефтегазоносного коллектора. Причем, если анализ проб флюидов довольно точно может характеризовать их свойства по всему поровому пространству, то анализ керна дает характеристику слишком малой площади поперечного сечения пласта по сравнению с общей площадью, приходящейся на одну скважину. Тем не менее, изучение керна материала целесообразно и необходимо, но число и порядок отбора должен быть правильно организован. Отбор кернов производится в процессе бурения скважин (краткие сведения о принципах бурения скважин и процессе бурения приведены в дополнительном материале к главе 1 Приложения).

Отбор **кернов** – образцов горных пород производится по отдельным разведочным скважинам, расположенным по площади

залежи с учетом геологических особенностей строения продуктивных пластов. Образцы отбираются в продуктивной части разреза скважины. Поскольку в пределах разреза скважины свойства пород могут меняться значительно, необходимо стремиться к тому, чтобы каждый метр разреза был представлен не менее чем тремя – четырьмя образцами породы для анализа.

После извлечения керна на поверхность куски породы очищают от глинистого раствора и осматривают. При описании керна указывают степень однородности и характеристику породы, крупность и характер «скатанности зерен», характер цементирующего материала, слоистость, трещиноватость, цвет, признаки нефтеносности и др. В описание заносят номер образца, глубину и мощность интервала отбора и намечают образец к исследованию физических свойств и нефтеводонасыщенности.

Лучшим способом хранения керна, намеченного к исследованию нефтеводонасыщенности, считается способ парафинирования. После описания образец помещается в плотно прилегающий к породе слегка увлажненный целлофановый пакет, который затем покрывается парафинированной марлей. При увлажнении пакета предотвращается испарение воды из керна. Каждый образец должен быть снабжен этикеткой с указанием номера образца, интервала отбора и номера скважины.

Анализ кернов производится в следующем порядке. С образца снимают парафин и поверхностный слой породы толщиной не менее 5 мм. Затем вырезают среднюю часть образца длиной 4 см, распиливают ее вдоль оси на две части. Они предназначены для определения коэффициентов нефтенасыщенности, водонасыщенности, пористости, а также содержания хлоридов, карбонатности и смачиваемости. С использованием верхней части образца определяют нефтеотдачу, проницаемость и зависимость остаточной насыщенности от калиллярного давления. Нижняя часть образца керна используется для механического и петрографического анализа породы.

При проведении некоторых анализов требуются образцы правильной геометрической формы. Изготовление образцов необходимой формы производится вручную с помощью напильника, наждачного круга, либо на специальных обдирочных станках. В таблице 1.1 приведены наименьшие размеры образцов, необходимые при различных целях исследования кернового материала [1, 2].

Таблица 1.1

**Наименьшие размеры образцов,  
пригодных для изучения их физических свойств**

Нефтенасыщенность	Кусочки массой не менее 30–40 г
Плотность	$3 \times 5 \times 3 \text{ см}^2$
Пористость полная эффективная	от 10 до 12 $\text{см}^3$ от 15 до 20 $\text{см}^3$
Проницаемость на приборе ГК-5; УИГК-1М	цилиндр высотой и диаметром 4 см; цилиндр высотой и диаметром не менее 3 см
Карбонатность	кусочки объемом до 1 $\text{см}^3$
Гранулометрический состав	кусочки массой не менее 50 г
Изучение микротрещиноватости	$6 \times 10 \times 2 \text{ см}$

Образцы пород, насыщенные нефтью и водой, перед проведением всех анализов, кроме определения коэффициента нефтеводонасыщенности, освобождают от содержимого путем промывки спиртобензольной смесью (или другими растворителями) в аппарате Сокслета и высушивают до постоянной массы при температуре 105–107 °С. Определение водо- и нефтенасыщенности проводят на аппаратах Дина, Старка и Закса.

#### ***1.1.4. Водонасыщенность горных пород***

Содержание воды в породе определяется через коэффициент водонасыщенности. Коэффициентом водонасыщенности называется отношение объема  $V_B$  содержащейся в образце воды к суммарному объему пор  $V_n$  данного образца [1]:

$$S_B = \frac{V_B}{V_n}.$$

Определение коэффициентов может быть составной частью лабораторных и экспериментальных исследований по изучению вытеснения нефти различными агентами из моделей пласта. Знание величин является важным и потому, что они определяют фазовые проницаемости для воды при их фильтрации, тем самым динамические характеристики фильтрационного потока.

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пласта определяются многочисленными свойствами пористой среды и пластовых жидкостей –

структурой пор и составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т.д.

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде пласта влияет на процессы движения нефти в пористой среде и вытеснения ее водой из пласта. В зависимости от количества, состава и состояния остаточных вод находится молекулярная природа поверхности нефтяного коллектора. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной, если же пленка воды отсутствует, то нефть непосредственно соприкасается с твердой поверхностью и вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ нефти поверхность нефтяного коллектора становится в значительной степени гидрофобной. Следовательно, формы существования остаточной воды необходимо учитывать во всех процессах, в которых молекулярная природа поверхности твердой фазы играет значительную роль. Это необходимо учитывать при изучении нефтеотдачи пласта.

По вопросу о виде остаточной воды, находящейся в пористой среде и других дисперсных телах, различные исследователи высказывают неодинаковые мнения. Однако большинство из них приходят к заключению о существовании:

1. Капиллярно-связанной воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы.
2. Адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды (свойства адсорбционной воды значительно отличаются от свойств свободной).
3. Пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы.
4. Свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхностях раздела вода – нефть, вода – газ).

При анализе кернового материала в образце породы определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это объясняется неопределенностью условий существования и классификации остаточной воды и сложностью раздельного ее определения по видам.

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. При этом от свойств воды в большей степени зависит состояние связанной воды. С увеличением концентрации солей в минерализованной остаточной воде, первоначально заполнявшей керн, в последующем увеличивается степень гидрофобизации твердой фазы нефтью вследствие десольватирующего (т.е. разрушающего сольватные слои) действия ионов солей. Устойчивые пленки возникают только при очень низком поверхностном натяжении между водой и нефтью и слабой минерализации воды. На этом основании можно предполагать, что в пластах, содержащих высокополярные нефти и слабоминерализованные сильнощелочные воды, последние находятся в капиллярно-удержанном и пленочном состоянии.

#### **Вопросы для самопроверки**

1. Что такое коллекторы, типы коллекторов?
2. На какие группы подразделяются коллекторы нефти и газа по геологическому формированию?
3. Чем определяется структура породы, назовите их классификацию?
4. В чем сходство и различие терригенных и карбонатных коллекторов?
5. Что такое «кern»?
6. Каков порядок отбора кернового материала к анализу?
7. К каким основным видам относят залежи нефти и газа?
8. Как классифицируются запасы нефти и газа?
9. В чем различие между геологическими и извлекаемыми запасами?
10. Дайте определение коэффициентам водо- и нефтенасыщенности коллектора?
11. Единицы измерения водонасыщенности?
12. Какие существуют методы определения водонасыщенности?
13. Каково принципиальное различие между аппаратами Сокслета, Закса, Дина и Старка?
14. В чем заключается основная идея метода Мессера?
15. Что такое остаточная вода, каковы основные виды ее нахождения в пористой среде?
16. Свойства остаточной воды.

## 1.2. Коллекторские свойства горных пород

### 1.2.1. Структура пористых сред

Физические свойства пород-коллекторов нефтегазоносных пластов в решающей степени определяют показатели и эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений. В настоящее время широкое распространение получили лабораторные, гидродинамические и геофизические методы изучения физических свойств горных пород.

Гидродинамические и геофизические методы исследования позволяют получить информацию о физических свойствах пород-коллекторов в районе эксплуатации скважин и по своей сути дают интегральные, обобщенные характеристики. Лабораторные методы основаны на исследовании кернового материала, являются наиболее точными и дают информацию о физических свойствах небольших по размерам объемов пород.

Фильтрационные, коллекторские и физические свойства пород нефтегазовых пластов характеризуются следующими основными параметрами:

- 1) гранулометрический (механический) состав;
- 2) пористость;
- 3) проницаемость;
- 4) удельная поверхность;
- 5) карбонатность;
- 6) капиллярность;
- 7) механические свойства (плотность, упругость, пластичность, сопротивление разрыву, сжатию и другим видам деформации, сжимаемость);
- 8) термические свойства (теплопроводность, теплоемкость, температуропроводность, термическое расширение);
- 9) электрофизические свойства;
- 10) магнитные и радиоактивные свойства.

В связи с разнообразием условий формирования осадков коллекторские свойства пластов различных месторождений могут изменяться в широких пределах. Характерная особенность большинства коллекторов – слоистость их строения и изменение свойств пород во всех направлениях.

Свойства пород находятся в тесной зависимости от химического состава, структурных и текстурных особенностей их строения. Химический состав пород и происхождение пор во многом определяют структуру порового пространства – конфигурацию, размеры и сообщаемость пор.

Основными коллекторами являются породы осадочного происхождения. Они обычно характеризуются слоистостью, часто содержат органические остатки, иногда обладают яснокристаллическим строением при однородности минерального состава.

**По своему происхождению** осадочные породы подразделяются на три большие группы [4]:

□ Обломочные – породы, являющиеся продуктом разрушения различных горных пород; они сохраняются в рыхлом или сцементированном состоянии при процессах **диагенеза** (стадия формирования осадка путем постепенного уплотнения) и **эпигенеза** (видоизменение породы при продолжающемся прогибании земной коры).

□ Химические.

□ Органогенные.

**Структура** породы определяется преимущественно размером и формой зерен. По размерам различают структуры:

➤ *псефиты* – порода состоит из обломков средним диаметром более 2 мм;

➤ *псаммиты* – размер зерен составляет 0,1 – 2 мм;

➤ *алевриты* – размер зерен составляет 0,01 – 0,1 мм;

➤ *пелиты* – порода состоит из частиц 0,01 мм и менее.

К **текстурным** особенностям породы относят слоистость, характер размещения и расположения пород, взаиморасположение и количественное соотношение цемента и зерен породы и некоторые другие черты строения. Роль цемента часто выполняют глинистые вещества. **Текстура** горной породы характеризуется расположением и распределением ее составных частей. Основным текстурным признаком осадочных пород является их слоистость. Слоистость бывает горизонтальная, косая и неправильная. Характер слоистости влияет на фильтрационные свойства пород в вертикальном и горизонтальном направлениях, а также на выбор методов воздействия на призабойную зону пласта (например, применение гидроразрыва пласта с целью увеличения притока пластовых флюидов в скважину).



К текстурным свойствам породы также относятся взаиморасположение и количественное соотношение цемента и обломочных зерен (состав и структура цементирующих веществ влияют на коллекторские свойства пород). **Цементом** называются минеральные вещества, заполняющие в породе промежутки между крупными зёрнами и обломками и связывающие их между собой. По вещественному составу цементы разделяются на два основных типа: мономинеральный и полиминеральный. Чаще всего в песчано-алевритовых породах встречается полиминеральный цемент. Наиболее распространены различные глинистые цементы, меньше – цементы хемогенного происхождения (карбонаты, сульфаты, окислы и гидроокислы различных элементов, накапливающиеся путем осаждения из растворов).

### *1.2.2. Гранулометрический состав горных пород*

Количественное содержание в породе частиц различной величины называется **гранулометрическим** (механическим) составом горных пород и имеет смысл только для терригенных слабощементированных коллекторов. Размер частиц горных пород изменяется от коллоидных частичек до галечника и валунов. Однако размеры их для большинства нефтесодержащих пород колеблются в пределах 0,01÷1 мм. Методика гранулометрического анализа для различных пород различна:

- В рыхлых породах распределение по размерам зерен проводят путем рассеивания на ситах (ситовой анализ).
- В более мелких (коллоидно-дисперсных) породах – по скорости оседания частиц в жидкости (седиментационный или седиментометрический анализ).
- В сцементированных породах изучаются шлифы породы под микроскопом.

Таким образом, механический состав определяют ситовым и седиментометрическим (или седиментационным), а также шлифовым анализом.

**Ситовый анализ** сыпучих горных пород применяют для определения содержания фракций частиц размером от 0,05 до 10 мм. Прозэкстрагированный и высушенный образец нефтесодержащей породы (40–50 г) раздробляется на кусочки и обрабатывается 10%-м раствором соляной кислоты для удаления карбонатов. По-

сле этого порода растирается в фарфоровой чашке резиновой пробкой с одновременным промыванием водой для удаления глинистой фракции. Отмытая от глинистой фракции проба высушивается и рассеивается на ситах. Применяют сита с размерами отверстий, совпадающих с принятой классификацией. Сита бывают трех видов: шелковые, проволочные и штампованные. В нашей стране обычно применяют штампованные сита с отверстиями 10; 7; 5; 3; 2; 1; 0,5; 0,25 мм. Количественное содержание фракций определенного размера рассчитывают на бескарбонатную породу. После каждого анализа производят проверку на потерю веса фракции при расसेве. Суммарный вес полученных фракций должен совпадать с весом исходной бескарбонатной навески породы.

Для рассеивания сита располагаются друг над другом, и просеивание происходит от сита с большим диаметром отверстий к меньшим в специальных приборах (ротан), где сита приобретают возвратно-поступательные движения с встряхиванием. Для определения механического состава зерна берут навеску образца 50 г, проэкстагированного и высушенного при температуре 107 °С до постоянной массы. Просеивание проводят строго в течение 15 мин.

Для определения процентного содержания полученных фракций проводят их взвешивание (по ситам) с точностью до 0,01 г. Сумма масс всех фракций после просеивания не должна отличаться от первоначальной массы образца более чем на 1–2%.

Пример оформления результатов:

№ сита	Размер частиц, мм	Содержание, %	Сумма, %
1	0,002	3,23	3,23
2	0,002–0,005	3,77	7
n	3,3	0,2	100

**Седиментационный (или седиментометрический) анализ** проводится для фракций частиц размером менее 0,05 мм. Разделение таких коллоидно-дисперсных частиц по фракциям основано на различной скорости осаждения частиц разного размера в вязкой жидкости. Расчет скорости свободного падения частиц породы в жидкости производится по **формуле Стокса** для частиц сферической формы [4]:

$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \left( \frac{\rho_n}{\rho_{жс}} - 1 \right), \quad (1.2.1)$$

где  $v$  – скорость осаждения частиц;  $d$  – диаметр частиц;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости;  $\rho_n$  – плотность твердой частицы;  $g$  – ускорение силы тяжести;  $\mu$  – кинематическая вязкость.

Формула (1.2.1) может быть записана и следующим образом [4]:

$$v = \frac{gd^2}{18\mu} (\rho_n - \rho_{ж}),$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости.

Для проведения ориентировочных расчетов последнюю формулу можно упростить, положив плотность жидкости, равной плотности воды  $\rho_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$ , плотность породы  $\rho_n = 2.65 \text{ г/см}^3$ , вязкость воды при  $15^\circ\text{C}$   $\mu = 0,0114 \text{ сПз}$ . Тогда формула Стокса принимает вид:

$$d = 0,1127\sqrt{v},$$

где  $d$  – диаметр частиц в мм,  $v$  – скорость падения частиц в см/с.

При выводе формулы Стокса учитывается, что при движении частицы в вязкой жидкости действует сила сопротивления, определяемая законом Стокса [4]:

$$F_s = 6\pi\mu rv.$$

При этом было сделано несколько допущений, налагающих известные ограничения на ее применение:

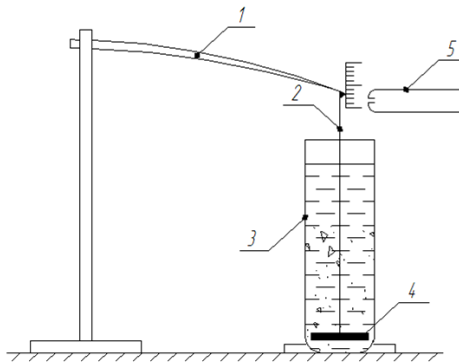
- частицы должны быть шарообразной формы;
- движение их должно происходить достаточно медленно в вязкой и несжимаемой жидкости и в бесконечном удалении от стенок и дна сосуда;
- частицы должны осаждаться с постоянной скоростью, не превышающей некоторого предельного значения;
- частицы должны быть твердыми и иметь гладкую поверхность;
- не должно быть скольжения на границе между движущейся частицей и дисперсионной средой;
- частицы должны быть достаточно большими по сравнению с молекулами дисперсионной среды.

Заметные отклонения от формулы обнаруживаются при движении частиц, размеры которых меньше 50 мкм и больше 100 мкм. Формула Стокса справедлива при свободном движении зерен, поэтому массовое содержание твердой фазы не должно превы-

шать 1%. Одним из самых простых способов создания такой смеси является метод «отмучивания» по Сабанину: размельченный грунт помещают в конический или цилиндрический сосуд, через который воду направляют снизу вверх. Регулированием скорости воды добиваются выноса из пределов сосуда частиц определенного диаметра. При сливе разделяют мелкие частицы (медленно оседающие) от крупных (быстро оседающие) – это и есть отмучивание.

Практически определение зависимости диаметра частиц от скорости их оседания в вязкой жидкости осуществляется на специальной установке – весах Фигуровского (рис. 1.2.1) [4]. При этом способе хорошо перемешанную суспензию (частички грунта в жидкости) вливают в цилиндрический сосуд 3, в который опущен тонкий стеклянный диск 4, подвешенный нитью (плечо весов) 2 к стеклянному кварцевому стержню (коромысло) 1. Оседающие частицы суспензии отлагаются на диске, длина погружения которого и время регистрируется отсчетным микроскопом 5.

По результатам всех видов анализа для данного образца (или нескольких) породы составляется сводная таблица.



**Рис. 1.2.1. Весы Н.А. Фигуровского:**

1 – стеклянный стержень; 2 – нить; 3 – цилиндрический сосуд;  
4 – стеклянный диск; 5 – отсчетный микроскоп

### **1.2.3. Коэффициент неоднородности горных пород**

Результаты анализа гранулометрического состава пород изображаются также в виде графиков суммарного состава и распределения зерен породы по размерам (рис. 1.2.2 и 1.2.3) [4].

Для построения графика распределения зерен породы по размерам (гистограммы) по оси абсцисс откладываются диаметры частиц, а по оси ординат – массовое содержание в % каждой фракции в породе. При построении суммарного гранулометрического анализа по оси ординат откладывают суммарные массовые доли фракции в процентах, а по оси абсцисс – диаметры частиц или их логарифмов.

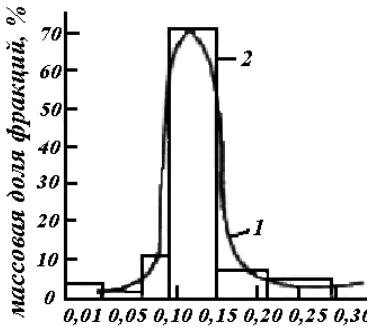


Рис. 1.2.2. Кривая распределения зерен породы по размеру (1), гистограмма (2)

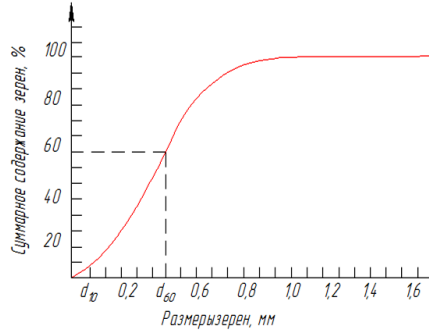


Рис. 1.2.3. Кумулятивная (интегральная) кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы

Такие графики называют кумулятивными (интегральными) кривыми гранулометрического состава. Если при построении такого графика суммировать содержание частиц, меньших данного диаметра, то получится кривая, показанная на рисунке 1.2.3 [4]. Для определения коэффициента неоднородности по Газену на этой кривой отмечают на оси ординат точки, соответствующие 60%-му и 10%-му суммарному содержанию частиц, и определяют соответствующие им на оси абсцисс диаметры  $d = 60$  и  $d = 10$ .

Степень неоднородности породы (речь идет о терригенных коллекторах) характеризуется отношением [4]:

$$K_{н/о} = \frac{d_{60}}{d_{10}}. \quad (1.2.2)$$

Таким образом, **коэффициент неоднородности** горной породы по Газену определяется отношением диаметра частиц, составляющих со всеми частицами меньшего диаметра 60% от массы фракций, к диаметру частиц, составляющих со всеми частицами

меньшего диаметра 10% от массы фракций. Очевидно, что чем больше коэффициент неоднородности, тем более разнородной по гранулометрическому составу является порода. Для однородного песка кривая суммарного состава выражается крутой линией, а для неоднородного – пологой. По кривой распределения зерен выявляют диапазон размеров фракций, которые в основном слагают породу. Коэффициенты неоднородности пород, слагающих нефтяные и газовые месторождения, колеблются в пределах 1÷6.

#### **1.2.4. Карбонатность горных пород**

Под карбонатностью горных пород подразумевается суммарное содержание в них солей угольной кислоты: соды  $Na_2CO_3$ , поташа  $K_2CO_3$ , известняка  $CaCO_3$ , доломита  $MgCO_3$ ,  $CaCO_3$ , сидерита  $FeCO_3$ . Содержание этих солей в породах колеблется в широких пределах. Одни породы целиком состоят из карбонатов, другие не содержат их совсем или содержат в небольшом количестве в виде цементирующего материала.

К первой группе в основном относятся известняки и доломиты, ко второй – кварцевые песчаники многих нефтяных и газовых месторождений. Определение вещественного состава и количества карбонатов в горных породах имеет большое значение для выяснения условий осадконакопления, формирования вторичных пустот в виде пор и каверн, для корреляций пород, а также для выбора оптимальных условий термического кислотного воздействия на них. Породы продуктивных пластов, содержащие значительное количество карбонатов, могут быть с успехом подвергнуты обработке соляной кислотой с целью увеличения проницаемости призабойной зоны скважины и интенсификации добычи нефти. Определение карбонатности горных пород основано на химическом разложении в них карбонатов и на учете углекислого газа, выделяющегося при их разложении.

Связанные с этим определением подсчеты ведутся по отношению к  $CaCO_3$ , т.к. известняк составляет основную часть рассматриваемых карбонатов. При этом, как правило, воздействуют на карбонатную породу соляной кислотой, осуществляя химическую реакцию вида [4]:



По данной формуле можно определить карбонатность породы в процентах в пересчете на  $CaCO_3$ , например, по найденному объему  $CO_2$  [4]:

$$K = \frac{V \cdot P}{4,4a}, \quad (1.2.3)$$

где  $K$  – содержание  $CaCO_3$  (карбонатов) в породе, %;  $V$  – найденный объем углекислого газа,  $см^3$ ;  $P$  – масса  $1 см^3$  углекислого газа в мг при температуре и барометрическом давлении в момент отсчета, мг;  $a$  – масса исследуемого образца породы, г.

Для определения  $P$  пользуются таблицей, в которой приводятся его значения при различных температурах и барометрических давлениях. Подробное описание различных методов определения карбонатности, вывод формулы (1.2.3), а также таблица для определения  $P$  приведены в дополнении к главе 2 Приложения.

### Вопросы для самопроверки

1. Каковы типы пустот коллекторов?
2. Как подразделяются поры по размерам и сообщаемости?
3. Что подразумевается под гранулометрическим составом горных пород?
4. Какими методами определяется механический состав породы?
5. Как изменяется размер частиц горных пород?
6. В чем суть ситового метода?
7. В чем суть разделения коллоидно-дисперсных частиц по фракциям?
8. Каковы допущения на применение формулы Стокса?
9. В каких случаях обнаруживается отклонение от формулы Стокса?
10. Чем определяется степень неоднородности песка и как её определить?
11. Как графически отображается гранулометрический состав горных пород?
12. Дайте определение коэффициента неоднородности.
13. Что понимают под карбонатностью горных пород?
14. Выведите формулу для определения карбонатности.
15. С какой целью карбонатные породы подвергают солянокислотной обработке?
16. Какие существуют способы определения карбонатности, их достоинства и недостатки?
17. В чем состоит способ определения карбонатности на приборе Кларка?

## 1.3. Удельная поверхность и пористость горных пород

### 1.3.1. Удельная поверхность горных пород

Под удельной поверхностью горных пород понимают суммарную поверхность частиц, содержащихся в единице объема образца [5]:

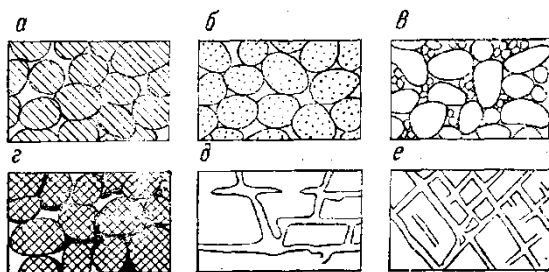
$$S_{\text{уд}} = \frac{S}{V_{\text{обр}}}.$$

Следовательно, чем больше в породе мелких частиц, тем больше ее удельная поверхность. Согласно принятой классификации удельная поверхность породы, состоящей из: **псефитов и псаммитов**, не превышает  $950 \text{ см}^2/\text{см}^3$ ; **алевритов** – от 950 до  $2\,300 \text{ см}^2/\text{см}^3$ ; **пелитов** – более  $2\,300 \text{ см}^2/\text{см}^3$ .

Величиной удельной поверхности определяются многие свойства горной породы: проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и т.п. Удельную поверхность нефтеносных пород особенно важно знать потому, что на процессы фильтрации большое влияние оказывают молекулярно-поверхностные силы, действующие на контакте «флюид – порода». Эти молекулярные явления могут существенным образом изменять характер фильтрации. Обычные объемные свойства жидкостей (вязкость, плотность) обуславливаются молекулами, находящимися внутри жидкости, поэтому при фильтрации жидкости через крупнозернистую породу с относительно небольшой удельной поверхностью роль молекул, входящих в контакт с поверхностью, невелика, т.к. 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 (состоит из мелких зерен), то число поверхностных молекул становится сравнимым с числом объемных молекул.

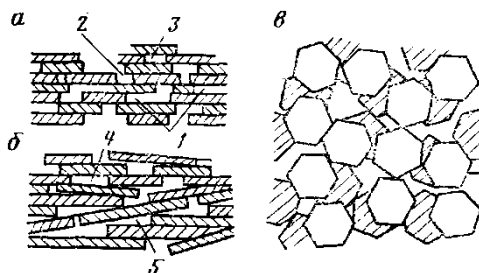
Несмотря на кажущуюся простоту понятия удельной поверхности, точное определение ее величины – весьма сложная задача, связанная с большим разнообразием строения горных пород (рис. 1.3.1 и 1.3.2) [5].





**Рис. 1.3.1. Различные структуры поровых пространств:**

- a)* высокопористые с хорошо скатанными и отсортированными зёрнами; *б)* очень высокопористые с хорошо скатанными отсортированными и пористыми зёрнами; *в)* низкопористые с плохо скатанными и отсортированными зёрнами; *г)* пониженной пористости с хорошо скатанными отсортированными, но сцементированными зёрнами; *д)* с порами растворения; *е)* с трещинной пористостью



**Рис. 1.3.2. Виды пор в пластинчатых минералах:**

- a), б)* разрезы минерала по различным направлениям; *в)* вид сверху.  
 Поры: *1* – щелевидные; *2* – лабиринтообразные;  
*3* – замкнутые; *4, 5* – клиновидные

В сцементированных породах удельная поверхность в первую очередь зависит от строения и характера распределения пустот, но некоторые из них могут оказаться изолированными от поверхности исследуемого образца и, следовательно, не будут участвовать при определении удельной поверхности. А других способов определения удельной поверхности при наличии замкнутых пустот в пористой среде пока нет.

В слабо сцементированных и несцементированных породах основной способ определения удельной поверхности связан с вычислением суммарного объема, занимаемого в образце только

твердыми частицами, для чего предварительно определяется объем пустот (что значительно легче, например, заполнив образец жидкостью). Тогда, зная гранулометрический состав керна, можно определить число песчинок, составляющих каждую фракцию, определить их средний диаметр и объем, а затем найти суммарную поверхность всех песчинок и удельную поверхность образца.

Например, пусть известно: объем пустот (пор) в образце  $V_{пор}$ ; объем образца  $V_{обр}$ ; радиус песчинок  $r$ .

Для **фиктивного грунта** (состоящего из частиц шарообразной формы одного диаметра) площадь поверхности всех частиц  $S = N \cdot 4\pi r^2$ , где  $N$  – число частиц в объеме образца. Если учесть, что объем скелета в образце горной породы равен  $V_{ск} = V_{обр} - V_{пор}$ , то  $N = V_{ск} / V_1$ . Здесь  $V_1 = 4\pi r^3 / 3$  – объем одной частицы. Таким образом, суммарную поверхность всех частиц можно найти из формулы [5]:

$$S = \frac{V_{обр} - V_{пор}}{4\pi r^3} \cdot 4\pi r^2 = 3 \frac{(V_{обр} - V_{пор})}{r},$$

а удельную поверхность как

$$S_{уд} = \frac{3}{r} \frac{(V_{обр} - V_{пор})}{V_{обр}} = \frac{6}{d} \left( 1 - \frac{V_{пор}}{V_{обр}} \right). \quad (1.3.1)$$

В действительности не все пустоты породы могут быть заполнены жидкостью, т.е. при определении объема пустот насыщением жидкостью часть пор внутри образца остается незаполненной (поры изолированы от поверхности образца). Кроме того, есть так называемые непроточные пустоты – это тупиковые и субкапиллярные поры. Поэтому удельную поверхность пород разделяют на 3 группы: полную, открытую, эффективную.

**Полная удельная поверхность** определяется для абсолютно всех пустот в породе.

**Открытая удельная поверхность** определяется для пустот, связанных с поверхностью образца, в т.ч. тупиковых и непроточных пор.

**Эффективная удельная поверхность** определяется только для проточных пор.

Формулы для определения полной, открытой и эффективной удельной поверхности связаны с другими параметрами пористых сред (пористостью, проницаемостью и др.), поэтому будут даны после их изучения.

### **1.3.2. Емкость пустот пород. Пористость**

По **происхождению** пустоты в породах подразделяют на первичные и вторичные. Поры **первичного** происхождения образовались во время формирования самой породы. К ним относятся:

- пустоты между частицами и зернами, слагающими породу;
- пустоты между плоскостями наложения;
- пустоты, образовавшиеся после разложения органических остатков;
- пустоты пузырчатого характера в некоторых изверженных породах.

В понятие емкости пустот горных пород входят не только пустоты первичного происхождения, образовавшиеся в период осадконакопления и формирования породы, но и пустоты, образованные в результате дальнейших процессов: разломки и дробления породы, растворения, доломитизации и др.

К **вторичным** пустотам относятся:

- поры, которые образовались путем вымачивания растворимых минералов при циркуляции в породах пластовой воды;
- трещины и каверны, сформировавшиеся под действием тектонических пропусков в земной коре, а также в результате перекристаллизации минералов, доломитизации и т.д.

По величине и сообщаемости поры условно подразделяют на:

- сверхкапиллярные – диаметром более 0,5 мм;
- капиллярные – диаметром от 0,5 до 0,0002 мм;
- субкапиллярные – диаметром менее 0,0002 мм.

По крупным порам движение жидкости происходит свободно, а по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил. Капиллярные поры свойственны преимущественно песчаным коллекторам. В субкапиллярных порах преобладают молекулярно-поверхностные силы. Поры такого сечения заполнены водой, и движение ее в природных условиях не наблюдается.

По размеру трещины подразделяются на микротрещины с раскрытостью от 0,01 до 0,1 мм и макротрещины с раскрытостью более 0,1 мм.

С точки зрения извлечения нефти и газа представляют интерес промышленные скопления в породах, представленных капиллярными и сверхкапиллярными порами. Породы с субкапиллярными порами практически не проницаемы для жидкостей и газов. Эти породы выполняют, как правило, роль покрышки структурных ловушек залежей нефти и газа.

Под **пористостью** горной породы понимают наличие в ней пор, а емкость трещин и каверн определяется обычно отдельно.

Коэффициентом **полной (или абсолютной)** пористости называется отношение суммарного объема пор в образце породы к его полному объему [3]:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \quad (1.3.2)$$

Коэффициент пористости измеряется в долях единицы или в %.

Наряду с понятием полной пористости вводят понятие **открытой, эффективной и динамической пористости**, а также понятие **статистической и динамической полезных емкостей коллекторов**.

Коэффициентом **открытой пористости** называется отношение объема открытых (сообщающихся) пор к объему образца [3]:

$$m_o = \frac{V_{\text{отк}}}{V_{\text{обр}}} \quad (1.3.3)$$

Коэффициентом **эффективной** пористости называют отношение объема проточных пор, по которым возможно движение флюидов в природных условиях, к объему образца [3]:

$$m_e = \frac{V_{\text{эф}}}{V_{\text{обр}}} \quad (1.3.4)$$

Коэффициентом **динамической** пористости называют отношение объема движущегося в породе флюида к объему образца [3]:

$$m_d = \frac{V_{\text{дин}}}{V_{\text{обр}}} \quad (1.3.5)$$

т.е. имеется в виду объем пор, в которых действительно происходит движение жидкости или газа при созданном перепаде давле-

ния. Этот объем, очевидно, меньше, чем эффективный объем пленочной и капиллярно удержанной нефти.

**Статическая полезная емкость** коллектора характеризует объем пор, которые могут быть заняты нефтью или газом, и определяется как разность объема открытых пор и доли объема пор, занятой остаточной водой [3]:

$$P_{ст} = V_0 - V_{ост. воды}$$

**Динамическая полезная емкость** характеризует емкость коллектора, по поровому объему которого может происходить движение (фильтрация) нефти и газа в условиях пласта:

$$P_{дин} = P_{ст} - V_{нев}$$

где  $V_{нев}$  – объем пленочной нефти и капиллярно удержанной воды.

Наряду с пористостью используется еще одна характеристика пористой среды – **просветность**.

Просветностью называется отношение площади пустот к общей площади поперечного сечения керна [3]:

$$n = \frac{F_{пуст}}{F}$$

Если умножить в этой формуле числитель и знаменатель на длину образца, то в первом приближении можно считать  $n = m$ , т.е. просветность керна численно приблизительно равна его пористости.

### ***1.3.3. Пористость фиктивного грунта.***

#### ***Связь между пористостью и удельной поверхностью***

Пористость – основной параметр при подсчете запасов нефти или природного газа в залежи. Оценка пористости горных пород – задача весьма сложная, т.к. реальная пористая среда является сложной структурной системой (рис. 1.3.3) [5]. Для приближенных аналитических расчетов иногда используют понятие **фиктивного грунта** – идеализированной пористой среды, состоящей из хорошо отсортированных частиц шарообразной формы одного диаметра. Однако надо учесть, что каждый элемент фиктивного грунта, сложенный восемью частицами, может быть упакован по-разному (рис. 1.3.4 и 1.3.5) [5].

теория

действительность

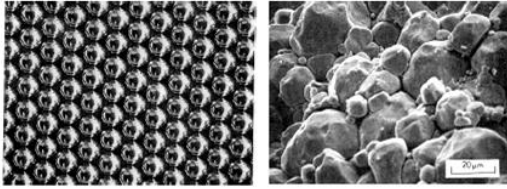


Рис. 1.3.3. Идеализированное представление и реальное изображение горных пород

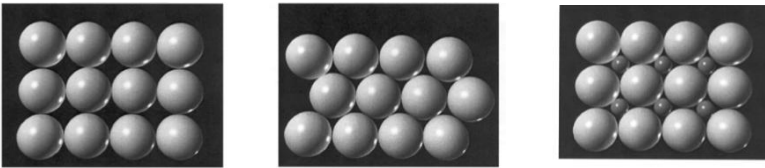


Рис. 1.3.4. Возможные варианты упаковки зерен фиктивного грунта: кубическая, ромбическая и для случая зерен двух размеров

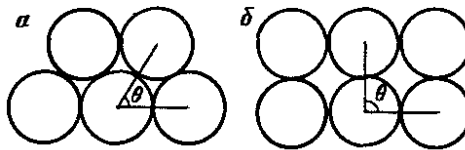


Рис. 1.3.5. Схема упаковки зерен фиктивного грунта с углом упаковки: а)  $\alpha = 60^\circ$ ; б)  $\alpha = 90^\circ$

Угол упаковки, образованный пересечением линий, соединяющих центры соседних шаров, может изменяться от  $60^\circ$  (плотная упаковка) до  $90^\circ$  (свободная упаковка). Из геометрических соображений Слихтером было показано, что в общем случае [5]:

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \theta)\sqrt{1 + 2 \cos \theta}}. \quad (1.3.6)$$

Из полученной формулы видно, что пористость фиктивного грунта не зависит от диаметра частиц, а определяется лишь плотностью упаковки зерен:

- при  $\alpha = 60^\circ$ ,  $m = 0,259$  – плотная упаковка;
- при  $\alpha = 90^\circ$ ,  $m = 0,477$  – свободная упаковка.

Пористость однородных естественных песков, сложенных хорошо окатанными зернами, близка к пористости фиктивного грунта.

В природных же условиях наблюдаются более сложные закономерности изменения пористости. На величину пористости кроме взаимного расположения зерен влияет множество факторов: размер и форма частиц, неоднородность их по размерам, характер цементации и растворения солей и др.

Так, чем более неоднороден песок по размерам, тем меньше пористость, т.к. мелкие частицы забивают поры, образованные крупными зернами. Наиболее неравномерна пористость карбонатных пород, в которых наряду с крупными трещинами, кавернами и пустотами имеются плотные блоки, практически лишенные пор.

Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть, как правило, измеряется в следующих пределах: пески 20–25%, песчаники 10–30%, карбонаты 10–25% (25%).

Сравнив формулы (1.3.1) и (1.3.2), легко получить **связь между пористостью и удельной поверхностью** в случае фиктивного грунта [5]:

$$S_{уд} = \frac{6}{d}(1 - m). \quad (1.3.7)$$

Для естественного грунта со сложным гранулометрическим составом формула (1.3.7) приобретает следующий вид [5]:

$$S_{уд} = \frac{6}{p}(1 - m) \sum \frac{p_i}{d_i}, \quad \frac{1}{d_i} = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{d_i'} + \frac{1}{d_i''} \right), \quad (1.3.8)$$

где  $p$  – масса породы,  $p_i$  – масса данной фракции,  $d_i$  – средние диаметры фракций,  $d_i'$  и  $d_i''$  – ближайшие стандартные размеры сит.

С учетом нешаровидности частиц удельная поверхность увеличивается в 1,2–1,4 раза.

### **1.3.4. Методы определения пористости горных пород**

Для определения полной (абсолютной) пористости образца горной породы, исходя из формулы (1.3.2), необходимо знать объем пор и объем образца. Для определения **объема образца** существует несколько различных способов:

➤ **Метод парафинизации.** Предварительно взвешенный образец покрывают тонкой пленкой расплавленного парафина за 1–2 секунды, чтобы парафин не проник в поры и сразу застыл.

Затем взвешивают образец с оболочкой и определяют его объем погружением в жидкость, и вычитают объем оболочки, учитывая удельный вес (или плотность) парафина. Достоинством метода является возможность его использования для определения объема образцов рыхлых пород, однако он очень трудоемок и не повышает точности измерений коэффициента пористости.

➤ **Метод вытеснения.** При использовании этого метода образец погружают в жидкость, не проникающую в его поры (чаще всего имеют в виду ртуть), и таким образом определяют объем образца. Недостатком метода является то, что способ применим только к сильно сцементированным кернам (иначе при погружении в ртуть часть зерен может отпасть), а также что невозможно учесть прилипшие к поверхности образца пузырьки воздуха из-за непрозрачности ртути. Кроме того, ртуть токсична.

➤ **Геометрический метод.** Измерение геометрических размеров образцов проводят лишь для специально выточенных кернов идеальной формы без сколов зерен.

➤ **Метод Преображенского.** Наиболее часто используемый метод, заключающийся в насыщении образца жидкостью (чаще керосином или водой) и определении его объема погружением в эту же жидкость.

Методы измерения **объема пор** образца горной породы определяются видом пористости.

1. **Метод Мельчера** измерения **полной пористости.** При определении полной (абсолютной) пористости горной породы исходят из того, что масса проэкстрагированного и высушенного образца породы есть величина постоянная до и после его дробления. Выразим объем твердой части образца породы через  $V_{мс}$ , тогда выражение для полной пористости примет вид [4]:

$$m = \frac{V_{обр} - V_{мс}}{V_{обр}} = 1 - \frac{\rho_{обр}}{\rho_{мс}}, \quad (1.3.9)$$

где  $\rho_{обр}$  и  $\rho_{мс}$  – плотность образца и его твердой части (скелета или зерен).

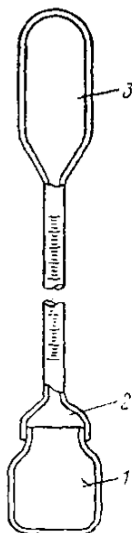
Таким образом, полная пористость образца горной породы может быть определена, если известны плотность образца в целом и плотность слагающих его частиц.

При определении объема образца для расчета его плотности используют метод парафинизации. Образец очищают от парафина,



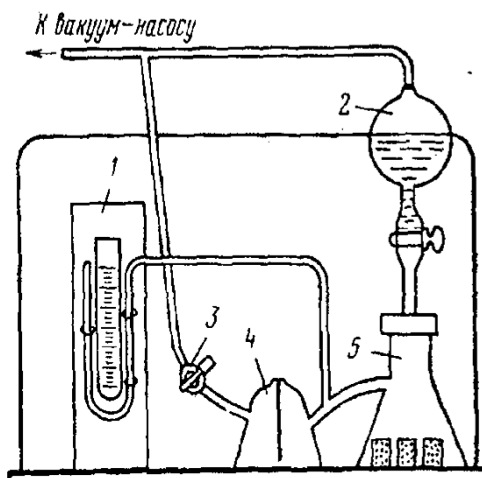
измельчают и определяют плотность измельченной твердой части путем взвешивания и погружения в жидкость. В ряде случаев используют два образца: один парафинизируют, другой измельчают для определения плотности. Для измерений могут использоваться специальные приборы – порозиметры (рис. 1.3.6) [1].

Порозиметр состоит из градуированной трубки, имеющей на одном конце камеру, а на другом – расширение, притертое к стаканчику. При этом объем стаканчика до начала шкалы равен объему камеры до конца шкалы. До измерения объема образца его насыщают керосином в вакуумной установке (рис. 1.3.7) [2].



**Рис. 1.3.6. Порозиметр:**

- 1 – стаканчик,
- 2 – расширение,
- 3 – камера



**Рис. 1.3.7. Вакуумная установка:**

- 1 – вакуумметр, 2 – делительная воронка,
- 3 – кран, 4 – склянка Тищенко,
- 5 – колба Бунзена

В порозиметр наливают керосин, плотно закрывают стаканчиком, переворачивают и проводят отсчет. Затем переворачивают в первоначальное положение, снимают стаканчик, помещают в колбу насыщенный и поверхностно осушенный образец, плотно закрывают стаканчиком, прибор переворачивают и проводят второй отсчет. Разность отсчетов равна объему образца. Второй кусочек тщательно измельчают и аналогичным образом определяют объем получившегося порошка.

2. **Методом насыщения по Преображенскому** определяют **открытую пористость**. Экстрагированный и высушенный образец взвешивают (вес  $P$ ). Затем образец насыщается под вакуумом жидкостью (керосином или водой). Насыщенный образец вынимают, освобождают от избытка жидкости, взвешивают в воздухе (вес  $P_{\kappa}$ ).

Разность весов насыщенного и сухого образцов, деленная на удельный вес керосина  $\gamma_{\kappa}$  дает объем пор [2]:

$$V_n = \frac{P_{\kappa} - P}{\gamma_{\kappa}}.$$

Далее насыщенный образец взвешивают в керосине ( $P_{\kappa\kappa}$ ).

Разность весов насыщенного образца в воздухе и в керосине, деленная на удельный вес керосина, дает его объем [2]:

$$V_{обр} = \frac{P_{\kappa} - P_{\kappa\kappa}}{\gamma_{\kappa}}.$$

Отношение  $V_n$  и  $V_{обр}$  определяет коэффициент пористости насыщения  $n$  [2]:

$$m = \frac{V_n}{V_{обр}}, \quad V_n = \frac{P_{\kappa} - P}{\gamma_{\kappa}}, \quad V_{обр} = \frac{P_{\kappa} - P_{\kappa\kappa}}{\gamma_{\kappa}},$$

$$m = \frac{P_{\kappa} - P}{P_{\kappa} - P_{\kappa\kappa}} \cdot 100\%.$$

Из полученной формулы видно, что коэффициент пористости не зависит от удельного веса жидкости. В крупнозернистых и особенно слабосцементированных песчаниках коэффициенты абсолютной пористости и пористости насыщения почти совпадают. Метод Преображенского широко применяется для сцементированных пород.

3. Более точное определение открытой пористости можно получить **методом насыщения сухого образца** не адсорбирующимся на поверхности частиц газом (азотом). Пусть образец насыщен газом при давлении  $P_1$ , а выпущен при снижении до давления  $P_2$ . Считая газ идеальным, запишем уравнения материального баланса [2]:

$$P_1 V_{пор} = \frac{\rho_1 V_1}{\mu} RT \quad \text{и} \quad P_2 V_{пор} = \frac{\rho_2 V_2}{\mu} RT.$$

Здесь  $\rho_1 V_1$  и  $\rho_2 V_2$  – масса газа в поровом пространстве образца при давлении  $P_1$  и  $P_2$ , соответственно,  $\rho_1$  и  $\rho_2$  – значение плотности газа при этих давлениях,  $V_1$  и  $V_2$  – объем газа в образце при насыщении и после того, как часть газа была выпущена из образца при понижении давления. Объем выпущенного из образца газа  $\Delta V$  можно измерить (например, газовым счетчиком). Тогда  $\Delta V = V_1 - V_2 = V_{nop} \left( \frac{P_1}{\rho_1} - \frac{P_2}{\rho_2} \right) \frac{\mu}{RT}$ , откуда легко найти объем пор, зная объем образца и коэффициент открытой пористости [2]:

$$m = \frac{\Delta V \cdot RT}{\left( \frac{P_1}{\rho_1} - \frac{P_2}{\rho_2} \right) \mu}.$$

4. Для определения **эффeктивной пористости** после насыщения образца керосином последний удаляют на капиллярной установке (при этом объеме пленки, покрывающей частицы в образце, пренебрегают).

5. Для определения **динамической пористости** используют неэкстрагированные образцы, которые продувают воздухом или азотом при градиенте давления порядка 0,05 МПа/см для удаления подвижной части жидкости.

6. Пористость образца можно представить в виде отношения площади пор к площади всего образца в каком-либо сечении (**просветностью**). В этом случае пористость оценивается методами, основанными на измерении площадей под микроскопом или определении соотношения этих площадей по фотографиям. Для контрастности при изучении степени взаимосвязанности пор последние иногда заполняются окрашенным воском или пластиками.

При выборе методов измерения пористости необходимо учитывать особенности и свойства коллектора. При оценке пористости пород газовых коллекторов открытую пористость следует измерять газометрическим способом с помощью газовых порозиметров. В случае сыпучих пород можно воспользоваться формулой, предложенной Б.Ф. Ремневым [3]:

$$m = \frac{0,42m_c}{1 - 0,22m_c},$$

где  $m_c$  – пористость породы после разрушения.

### 1.3.5. Емкость трещиноватых и кавернозных пород

Все описанные выше способы определения пористости пригодны только к коллекторам порового типа. Однако если горная порода относится к трещиновато-пористому типу, а также, возможно, содержит каверны, то уместно ввести коэффициенты трещиноватости и кавернозности по аналогии с коэффициентом пористости.

Для чисто трещиноватой среды можно ввести коэффициент трещиноватости, который будет справедливым записать по аналогии с выражением (1.3.9) в виде [4]:

$$m_{mp} = \frac{V_{mp}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{мс}}{V_{обр}} = 1 - \frac{\rho_{обр}}{\rho_{мс}}.$$

В случае трещиновато-пористого коллектора запишем:

$$m_{mp} = \frac{V_{mp}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{мс} - V_{нор}}{V_{обр}} = 1 - \frac{\rho_{обр}}{\rho_{мс}} - m.$$

Следовательно, для трещиновато-пористой среды имеем:

$$m_{mp} + m = 1 - \frac{\rho_{обр}}{\rho_{мс}}.$$

Аналогично для породы, включающей поры, трещины и каверны, получим [4]:

$$m_{mp} + m_k + m = 1 - \frac{\rho_{обр}}{\rho_{мс}},$$

где  $m_{mp}$  и  $m_k$  – коэффициенты трещиноватости и кавернозности.

### 1.3.6. Определение средней пористости нефтегазового пласта

В связи с тем, что отдельные отбираемые из скважин образцы горных пород имеют значительно меньшие размеры по сравнению с размерами пласта в целом, судить о средней пористости пластов можно лишь, имея значительное количество кернового материала.

Пусть пласт состоит из  $n$  пропластков, имеющих толщину  $h_1, h_2, \dots, h_n$  и пористость  $m_1, m_2, \dots, m_n$ . Средний коэффициент

пористости пласта, прилегающего к одной скважине, равен [1]:

$$m_c = \frac{h_1 m_1 + h_2 m_2 + \dots + h_n m_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n} = \frac{\sum_i^n h_i m_i}{\sum_i^n h_i}.$$

Если пласт вскрыт  $k$  скважинами, на каждую из которых приходится площадь дренирования соответственно  $F_1, F_2, \dots, F_k$ , то средний коэффициент пористости пласта будет равен [1]:

$$m = \frac{\sum_j^k F_j m_{cj}}{\sum_j^k F_j},$$

где  $m_{cj}$  – средний коэффициент пористости пласта, прилегающего к  $j$ -ой скважине, который рассчитывается по вышеуказанной формуле.

### Вопросы для самоконтроля

1. Что называется удельной поверхностью горных пород?
2. По какой формуле вычисляется удельная поверхность горных пород в случае фиктивного грунта?
3. Как подразделяются горные породы с учетом удельной поверхности?
4. Что такое пористость горных пород?
5. Понятие коэффициента полной (абсолютной) пористости.
6. Понятие первичных и вторичных пустот.
7. Как подразделяются поровые каналы нефтяных пластов по размерам?
8. Понятие коэффициента открытой пористости. Виды пористости.
9. Вывести формулу связи пористости и удельной поверхности горных пород.
10. Какое существенное допущение делается при выводе формулы, связывающей пористость и удельную поверхность горной породы?
11. Какие существуют методы определения пористости?
12. Какие факторы нужно учитывать при выборе метода измерения пористости?
13. В чем заключается метод Преображенского?
14. Как определяется средняя пористость пласта?

## 1.4. Проницаемость горных пород

### 1.4.1. Понятие и виды проницаемости горных пород

Под **проницаемостью** горных пород понимают их способность пропускать сквозь себя жидкости или газы при наличии перепада давления. Проницаемость – это важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т.е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ. Значение проницаемости в совокупности с другими характеристиками предопределяет режим эксплуатации месторождения, а именно: а) давление и темп закачки рабочего агента в пласт (как правило, воды); б) объем и пространственную геометрию закачки для предотвращения преждевременного обводнения пласта и прорыва воды к забоям эксплуатационных скважин и т.д. Знание проницаемости пласта позволяет осуществить наиболее эффективную и рентабельную нефтедобычу.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений могут быть различные типы фильтрации в пористой среде жидкостей, газов и их смесей: при совместном движении нефти, воды и газа; воды и газа; воды и нефти; нефти и газа. Во всех случаях проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород используются понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Итак, различают три вида проницаемости:

- ✓ Абсолютная.
- ✓ Фазовая (эффективная).
- ✓ Относительная.

**Абсолютная проницаемость**  $k$  характеризует только физические свойства породы. Поэтому для её определения через проэкстрагированную пористую среду пропускают флюид, чаще газ – инертный по отношению к породе (на практике для этой цели используется азот или воздух).

**Фазовой (эффективной) проницаемостью**  $k_{\phi}$  называется проницаемость породы по отношению к данному флюиду при движении в порах многофазных систем (не менее двух). Вели-

чина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газами и от их физико-химических свойств.

**Относительной проницаемостью** пористой среды называется отношение фазовой проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной:

$$k'_\phi = \frac{k_\phi}{k}.$$

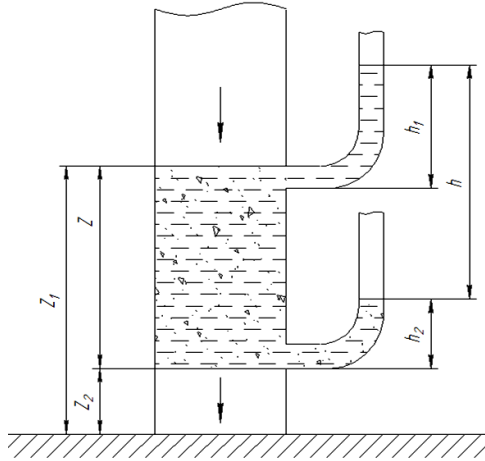
При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений чаще всего в породе присутствуют и движутся две или три фазы одновременно. В этом случае проницаемость породы для какой-либо одной фазы всегда меньше ее абсолютной проницаемости. Эффективная и относительная проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

#### ***1.4.2. Линейный закон фильтрации (закон Дарси)***

Первые исследования по движению жидкости в пористых телах были произведены в середине XIX в. французским инженером-гидравликом Анри Дарси (Darcy), который наблюдал течение воды в песчаных фильтрах водоочистных сооружений в связи с водоснабжением города Дижона.

В своих опытах Дарси применял прибор, состоящий из вертикального цилиндрического сосуда, заполненного слоем песка, через который при различных давлениях между входом и выходом пропускался поток воды в направлении сверху вниз (рис. 1.4.1) [7]. Изменяя высоту, толщину слоя, состав песка и измеряя расход воды, Дарси в 1856 г. установил, что расход несжимаемой жидкости (воды)  $Q$  пропорционален потере гидростатического напора жидкости  $h$  и площади поперечного сечения сосуда  $F$  и обратно пропорционален высоте слоя грунта  $L$  [7]:

$$Q \sim \frac{F}{L} h. \quad (1.4.1)$$



**Рис. 1.4.1. Схема опыта Дарси**

Гидростатический напор определим, исходя из рисунка 1.4.1 [7]:

$$h = (Z_1 + h_1) - (Z_2 + h_2),$$

но  $P_1 = \rho g h_1$  и  $P_2 = \rho g h_2$ , следовательно,

$$h_1 = \frac{P_1}{g\rho} \quad \text{и} \quad h_2 = \frac{P_2}{g\rho}, \quad (1.4.2)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – гидростатическое давление столбов жидкости высотой  $h_1$  и  $h_2$ .

Запишем формулу (1.4.1) в виде равенства:

$$Q = k' \frac{F}{L} h, \quad (1.4.3)$$

с учетом (1.4.2):

$$h = \Delta Z + \frac{P_1 - P_2}{g\rho} = L + \frac{\Delta P}{g\rho} = \frac{Lg\rho + \Delta P}{g\rho} = \frac{\Delta p}{g\rho}$$

$$\text{и} \quad Q = k' \frac{F}{L} \frac{\Delta p}{g\rho}. \quad (1.4.4)$$

Здесь  $k'$  – так называемый коэффициент фильтрации, который характеризует как фильтрационные свойства среды, так и физические свойства фильтрующей жидкости (в данном случае – воды). Из (1.4.3) следует, что коэффициент фильтрации имеет размерность [7]:  $[k'] = \text{м/с}$ , т.е. размерность скорости.



Но Дарси проводил свои исследования только с водой. В дальнейшем при исследовании фильтрации других жидкостей различной вязкости было установлено, что коэффициент фильтрации обратно пропорционален кинематической вязкости жидкости:

$$k' \approx \frac{1}{\nu}.$$

Тогда был введен новый коэффициент  $k'$  так, что [7]:

$$k' = \frac{k}{\nu} g \quad \text{или} \quad k' = \frac{k}{\mu} g \rho, \quad (1.4.5)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость,  $\rho$  – плотность жидкости. Ускорение свободного падения  $g$  введено для удобства из соображений размерности.

Подставляя (1.4.5) в (1.4.4) имеем:

$$Q = \frac{k}{\mu} F \frac{\Delta p}{L}. \quad (1.4.6)$$

Здесь  $Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени;  $\nu$  – скорость линейной фильтрации;  $F$  – площадь фильтрации;  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости;  $\Delta P$  – перепад давления;  $L$  – длина пористой среды;  $k$  – коэффициент проницаемости или пропускной способности среды:

$$k = \frac{Q}{F} \mu \frac{L}{\Delta p}. \quad (1.4.7)$$

Размерность  $k$  в системе СИ определим из (1.4.7):  $[k] = \text{м}^2$ .

Таким образом, физический смысл проницаемости можно объяснить пропускной способностью породы, а именно той площадью поперечного сечения, которое способно пропустить через себя жидкость или газ.

Уравнение (1.4.7) можно переписать следующим образом [7]:

$$\nu = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{L}. \quad (1.4.8)$$

Здесь  $\nu$  – скорость фильтрации жидкости в пористой среде, которая в соответствии с уравнением (1.4.8) пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости.

Итак, в международной системе СИ за единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  принимается проницаемость такой пористой среды, при

фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ м}^2$  и длиной  $1 \text{ м}$  при перепаде давления  $1 \text{ Па}$  расход жидкости составляет  $1 \text{ м}^3/\text{сек}$ .

Используется также внесистемная единица проницаемости – Дарси (Д):

1Д – это проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ см}^2$  и длиной  $1 \text{ см}$  при перепаде давлений  $1 \text{ атм}$  ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ ) расход жидкости вязкостью  $1 \text{ сПз}$  составляет  $1 \text{ см}^3/\text{сек}$ .

Учитывая, что  $1 \text{ сПз} = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ,  $1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$ , получим  $1\text{Д} = 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Полученная формула (1.4.8) является лишь частным случаем линейного закона фильтрации Дарси. В общем случае трехмерного потока ее следует записать в виде [7]:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \text{grad } p \quad \text{или} \quad \vec{v} = -\frac{k}{\mu} (\text{grad } p + \rho \vec{g}). \quad (1.4.9)$$

Последнее выражение закона Дарси в обобщенном виде учитывает наклон пласта, по которому течет флюид плотностью  $\rho$  к горизонту под углом  $j$ , тогда  $\vec{v} = -\frac{k}{\mu} (\text{grad } p + \rho \vec{g} \sin \varphi)$ .

### **1.4.3. Связь проницаемости с другими параметрами пористой среды**

Зависимость проницаемости от размера пор можно получить с учетом законов Дарси и Пуазейля. Для использования уравнения Пуазейля пористую среду представляют в виде прямых трубок (каналов) одинакового сечения длиной  $L$ , равной длине пористой среды. По закону Пуазейля расход жидкости  $Q$  через такую пористую среду составит [7]:

$$Q = \frac{n\pi R^4 F \Delta p}{8\mu L}, \quad (1.4.10)$$

где  $n$  – число пор, приходящихся на единицу площади фильтрации,  $R$  – радиус поровых каналов (или средний радиус пор среды),  $F$  – площадь фильтрации.

Коэффициент пористости:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обп}}} = \frac{\pi R^2 n FL}{FL} = \pi R^2 n,$$

$$Q = \frac{n\pi R^2 R^2 F \Delta P}{8\mu L} = \frac{mR^2 F \Delta P}{8\mu L}. \quad (1.4.11)$$

Однако по закону Дарси [7]:

$$Q = \frac{k}{\mu} F \frac{\Delta P}{L}, \quad (1.4.12)$$

следовательно,

$$\frac{mR^2 F \Delta P}{8\mu L} = \frac{k}{\mu} F \frac{\Delta P}{L} \text{ и } k = \frac{mR^2}{8}. \quad (1.4.13)$$

Или

$$R = \sqrt{\frac{8k}{m}} = 2,86 \sqrt{\frac{k}{m}}. \quad (1.4.14)$$

Величина  $R$ , определённая по (1.4.14), характеризует радиус пор идеальной пористой среды, обладающей пористостью  $m$  и проницаемостью  $k$  для реальной среды. Величина  $R$  имеет условный смысл, т.к. не учитывает сложного строения и извилистости пор.

Можно также воспользоваться формулой Гагена – Пуазейля [7]:

$$u = \frac{d^2 \Delta P}{32L\mu}, \quad (1.4.15)$$

где  $u$  – скорость движения жидкости в капилляре (или то же, что истинная скорость движения флюида в пористой среде),  $d$  – диаметр капилляра.

Учитывая, что  $u = \frac{v}{m}$ , получим:

$$u = \frac{d^2 \Delta P}{32L\mu} = \frac{v}{m} = \frac{k}{m\mu} \frac{\Delta P}{L},$$

откуда  $d^2 = \frac{32k}{m}$ . Или  $R^2 = \frac{8k}{m}$ , т.е.

$$R = \sqrt{\frac{8k}{m}}. \quad (1.4.16)$$

Котяхов предложил для реальной пористой среды следующую формулу [3]:

$$R = \sqrt{\frac{8k}{m}} \varphi, \quad \varphi = \frac{\lambda^2}{\varepsilon}, \quad (1.4.17)$$

где  $\varphi$  – структурный коэффициент,  $\lambda = \frac{L'}{L}$  – коэффициент извилистости поровых каналов,  $L'$  – средняя длина поровых каналов,  $L$  – прямая, равная длине образца. Величина  $\lambda$  оценивается электрометрическим способом по скорости движения красителей, ионов и может быть  $\lambda \geq 6$ .

В формулу (1.4.17) введен коэффициент проточности поровых каналов:

$$\varepsilon = \frac{m_э}{m}. \quad (1.4.18)$$

Таким образом,

$$k = \frac{mR^2}{8\varphi} = \frac{mR^2\varepsilon}{8\lambda^2}. \quad (1.4.19)$$

Ряд исследователей выразили проницаемость через другие физические параметры пористой среды [7]:

1. Слихтер (1899) показал влияние упаковки шаров в фиктивном грунте на проницаемость:

$$k = \frac{10,2d^2}{\kappa_S}, \quad (1.4.20)$$

где  $d$  – диаметр шаров,  $\kappa_S$  – коэффициент упаковки, зависящий от пористости.

2. Козени (1927) предложил зависимость проницаемости от пористости в виде:

$$k = \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{k}}, \quad (1.4.21)$$

а для несцементированных пород:

$$k = \frac{m^3}{5S_{yo}^2(1-m^2)}, \quad (1.4.22)$$

где  $S_{yo}$  – удельная поверхность частиц в единице объёма породы.

3. Известна также формула Козени – Кармана:

$$k = \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{k\varphi}}. \quad (1.4.23)$$

Из приведенных формул (и из некоторых других) следует, что проницаемость главным образом зависит от размеров пустот. Од-

нако следует иметь в виду, что в реальных условиях пористость не всегда однозначно определяет проницаемость. Так, глины, например, могут иметь очень высокую пористость – до 50%, однако поры в них, как правило, изолированы и субкапиллярны, а вода находится в связанном состоянии и препятствует продвижению гравитационной воды. Кристаллические породы, наоборот, при низкой пористости (6–8%) могут иметь высокие значения коэффициентов проницаемости за счет вклада проницаемости трещин.

По значениям проницаемости породы делят на три группы:

➤ **Проницаемые** – породы с коэффициентом проницаемости более  $10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>. Такие породы характеризуются и значительными коэффициентами пористости (от 20 до 40%) и сложены такими грубо- и мелкообломочными породами, как гравий, галечники, пески, слабосцементированные песчаники, каверзные карбонатные и трещиноватые магматические породы.

➤ **Полупроницаемые** – породы, проницаемость которых находится в пределах от  $10^{-4}$  до  $10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>. Это глинистые пески, некоторые песчаники и алевролиты, мелкотрещиноватые известняки и доломиты. Большую часть этих пород занимают субкапиллярные поры.

➤ **Практически непроницаемыми** считаются породы с коэффициентами проницаемости менее  $10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>. К таким породам относятся глины, аргиллиты, глинистые сланцы, плотносцементированные песчаники и алевролиты с субкапиллярными порами, плотные карбонатные, магматические и метаморфические породы.

#### ***1.4.4. Методы определения проницаемости пород***

При измерении проницаемости по газу в выражении (1.4.6) [8]:

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

следует в качестве  $Q$  записать средний расход газа в условиях образца –  $\bar{Q}_r$ , приведенный к среднему давлению  $\bar{P}$  в образце. Такая замена вызвана непостоянством объемного расхода газа при естественном уменьшении давления по длине образца. В результате вместо (1.4.6) имеем для определения газопроницаемости:

$$k = \frac{\bar{Q}_r \mu L}{\bar{P} F}. \quad (1.4.24)$$

При малых длинах используемых образцов среднее давление по длине керна можно выразить следующим образом:

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2}, \quad (1.4.25)$$

где  $P_1$  – давление газа на входе в образец,  $P_2$  – давление на выходе.

Полагая, что процесс расширения газа при фильтрации через образец происходит изотермически, по закону Бойля – Мариотта, используя (1.4.25), получим:

$$\bar{Q}_r = \frac{2Q_0P_0}{P_1 + P_2}, \quad (1.4.26)$$

где  $Q_0$  – расход газа при атмосферном давлении.

Подставив (1.4.26) в (1.4.24), получим формулу для определения газопроницаемости пород в виде:

$$k = \frac{2Q_0P_0\mu L}{(P_1^2 - P_2^2)F}. \quad (1.4.27)$$

Формула (1.4.27) может быть получена и из более строгих соображений:

$$Q = \frac{\kappa}{\mu} \cdot F \left| \frac{dP}{dx} \right|,$$

$$P \cdot Q = P_0 \cdot Q_0, \quad Q = \frac{P_0 \cdot Q_0}{P},$$

$$\frac{P_0 Q_0}{P} = \frac{\kappa}{\mu} F \left| \frac{dP}{dx} \right|, \quad Q_0 \int_0^L dx = \frac{\kappa F}{\mu P_0} \int_{P_{\text{вх}}}^{P_{\text{вх}}} P dP,$$

$$Q_0 L = \frac{\kappa F}{\mu P_0} \frac{P^2}{2} \Big|_{P_{\text{вх}}}^{P_{\text{вх}}} = \frac{\kappa F}{\mu P_0} \frac{(P_{\text{вх}}^2 - P_{\text{вх}}^2)}{2},$$

$$Q_0 = \frac{\kappa F}{\mu L} \frac{(P_{\text{вх}}^2 - P_{\text{вх}}^2)}{2P_0}.$$

Из указанного выражения получена формула, аналогичная (1.4.27).

Полученная формула соответствует закону Дарси при линейном потоке. Она лежит в основе определения абсолютной проницаемости в лабораторных условиях на приборе Товарова (см.: дополнительный материал Приложения).

В случае необходимости определения проницаемости образцов при радиальной фильтрации жидкости и газа (случай сква-

жиной фильтрации) пользуются несколько иными формулами. При фильтрации жидкости проницаемость определяется по формуле Дюпюи [8]:

$$k = \frac{\mu_{ж} Q_{ж} \ln r_n / r_g}{2\pi h (P_n - P_g)}, \quad (1.4.28)$$

а при фильтрации газа:

$$k = \frac{\mu_z \bar{Q}_z \ln r_n / r_g}{2\pi h (P_n - P_g)} = \frac{\mu_z Q_z \ln r_n / r_g}{\pi h (P_n^2 - P_g^2)}, \quad (1.4.29)$$

где  $Q_{ж}$  – расход жидкости;  $Q_z$ ,  $\bar{Q}_z$  – расход газа при атмосферном и среднем давлениях в образце;  $\mu_{ж}$ ,  $\mu_z$  – вязкости жидкости и газа;  $P_n$  и  $P_g$  – давление у наружной и внутренней поверхностей цилиндрического образца;  $r_n$  и  $r_g$  – наружный и внутренний радиусы цилиндра;  $h$  – высота цилиндра.

Для определения абсолютной проницаемости горных пород существуют разнообразные лабораторные установки. Однако принципиальные схемы их устройства большей частью одинаковы. Все они содержат одинаковые основные элементы: кернодержатель, позволяющий фильтровать жидкости и газы через пористую среду, приборы для измерения давления на входе и выходе из керна, расходомеры и приспособления, создающие и поддерживающие постоянный расход жидкости или газа через образец породы.

### Вопросы для самоконтроля

1. Что понимают под проницаемостью горных пород? Дайте определение проницаемости.
2. В каких единицах измеряется проницаемость?
3. Какая проницаемость называется абсолютной, фазовой, относительной?
4. В чем состоит линейный закон фильтрации в пористой среде?
5. Выведите формулу для определения проницаемости для газа.
6. Как определяется проницаемость в случае радиальной фильтрации? Дайте вывод формулы Дюпюи.
7. Как связаны проницаемость и пористость горных пород?
8. Какие существуют методы определения проницаемости?
9. Из каких основных элементов состоят лабораторные установки для определения проницаемости горных пород?
10. Как определяется проницаемость на аппарате Товарова?

## 1.5. Фазовая проницаемость горных пород

### 1.5.1. Фазовая и относительная проницаемости пород

Фазовая (иногда называемая эффективной) проницаемость – проницаемость пород для данного газа или жидкости в случае наличия в породе многофазных систем (когда фильтруются две и более фазы). В этом случае фазовая проницаемость для каждой фазы зависит от насыщенности порового пространства нефтью, газом и водой. Под насыщенностью понимают объемную долю порового пространства, занятую соответствующей фазой, в процентах или долях единицы. Кроме того, фазовая проницаемость зависит от физико-химических свойств жидкости или газа, их взаимодействия между собой и с поверхностью скелета породы, градиентов давления, вязкостей флюидов, температуры пласта и других факторов. Относительная проницаемость есть отношение фазовой проницаемости среды для данной фазы к абсолютной.

Резкое различие между абсолютной и фазовой проницаемостями обуславливается двумя основными причинами. Первая – образование сложных многофазных смесей и проявление капиллярных сил на границе жидкость – жидкость, жидкость – газ. Другая причина – уменьшение живого сечения поровых каналов за счет пленки жидкости, образующейся на поверхности частиц. Если часть пор занята одной фазой, то естественно проницаемость для другой фазы будет меньше.

При фильтрации многофазной системы (газированная нефть, двух- и трёхфазные потоки) коэффициент фазовой проницаемости всегда меньше коэффициента абсолютной проницаемости и проницаемости для каждой фазы в отдельности. В некоторых случаях фазовая проницаемость составляет лишь 30% от абсолютной, причем расхождение между коэффициентами фазовой и абсолютной проницаемостей тем больше, чем больше абсолютная проницаемость и больше радиус поровых каналов. Так, количество жидкости, оставшейся в кернах после их продувки азотом или воздухом, не превышает 20–25% от объема пор независимо от их проницаемости.

При тщательной постановке эксперимента и отсутствии изолированных пор насыщение пористой среды может быть полным, а фильтрация нормальной и незатухающей. Также имеет значение



влияние пристенных слоев на проницаемость пористой среды для жидкостей и газов. Влияние на фильтрацию жидкостей и газов в пористой среде с размерами пор больше 1 мкм одинаково. Следовательно, проницаемость пористой среды для жидкостей и газов в этом случае должна быть одинакова. Различие проницаемости для жидкостей и газов существенно, если размеры пор меньше 1 мкм.

Существенное влияние на величину фазовой проницаемости оказывает и характер движения жидкостей и газов в пористой среде. Если через пористую среду прокачивать газированную жидкость или смесь двух несмешивающихся жидкостей, или то и другое вместе, то проницаемость пористой среды для многофазных систем получается ниже, чем для смеси в целом, и зависит от насыщенности фаз.

Количественную оценку фазовой проницаемости обычно дают через относительную проницаемость. В реальных пластах возникают различные виды многофазных потоков – движение нефти и воды, нефти (воды) и газа, газированной жидкости или трехфазный поток. Характер каждого из этих потоков исследуется экспериментально, а результат изображают в виде графиков зависимостей **относительных фазовых проницаемостей** от степени насыщенности порового пространства различными фазами. В практике разработки нефтяных месторождений они используются при проектировании разработки на разных стадиях, определении дебитов скважин, прогнозировании нефтеотдачи. При этом полагается, что горные породы одного пласта обладают одинаковыми зависимостями относительных фазовых проницаемостей от насыщенности флюидами независимо от значения абсолютной проницаемости. Это дает возможность при расчетах многофазной фильтрации использовать готовые (аппроксимированные по результатам экспериментальных исследований) кривые фазовых проницаемостей для часто встречающихся пород (песков, песчаников, известняков и т.д.).

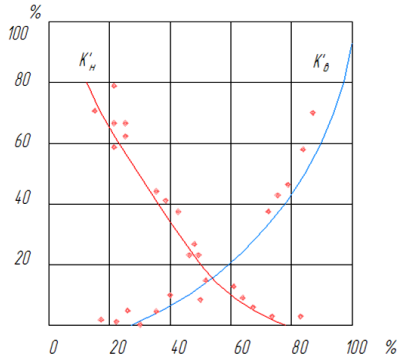
### ***1.5.2. Относительные проницаемости в двухфазных потоках***

Изучение двухфазных фильтрационных потоков «жидкость – жидкость» и «жидкость – газ» сводится к построению и анализу двухфазных диаграмм зависимости значений относительных проницаемостей для каждой из фаз от насыщенности. По оси абсцисс откладывают значения водонасыщенности в процентах или

долях единицы. Под водонасыщенностью понимают отношение объема воды в породе к объему пор:

$$S_a = \frac{V_e}{V_{пор}}$$

Рассмотрим некоторые частные случаи. В нефтяном пласте одновременно движутся нефть и вода – экспериментально полученные, в этом случае фазовые диаграммы имеют вид, приведенный на рисунке 1.5.1 [8].

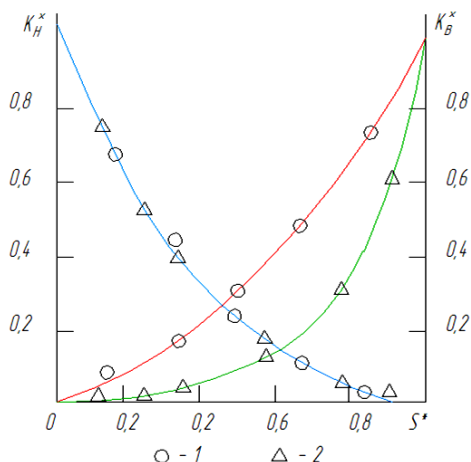


**Рис. 1.5.1. Зависимость относительной проницаемости для воды и нефти от насыщенности водой  $S_в$**

Из рисунка видно:

1. Реальные значения относительной проницаемости всегда  $< 1$ .
2. Если нефтенасыщенность не превышает 20%, то относительная проницаемость по нефти становится равной нулю; при малом содержании воды ее относительная проницаемость уменьшится в 2 раза, если объем связанной воды увеличится до 30%, при этом сама вода остается неподвижной.

На характер кривых относительных проницаемостей существенное влияние оказывает структура порового пространства: коллекторы с преобладанием пор большого диаметра характеризуются низкими значениями остаточной водонасыщенности и более широким диапазоном совместного течения фаз (рис. 1.5.2) [8]. Структура порового пространства в основном влияет на относительную проницаемость смачивающей фазы и в меньшей степени – несмачивающей. Это выражено на графиках различным положением точек пересечения кривых относительных проницаемостей в песках и песчаниках.



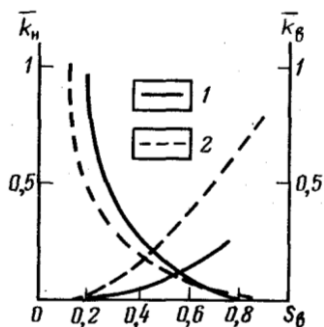
**Рис. 1.5.2. Зависимость относительных фазовых проницаемостей для системы нефть – вода от водонасыщенности:**  
**1 – песок; 2 – песчаник**

По двухфазным диаграммам можно также судить о степени смачивания породы нефтью (в этом случае она гидрофобна) или водой (гидрофильна). С увеличением гидрофильности кривые относительных проницаемостей смещаются вправо, в сторону повышенных значений водонасыщенности. Для гидрофильных коллекторов точка пересечения кривых, как правило, располагается правее значения водонасыщенности, равного 0,5 (рис. 1.5.3) [8].

Соответственно с ростом гидрофобности при одном и том же значении водонасыщенности относительная проницаемость для воды увеличивается, а для нефти уменьшается.

При равных значениях насыщенности ( $S_e = 0,5$ ) фазовая проницаемость для смачивающей фазы будет меньше, чем для несмачивающей, поскольку меньше силы взаимодействия смачивающей фазы с породой.

Несколько иной вид имеют кривые относительных проницаемостей при совместной фильтрации жидкости и газа (нефть – газ или вода – газ). Жидкость как смачивающая фаза занимает наиболее мелкие поры. Поэтому, когда насыщенность порового пространства жидкостью меньше критического значения, газ находится в крупных порах, и сопротивление при его движении в пористой среде мало зависит от распределения жидкой фазы.



**Рис. 1.5.3. График влияния смачиваемости пород на вид кривых относительных фазовых проницаемостей. Породы: 1 – гидрофильная; 2 – гидрофобная**

На рисунке 1.5.4 приведены двухфазные диаграммы для относительных проницаемостей водогазовой системы для различных горных пород [8].



**Рис. 1.5.4. Зависимость относительной проницаемости для воды и газа от водонасыщенности**

Из рисунков следует, что наличие связанной воды в пористой среде вначале почти не влияет на фильтрацию газа, а при содержании воды в породе от 30 до 60% из пласта можно добывать чистый газ. Аналогичные кривые имеют место и при фильтрации нефтегазовых смесей. Свободный газ, например, выделившийся из нефти в пласте, отрицательно влияет на относительную проницаемость жидкости. Уже при незначительном появлении газа она снижается до 0,7 в песках, 0,6 в песчаниках и до 0,2 в карбонатных коллекторах.

Отметим, что газ может находиться в пористой среде не только за счет его выделения из нефти при снижении давления («соб-

ственный» газ), но и в результате закачки его извне («внешний» газ). Оказывается, что фазовая проницаемость для «внешнего» газа при одинаковой газонасыщенности больше, чем для «собственного». Это объясняется тем, что выделяющийся из нефти газ находится в основном вблизи поверхности поровых каналов, т.е. там, где образование новой фазы наиболее вероятно. «Внешний» газ при своем движении занимает целые поровые каналы. Поэтому и сопротивление при движении «внешнего» газа оказывается меньше, чем при перемещении «собственного».

### 1.5.3. Аппроксимация кривых относительных фазовых проницаемостей

Приведенные экспериментальные зависимости относительных проницаемостей должны быть построены для каждого месторождения. Однако в первом приближении они могут быть получены аналитическим путем аппроксимации типичных, но несколько идеализированных фазовых диаграмм (рис. 1.5.5) [8].

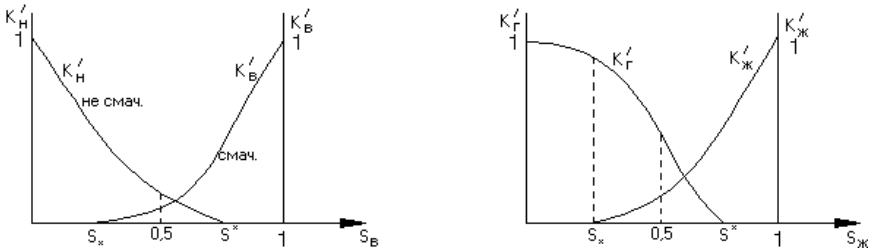


Рис. 1.5.5. «Идеализированные» двухфазные диаграммы

#### 1.5.3.1. Система «жидкость – жидкость»

Рассмотрим пористую среду, в которой находятся две несмешивающиеся жидкости (фазы) – нефть и вода. При небольшой насыщенности какой-либо фазой соответствующая жидкость находится в пористой среде в связанном состоянии в виде отдельных капель. При этом она остается неподвижной до определенного значения насыщенности (левая диаграмма на рис. 1.5.5) [8].

При достижении насыщенности некоторого критического значения (S<sup>\*</sup>) вода плавно приобретает подвижность, и значение относительной проницаемости растет от 0 до 1. Аналогичным образом ведет себя кривая для нефти.

Как видно из графика кривые для системы нефть – вода могут быть аппроксимированы полиномом второй степени. Пусть для воды [8]:

$$\kappa'_e(S_e) = a_0 + a_1 S_e + a_2 S_e^2, \quad (1.5.1)$$

в котором коэффициенты  $a_0, a_1, a_2$  следует найти из граничных условий.

В соответствии с введенными предположениями эти условия имеют следующий вид [8]:

$$\begin{aligned} \kappa'_e(S) &= 1 \text{ при } S = 1, \\ \kappa'_e(S) &= 0 \text{ при } S = S_*, \\ \frac{d\kappa'_e(S_*)}{dS} &= 0 \text{ – в силу плавности сопряжения.} \end{aligned} \quad (1.5.2)$$

Подставляя условия (1.5.2) в уравнение (1.5.1), получим для коэффициентов [8]:

$$\begin{cases} \kappa'_e(1) = a_0 + a_1 + a_2 = 1 \\ \kappa'_e(S_*) = a_0 + a_1 S_* + a_2 S_*^2 = 0. \\ \frac{d\kappa'_e(S_*)}{dS} = a_1 + 2a_2 S_* = 0 \end{cases} \quad (1.5.3)$$

Далее, решая систему уравнений (1.5.3), определим коэффициенты  $a_0, a_1, a_2$ :

$$a_1 = -2a_2 S_*, \quad a_0 = a_2 S_*^2, \quad a_2 = \frac{1}{(S_* - 1)^2}.$$

В результате получим:

$$a_1 = -\frac{2S_*}{(S_* - 1)^2}, \quad a_0 = \frac{S_*^2}{(S_* - 1)^2}.$$

С учетом найденных  $a_0, a_1, a_2$  полином примет следующий вид:

$$\begin{aligned} \kappa'_e(S) &= a_0 + a_1 S + a_2 S^2 = \frac{S_*^2}{(S_* - 1)^2} - \frac{2S_* S}{(S_* - 1)^2} + \frac{S^2}{(S_* - 1)^2} = \\ &= \frac{(S_* - S)^2}{(S_* - 1)^2} = \left( \frac{S_* - S}{S_* - 1} \right)^2. \end{aligned}$$

Таким образом, аппроксимация кривой относительной фазовой проницаемости для воды дает следующую аналитическую зависимость [8]:

$$\kappa'_g(S) = \begin{cases} 0, & S \leq S_* \\ \left(\frac{S_* - S}{S_* - 1}\right)^2, & S > S_* \end{cases} \quad (1.5.4)$$

Аналогично для нефти:

$$\kappa'_n(S) = \begin{cases} 0, & S \geq S^* \\ \left(1 - \frac{S}{S^*}\right)^2, & 0 \leq S \leq S^* \end{cases} \quad (1.5.5)$$

при  $\kappa'_n(S^*) = 0$ ,  $\frac{d\kappa'_n(S^*)}{dS} = 0$ ,  $\kappa'_n(0) = 1$  и зависимости  $\kappa'_n(S) = b_0 + b_1S + b_2S^2$ .

### 1.5.3.2. Система «жидкость – газ»

При выводе аналитической зависимости относительной фазовой проницаемости для газа от водонасыщенности необходимо учитывать описанную выше особенность: в диапазоне изменения насыщенностей до некоторой критической ( $S^*$ ) относительная фазовая проницаемость для газа остается равной примерно единице. Поэтому для аппроксимации кривой относительной фазовой проницаемости для газа следует задаваться полиномом третьей степени [9]:

$$\kappa'_g(S) = c_0 + c_1S + c_2S^2 + c_3S^3 \quad (1.5.6)$$

и условиями:

$$\begin{cases} \kappa'_g(S_*) = 1, \\ \kappa'_g(S^*) = 0, \\ \frac{d\kappa'_g(S_*)}{dS} = 0, \\ \frac{d\kappa'_g(S^*)}{dS} = 0. \end{cases} \quad (1.5.7)$$

Решая получаемую в результате подстановки условий (1.5.7) в уравнение (1.5.6) систему, получим [9]:

$$\kappa_z(S) = \begin{cases} 1, & 0 \leq S \leq S_* \\ \frac{(S^* - S)^2 (S^* - 3S_* + 2S)}{(S^* - S_*)^3}, & S_* \leq S \leq S^* \\ 0, & S \geq S^* \end{cases} \quad (1.5.8)$$

Полученные аппроксимационные зависимости для кривых относительных фазовых проницаемостей имеют довольно приближенный вид и весьма общий характер. Реально используемые в практике разработки нефтяных месторождений кривые являются полуэмпирическими и учитывают физические свойства и особенности конкретных пластов. Качественно они вполне идентичны полученным. Тем не менее количественно они отличаются от полученных аналитических зависимостей, как правило, числовыми значениями показателей степеней и вводом дополнительных коэффициентов.

#### ***1.5.4. Относительные проницаемости в трехфазных газожидкостных потоках***

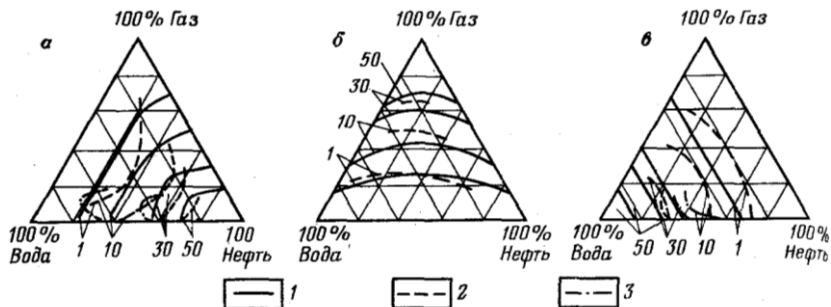
Если в пористой среде движется трехфазная система, которая состоит из воды, нефти и газа, то при некоторых их соотношениях возможно одновременное присутствие в потоке всех трех фаз, двух фаз или одной. Данные о проницаемости для трех фаз необходимы для проектирования методов воздействия на продуктивный пласт (заводнения при давлении ниже давления насыщения, когда из нефти выделяется «собственный» газ, циклической закачки газа, закачки пара, внутрипластового горения и др.).

Совместное течение в пласте одновременно трех фаз – наиболее сложный вопрос подземной гидродинамики, его экспериментальное изучение сопряжено с целым рядом трудностей методического и технического характера. Этим объясняется весьма ограниченное количество опубликованных результатов экспериментальных исследований трехфазного течения, имеющих на сегодняшний день. Первая опубликованная работа, посвященная экспериментальному изучению трехфазной фильтрации, явилась наиболее значительной из всех последующих, а результаты ее



считаются классическими до настоящего времени. Авторы (Левретт и Льюис) ставили своей целью выяснить основные факторы, определяющие условия движения многофазных жидкостей в пористой среде. В качестве жидкостей использовали керосин либо смесь керосина и моторного масла, 0,9%-ный раствор  $NaCl$  и азот. Пористой средой служил отсортированный кварцевый песок проницаемостью 5,4–16,2 мкм<sup>2</sup> и пористостью 0,41–0,44. Результаты экспериментов авторы впервые представили в виде тройных диаграмм, вершинами которых являются точки 100%-ной насыщенности каждой фазой. На диаграммах строились линии равной проницаемости для каждой фазы (рис. 1.5.6) [9].

Распределение фаз в поровом пространстве гидрофильных коллекторов представляется следующим образом. Вода заполняет поры наименьших размеров, а также тупиковые поры и места контакта зерен породы. Нефть занимает наибольшие поры, в которых уже имеется вода в виде пленки на поверхности пор. Газ находится в центральных частях наиболее крупных пор и поровых каналов, занятых нефтью, и с водой практически не контактирует.



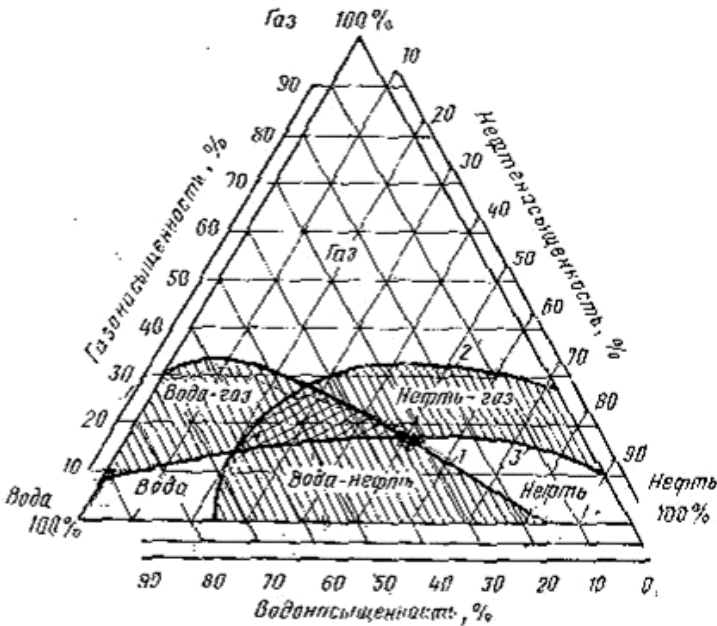
**Рис. 1.5.6. Диаграммы относительной фазовой проницаемости для нефти (а), газа (б) и воды (в) по данным:**

1 – Левретта и Льюиса, 2 – Скелла, 3 – Кундина

Фазовая проницаемость для воды является функцией только водонасыщенности. Фазовая проницаемость для нефти зависит как от водо-, так и от нефтенасыщенности. Фазовая проницаемость для газа в некоторых случаях зависит только от газонасыщенности, а для некоторых образцов зависимость более сложная.

Неопределенность механизма совместного течения нефти, газа и воды требует нахождения фазовых проницаемостей в условиях, максимально приближенных к пластовым. Как и в случае двухфазной фильтрации, достоверные значения фазовых проницаемостей для трехфазной системы можно получить при использовании составных образцов из кернов конкретного месторождения при стационарной фильтрации нефти, газа и воды.

На рисунке 1.5.7 приведена треугольная диаграмма (треугольные диаграммы – кривые, соединяющие точки с одинаковым содержанием соответствующих компонентов смеси в потоке), показывающая, при каких условиях возможно одно-, двух- или трехфазное течение в пористой среде [9].



**Рис. 1.5.7. Трехфазная диаграмма относительных проницаемостей при движении системы нефть – газ – вода**

Кривые 1, 2 и 3 отвечают за содержание в потоке 5% воды, нефти и газа соответственно. Из рисунка видно, что при содержании в породе более 35% газа поток состоит из одного газа. При содержании газа меньше 10% и нефти меньше 23% поток

содержит одну воду, а при насыщенности водой от 20 до 30% и газом от 10 до 18% участвует в движении одна нефть. Заштрихованные промежуточные области, примыкающие к той или иной стороне треугольника, отвечают двухфазным потокам газ – вода, вода – нефть, газ – нефть. Область трехфазного потока представлена двойной штриховкой в центре треугольника и соответствует следующим диапазонам насыщенности песка: водой – от 33 до 64%, газом – от 14 до 30%, нефтью – от 23 до 50%.

Приведенная диаграмма является частным случаем распределения насыщенности в трёхфазном потоке, она была получена экспериментально для нецементированных песков в конкретных пластовых условиях. В каждом конкретном случае диаграммы могут отличаться. Отличие трехфазных диаграмм может быть вызвано многими причинами, в том числе:

- a) физико-химическими свойствами жидкостей;
- b) структурой поровых каналов;
- c) капиллярными соотношениями;
- d) смачиваемостью и др.

### ***1.5.5. Лабораторные методы определения фазовой проницаемости пород***

Количественная оценка фазовых проницаемостей в лабораторных условиях – очень сложная и в методологическом и в техническом отношении задача. Установки для определения зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности обычно состоят из следующих частей:

1. Кернодержатель специальной конструкции.
2. Приспособление для приготовления смесей.
3. Устройство для приема, разделения и измерения раздельного расхода жидкостей и газа.
4. Устройство для измерения насыщенности различными фазами пористой среды.
5. Прибор контроля и регулирования процесса.

Главная трудность при определении фазовой проницаемости – нахождение текущей водонасыщенности, которая устанавливается двумя основными способами:

- 1) измерение электропроводности (сравнение с тарировкой);
- 2) взвешивание образца.

Первый метод пригоден, если одна из фильтрующихся жидкостей электропроводна (минерализованная вода, водоглицериновая смесь).

При движении многофазных систем проницаемость для каждой фазы будет определяться **обобщенным законом Дарси**, который имеет следующий вид [9]:

$$\bar{v}_\phi = -\frac{k'_\phi k}{\mu_\phi} \text{grad } p,$$

где индексом  $\phi$  отмечена соответствующая фаза в потоке.

Таким образом, при движении многофазных систем проницаемость для каждой фазы можно определить экспериментально по следующим формулам [9]:

$$Q_n = -\frac{kk'_n \Delta P}{\mu_n L}, \quad Q_e = -\frac{kk'_e \Delta P}{\mu_e L}, \quad Q_g = -\frac{kk'_g \Delta P}{\mu_g L}.$$

Здесь  $Q_n$   $Q_e$   $Q_g$  – соответственно расходы нефти, воды и газа в общем потоке системы на выходе из модели пласта.

### Вопросы для самоконтроля

1. Что понимают под фазовой проницаемостью горных пород? Дайте определение фазовой проницаемости.
2. Чем объясняется различие абсолютной и фазовой проницаемостей? Почему суммарная относительная фазовая проницаемость обычно меньше 1?
3. Выведите аналитические зависимости относительной проницаемости для двухфазных жидкостных и газожидкостных потоков.
4. Какова особенность фильтрации многофазных систем в гидрофильных и гидрофобных коллекторах?
5. Запишите обобщенный закон Дарси для многофазной фильтрации.
6. Из каких основных узлов должна состоять установка по определению фазовых проницаемостей в лабораторных условиях?
7. На чем основано измерение текущей водонасыщенности при экспериментальном определении фазовой проницаемости?

## 1.6. Физико-механические свойства горных пород

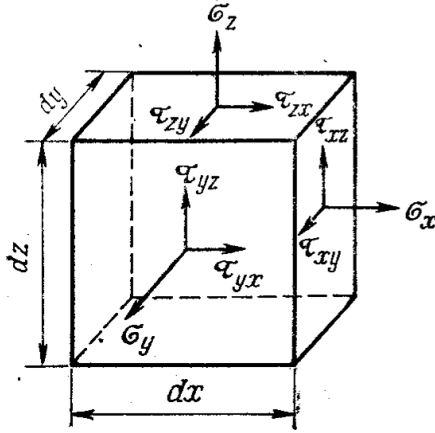
### 1.6.1. Напряженное состояние горных пород

Горные породы, залегающие в земной коре в виде ловушек нефти, газа и воды, ограничены сверху и снизу непроницаемыми монолитными отложениями или перемежаются ими в зависимости от вида нефтегазовой залежи. В результате на продуктивный пласт в вертикальном направлении действует сила тяжести вышележащих толщ, и чем глубже залегает пласт, тем больше это давление. Однако не только эти силы «держат» продуктивный пласт в напряженном состоянии. Горные породы в процессе геологического формирования и в настоящее время подвергаются действию сил тектонического происхождения, притяжения планеты, физико-химическим превращениям. Все эти силы определяют естественное напряженное состояние горных пород. При внешнем воздействии на горные породы с целью их выработки изменяется не только горное давление, но и их термодинамические параметры. Закачка вытесняющих агентов (в частности, воды с различной степенью минерализации) может в еще большей степени нарушить равновесное состояние продуктивных отложений за счет возможных химических реакций, разбухания глин и т.д. Немаловажную роль играют и силы, порожденные изменением в силу различных причин температурного поля в земной коре.

Таким образом, можно говорить о том, что горные породы находятся в постоянном напряженном состоянии, и на породы в недрах Земли действуют следующие основные силы:

- Горное давление, обусловленное весом пород.
- Тектонические силы и внутрисластовое давление.
- Термические силы, возникающие под влиянием теплового поля Земли.

Выделим в массиве горной породы элементарный объем и рассмотрим силы, действующие на его грани (рис. 1.6.1) [6]. Представим суммарное действие всех сил в виде нормальных и касательных составляющих тензора напряжений относительно каждой грани: нормальные составляющие  $\sigma$  вдоль координатных осей в перпендикулярных к граням направлениях и касательные составляющие  $\tau$ , лежащие в плоскости соответствующих граней.



**Рис. 1.6.1. Компоненты напряжений, действующих на элемент горной породы**

В результате получим тензор, характеризующий напряжения выделенного элемента горной породы  $\Pi$  [6]:

$$\Pi = \begin{Bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{Bmatrix}. \quad (1.6.1)$$

Из курса механики сплошных сред известно, что такой тензор обладает следующими свойствами:

1. Тензор  $\Pi$  – симметричный, т.е.  $\tau_{xy} = \tau_{yx}$ ,  $\tau_{xz} = \tau_{zx}$ ,  $\tau_{yz} = \tau_{zy}$ .
2. Существуют три взаимно перпендикулярные главные оси тензора напряжений, относительно которых тензор имеет вид [6]:

$$\Pi = \begin{Bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{Bmatrix}, \quad (1.6.2.)$$

где  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$  – главные напряжения, причем  $\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$ , т.е. сумма нормальных напряжений на трех взаимно перпендикулярных площадках не зависит от ориентации этих площадок.

Если элементарный объем породы ориентировать по осям главных напряжений  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ , то касательные напряжения будут равны нулю.

Нормальные составляющие тензора напряжений вызывают деформации сжатия или растяжения  $\epsilon_x, \epsilon_y, \epsilon_z$ , касательные – деформацию сдвига граней  $tg \gamma_{xy}, tg \gamma_{yz}, tg \gamma_{xz}$ , а чаще угол сдвига  $\gamma$ , т.к. эта деформация обычно мала и  $tg \gamma \approx \gamma$  (рис. 1.6.2) [6].

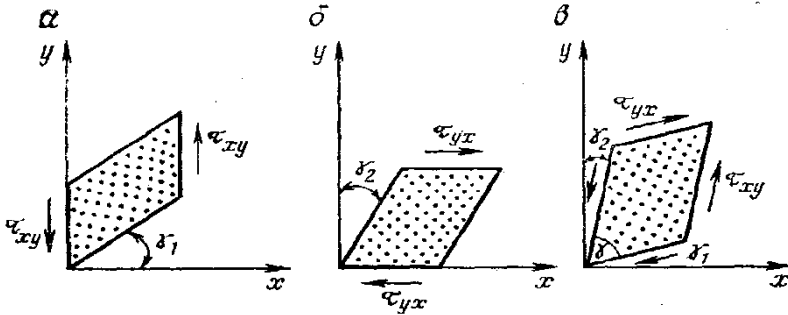


Рис. 1.6.2. Схема сдвиговой деформации грани  $xy$  под действием касательных напряжений

На рисунке 1.6.2 показано, как под действием одной пары касательных напряжений  $\tau_{xy}$  (рис. 1.6.2 (а)) и другой –  $\tau_{yx}$  (рис. 1.6.2 (б)) будет выглядеть суммарный результат деформации грани (рис. 1.6.2 (в)). При этом прямой угол этой грани уменьшится на сумму углов  $\gamma_1$  и  $\gamma_2$ :  $\gamma_{xy} = \gamma_1 + \gamma_2$ . В случае однородных изотропных пород угол сдвига удвоится:  $\gamma_{xy} = 2\gamma_1$  [6].

### 1.6.2. Упругие свойства горных пород

Известно, что деформация тела обычно продолжается до тех пор, пока не наступит равновесие во всех точках между внешними и внутренними силами. Если после прекращения действия внешних сил деформация исчезает и тело принимает свою первоначальную форму, то такая деформация называется упругой. При этом действующие на тело внешние силы не превосходят определенного предела, называемого пределом упругости, а процесс является обратимым.

Поскольку неупругие деформации характеризуют необратимые процессы, связанные в горных породах, например, с перегруппировкой зерен, скольжением их по поверхностям соприкосновения, разрушением и дроблением и т.д., пористость пород не восстанавливается, но это характерно в основном для очень глубоко залегающих пластов и встречается весьма редко.

Упругость пород и пластовых жидкостей влияет на перераспределение давления в пласте. Сильно сжатые породы могут быть значительным источником энергии в пласте при снижении в них давления. Эффект упругости жидкости и пласта приводит к медленному перераспределению давления в пласте, и по скорости этих длительных неустановившихся процессов можно судить, например, о проницаемости. Так, при упругом режиме снижение внутривластового давления приводит к расширению жидкости или газа, сужению поровых каналов, т.к. внешнее давление остается постоянным.

Если тело полностью изотропно, то связь между напряжениями ( $\sigma$ ) и деформациями ( $\varepsilon$ ) выражается уравнениями, вытекающими из закона Гука [6]:

$$\begin{aligned}\varepsilon_x &= \frac{1}{E} \left[ \sigma_x - \nu (\sigma_y + \sigma_z) \right], \\ \varepsilon_y &= \frac{1}{E} \left[ \sigma_y - \nu (\sigma_x + \sigma_z) \right], \\ \varepsilon_z &= \frac{1}{E} \left[ \sigma_z - \nu (\sigma_y + \sigma_x) \right],\end{aligned}\tag{1.6.3}$$

$$\gamma_{xy} = \frac{1}{G} \tau_{xy}, \quad \gamma_{yz} = \frac{1}{G} \tau_{yz}, \quad \gamma_{xz} = \frac{1}{G} \tau_{xz},$$

где  $E$  – модуль Юнга (коэффициент продольной упругости);  $G$  – модуль сдвига,  $\nu$  – коэффициент Пуассона, равный отношению поперечной деформации сжатия к продольной.

Рассмотрим некоторые **частные случаи**.

1. Будем считать, что при геологическом формировании горной породы напряжение осуществлялось, в основном, в вертикальном (по оси  $z$ ) направлении, т.е.  $e_z \neq 0$ ;  $e_x = e_y = 0$ .

Решая систему уравнений (1.6.3) относительно нормальных напряжений при этих условиях, получим [6]:

$$\sigma_x = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_z,\tag{1.6.4}$$

где  $n = \frac{\nu}{1-\nu}$  называется коэффициентом бокового распора.



Учитывая, что коэффициент Пуассона лежит в пределах от 0 до 0,5, можно заключить, что даже при отсутствии перпендикулярных к оси  $z$  нормальных составляющих тензора напряжений будут иметь место вполне ощутимые деформации горной породы в этих направлениях. Этот же эффект может наблюдаться в процессе бурения нефтяной скважины, что приводит преимущественно к одноосному сжатию породы.

2. Действие тензора напряжений всесторонне (это в большей степени относится к сформировавшейся и находящейся в равновесном состоянии горной породе), т.е. три взаимно перпендикулярных составляющих тензора напряжений равны между собой:  $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z = \sigma$ .

В этом случае из уравнений (1.6.3) получим:

$$\varepsilon_x = \varepsilon_y = \varepsilon_z = \frac{\sigma}{E} (1 - 2\nu). \quad (1.6.5)$$

Тогда единица объема элемента породы будет изменена на величину:

$$\frac{\Delta V}{V} = \varepsilon = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z = \frac{3\sigma}{E} (1 - 2\nu)$$

или  $\frac{\Delta V}{V} = \beta_0 \sigma.$  (1.6.6)

Здесь  $\frac{3}{E} (1 - 2\nu) = \beta_0$  – коэффициент объемного сжатия элемента горной породы, который можно определить экспериментально по модулю Юнга ( $E$ ) и коэффициенту Пуассона ( $\nu$ ).

Для большинства изученных пород нефтяных месторождений уменьшение или увеличение объема образца связано с изменением пластового давления, следовательно, выражение (1.6.6) можно представить в виде:

$$\frac{\Delta V_{обр}}{V_{обр}} = \beta_0 \Delta P, \quad (1.6.7)$$

где  $\Delta V_{обр}$  – изменение объема образца при изменении пластового давления на  $\Delta P$ .

В.Н. Щелкачев предложил различать три коэффициента сжимаемости пород [6]:

$$1) \beta_0 = \frac{1}{V_{обр}} \frac{\Delta V_{обр}}{\Delta P} - \text{коэффициент сжимаемости образца}; \quad (1.6.8)$$

$$2) \beta_{пор} = \frac{1}{V_{пор}} \frac{V_{пор}}{\Delta P} - \text{коэффициент сжимаемости пор}; \quad (1.6.9)$$

$$3) \beta_c = \frac{1}{V_{обр}} \frac{V_{пор}}{\Delta P} - \text{коэффициент сжимаемости среды}. \quad (1.6.10)$$

Из них наибольший интерес представляет коэффициент сжимаемости (объемной упругости) среды  $\beta_c$ , который характеризует относительное (по отношению ко всему объему  $V_{обр}$ ) изменение объема порового пространства при изменении давления на 1 Па.

Для нефтесодержащих пород  $\beta_c = (0.3 \div 2) 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$  [6].

Из (1.6.9) и (1.6.10) следует, что  $\beta_c = m\beta_{пор}$ . Поскольку всегда  $m < 1$ , поэтому  $\beta_c < \beta_{пор}$ .

Аналогом  $\beta_0$  для жидкости является коэффициент сжимаемости  $\beta_{ж}$ , определяемый в условиях изотермической фильтрации из выражения:

$$\beta_{ж} = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP}. \quad (1.6.11)$$

Для пресной воды  $\beta_в = \frac{1}{22000} = 4.5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ .

Для нефти в пластовых условиях  $\beta_n = (7 \div 30) 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$  [6].

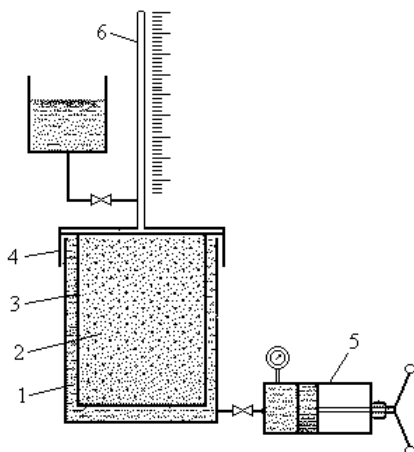
В теории упругого режима пласта принято пользоваться более общим коэффициентом – коэффициентом упругоэластичности пласта:

$$\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_c. \quad (1.6.12)$$

И хотя обычно коэффициент сжимаемости среды  $\beta_c$  меньше коэффициента сжимаемости жидкости  $\beta_{ж}$ , но т.к.  $m < 1$ , то оба слагаемых в уравнении (1.6.12) могут быть вполне равнозначными.

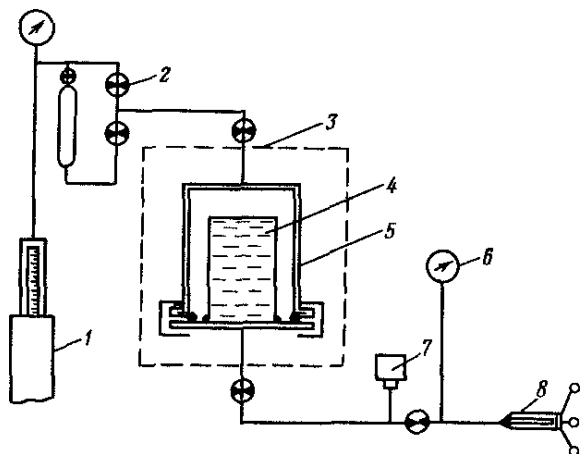
В трещиноватых коллекторах аналогично с  $\beta_c$  введен коэффициент сжимаемости пласта при сокращении трещиноватой среды.

На рисунках 1.6.3 и 1.6.4 приведены возможные схемы установки по определению коэффициента сжимаемости горных пород [6].



**Рис. 1.6.3. Схема установки для определения коэффициента сжимаемости горных пород:**

*1* – камера высокого давления, *2* – образец керна,  
*3* – эластичная непроницаемая оболочка, *4* – крышка,  
*5* – пресс для создания давления в камере, *6* – калиброванный капилляр для измерения объема жидкости, вытесняемой из сжимаемого образца



**Рис. 1.6.4. Схема установки для определения коэффициента сжимаемости горных пород:**

1 – измерительный пресс, 2 – вентиль, 3 – термостат,  
4 – образец керна, 5 – кернадержатель, 6 – образцовый манометр,  
7 – датчик давления, 8 – микропресс

По экспериментально определенным значениям коэффициентов сжимаемости можно определить значение пористости образца горной породы в реальных условиях. Действительно, из уравнения (1.6.8) легко получить:

$$V = V_0 e^{-\beta_0(p-p_0)},$$

где  $V$  и  $V_0$  – значения объема образца при давлениях  $p$  и  $p_0$  соответственно.

Полагая, что в горной породе именно поры претерпевают наибольшее сжатие или растяжение, имеем:

$$m = m_0 e^{-\beta_0(p-p_0)}.$$

Эта формула была предложена В.Н. Николаевским и позволяет переходить от лабораторной пористости ( $m_0$ ) к пластовой ( $m$ ).

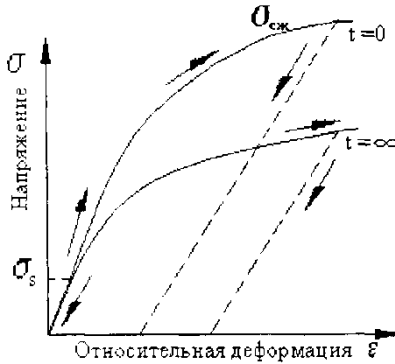
### ***1.6.3. Прочность и пластичность горных пород***

Большая часть горных пород при отсутствии высокого всестороннего давления как в условиях одноосного, так и сложного напряженного состояния при быстром нагружении или разгрузке в большом диапазоне реально существующих напряжений хорошо подчиняется закону Гука.

При медленном нагружении деформации почти всех горных пород отклоняются от закона Гука (возникают необратимые пластические деформации).

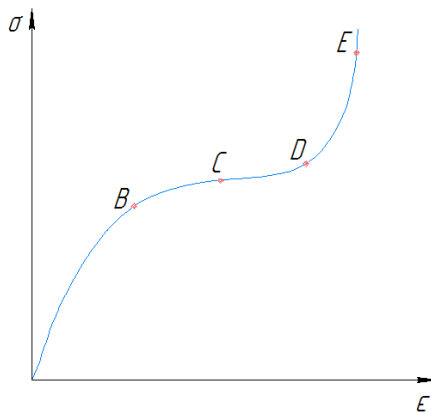
На рисунке 1.6.5 приведены характерные кривые зависимости напряжения горных пород от деформации при различной скорости нагружения [6]. Характер зависимости между  $S$  и  $\epsilon$  определяется продолжительностью действия нагрузки ( $t = 0$  – мгновенное нагружение,  $t = \infty$  – длительное). При  $S < S_s$  остаточной деформации не наблюдается в обоих случаях. Из рисунка видно, что чем длительнее процесс нагружения горной породы, тем больше в ней величина остаточной деформации. Если выделить на этих кривых линейный участок, соответствующий упругим деформациям с пределом упругости  $S_s$ , то можно оценить насколько долго

сохраняются в данной горной породе упругие деформации относительно разрушающего напряжения  $S_{смж}$ . Из экспериментальных исследований известны следующие соотношения: у глин  $S_s = 10-15\% S_{смж}$ ; у твердых горных пород (песчаники, доломиты, известняки) упругие свойства сохраняются до  $S_s = 70-75\% S_{смж}$ .



**Рис. 1.6.5. Зависимость напряжения горных пород от деформации при различной скорости нагружения:**  
 $S_s$  – предел упругости;  $S_{смж}$  – разрушающее напряжение

В общем случае кривая, характеризующая связь напряжений и деформаций, имеет вид, представленный на рисунке 1.6.6 [6].



**Рис. 1.6.6. Связь напряжений и деформаций горных пород с пределами:**  
 – упругости (точка  $B$ );

- пластичности (точка **D**);
- прочности (точка **E**).

Точка **C** соответствует началу пластических деформаций на отрезке **BD**

Когда напряжение превышает предел упругости, тело Гука начинает разрушаться или пластически течь, переходя в тело Сен-Венана.

**Сопротивление тела Гука разрушению и переходу в тело Сен-Венана называют прочностью** [6].

У песчаников прочность  $S_s = 500$  атм., известняков  $S_s = 3\ 500$  атм. Такой большой диапазон обусловлен:

- кристаллической и агрегатной структурой горной породы,
- плотностью,
- составом,
- характером распределения цементирующего материала.

Один и тот же тип породы на разных глубинах и в разных географических районах может иметь разные механические свойства и прочность.

Горные породы оказывают:

- наибольшее сопротивление сжатию;
- наименьшее – растяжению (в 67 раз меньше, чем сжатию);
- изгибу – в 4–6 раз меньше;
- срезу в 2–4,5 раз меньше;
- разрыву в 10–100 раз меньше.

Прочность горных пород на больших глубинах больше, чем при нормальных поверхностных условиях. Но прочность известняков и песчаников после проникновения воды уменьшается на 25–30%. Наиболее прочны мелкозернистые породы, что необходимо учитывать при проектировании буровых, взрывных и других работ, связанных с разрушением породы.

**Пластичность.** Почти все породы при различных условиях приложения нагрузки могут вести себя и как хрупкие, и как пластичные тела. При растяжении, изгибе, одноосном сжатии пластические свойства почти не проявляются.

При всестороннем сжатии многие горные породы, хрупкие при простых деформациях, приобретают пластические свойства (однако чаще горные породы ограничено пластичны).

Механизм пластических деформаций может быть различным (зависит от состава и свойств пород, условий залегания, действия нагрузки):

- вследствие межзерновых движений и явлений перекристаллизации;
- отдельные зерна могут двигаться независимо друг от друга (сцементированные зерна – песчаник, доломит).

В результате такого межзернового перемещения порода приобретает ограниченные пластические свойства.

Значительные пластические деформации претерпевают глины, глинистые породы, минералы типа каменной соли.

В песчаниках, известняках и доломитах пластические деформации могут возникнуть из-за появления микротрещин, позволяющих отдельным участкам пластов скользить и перемещаться вдоль плоскостей трещин.

Какова бы ни была природа ползучести и пластических деформаций – это происходит даже на сравнительно небольших глубинах.

На практике с течением времени нарушенное поле естественных напряжений вокруг горных выработок и скважин восстанавливается, и давление, например на обсадные колонны, после окончания бурения долго возрастает, что объясняется проявлением ползучести и пластичности горных пород.

#### ***1.6.4. Твердость и крепость горных пород***

**Твердость** – несмотря на многочисленные исследования, достаточно неопределенное понятие, которое характеризует сопротивление породы режущему инструменту.

Твердость определяют путем выполнения различных операций на разных приборах и по разным методикам. Поэтому при характеристике твердости указывают метод ее измерения, к примеру, твердость по Шору [кгс/мм<sup>2</sup>] (далее в тексте: кгс/см<sup>2</sup>). На практике понятие твердости применяют, например, для определения предельных нагрузок на долото при бурении.

Установлено, что с увеличением всестороннего давления (до 1 000 атм.) твердость горных пород увеличивается в 2–2,5 раза. Следовательно, по мере увеличения глубины залегания при про-

чих равных условиях твердость, также как и прочность, плотность, предел текучести, увеличивается.

Кроме того, твердость горных пород зависит от:

- 1) пористости (с увеличением пористости уменьшается);
- 2) цементированности породы (с увеличением карбонатности увеличивается);
- 3) водонасыщенности (с увеличением в породе содержания воды уменьшается).

**Крепость**, в отличие от твердости, характеризует разрушение породы по отношению к конкретному виду воздействия, а именно: внедрение долота, скалывание, резание, дробление и т.д.

Все горные породы делятся по крепостям на 5 групп:

- 1) весьма крепкие;
- 2) крепкие;
- 3) ломкие;
- 4) мягкие;
- 5) рыхлые и сыпучие.

Численно крепость характеризуют коэффициентом крепости [6]:

$$f = \frac{A}{V} \left[ \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \right],$$

где  $A$  – работа разрушения горной породы,  $V$  – объем разрушения.

В Башкирии, например, коэффициент крепости лежит в пределах:

$$0,2 < f < 15 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

Наиболее крепкие породы – известняки и доломиты, наиболее слабые – песчаники.

### ***1.6.5. Набухание и размокание глинистых пород***

Прочность горных пород зависит от их влажности (водонасыщенности). Глинистые породы при взаимодействии с водой набухают, увеличивают свою влажность и объем. В нарушенном состоянии наблюдается большая набухаемость глинистых пород, чем в ненарушенном.

Способность к набуханию характеризуется:

- 1) увеличением объема образца (в % к начальному объему породы);



- 2) влажностью набухшего образца;
- 3) давлением, развиваемым набухшим образцом.

Набухание глинистых коллекторов приводит иногда к значительному снижению проницаемости. При набухании происходит ослабление внутренних связей, что ведет к размоканию, сопровождающемуся уменьшением прочности.

В промысловой практике размокание глин может привести к обвалам, т.к. глины распадаются на мелкие чешуйки.

### **1.6.6. Классификация горных пород по механическим свойствам**

Классификация горных пород по механическим свойствам дает возможность нормировать выбор средств для разрушения горных пород, например, при бурении.

В настоящее время принята следующая классификация. Породы разделяют на:

- 12 категорий по твердости и пределу текучести;
- 8 категорий по удельной контактной работе (крепости) и модулю Юнга;
- 6 категорий по коэффициенту пластичности.

В целом все породы разделяют на три группы по их твердости и пределу текучести (табл. 1.2) [6].

*Таблица 1.2*

#### **Классификация горных пород по твердости и пределу текучести**

Тип пород	Твердость и предел текучести
Мягкие	$f_s < 100 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ , (напр.: глинистые, песчаники, известняки)
Средние	$100 < f_s < 400 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$
Твердые	$f_s > 400 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$

#### **Вопросы для самоконтроля**

1. Действием каких основных сил обусловлено напряженное состояние горных пород в недрах Земли?
2. Каковы основные свойства тензора напряжений?
3. Что определяет деформации горных пород?
4. Какие деформации горных пород называются упругими?

5. Как математически выражается зависимость между напряжениями и деформациями для упругой изотропной среды?
6. Что такое коэффициент бокового распора?
7. Выведите формулу для коэффициента объемного сжатия горной породы.
8. Дайте определение коэффициентам сжимаемости пор и среды. Как они связаны между собой?
9. Дайте определение прочности горных пород.
10. Что такое пластичность горных пород?
11. Как определяются твердость и крепость горных пород?

## 1.7. Теплофизические свойства горных пород

### 1.7.1. Тепловые характеристики горных пород

Изучение термических характеристик горных пород является важной частью петрофизических исследований состояния горных пород и направлено на решение следующих задач:

- выявление в разрезе скважин горизонтов, содержащих полезные ископаемые;
- контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений на основе изучения тепловых свойств пород, слагающих разрез скважины;
- изучение геологического разреза и технического состояния скважин.

Кроме того, это также очень важно при проектировании методов теплового воздействия на пласт (закачка горячей воды и теплоносителей для вытеснения нефти), обработки призабойной зоны скважин, удаления асфальтено-смолистых отложений и парафина и т.д. Причем доля тепловых методов будет, по всей видимости, все более возрастать, т.к. дальнейший рост добычи нефти в значительной степени будет происходить за счет ввода в эксплуатацию месторождений высоковязких нефтей и битумов. Часто прогрев сочетают с ультразвуком, который вызывает упругие колебания среды и ускоряет перенос тепла за счет конвекции.

Состояние теплового поля поверхностных слоев Земли определяется как естественными геологическими процессами, происходящими в ее недрах, так и воздействием на эти слои, которое оказывает процесс добычи полезных ископаемых, в том числе и разработка нефтяных месторождений. При этом в продуктивных пластах нарушаются условия термодинамического равновесия, определяемого температурным градиентом Земли данного региона.

Тепловой режим Земли изменяется по мере углубления, при этом можно выделить четыре температурные зоны:

1. Зона, в которой имеют место суточные колебания температуры, глубиной до 1 метра.
2. Зона годового колебания температуры глубиной до 20 метров.

3. Зона векового колебания температуры глубиной до 1 000 метров.

4. Зона постоянной во времени температуры глубиной свыше 1 000 метров.

Тепловые свойства горных пород характеризуются:

□ **Удельной  $c$  (или объемной  $c_v$ ) теплоемкостью** – количеством теплоты, необходимым для нагрева единицы массы (объема) породы на один градус [23]:

$$c = \frac{dQ}{MdT}, \quad c_v = \frac{dQ}{VdT} \quad \text{и} \quad c_v = c \cdot \rho.$$

Используют также и понятие молярной теплоемкости:

$$c_\mu = \frac{dQ}{\mu dT},$$

где  $M$  – масса породы,  $dQ$  – количество переданной породе теплоты,  $dT$  – прирост температуры,  $V$  – объем породы,  $m$  – молярная масса,  $\rho$  – плотность.

Удельная теплоемкость пород зависит от их минералогического состава, обычно возрастает с увеличением влажности и температуры, а также с уменьшением плотности и не зависит от строения, структуры, дисперсного состояния минералов.

Значения удельной теплоемкости горных пород находятся в пределах

$$0,4 < c < 2 \left[ \frac{\text{кДж}}{\text{кгК}} \right],$$

объемной теплоемкости:

$$15 < c_p < 3 \cdot 10^3 \left[ \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \text{К}} \right].$$

□ **Коэффициентом теплопроводности  $\lambda$** , характеризующим количество теплоты, переносимой через единицу площади породы  $S$  в единицу времени  $t$  в направлении  $x$  [23]:

$$dQ = \lambda \frac{dT}{dx} S dt. \quad (1.7.1)$$

Или в соответствии с 1-м законом Фурье

$$q = -\lambda \text{ grad} T, \quad (1.7.2)$$

где  $q$  – тепловой поток.

Коэффициент теплопроводности горных пород – это очень низкая по сравнению, например, с металлами величина и лежит в пределах [23]:

$$0,1 < \lambda < 7 \left[ \frac{Вт}{м \cdot К} \right].$$

Наибольшая теплопроводность:

- у кварца:  $7 < \lambda < 12 \left[ \frac{Вт}{м \cdot К} \right]$ ;
- водонасыщенного керна:  $4 < \lambda < 7 \left[ \frac{Вт}{м \cdot К} \right]$ ;
- песчаника:  $1,4 < \lambda < 3,2 \left[ \frac{Вт}{м \cdot К} \right]$ ;
- воды:  $0,58 \left[ \frac{Вт}{м \cdot К} \right]$ ;
- нефти:  $0,14 \left[ \frac{Вт}{м \cdot К} \right]$ ;
- глинистых пород:  $1,2 < \lambda < 1,6 \left[ \frac{Вт}{м \cdot К} \right]$ .

Поэтому для прогрева пород на 60–70 К даже на расстояние 2–3 м нагревать нужно в течение нескольких десятков часов (мощность электрических печей для прогрева призабойной зоны скважины обычно равна 10–20 кВт).

□ **Коэффициентом температуропроводности  $a$** , характеризующим скорость прогрева породы, а именно скорость распространения в ней изотермических границ, и связанным с предыдущими характеристиками следующим соотношением [23]:

$$a = \frac{\lambda}{c\rho} \left[ \frac{м^2}{с} \right]. \quad (1.7.3)$$

Коэффициент температуропроводности входит, как известно, во 2-й закон Фурье – уравнение теплопроводности, которое и позволяет определить тепловое поле заданной области продуктивного пласта [23]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a\Delta T, \quad (1.7.4)$$

где  $\Delta$  – оператор Лапласа.

Температуропроводность характеризует скорость выравнивания температуры среды при нестационарной теплопередаче и зависит от теплопроводности и теплоемкости рассматриваемой среды.

При нагреве породы расширяются. Способность пород к расширению характеризуется коэффициентами линейного  $\alpha_L$  и объемного  $\alpha_V$  расширения [23]:

$$\alpha_L = \frac{dL}{LdT}, \quad \alpha_V = \frac{dV}{VdT},$$

где  $L$  и  $V$  – длина и объем образца горной породы.

Значение коэффициента линейного теплового расширения различных горных пород меняется в пределах от 4 до  $15 \cdot 10^6 \text{ K}^{-1}$ .

Вдоль напластования горной породы теплопроводность и температуропроводность выше, чем поперек, на 10–15%.

### ***1.7.2. Физический механизм теплопередачи в горных породах***

Теплопроводность характеризует теплопроводящие свойства системы – нефтегазосодержащей породы. В газах, как известно, перенос теплоты (энергии) осуществляется хаотически движущимися молекулами, в твердых телах – электронами проводимости (**электронная теплопроводность**), а в диэлектриках – за счет связанных колебаний частиц, образующих кристаллическую решетку (**фононная теплопроводность**).

В горных породах, представляющих собой гетерогенную среду, включающую твердый скелет и поры, заполненные жидкостью или газом, возможны следующие виды переноса тепла:

1. Кондуктивная теплопроводность.
2. Конвективный перенос тепла.
3. Теплопередача излучением (лучистая теплопроводность).

В случае **кондуктивной** теплопроводности перенос тепла осуществляется за счет *фононной* теплопроводности твердого скелета и молекулярной передачи тепла флюидами, заполняющими поры.

Фонон определяет энергию колебательных состояний узлов решетки твердого тела и может рассматриваться как квазичастица. Интенсивность переноса теплоты фононами в кристаллах в основном определяется химическим составом и плотностью пород, и в меньшей степени кристаллографическим направлением и наличием дефектов в их кристаллической структуре. В соответст-

вии с молекулярно-кинетической теорией и теорией Дебая поток фононов может рассматриваться как фононный газ с теплопроводностью, равной [23]:

$$\lambda = \frac{c_v \cdot v \cdot l_\phi}{3},$$

где  $v$  – скорость распространения упругой волны,  $l_\phi$  – длина свободного пробега фонона.

Приведенная формула справедлива для любых твердых тел (кристаллических и аморфных).

Теплопроводность **жидкости** можно оценить по формуле [23]:

$$\lambda_{жс} = c_{жс} \cdot \rho_{жс} \cdot v_m \cdot l_m,$$

где  $c_{жс} \cdot \rho_{жс}$  – объемная теплоемкость жидкости,  $v_m$  – скорость движения молекул,  $l_m$  – межмолекулярные расстояния.

**Конвективный** перенос тепла связан со свободной конвекцией флюида под действием градиента температуры или с вынужденной – под действием градиента давления. Конвекция возможна, если поры различных диаметров сообщаются друг с другом. Некоторые исследователи считают, что конвекцией можно пренебречь в порах с эффективным диаметром меньше 3 мкм, тогда как другие считают ее уже незначительной в воздушном пространстве шириной 6 мкм. В областях пор, занятых связанной водой, конвекция исключается.

Теплопередача **излучением** происходит на границе раздела фаз (твердый скелет – жидкость или газ). В общем случае вводят понятие коэффициента **эффективной теплопроводности**  $\lambda_3$ , включающей в себя **кондуктивный**  $\lambda$ , **конвективный**  $\lambda_k$  и **лучистый (излучение)**  $\lambda_l$  коэффициенты переноса тепла [23]:

$$\lambda_3 = \lambda + \lambda_k + \lambda_l.$$

Теплопроводность горных пород, заполненных нефтью и водой, значительно выше за счет конвективного переноса тепла жидкой средой. При наличии движения флюидов в горных породах учет конвективной теплопроводности сводится к решению уравнения теплопроводности (2-го закона Фурье) с конвективным членом [23]:

$$(c \cdot \rho)_{cp} \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \Delta T - (c \cdot \rho)_f v \nabla T, \quad (1.7.5)$$

где  $(c \cdot \rho)_{cp}$  – коэффициент объемной теплоемкости среды,  $(c \cdot \rho)_f$  – коэффициент объемной теплоемкости фильтрующегося флюида.

Коэффициент теплопроводности и удельную теплоемкость определяют по данным соответствующих экспериментов с применением стационарных, нестационарных и калориметрических методов. В условиях высоких температур используют методы стационарного теплового потока, мгновенного источника тепла, температурных волн и монотонного режима.

### ***1.7.3. Связь теплопроводности с другими петрофизическими величинами***

Существуют разные мнения по вопросу о вкладе в теплопроводность отдельных ее составляющих, определяющемся минеральным составом породы, коэффициентами ее пористости и насыщения, размером и формой пор и зерен, температурой и давлением. С ростом пористости теплопроводность уменьшается, что объясняется более низкой теплопроводностью жидкости и особенно газа в порах пород по сравнению с теплопроводностью их твердой фазы.

В большинстве случаев теплопроводность можно считать аддитивной величиной, и для насыщенной жидкостью породы она может быть выражена следующим выражением [23]:

$$\lambda = (1 - m)\lambda_{ск} + m\lambda_{жс},$$

в частности, для водонефтенасыщенной [23]:

$$\lambda = (1 - m)\lambda_{ск} + m[(1 - S_g)\lambda_n + S_g\lambda_g].$$

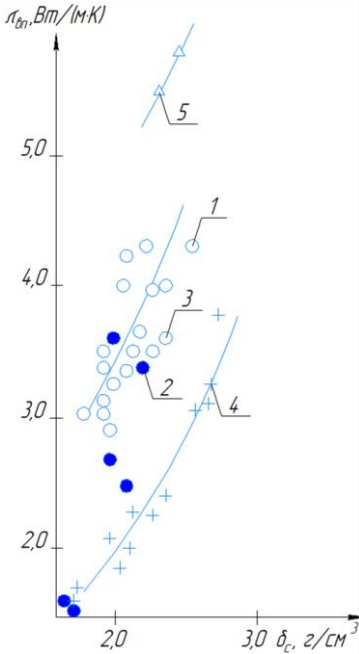
Вполне аналогичные выражения могут быть записаны и для теплоемкости среды.

Размер зерен, определяющих эффективный диаметр пор, конечно, должен также влиять на теплопроводность. Низкую теплопроводность глин связывают не только с малой теплопроводностью, но и со значительной дисперсностью их частиц.

Для песчано-глинистых и других пород найдены и прямые корреляционные связи: между теплопроводностью водонасыщенной породы  $\lambda_{en}$  и плотностью породы  $\delta_c$  (рис. 1.7.1), теплопроводностью породы  $\lambda_c$  и объемной теплоемкостью  $c_v$  (рис. 1.7.2), тепло-



проводностью и модулем Юнга  $E$  (рис. 1.7.3), а также удельной электропроводностью (рис. 1.7.4). Первые две зависимости объясняются тем, что каждая из сопоставляемых величин в отдельности находится в определенной связи с пористостью [23].



**Рис. 1.7.1.** Связь между коэффициентом теплопроводности и плотностью для песчаников и известняков.

**Песчаники:**

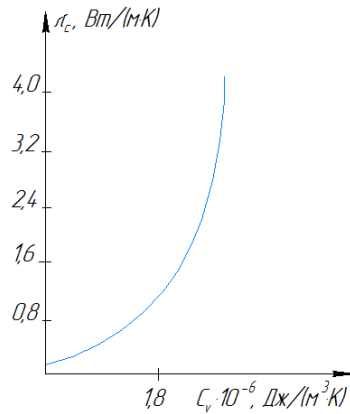
- 1 – кварцевые;
- 2 – полевошпатовые;
- 3 – с неизвестным минеральным составом;

4 – известняки;

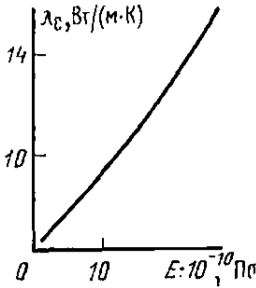
5 – кварцит;

$\lambda_{вп}$  – определялось на максимально влажных;

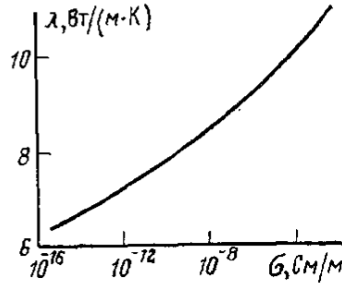
$\delta_c$  – на сухих образцах



**Рис. 1.7.2.** Связь между коэффициентом теплопроводности и объемной теплоемкостью



**Рис. 1.7.3.** Связь между коэффициентом теплопроводности и модулем Юнга для железистых кварцитов ( $\lambda_c$  измерен перпендикулярно к слоистости)



**Рис. 1.7.4.** Связь между коэффициентом теплопроводности и удельной электропроводностью для гематитовой руды

Прямые корреляционные связи  $\lambda = f(E)$  и  $\lambda = f(\sigma)$ , установленные также для железистых кварцитов (рис. 1.7.3) и гематитовой руды (рис. 1.7.4), объясняются иначе: тем, что каждая из сопоставляемых величин определенным образом зависит от содержания в руде электронно-проводящего компонента (окислов железа и гематита).

#### ***1.7.4. Зависимость теплопроводности и теплоемкости пород от температуры и давления***

**Влияние температуры.** Теплопроводность пород снижается с ростом температуры, особенно сильно – до температуры 200–427 °С. У некоторых пород (оливинит, гранит, диорит) при достижении минимальных значений теплопроводности с увеличением температуры  $\lambda$  несколько возрастает. Минимум теплопроводности обычно совпадает с началом плавления пород. Неодинаковое поведение при нагревании, например, таких близких по составу разновидностей, как гранит и обсидиан, объясняют различием их структуры. По их поведению при нагревании породы делят на три группы: кристаллические (гранит, диорит, эклогит и др.), аморфные (обсидиан) и с кристаллоаморфной структурой (диабаз, порфирит и другие). У пород с кристаллической структурой теплопроводность обусловлена рассеянием фононов на кристал-

лических зернах и друг на друге. Последний процесс объясняет зависимость  $\lambda = f(\lambda_0/t)$ , где  $\lambda_0$  – значение  $\lambda$  при 20 °С.

Для аморфных неупорядоченных по структуре пород теплопередача относится к случайным процессам и  $\lambda = f(t)$ .

Для пород с кристаллоаморфной структурой характерен механизм теплопередачи обычный как для кристаллических, так и для аморфных тел. В связи с этим на их теплопроводность практически не влияет или слабо влияет температура.

Температуропроводность падает с ростом  $t$ . Этот процесс обычен для пород с кристаллической и в меньшей степени – с кристаллоаморфной структурой; он почти не наблюдается у чисто аморфных разностей. Объемная теплоемкость пород увеличивается при их нагревании до температуры 850 °С.

**Влияние давления.** Теплопроводность увеличивается с ростом давления, причем максимальные ее изменения относятся к давлениям от 0,1 до 10 МПа. В дальнейшем коэффициент  $\lambda$  мало изменяется или сохраняется практически постоянным. Предполагают, что рост  $\lambda$  связан с уплотнением контактов между зернами, т.к. после снятия давления  $\lambda$  становится выше первоначального значения.

**Пространственное изменение коэффициента теплопроводности.** О локальных и региональных закономерностях изменения значений тепловых величин горных пород земной коры известно пока мало. Имеются расчетные данные, дающие ориентировочное представление о коэффициенте теплопроводности структурно-формационных комплексов различных слоев земной коры. Из рассмотрения этих данных следует, что самой малой средней теплопроводностью 1,2 Вт/(мК) обладает осадочный слой земной коры, сложенный слаболитифицированными песчано-глинистыми отложениями молодых платформ. А литифицированные известково-магнезиальные и песчано-глинистые отложения древних платформ и краевых впадин и осадочные отложения складчатых областей имеют почти в 2 раза большую среднюю теплопроводность. Значения  $\lambda$  при нормальных  $p$  и  $t$  для гранитно-метаморфического, диоритового слоев Земли сохраняются почти неизменными, но снова значительно возрастают до 3,4 Вт/(мК) в базальтовом слое.

### Вопросы для самоконтроля

1. Что такое теплопроводность?
2. В чем различие электронной и фононной теплопроводности?
3. Что такое плотность теплового потока?
4. Дайте определения различным видам теплоемкости. Какова связь между объемной и удельной теплоемкостями?
5. Что характеризует коэффициент температуропроводности, и как он связан с другими тепловыми характеристиками?
6. Как описывается линейное и объемное расширение горных пород?
7. Дайте определение кондуктивного и конвективного переноса тепла в пористой среде.
8. Как выражаются аддитивные свойства тепловых характеристик насыщенных горных пород?
9. Как зависит теплопроводность от других петрофизических характеристик?
10. Как зависят теплопроводность и теплоемкость пород от температуры и от давления?

## 1.8. Электрические характеристики горных пород

Электрические свойства горных пород играют важную роль при проведении электроразведки полезных ископаемых (не только нефти, но и, например, угля, горючих газов, различных минералов). Электрические методы исследования разрезов скважин дают возможность изучать характеристику вскрытых скважинами горных пород. Эти методы также позволяют получить сведения о коэффициентах пористости, проницаемости и степени глинизации пород, нефте- и газонасыщенности, необходимые для рациональной разработки месторождений.

Микроэлектрические методы исследования разрезов скважин дают детальные сведения о микроструктуре отдельных горизонтов. Знание детального строения продуктивных горизонтов необходимо при поисках, разведке и особенно при разработке нефтяных и газовых месторождений.

Электрические свойства горных пород могут меняться в процессе разработки месторождения, а движение флюидов в пористой среде приводит к неэквивалентному обмену зарядами между твердым телом и жидкостью и возникновению так называемого двойного электрического слоя. Такие процессы происходят не только в пластах, но и между скважинным оборудованием и пластовой жидкостью.

К основным характеристикам электрических свойств горных пород относятся:

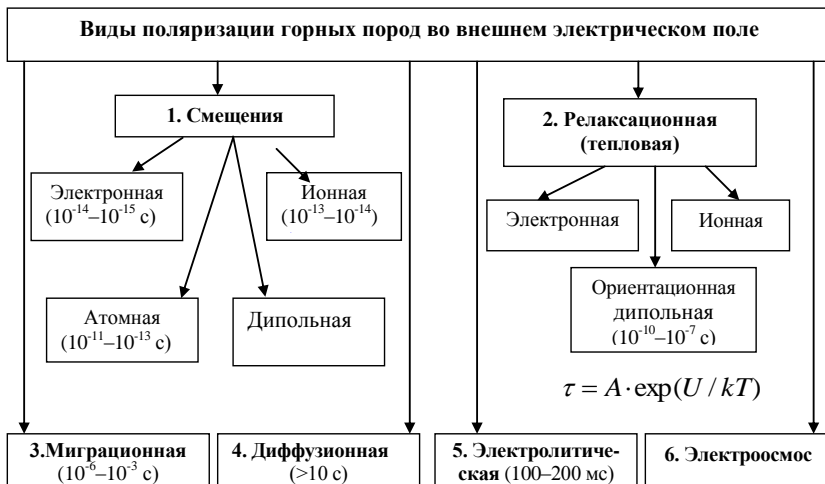
- Удельное электрическое сопротивление.
- Электропроводность.
- Относительная диэлектрическая проницаемость.
- Тангенс угла диэлектрических потерь.
- Электрическая прочность.

### *1.8.1. Виды поляризации горных пород*

Внешнее электрическое поле может вызвать в ионно-проводящих горных породах (песках, песчаниках, известняках и др.) различного вида поляризационные процессы:

- 1) упругого смещения электронов, атомов, ионов, дипольных молекул;
- 2) релаксационной (тепловой) поляризации;

- 3) миграционной (объемной) поляризации;
- 4) концентрационно-диффузного перераспределения;
- 5) электролитической поляризации;
- 6) электроосмоса.



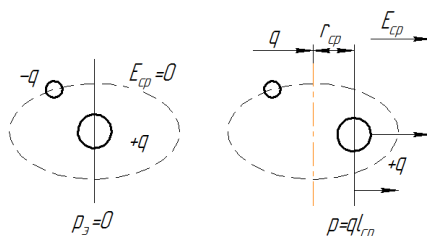
**1. Поляризация смещения** возникает в породах, содержащих заряженные и взаимосвязанные частицы, способные смещаться относительно друг друга под действием поля. Она подразделяется на:

- электронную;
- атомную;
- ионную;
- дипольную.

**Электронная поляризация** возможна у неполярных атомов и молекул пород. При этом орбиты электронов неполярных атомов и ионов смещаются в электрическом поле относительно ядер, и в объеме  $\Delta V$  возникает дипольный момент – вектор поляризации [10]:

$$\bar{P}_e = \frac{\sum \bar{p}_e}{\Delta V},$$

где  $\bar{p}_e = q \cdot \bar{l}$  – дипольный момент атома (вектор с направлением от отрицательного к положительному заряду),  $q$  – заряд электрона,  $l$  – среднее расстояние между полюсами диполя (рис. 1.8.1) [10].



**Рис. 1.8.1. Электронная поляризация при отсутствии и при наличии внешнего поля**

Электронная поляризация происходит в течение  $10^{-14}$ – $10^{-15}$  с в диапазоне частот внешнего поля от нулевых до оптических.

**Атомная поляризация** наблюдается у пород с валентными кристаллами из разнотипных атомов, между которыми в молекулах действуют ковалентные связи (силы обменного взаимодействия валентных электронов). При этом электроны внешних оболочек перераспределяются между атомами несимметрично. В результате относительного смещения в молекулах атомов различного сорта во внешнем поле происходит атомная поляризация, которая меньше электронной, а время ее установления несколько больше электронной и составляет  $10^{-11}$ – $10^{-13}$  с.

**Ионная поляризация** возможна у кварца, корунда, кальцита и других ионных кристаллов, кристаллическая решетка которых содержит разнотипные ионы. Ионная поляризация в электрическом поле сводится к смещению ионов разного знака от положения их равновесия в кристаллической решетке. Она происходит за время  $10^{-13}$ – $10^{-14}$  с.

**Дипольная поляризация** – смещение дипольных молекул – характерна для дипольных диэлектриков с сильносвязанными полярными молекулами, способными поворачиваться под действием внешнего поля на небольшие углы.

**2. Релаксационная (тепловая) поляризация** происходит в породах, содержащих слабосвязанные частицы, которые при тепловом движении могут изменять положение равновесия. При этом различают ориентационную дипольную, ионную тепловую и электронно-релаксационную поляризации.

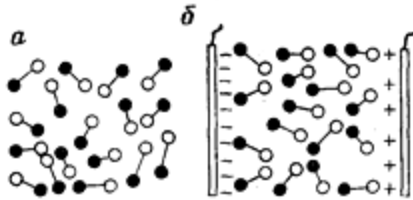
**Ориентационная дипольная** поляризация характерна для пород, в составе которых содержатся вещества (вода, нефть, газы) с дипольными полярными молекулами. При наложении внешнего

поля происходит преимущественная ориентация осей дипольных молекул по направлению поля (рис. 1.8.2) [10]. Тепловое движение препятствует этому процессу, дезориентируя молекулы, поэтому до наложения поля результирующий дипольный момент породы равен нулю.

Время релаксации дипольных молекул полярных жидкостей (время установления релаксационной поляризации) равно:

$$\tau = A \cdot \exp(U / kT),$$

где  $U$  – высота потенциального барьера, разделяющего два положения равновесия дипольных молекул,  $k$  – постоянная Больцмана,  $T$  – абсолютная температура,  $A$  – постоянная величина, слабо зависящая от температуры.



**Рис. 1.8.2. Ориентационная поляризация при отсутствии (а) и при наличии (б) внешнего поля**

С ростом температуры и частоты внешнего поля ориентационная поляризация уменьшается. Время ее установления  $10^{-10}$ – $10^{-7}$  с.

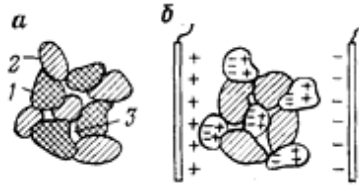
Ориентационная поляризация наблюдается не только у полярных жидкостей и газов, но и у минералов пород с решеткой кольцевого и каркасного типа и неплотно упакованными частицами (минералы глин, кристаллогидраты и др.).

**Ионная тепловая** поляризация возможна у ионных кристаллов со слабосвязанными ионами из-за дефектов или особого строения кристаллической решетки. При наложении внешнего электрического поля ионы переносятся в кристаллах на расстояния, сравнимые с межатомными, что приводит к поляризации породы.

**Электронно-релаксационная** поляризация возникает из-за избыточных «дефектных» электронов или «дырок».

**3. Миграционная поляризация** предполагается у пород, проводящие компоненты которых разделены непроводящими или воздухом (рис. 1.8.3) [10].





**Рис. 1.8.3. Миграционная поляризация при отсутствии (а) и при наличии (б) внешнего поля**

В этом случае положительные ионы проводящих включений перемещаются по полю, отрицательные – против поля, но задерживаются в пределах включений на межфазной границе, т.к. другая фаза практически не проводит электрический ток. При этом возможны также миграция электронов к аноду и скопление положительных ионов в противоположном конце. В результате проводящие частицы породы поляризуются и приобретают дипольный момент подобно большой молекуле. Миграционная поляризация осуществляется за время  $10^{-6}$ – $10^{-3}$  с, сравнимое со временем ориентационной (дипольной) поляризации.

**4. Концентрационно-диффузная поляризация** возникает в ионно-проводящих породах, заполненных электролитом, причем, как правило, при резкой неоднородности поровых каналов. При большой частоте поля такой вид поляризации отсутствует.

**5. Электролитическая поляризация** в большей степени проявляется в электронно-ионно-проводящих породах, одной из ее главных составляющих является адсорбционная или химическая поляризация из-за наличия на поверхности электронно-проводящих зерен прочно адсорбированного слоя. Время релаксации перенапряжения адсорбции составляет 100–200 мкс, а концентрационной поляризации – от нескольких секунд до нескольких минут.

**6. Электроосмотическая поляризация** породы возникает в результате электроосмоса – явления переноса электролита через породу при наличии градиента электрического поля. Ионы электролита, смещаясь к соответствующему электроду при наложении поля, создают градиент давления того же направления. При выключении поля это вызывает фильтрацию жидкости в порах в обратном направлении и способствует возникновению в породе электроосмотической разности потенциалов.

**Суммарная поляризация** горной породы складывается из всех видов поляризации. Наибольшего значения она достигает у электронно-ионно-проводящих пород в постоянном, достаточно напряженном и длительно действующем электрическом поле при низких температурах и давлениях. При очень большой частоте поля, превышающей 100 ГГц, поляризация породы связана только с быстрыми видами поляризации (электронной, атомной и ионной). В диапазоне частот внешнего поля 100 Гц – 100 ГГц возможны релаксационная и миграционная виды поляризации.

### ***1.8.2. Диэлектрическая проницаемость горных пород***

Все виды поляризации, успевшие проявиться при наложении на породу внешнего электрического поля, способствуют возникновению в ней собственного поля, направленного противоположно приложенному. Вследствие этого напряженность внешнего поля в породе ослабевает. Это явление характеризуется, как известно, безразмерной величиной – относительной диэлектрической проницаемостью [10]:

$$\varepsilon = \frac{E_0}{E_n},$$

где  $E_0$  – напряженность электрического поля в вакууме,  $E_n$  – напряженность электрического поля в породе,  $\varepsilon$  – относительная диэлектрическая проницаемость вещества.

Выражая электрическое поле в породе через вектор электрической индукции  $\vec{D}$  (количество электричества, которое поле способно индуцировать на единицу площади), получим:

$$\vec{D} = \varepsilon_0 \varepsilon \vec{E}, \quad (1.8.1)$$

где  $\varepsilon_0$  – диэлектрическая проницаемость вакуума (электрическая постоянная).

В переменных электромагнитных полях диэлектрическая проницаемость выражается комплексной величиной и зависит от частоты поля, т.е. наблюдается дисперсия диэлектрической проницаемости:

$$\dot{\varepsilon}(\omega) = \varepsilon'(\omega) - i\varepsilon''(\omega). \quad (1.8.2)$$

Здесь  $\dot{\varepsilon}(\omega)$  – комплексная диэлектрическая проницаемость среды;  $\varepsilon'(\omega)$  и  $\varepsilon''(\omega)$  – ее действительная и мнимая составляю-

щие;  $\omega$  – частота поля. Комплексный характер величин  $\varepsilon$  и  $\mu$  подчеркивает наличие диссипации энергии поля в среде.

Диэлектрическая проницаемость пород зависит от числа поляризующихся в единице объема частиц и от их среднего коэффициента поляризуемости  $\alpha_0$ . Согласно уравнению Клаузиуса – Моссотти [10]:

$$\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon + 2} = \frac{\alpha_0 n}{3\varepsilon_0}. \quad (1.8.3)$$

Здесь  $n$  – число поляризующихся частиц в единице объема горной породы,  $\varepsilon_0$  – средний коэффициент их поляризуемости.

С увеличением частоты поля количество поляризующихся частиц уменьшается (отпадают наиболее медленные виды поляризации), поэтому диэлектрическая проницаемость с повышением частоты постепенно уменьшается и стремится к единице [10]:

$$\varepsilon = \varepsilon_\infty + \frac{\varepsilon_t - \varepsilon_\infty}{1 + \omega^2 t^2}, \quad (1.8.4)$$

где  $\varepsilon_t$  – при  $\omega = 0$ ;  $\varepsilon_\infty$  – при  $\omega = \infty$ ;  $t$  – время релаксации.

Практический интерес представляет изучение поляризационных процессов при воздействии на породу высокочастотных электромагнитных (ВЧ ЭМ) полей. Особенностью взаимодействия ВЧ ЭМ полей со сплошными средами является запаздывание поляризационных процессов по сравнению с изменением параметров быстропеременного поля. В результате процесс поляризации становится неравновесным и сопровождается интенсивным поглощением энергии поля в виде тепловой энергии, т.е. всегда  $\varepsilon'' > 0$  для всех веществ и при всех частотах.

Диэлектрическая проницаемость минералов находится в пределах от 3 до 150 и выше.

Диэлектрическая проницаемость воды зависит от концентрации и состава растворенных в ней солей. Для бинарных электролитов можно воспользоваться формулой Фалькенгагена [10]:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 + 3,79\sqrt{C},$$

где  $\varepsilon$  – диэлектрическая проницаемость раствора,  $\varepsilon_0$  – диэлектрическая проницаемость чистой воды,  $C$  – концентрация раствора в моль/дм<sup>3</sup>.

Диэлектрическая проницаемость смесей воды и нефти (у воды  $\epsilon = 81$ , у нефти  $\epsilon = 2-4$ ) зависит от их объемного соотношения.

### 1.8.3. Электропроводность горных пород

Электропроводностью горных пород называется их способность проводить электрический ток при наличии внешнего электрического поля. Электропроводность горных пород по своей природе может быть электронной и ионной. Первой обладают частицы породы, а второй – воды, насыщающей поровое пространство, легко гидролизующиеся минералы, входящие в состав глин, и в очень малой степени – кристаллы других минералов, составляющих породу. Для большинства горных пород и особенно пород осадочного комплекса преобладает ионная электропроводность.

В горных породах возможно возникновение всех видов токов:

- тока проводимости (сквозной ток);
- абсорбционного тока;
- емкостного тока (смещения).

Появление **тока проводимости** связано с наличием в породе свободных и слабосвязанных ионов, электронов и дырок. В первом случае перенос зарядов связан с электрохимическими реакциями в двойном электрическом слое; электронная и дырочная проводимость возникает, если в состав породы входят проводники и полупроводники. **Абсорбционный ток** обусловлен проявлением процессов поляризации (в основном, медленных: релаксационной и миграционной поляризации). При этом электроны или ионы, пройдя в породе некоторое расстояние, прекращают свое направленное движение. Абсорбционные токи способствуют нагреву породы, т.е. переводу части энергии наложенного электрического поля в тепловую. Вследствие поляризации смещения и зарядки межэлектродной емкости в породе протекает и чисто **емкостной ток**. Полный ток представляет собой результирующую всех видов токов и имеет как активную, так и реактивную составляющую. В **постоянном внешнем электрическом поле** преобладает только ток проводимости  $I$ , который пропорционален напряженности электрического поля  $E$  и сечению образца  $F$  [10]:

$$I = \sigma \cdot F \cdot E.$$

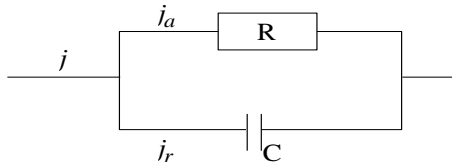
Здесь  $\sigma$  – удельная электропроводность горных пород,  $(\text{Ом} \cdot \text{м})^{-1}$ . Эта величина обратна удельному электрическому сопротивлению.

**В переменных полях** горным породам присущи все виды токов, т.к. в них имеются и проводящие компоненты (металлы), и диэлектрики (кварц), а также электролиты (пластовая вода). При наложении на породу переменного электрического поля часть его энергии теряется, точнее, преобразуется в тепло. Эти **потери** можно разделить на потери от проводимости и релаксации (связанной с различными видами поляризации). Их можно разделить на обратимые (заряд и разряд идеального конденсатора) и необратимые (они и вызывают нагрев породы). Рассеиваемая мощность (удельные электрические потери) может быть выражена формулой [10]:

$$p = \frac{\varepsilon \cdot \text{tg} \delta}{1,3 \cdot 10^{10}} f \cdot E^2, \quad \left[ \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3} \right].$$

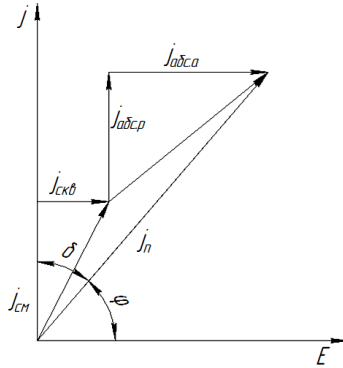
Здесь  $\text{tg} \delta$  – тангенс угла диэлектрических потерь среды,  $f$  – частота поля.

Для более ясного представления о **тангенсе угла диэлектрических потерь** составим эквивалентную электрическую схему протекающих в горной породе активной и реактивной (емкостной) составляющих токов (рис. 1.8.4) [10].



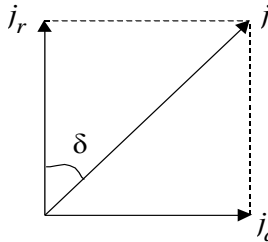
**Рис. 1.8.4. Эквивалентная электрическая схема горной породы во внешнем переменном электрическом поле**

Диэлектрические потери характеризуются отношением активной составляющей тока  $j_a$  к реактивной составляющей  $j_r$  или тангенсом угла  $d$  диэлектрических потерь в треугольнике токов и напряжений (рис. 1.8.5) или на векторной диаграмме токов (рис. 1.8.6) [10].



**Рис. 1.8.5. Векторная диаграмма распределения токов и напряжений в породе:**

- $J_{скв.}$  – плотность сквозного тока;  
 $J_{абс. а.}$  – плотность активного релаксационного тока;  
 $J_{см.}$  – плотность емкостного тока (смещения);  
 $J_{абс.р.}$  – плотность реактивного тока



**Рис. 1.8.6. Векторная диаграмма токов:**

$$J_a = J_{скв.} + J_{абс. а.}; J_r = J_{см.} + J_{абс. р}$$

Таким образом, тангенс угла диэлектрических потерь определяется выражением:

$$tg \delta = \frac{j_a}{j_r}.$$

Тангенс угла диэлектрических потерь можно выразить и другим способом, имея в виду, что относительная диэлектрическая проницаемость среды в переменных электромагнитных полях есть величина комплексная и выражается зависимостью:

$$\epsilon = \epsilon' - i\epsilon'',$$

где  $\epsilon'$  и  $\epsilon''$  – действительная и мнимая составляющие относительной диэлектрической проницаемости.

Тогда тангенс угла диэлектрических потерь выражается формулой [10]:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\sigma + \omega \varepsilon''}{\omega \varepsilon'}$$

Диэлектрические потери изучены недостаточно. Значения  $\operatorname{tg} \delta$  изменяются от  $2 \cdot 10^{-4}$  (гипс) до  $1,5 \cdot 10^{-1}$  (микроклин). Они получены при частоте  $10^4$ – $10^5$  Гц и температуре 20–30 °С. Значения  $\operatorname{tg} \delta$  обычно возрастают у минералов, содержащих кристаллизационную воду.

#### ***1.8.4. Удельное электрическое сопротивление горных пород***

Удельное электрическое сопротивление горных пород изменяется в широких пределах от долей Ом·м до сотен тысяч и даже миллионов Ом·м. Эта особенность обеспечивает возможность детального изучения горных пород по их удельным электрическим сопротивлениям.

В практике геофизических методов исследования скважин числовое значение этого параметра относится к  $1 \text{ м}^3$  породы с поперечным сечением  $1 \text{ м}^2$  и длиной 1 м; единицей измерения удельного электрического сопротивления является Ом·м<sup>2</sup>/м или Ом·м.

Горные породы в естественном состоянии обычно содержат водные растворы солей. Вследствие этого удельное электрическое сопротивление пород зависит не только от удельного сопротивления твердых минералов, образующих скелет породы, и химического состава и концентрации водных растворов, заполняющих поровое пространство породы, но и от содержания этих минералов и растворов в единице объема породы и ее температуры. Кроме того, как показывают наблюдения, удельное сопротивление пород зависит от формы и размеров зерен породы и ее структуры.

**Удельное сопротивление минералов и вод.** Малая электропроводность большинства минералов обусловлена малой диссоциацией кристаллов и отсутствием свободных электронов. Удельное сопротивление минералов составляет тысячи и миллионы Ом·м за исключением самородных металлов, сульфидов, графита, углей и некоторых окислов. В целом удельное электрическое сопротивление большинства исследованных минералов изменя-

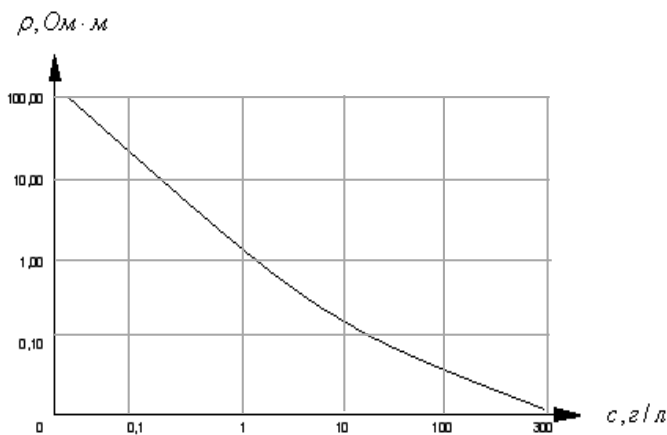
ется в очень широких пределах:  $10^{-6}$ – $10^{17}$  Ом·м. Минералы с более высокими или низкими значениями удельного электрического сопротивления встречаются редко.

Таблица 1.3

**Удельное электрическое сопротивление природных минералов**

Минералы	$\rho$ , Ом·м	Минералы	$\rho$ , Ом·м
Ангидрит	$10^7 \dots 10^{10}$	Пирит	$10^{-4} \dots 10^{-1}$
Галенит	$10^5 \dots 10^{-3}$	Пирролюзит	$1 \dots 10$
Гематит	$10^4 \dots 10^6$	Пирротин	$10^{-5} \dots 10^{-4}$
Железный блеск	$10^2 \dots 10^{-1}$	Полевые шпаты	$10^{11} \dots 10^{12}$
Графит	$10^{-6} \dots 10^{-4}$	Сера	$10^{12} \dots 10^{15}$
Кальцит	$10^7 \dots 10^{12}$	Сидерит	$10 \dots 10^3$
Каменная соль	$10^{14} \dots 10^{15}$	Сильвин	$10^{13} \dots 10^{15}$
Кварц	$10^{12} \dots 10^{14}$	Слюды	$10^{14} \dots 10^{15}$
Лимонит	$10^6 \dots 10^8$	Сфалерит	$10^5 \dots 10^7$
Магнетит	$10^4 \dots 10^{-2}$	Уголь антрацит	$10^{-4} \dots 10^{-2}$
Марказит	$10^{-2} \dots 10^2$	Уголь каменный	$10^2 \dots 10^6$
Мусковит	$10^{11} \dots 10^{12}$	Халькопирит	$10^{-3} \dots 10^{-1}$
Нефть	$10^9 \dots 10^{16}$		

Удельное электрическое сопротивление  $\rho_v$  вод, насыщающих горные породы, зависит от химического состава и концентрации солей, растворенных в этих водах (рис. 1.8.7) [10].



**Рис. 1.8.7. Зависимость удельного сопротивления пластовых вод от концентрации растворенных солей**



Удельное сопротивление горных пород пропорционально удельному сопротивлению вод, насыщающих породу, величина которого [10] –

$$\rho_v = \frac{10}{\sum (c_a l_a f_{ea} + c_k l_k f_{ek})} [Ом \cdot м] -$$

зависит от количества  $c_a$  анионов и  $c_k$  катионов в растворе, их электролитических подвижностей  $l_a$  и  $l_k$  и коэффициентов электропроводностей  $f_{ea}$  и  $f_{ek}$ . Величины последних зависят от концентрации растворенных солей и их химического состава.

При расчетах удельного сопротивления пластовых вод часто бывает возможным заменить все растворенные соли эквивалентным количеством той из них, содержание которой в растворе наиболее велико. Такой солью обычно является хлористый натрий. Затем удельное сопротивление раствора приблизительно определяется по его плотности в абсолютных значениях или в градусах Боме либо по процентному содержанию соли  $NaCl$ . Для определения удельного сопротивления растворов хлористого натрия по указанным данным используются номограммы. В некоторых случаях удельное электрическое сопротивление вод удобно определять по эквивалентному содержанию анионов, для чего используют соответствующие кривые. Так как при малых концентрациях солей скорости ионов практически не зависят от величины последних, то удельное сопротивление вод, насыщающих поровое пространство, можно считать обратно пропорциональным концентрации растворенных солей [10]:

$$\rho_v = \frac{A_c}{c}, \quad \text{где } A_c = \frac{10}{\sum \left( \frac{c_a}{c} l_a f_{ea} + \frac{c_k}{c} l_k f_{ek} \right)}$$

и зависит от химического состава растворенных солей.

В природных условиях концентрация солей, растворенных в водах, колеблется в широких пределах – от долей миллиграмма на литр (поверхностные пресные воды) до сотен граммов на литр (соленые пластовые воды). Удельное сопротивление вод изменяется от сотых долей Ом·м до 150 Ом·м и выше, т.е. более чем в 10 000 раз. Экспериментальное определение удельного электрического сопротивления горных пород проводится различными способами от простого измерения силы тока, проходящего через

образец правильной формы, до использования специальных серийных приборов. В лабораторных условиях наиболее распространенным является мостовой метод.

### 1.8.5. Зависимость удельного сопротивления от пористости и водонасыщенности

Зависимость удельного сопротивления пород от пористости в породах однородной структуры может быть установлена теоретически. Наиболее вероятная зависимость удельного сопротивления  $\rho_{ен}$  водонасыщенной нецементированной породы, сложенной частицами одного размера, по форме близкими к сферическим или кубическим, определяется следующим уравнением [10]:

$$\rho_{ен} = \frac{1 + 0,25\sqrt[3]{1-m}}{1 - \sqrt[3]{(1-m)^2}} \rho_e = P_n \rho_e,$$

где  $\rho_e$  – удельное сопротивление жидкости, насыщающей породы;  $m$  – коэффициент пористости единицы объема породы;  $P_n$  – коэффициент пропорциональности сопротивления породы сопротивлению насыщающих вод.

Величина  $P_n$  определяет зависимость относительного сопротивления породы от ее пористости и сокращенно называется параметром пористости. Вид функции  $P_n = f(m)$  для сферических зерен при коэффициенте заполнения 25% в бипологарифмической системе координат показан на рисунке 1.8.8 [10].

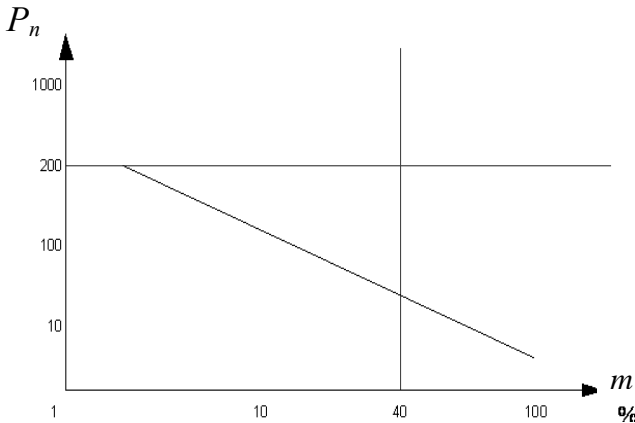


Рис. 1.8.8. График функции  $P_n = f(m)$

Из кривой на рисунке 1.8.8, полученной из формулы для  $P_n$ , следует, что параметр  $P_n$ , а значит, и сопротивление  $\Gamma_{en}$  породы резко возрастают при уменьшении пористости и при малых ее значениях могут считаться обратно пропорциональными коэффициенту пористости.

В породах неоднородной структуры, сложенных непроводящими зернами, зависимость сопротивления горной породы от пористости имеет более сложный вид.

В этих породах  $\Gamma_{en}$  зависит также от коэффициента отсортированности породы и степени ее цементации. Зависимость удельного сопротивления горных пород от содержания водных растворов солей в порах породы определяется коэффициентом  $P_n$ , который показывает, во сколько раз возрастает сопротивление породы  $\Gamma$  при частичном насыщении ее пор водой (в количестве  $S_g$  долей объема порового пространства) или во сколько раз изменяется сопротивление  $\Gamma_{nn}$  нефтеносной (газоносной) породы при частичном насыщении ее пор нефтью или газом (в количестве  $S_n = 1 - S_g$  долей объема порового пространства) по отношению к сопротивлению  $\Gamma_{nn}$  той же породы при условии полного заполнения порового пространства минерализованной водой [10]:

$$P_n = \frac{\rho}{\rho_{en}} = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{en}}.$$

Здесь  $\Gamma$  – удельное электрическое сопротивление пород;  $\Gamma_{nn}$  – удельное сопротивление нефтенасыщенных пород;  $\Gamma_{en}$  – удельное сопротивление водонасыщенных пород при 100%-м насыщении.

Коэффициент  $P_n$  называется коэффициентом относительного сопротивления при нефте- или газонасыщении породы или параметром насыщения (нефтенасыщения, водонасыщения) порового пространства породы. На основании большого числа экспериментальных исследований между коэффициентом  $S_g$  водонасыщения порового пространства породы и параметрами  $P_n$  установлена следующая зависимость [10]:

$$P_n = \frac{a_n}{S_g^n} = \frac{a_n}{(1 - S_n)^n}.$$

Коэффициент  $a_n$  и показатель степени  $n$  имеют следующие значения:

а) для песчано-глинистых пород (при  $S_g < 40\%$ )  $a_n = 0,6$  и  $n = 2,25$ ;

б) для карбонатных пород (при  $S_g < 25\%$ )  $a_n = 0,4$  и  $n = 2,1$ .

### ***1.8.6. Зависимость удельного сопротивления от температуры***

Электропроводность электролитов, к которым относятся воды, насыщающие поры пород, линейно зависит от температуры. Повышение электропроводности водных растворов с ростом их температуры объясняется возрастанием подвижности ионов в связи с уменьшением вязкости растворителя. Как следствие этого, удельное сопротивление растворов постоянной концентрации и пород, насыщенных этими растворами, при повышении температуры понижается и при температуре  $t$  определяется по формуле [10]:

$$\rho_t = \frac{\rho_{18^0}}{1 + a_t(t - 18^0)} = P_t \rho_{18^0},$$

где  $\rho_{18^0}$  – удельное сопротивление раствора или породы при температуре 18 °С;  $P_t = \frac{\rho_t}{\rho_{18^0}}$  – коэффициент, определяющий зависимость

удельного сопротивления породы от температуры (параметр температуры);  $a$  – температурный коэффициент электропроводности, числовое значение которого в среднем близко к  $0,025 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ .

Отсюда следует, что удельное сопротивление горных пород уменьшается примерно на 1/2 при возрастании температуры на 40 °С (от 18 до 58 °С) и при высоких температурах (до 100–150 °С), наблюдающихся в глубоких скважинах, и может достигнуть 1/3–1/4 своего значения при температуре 200 °С.

Таким образом, во многих случаях сопротивление осадочных пород и особенно пород, являющихся коллекторами нефти и газа, определяется тремя известными параметрами:  $P_n, P_n$  и  $P_g$

(или  $P_n, P_n$  и  $A_C/c$ ). Зная удельное сопротивление породы и два из указанных параметров (температуру полагаем известной),

можно определить третей. На этом основана методика определения пористости и нефтенасыщенности пород по данным электротометрии скважин методом сопротивлений.

### **1.8.7. Анизотропия горных пород по электрическим свойствам**

Удельное сопротивление слоистых горных пород зависит от направления, в котором определяется этот параметр, по отношению к плоскостям напластования. Породы, обладающие этим свойством, носят название анизотропных. К ним относятся: сланцевые глины, глинистые сланцы, каменные угли, мергели, глины с тонкими пропластками песков и многие другие породы. Анизотропные породы состоят из часто чередующихся тонких прослоев плотных пород и пород, характеризующихся повышенными пористостью, влажностью и содержащих менее дисперсный материал (например, присыпки песка). Обозначая удельное сопротивление плотных прослоев через  $\rho_p$ , а прослоев повышенной пористости через  $\rho_s$  и полагая, что суммарная мощность первых в единице объема породы в  $\nu$  раз больше суммарной мощности вторых, получим следующие формулы, определяющие величину удельного электрического сопротивления породы [10]:

а) вдоль напластования:

$$\rho_t = \frac{(\nu + 1)\rho_p\rho_s}{\nu\rho_s + \rho_p};$$

б) в направлении, ему перпендикулярном:

$$\rho_n = \frac{(\nu\rho_p + \rho_s)}{\nu + 1}.$$

Корень квадратный из отношения  $\rho_n$  к  $\rho_t$  называется **коэффициентом анизотропии породы**:

$$\lambda = \sqrt{\frac{\rho_n}{\rho_t}} = \sqrt{1 + \frac{\nu}{(\nu + 1)^2} \frac{(\rho_p - \rho_s)^2}{\rho_p\rho_s}}.$$

Удельное сопротивление слоистых (анизотропных) пород в направлении, перпендикулярном напластованию, всегда выше, чем сопротивление тех же пород вдоль напластования.

**Значения коэффициентов анизотропии для осадочных пород**

Горные породы	$\lambda$	$\rho_n / \rho_t$
Глины слабослоистые	1,02–1,05	1,04–1,10
Глины с прослоями песков	1,05–1,15	1,10–1,32
Сланцевые глины	1,10–1,59	1,20–1,65
Глинистые сланцы	1,41–2,25	2,00–5,00
Каменные угли	1,73–2,25	3,00–6,50
Антрациты	2,00–2,25	4,00–6,50
Графитовые и углистые сланцы	2,00–2,75	4,00–7,50

**Вопросы для самоконтроля**

1. Охарактеризуйте виды поляризации горных пород.
2. Что такое диэлектрическая проницаемость горных пород?
3. В каких случаях диэлектрическая проницаемость выражается комплексной величиной?
4. В чем состоит понятие дисперсии диэлектрической проницаемости?
5. Что такое тангенс угла диэлектрических потерь, поясните его физический смысл.
6. Дайте определение электропроводности горных пород, единицы измерения.
7. С какой целью определяется удельное электрическое сопротивление горных пород?
8. Что такое удельное электрическое сопротивление горных пород, единицы измерения?
9. В каких пределах изменяется удельное электрическое сопротивление горных пород?
10. Как зависит удельное электрическое сопротивление горных пород от пористости и водонасыщенности?
11. В чем состоит анизотропия горных пород по электрическим свойствам?
12. Как зависит удельное электрическое сопротивление горных пород от температуры?

## 1.9. Магнитные свойства нефтесодержащих пород

Изучение магнитных свойств горных пород позволяет решать множество геологических и промысловых задач. В частности, необходимость исследования **магнитных свойств нефтей** обусловлена имеющейся связью между магнитными свойствами фракций нефти и **особенностями их залегания**. Имеется также некоторая корреляция между магнитными свойствами нефтей и их физико-химическими параметрами: плотностью, вязкостью, групповым и фракционным составами, содержанием асфальтено-смолистых компонентов, серы, металлорганических соединений и т.д. Кроме того, изучение нефтесодержащих пород связано с возможностью **использования магнитных полей для добычи, подготовки и транспортировки нефти** с целью предотвращения отложения солей, воздействия на водонефтяные эмульсии и др.

### 1.9.1. Основные магнитные характеристики горных пород

Горные породы, как и все тела, при внесении их во внешнее магнитное поле в той или иной степени намагничиваются, создавая собственное магнитное поле, которое накладывается на внешнее. Величина собственного магнитного поля зависит от магнитных свойств вещества, которые, в свою очередь, *определяются магнитными свойствами всех элементарных частиц этого вещества*. При снятии внешнего магнитного поля собственное магнитное поле может исчезать, но может и сохраняться.

**Магнитное поле вещества**, как известно, определяется вектором магнитной индукции [9]:

$$\vec{B} = \mu_0 \mu \vec{H}. \quad (1.9.1)$$

Здесь  $\vec{B}$  – вектор магнитной индукции (магнитное поле в породе),  $\vec{H}$  – напряженность внешнего магнитного поля,  $\mu$  – относительная магнитная проницаемость вещества,  $\mu_0$  – диэлектрическая проницаемость вакуума (магнитная постоянная  $\mu_0 = 1,257 \cdot 10^{-6}$  В·с/А·м).

Или [9]:

$$\vec{B} = \mu_0(1 + \chi)\vec{H} = \mu_0\vec{H} + \mu_0\chi\vec{H} = \mu_0\vec{H} + \mu_0\vec{J}, \quad \mu = (1 + \chi),$$

где  $\chi$  – магнитная восприимчивость,  $\vec{J} = \chi\vec{H}$  – вектор намагниченности вещества.

Все вещества с точки зрения их магнитных свойств подразделяются на три основные группы:

➤ **Диамагнетики**  $\mu < 1, \chi < 0$  (золото, серебро, медь, висмут, алмаз, ртуть, сера, свинец, графит, вода, почти все газы, кроме кислорода, кварц, полевые шпаты, кальцит, гипс).

➤ **Парамагнетики**  $\mu > 1, \chi > 0$  (платина, алюминий, вольфрам, все щелочные и щелочно-земельные металлы, кислород, воздух, доломит).

➤ **Ферромагнетики**  $\mu \gg 1, \chi > 0$  (железо, кобальт, никель, некоторые редкоземельные металлы и сплавы).

В отличие от диа- и парамагнетиков для ферромагнетиков  $\mu$  и  $\chi$  являются не постоянными величинами, а функциями напряженности магнитного поля.

Каждая из элементарно движущихся частиц атомов (молекул или ионов) в диа- и парамагнетиках до наложения на них магнитного поля обладает собственными спиновым и орбитальным магнитными моментами. Магнитный момент атомных ядер, складывающийся из магнитных моментов протонов и нейтронов, очень мал.

**Спиновый магнитный момент электрона** (точнее, его проекция на направление магнитного поля) равен [9]:

$$\mu_e = \pm \mu_B = eh / 2m_e = 9,27 \cdot 10^{-24}, \text{ [A} \cdot \text{м}^2\text{]},$$

где  $\mu_B$  – магнетон Бора (единица магнитного момента),  $e, m_e$  – заряд и масса электрона,  $h$  – постоянная Планка.

**Орбитальный момент** кругового тока для атома с одним электроном (водород) равен:

$$\mu_{orb} = \omega e \pi r^2,$$

где  $\omega$  – частота вращения электрона вокруг ядра,  $r$  – радиус орбиты.

В целом **диамагнитные вещества** до действия поля не намагничены, т.к. структура их электронных оболочек симмет-



рична, и поэтому спин-орбитальные моменты электронов скомпенсированы.

**Парамагнетики** же обладают результирующим магнитным моментом, т.к. у их электронных оболочек внутренние ( $3d$  и  $4f$ ) энергетические подуровни не достроены и спин-орбитальные моменты электронов не уравновешены. Но в целом и парамагнетики до действия поля не намагничены, т.к. результирующие атомные моменты, имея любое пространственное направление, взаимно скомпенсированы.

Возникновение магнитного поля в веществе объясняется следующим образом. В магнитном поле электроны всех веществ приобретают дополнительные скорости вследствие **Ларморовой прецессии** (рис. 1.9.1) [9]. Она возникает в результате воздействия индукционного внешнего магнитного поля на электроны, и они приобретают добавочную угловую скорость, с которой их орбиты прецессируют вокруг этого поля.

Это ведет к появлению у **диамагнетиков** дополнительного магнитного момента, пропорционального напряженности внешнего магнитного поля по величине и противоположно направленного в соответствии с правилом Ленца, в результате их намагниченность отрицательна. У парамагнетиков внешнее магнитное поле ориентирует уже имеющиеся магнитные моменты диполей по направлению поля, в результате их магнитная восприимчивость положительна (рис. 1.9.2) [9].

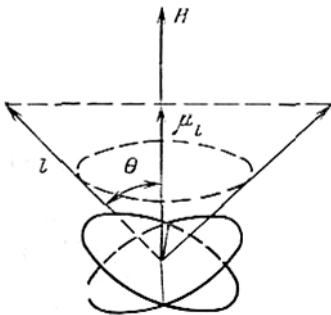


Рис. 1.9.1. Прецессия электронной орбиты вокруг вектора магнитного поля  $\vec{H}$

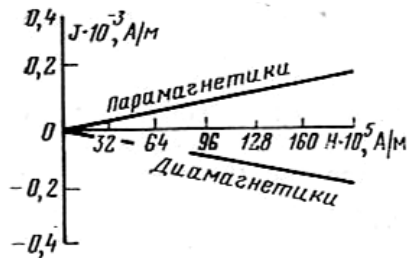


Рис. 1.9.2. Кривые намагничивания диа- и парамагнетиков

### 1.9.2. Магнитные свойства ферро- и ферромагнитных минералов

Изолированные атомы **ферромагнитных** минералов имеют значительные результирующие спин-орбитальные магнитные моменты вследствие незаполненности подуровней  $3d$  и  $4l$  их оболочек. Однако результирующие орбитальные атомные магнитные моменты электронов в одноэлементных минералах (самородное метеоритное железо) в основном скомпенсированы и не способны к ориентации в магнитном поле из-за большой плотности упаковки атомов этих веществ. Зато спиновые моменты электронов в определенных незначительных областях – **доменах** – ориентированы параллельно друг к другу, и, следовательно, здесь ферромагнетики намагничены до насыщения.

Эта ориентация спиновых магнитных моментов объясняется весьма значительным положительным обменным взаимодействием между электронами незаполненных оболочек соседних атомов. Такое взаимодействие изменяет у атомов ферромагнетиков (Fe, Ni, Co, Cd) распределение электронов по возможным состояниям и ориентирует параллельно спиновые магнитные моменты, хотя тепловое движение и стремится нарушить эту структуру. Однако пространственная ориентация параллельных спиновых магнитных моментов одинакова лишь в пределах определенных, разных по величине доменов моноэлементного ферромагнитного минерала в связи с особенностями его кристаллической структуры, наличием энергии анизотропии кристаллов. Поэтому различные по значению и направлению результирующие спиновые моменты определяют то, что в целом **до действия поля ферромагнитный минерал не намагничен**. При наложении магнитного поля магнитные моменты доменов увеличиваются и ориентируются по его направлению, что приводит к намагниченности ферромагнитного минерала. Намагниченность в известной доле сохраняется и после снятия приложенного поля (**остаточное намагничивание**).

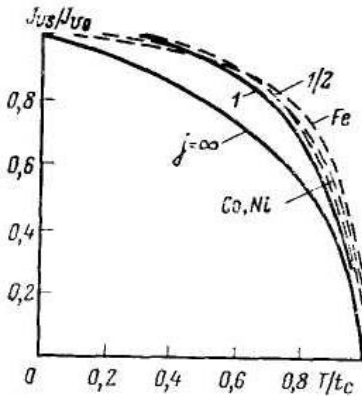
**Теория Вейсса** намагничивания доменов основана на теории Ланжевена, согласно которой намагниченность ферромагнетиков появляется в результате **установившегося равновесия между ориентирующим действием внешнего магнитного поля и дезориентирующим действием теплового движения и из-за намагничивающего действия дополнительного внутреннего**

**молекулярного поля**, возникающего при обменном взаимодействии между электронами соседних атомов, пропорционального намагниченности вещества.

При значительной напряженности магнитного поля и низкой абсолютной температуре намагниченное состояние породы приближается к некоторому предельному значению (рис. 1.9.3) [9].

При температуре **выше точки Кюри** ферромагнетики становятся парамагнетиками. Намагничивание в магнитном поле характеризуется кривой  $J_v = f(H)$  (рис. 1.9.4) [9].

**Нормальная** намагниченность возникает при наложении постоянного магнитного поля на породу при нормальных температуре (20 °С) и давлении (0,1 МПа). При этом изменяют направление на параллельное намагничивающему полю те векторы намагниченности доменов, у которых это изменение не сопровождается преодолением значительных энергетических барьеров. Нормальная намагниченность получается, например, у **осадочной породы** в современном геомагнитном поле ( $H_B \approx 40$  А/м).

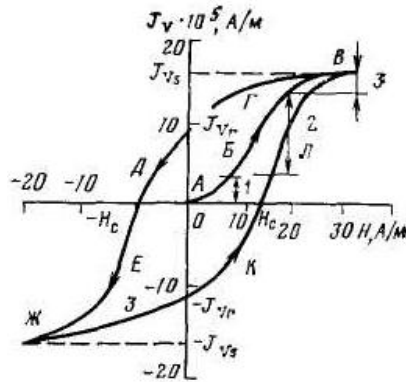


**Рис. 1.9.3. Зависимость намагниченности насыщения от температуры для железа, кобальта и никеля:**

$Jvs$  – намагниченное состояние породы при насыщении (все домены параллельны полю);

$Jv_0$  – предельное намагничивание;

$t_c$  – точка Кюри



**Рис. 1.9.4. Кривая намагничивания и петля гистерезиса ферромагнетика:**

$H_c$  – коэрцитивная сила;

$Jvr$  – остаточная изотермическая намагниченность

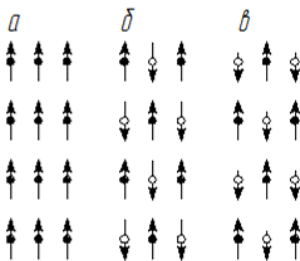
**Идеальная** намагниченность наблюдается при совместном действии постоянного и переменного магнитных полей с амплитудой, изменяющейся от полей насыщения до нуля.

**Термонамагниченность** обычна для пород, нагретых до температуры **выше точки Кюри** и остывающих до нормальных температур в постоянном магнитном поле. При этом возникает наиболее значительная остаточная намагниченность пород.

Магнитные свойства ферромагнитных минералов зависят от величины их зерен: при уменьшении размеров зерен уменьшается число доменов в них, и магнитная восприимчивость уменьшается, а коэрцитивная сила увеличивается. Последнее объясняется тем, что на намагничивание *единицы объема* породы расходуется больше энергии, т.к. намагничивание совершается в основном за счет вращения векторов намагничивания доменов, а не смещения их границ – процесса, требующего меньших затрат энергии.

**Ферримагнетики.** В большинстве природные сильномагнитные минералы, имеющие близкие к ферромагнетикам магнитные свойства, значительно отличаются от последних по магнитной структуре и относятся по этому признаку в особую группу – ферримагнетиков.

В кристаллах **ферримагнетиков** векторы намагниченности образуют две группы; внутри групп векторы намагниченности параллельны, а у различных групп – антипараллельны. Так как результирующие магнитные моменты групп не равны (рис. 1.9.5), то возникает значительная **собственная намагниченность ферримагнетиков**. К ним относят большинство **ферритов**, в частности: магнетит, титаномагнетики, гидроокислы железа и др. [9].



**Рис. 1.9.5. Распределение векторов намагниченности в кристаллах: а – ферромагнетики, б – антиферромагнетики, в – ферримагнетики**

### 1.9.3. Магнитные свойства насыщенных горных пород

**Твердая фаза.** Обычно она состоит из смеси диа-, пара-, ферри- и реже ферромагнитных минералов. Магнитные свойства твердой фазы пород в основном зависят от содержания и распределения в их объеме ферри- и редко ферромагнитных минералов. Значения магнитной восприимчивости  $\chi$  этой фазы пород изменяются от  $0,4 \cdot 10^{-5}$  до 1 ед. СИ.

**Жидкая фаза.** Главные компоненты этой фазы пород – вода и нефть – диамагнитны. Для воды  $\chi_{\text{в}} = 0,9 \cdot 10^{-5}$  ед. СИ, для нефти  $\chi_{\text{н}} = 1,04 \cdot 10^{-5}$  ед. СИ, т.е. эти компоненты природных жидкостей практически не магнитны. Минерализация вод мало влияет на их магнитные свойства, т.к. обычные для них соли (NaCl, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub> и др.) также диамагнитны и их магнитная восприимчивость невелика.

**Газовая фаза.** Эта фаза пород, представленная воздухом, еще слабее намагничивается и имеет меньшую восприимчивость по сравнению с жидкой фазой, и все ее компоненты, за исключением кислорода, диамагнитны.

Так как магнитная восприимчивость *парамагнитного кислорода* значительно выше, чем у других газов, а его содержание в воздухе по объему относительно велико, то воздух также является парамагнетиком, и его  $\chi = 0,04 \cdot 10^{-5}$  ед. СИ.

Очень незначительна и диамагнитная восприимчивость сухих углеводородных газов. Магнитная восприимчивость метана  $\chi = 0,0008 \cdot 10^{-5}$  ед. СИ, этана  $\chi = 0,0015 \cdot 10^{-5}$  ед. СИ, пентана  $\chi = 0,0003$  ед. СИ.

Исходя из многофазности горных пород, прослеживается следующая зависимость: удельные значения их магнитных свойств будут тем меньше, чем выше коэффициент пористости пород и меньше влажность. Однако многофазность пород влияет на магнетизм меньше, чем различия, связанные с неодинаковыми магнитными свойствами их твердой фазы, т.к. вклад последней в магнитные свойства этих сред несравненно выше. Во все не влияет многофазность пород на такую их характеристику, как точка Кюри.

Таким образом, у сухих пород магнитные характеристики в основном имеют меньшие значения, чем у влажных, и с ростом влажности пород увеличивается, но незначительно, их магнетизм.

**Осадочные породы.** Главные породообразующие минералы – кварц, полевые шпаты, кальцит, доломит, гипс, ангидрит и др. – диа- или парамагнитны; второстепенные – биотит, пирит, ильменит, сидерит, хлорит, глинистые минералы – пара- или параферромагнитны; магнетит, гематит и др. – ферро- или ферримагнитны. Последние, таким образом, и определяют магнетизм осадочных пород.

Кроме того, ферромагнетики находятся *в глинистой фракции* этих пород в тонко рассеянном состоянии или в виде скоплений и пленок гидроокиси железа.

Магнитная восприимчивость глин сравнительно низка. **Максимальные** (магнитные) значения установлены у песчаников и алевролитов, и они обусловлены относительно высокой концентрацией магнетита.

**Наименьшей магнитной восприимчивостью** обладают известняки, доломиты, ангидриты, гипсы, каменная соль и угли.

У осадочных пород обнаружена очень слабая, но весьма стабильная естественная *остаточная намагниченность*. Она растет с увеличением содержания ферромагнитных минералов, в частности магнетита. Направление естественного остаточного намагничивания осадочных пород обычно мало отличается от направления современного геомагнитного поля.

Для осадочных пород характерна **анизотропия магнитной восприимчивости**.

#### *1.9.4. Магнитные свойства нефтей*

**Нефти** и их фракции представляют собой слабомагнитные вещества и характеризуются незначительной магнитной восприимчивостью (порядка магнитной восприимчивости наиболее распространенного диамагнетика – воды, *удельная магнитная восприимчивость* которой при 20 °С составляет  $0,72 \cdot 10^{-6}$  1/г). Удельная магнитная восприимчивость большинства исследованных нефтей изменяется в пределах от  $0,75 \cdot 10^{-6}$  до  $0,85 \cdot 10^{-6}$  1/г (рис. 1.9.6) [24].

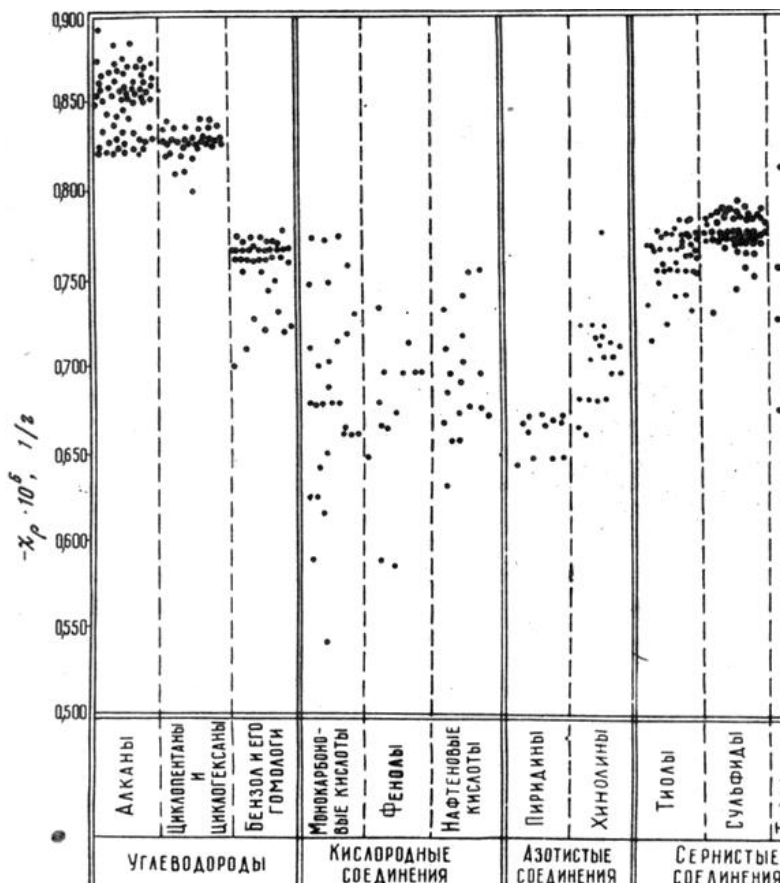
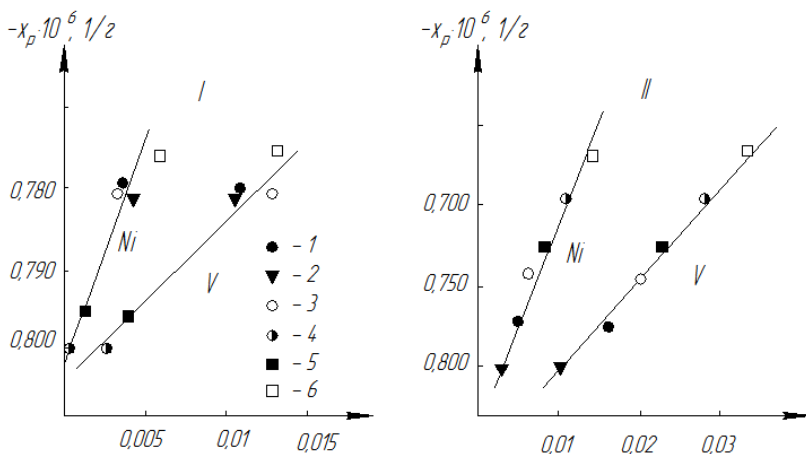


Рис. 1.9.6. Удельная магнитная восприимчивость ( $\chi_p \cdot 10^6$ ) основных компонентов углеводородной и неуглеводородной частей нефти

Магнитные свойства нефтей зависят, в основном, от содержания в них асфальтено-смолистых соединений и металлов, в частности, ванадия и никеля (рис. 1.9.7) [24].



**Рис. 1.9.7. Кривые изменения магнитной восприимчивости различных нефтей (I) и остатков нефтей (II) в зависимости от содержания в них ванадия (V) и никеля (Ni)**

#### **Вопросы для самоконтроля**

1. Что такое магнитная восприимчивость вещества?
2. В чем различие магнитных свойств диа-, пара-, ферро- и ферри-магнитных веществ?
3. В чем проявляется нормальная и идеальная намагниченность горных пород?
4. Дайте характеристику магнитным свойствам насыщенных горных пород.
5. Чем обусловлено проявление магнитных свойств горных пород, а также жидкой и газовой фаз, насыщающих их?
6. От чего зависят магнитные свойства нефтей?



## 1.10. Радиоактивность горных пород

Наличие в горных породах радиоактивных элементов, а также особенности прохождения через них радиоактивных излучений обуславливают радиометрические и ядерно-геофизические методы их изучения.

### 1.10.1. Типы радиоактивных распадов

Радиоактивность – свойство некоторых веществ к самопроизвольному превращению, которое сопровождается радиоактивным излучением. При **естественной** радиоактивности происходит **самопроизвольное** превращение одних атомных ядер в другие или изотопы этих же ядер. Этот процесс также сопровождается **выделением энергии и возникновением новых радиоактивных элементов**. Ядра последних снова распадаются, и так продолжается до тех пор, пока не образуется устойчивый изотоп.

Радиоактивность является **внутренним свойством ядер**, не зависит от внешних условий и определяется соотношением ядерных сил. Ядерные силы носят объемный характер: между протонами и нейтронами в ядре происходит обмен  $\pi$ -мезонами. Они являются короткодействующими с радиусом действия порядка  $10^{-15}$  м.

**В горных породах имеются как устойчивые, так и неустойчивые элементы.**

Энергия нуклонов в ядре рассчитывается по формуле [19]:

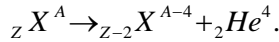
$$E = \Delta m \cdot c^2,$$

где  $\Delta m$  – дефект массы,  $c$  – скорость света в вакууме.

Расчеты показывают, что чем сложнее ядро, тем больше в нем протонов и нейтронов, и тем меньше энергия связи, приходящаяся на один нуклон. Поэтому радиоактивность – свойство преимущественно тяжелых элементов. Все элементы, начиная с таллия (порядковый номер  $Z = 81$ ), являются радиоактивными или содержат радиоактивные изотопы.

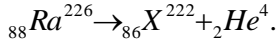
Самопроизвольное превращение атомных ядер сопровождается испусканием альфа- и бета-частиц и гамма-излучением [19].

**Альфа-распад** заключается в испускании ядром  $\alpha$ -частицы ( ${}^4_2\text{He}$ ) и образовании при этом процессе ядер новых элементов по схеме:



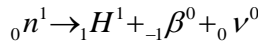
Здесь  $X$  – элемент с атомной массой  $A$  и порядковым номером  $Z$ .

**Например**, превращение радия в радиоактивный газ – радон:



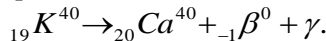
**Бета-распад** – процесс, при котором в ядре происходят превращения по двум возможным сценариям:

**1.** Превращение в ядре нейтрона в протон с испусканием  $\beta$ -частицы (электрона) по схеме:

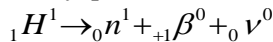


с образованием электрона  ${}_{-1} \beta^0$  и нейтрино  ${}_0 \nu^0$ .

**Например**, 88% ядер радиоактивного изотопа калия испытывают такой тип превращения:

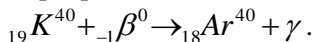


**2.** Превращение в ядре протона в нейтрон (захват ядром орбитального электрона с внутреннего  $k$ -слоя) по схеме:



с образованием позитрона  ${}_{+1} \beta^0$ .

**Например**, 12% ядер радиоактивного изотопа калия испытывают следующий тип превращения:



Образовавшиеся при  $\beta$ -распаде ядра оказываются в возбужденном состоянии и, переходя в нормальное, излучают избыток энергии в виде  **$\gamma$ -квантов**.

**Гамма-излучение** – жесткое электромагнитное излучение, которое сопровождает ядерные превращения. Энергия  $\gamma$ -излучения индивидуальна для каждого вида ядер и является параметром конкретного ядерного превращения.

Для  $\gamma$ -излучения более характерны корпускулярные свойства, чем волновые, т.е. его можно представить в виде потока частиц, летящих со скоростью света, массой [19]:

$$m = \hbar \cdot \nu,$$

где  $\hbar$  – постоянная Планка,  $\nu$  – частота излучения.

**Гамма-лучи** обладают значительно большей проникающей способностью по сравнению с  $\alpha$ - и  $\beta$ -частицами, поэтому именно они используются **в разведочной геофизике**.

**Единица измерения (радио) активности – беккерель** – величина, определяющая число распадов в радиоактивном элементе породы в единицу времени ( $\text{Бк} = \text{с}^{-1} = \text{расп./с}$ ).

Кроме того, при измерении (радио) активности используют ее производные величины: удельную массовую активность ( $\text{Бк/кг}$ ), удельную объемную активность ( $\text{Бк/м}^3$ ) и поверхностную активность ( $\text{Бк/м}^2$ ).

Радиоактивный распад отдельного ядра – явление случайное, поэтому время его распада предсказать невозможно. Но для большого числа атомов проявляется определенная закономерность, которая выражается **законом радиоактивного распада** [19]:

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

где  $N, N_0$  – текущее и начальное количество атомов превращающегося элемента,  $t$  – время с начала превращения,  $\lambda$  – параметр распада, характеризующий вероятность распада за единицу времени.

Время, за которое распадается половина атомов, называется **периодом полураспада** [19]:

$$T_{1/2} = \ln 2 / \lambda.$$

В таблице 1.5 приведены значения периодов полураспада некоторых изотопов, чаще всего встречающихся в горных породах [19].

Таблица 1.5

**Период полураспада изотопов горных пород**

Изотоп	Содержание в земной коре, (не более) %	Период полураспада, лет
${}_{92}\text{U}^{238}$	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$4,49 \cdot 10^9$
${}_{90}\text{Th}^{232}$	$11,3 \cdot 10^{-4}$	$1,4 \cdot 10^{10}$
${}_{19}\text{K}^{40}$	$3 \cdot 10^{-4}$	$1,47 \cdot 10^9$ ( $\beta$ ) или $1,24 \cdot 10^{10}$ ( $\gamma$ )

### 1.10.2. Естественная радиоактивность горных пород

Всего в горных породах присутствуют более 50 радиоактивных изотопов с разной степенью радиоактивности. В целом радиоактивность горных пород зависит от содержания в них трех элементов: **урана, тория и калия**. Кроме радиоактивных тяжелых элементов, входящих в семейства урана, актиния и тория, в природе существуют более легкие одиночные радиоактивные изотопы калия, кальция, рубидия, циркония, индия, олова, теллура, лантана, неодима, самария, лютеция, вольфрама, рения и висмута. Эти изотопы являются долгоживущими: их период полураспада превышает 109 лет.

Радиоактивные изотопы составляют незначительную часть литосферы, до глубины 16 км их содержание в % (массовых) составляет: урана  $U^{235} - 2 \cdot 10^{-6}$ ,  $U^{238} - 3 \cdot 10^{-4}$ , тория  $Th^{232} - 8 \cdot 10^{-4}$ , радия  $Ra^{226} - 0 \cdot 10^{-10}$ , актиния  $Ac^{227} - 6 \cdot 10^{-14}$ , калия  $K^{40} - 3 \cdot 10^{-4}$ , кальция  $Ca^{48} - 6,4 \cdot 10^{-3}$  и рубидия  $Rb^{87} - 8,4 \cdot 10^{-3}$  [19].

#### Классификация осадочных пород по степени радиоактивности

Породы с низкой радиоактивностью	Породы с повышенной радиоактивностью	Породы с высокой радиоактивностью
Хорошо отсортированные и слабо сцементированные мономинеральные кварцевые пески, алевролиты, чистые известняки, доломиты, каменная соль, ангидриты, гипсы, нефтенасыщенные породы	Глинистые осадочные породы, глинистые пески, песчаники, алевролиты, некоторые мергели, глинистые известняки и доломиты, породы с органическими примесями	Калийные соли, монацитовые и ортитовые пески, глубоководные глины, глобигериновые илы и красная глина

Для определения закономерности распространения радиоактивных элементов в горных породах введено понятие кларка радиоактивности. **Кларк радиоактивности** – содержание радиоактивного элемента в исследуемой породе по отношению к его содержанию в земной коре в % (массовых) [20]:

$$кл = \frac{X_{с.п.}}{X_3} \cdot 100\%.$$

В настоящее время за оптимальные кларки приняты для:  ${}_{92}U^{238} - 2,1 \cdot 10^{-40}\%$ ,  ${}_{90}Th^{232} - 7,0 \cdot 10^{-40}\%$ ,  ${}_{19}K^{40} - 1,83 \cdot 10^{-40}\%$ .

Приведенные значения не окончательны, т.к. мало изучена радиоактивность пород ложа океанов.

Радиоактивные элементы в горных породах присутствуют в составе более чем 200 минералов. Особенно много встречается минералов с ураном. Учитывая распространенность радиоактивных изотопов в горных породах и интенсивность их распада, можно сказать, что **наибольшее влияние** на породы могут оказывать уран  $^{92}\text{U}$  и торий  $^{90}\text{Th}$  с продуктами их распада, калий  $^{40}\text{K}$  и отчасти рубидий  $^{87}\text{Rb}$ . Остальные радиоактивные элементы из-за их малой распространенности и большого периода полураспада характеризуются незначительной суммарной энергией распада и не могут играть существенной роли в создании радиоактивности горных пород.

Самые распространенные минералы горных пород по их радиоактивности подразделяют на **четыре основные группы**:

- **слаборадиоактивные**: кварц, плагиоклаз, кальцит, доломит, ангидрит, каменная соль, нефелин;
- **с нормальной** или слабоповышенной радиоактивностью: биотит, амфиболы, пироксены и др.;
- **с повышенной** радиоактивностью: апатит, эвдиалит, флюорит, ильменит, магнетит и др.;
- **высокордиоактивные**: сфен, ортит, монацит, циркон, лопарит и др.

Радиоактивность **осадочных пород** связана с наличием в их составе калийных, собственно урановых и ториевых, уран- и торийсодержащих минералов, а также адсорбированных радиоактивных элементов. Содержание тория в этих породах изменяется от  $49 \cdot 10^{-6}$  до  $3\,500 \cdot 10^{-6}$  кг/кг, а урана – от  $12,7 \cdot 10^{-6}$  до  $119 \cdot 10^{-6}$  кг/кг.

#### Содержание урана и тория в горных породах [20]

Группа минералов	Кларк концентрации	
	U	Th
1. Максимально радиоактивные (собственно урановые и ториевые минералы)	$\geq 10\,000$	$> 10\,000$
2. Высокордиоактивные	100–1 000	10–100
3. Повышенно радиоактивные	5–30	2–15
4. Нормально радиоактивные	2–3	1–2
5. Слабо радиоактивные	0,5–1	0,2–0,5
6. Низко радиоактивные	$< 0,2$	$< 0,2$

**В песчаниках и алевролитах** радиоактивные элементы чаще всего находятся в глинистой части этих пород в адсорбированном виде, а в песчаниках еще и с органическими примесями. В среднем песчаники и алевролиты содержат микроколичества U, Th и немного калия.

Относительно высокая радиоактивность **глин и глинистых сланцев** объясняется повышенной сорбцией урана, радия и тория на глинистых частицах, а также высоким содержанием калия (до 6,5%), который находится здесь не только в сорбированной, но и в минеральной форме. Значительная адсорбция ионов урана возможна **из природных вод**, где он присутствует в виде легко растворимых карбонатных и других соединений, например,  $\text{Na}_2\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3$ .

**Морские осадки** имеют **более высокую радиоактивность** по сравнению с речными и лиманными. Особенно высокая радиоактивность установлена для донных осадков Тихоокеанского и Атлантического побережий США, отложившихся в спокойных водах. Концентрация радия в них приблизительно в 3 раза превышает концентрацию радия в метаморфических и осадочных породах континентов.

### *1.10.3. Радиоактивность жидкой фазы*

Концентрация урана **в морских водах** и атмосферных осадках не превышает  $10^{-6}$  кг/м<sup>3</sup>. **В подземной гидросфере** содержание U может быть выше. Водорастворимые соли грунтовых вод в целом богаче ураном, чем минеральный остаток пластовых вод. При этом по сравнению с усредненным содержанием U в горных породах сухой остаток грунтовых вод в среднем богаче ураном, а в пластовых водах – беднее (см.: рис. 1.10.1) [20].

Вблизи земной поверхности концентрация U в водах изменяется от  $10^{-7}$  до  $10^{-4}$  кг/м<sup>3</sup> и более. Фоновое содержание U (в безрудных породах), достигающее  $10^{-5}$  кг/м<sup>3</sup>, установлено в водах до глубины в сотни метров. **На глубинах, измеряемых километрами**, концентрация урана нигде не превышает  $10^{-6}$  кг/м<sup>3</sup>, причем с глубиной максимальное содержание U в водах имеет тенденцию к убыванию (рис. 1.10.2). Обычно глубинные воды вообще лишены урана [21].

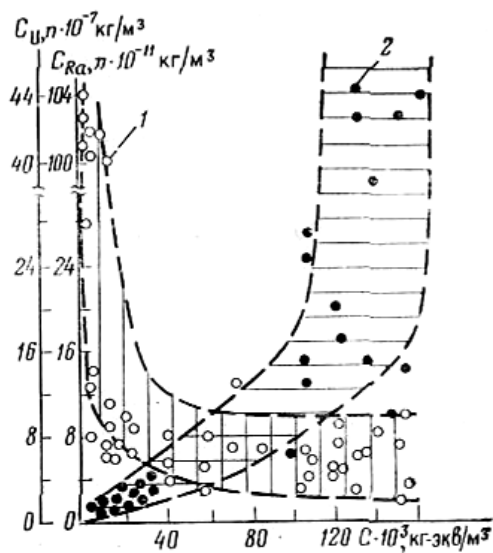


Рис. 1.10.1. Зависимость содержания U и Ra от минерализации подземных вод: 1 – Ra, 2 – U

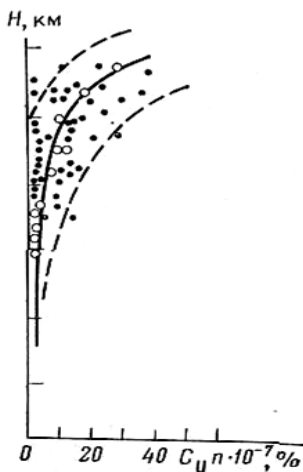


Рис. 1.10.2. Изменение содержания урана в пластовых водах с глубиной залегания

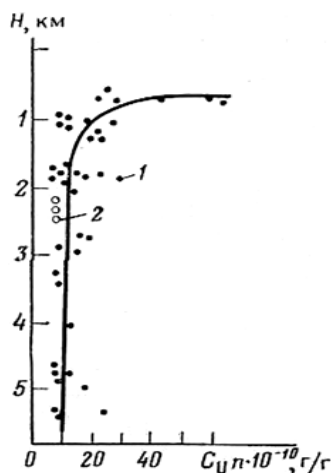


Рис. 1.10.3. Изменение содержания урана в нефтях с глубиной залегания

Концентрация U в многочисленных образцах **нефтей** различных типов не превышает  $10^{-7}$ – $10^{-6}\%$ . Лишь в некоторых тяжелых

нефтях смолисто-асфальтенового состава в ряде случаев его содержание повышено.

Уран концентрируется в нефтях в основном в асфальтенах и смолах, содержание которых возрастает со степенью окисления нефти из-за инфильтрации вод (в том числе поверхностных), содержащих окисляющие реагенты. Поэтому с глубиной концентрация урана в нефти сначала снижается, а затем становится приблизительно постоянной (рис. 1.10.3). **Содержание урана в нефти увеличивается с ростом ее сернистости, плотности и смолистости** [21].

Таким образом, вклад в радиоактивность пород жидкой фазы сравнительно невелик.

#### ***1.10.4. Взаимодействие $\gamma$ -квантов с горными породами***

Проникающая способность  $\gamma$ -квантов значительно больше проникающей способности  $\beta$ -частиц, потому что  $\gamma$ -частица не несет зарядов (нет взаимодействия с электрическим полем других заряженных частиц), и ее масса меньше, чем у  $\alpha$ -и  $\beta$ -частиц.

Гамма-излучение ослабляется в породах из-за (рис. 1.10.4) [20]:

1) внутренней конверсии (для некоторых радиоактивных элементов);

2) фотоэффекта;

3) комптоновского эффекта;

4) образования пар.

При **внутренней конверсии**, характерной для пород, содержащих тяжелые ядра,  $\gamma$ -кванты поглощаются электронной оболочкой того же атома с излучением электронов.

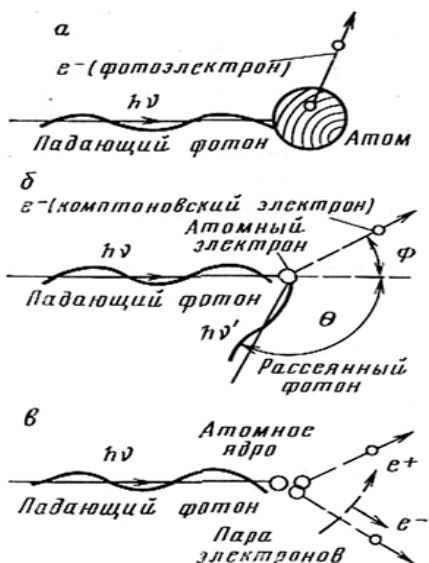
Ослабление  $\gamma$ -излучения в веществе породы (в широком пучке) приближенно описывается формулой [20]:

$$I = I_0 e^{-\mu x},$$

где  $I, I_0$  – интенсивность исходного  $\gamma$ -излучения и после прохождения слоя породы толщиной  $x$ ;  $\mu$  – суммарный коэффициент ослабления, состоящий из коэффициентов ослабления  $\gamma$ -излучения, которые учитывают фотоэффект, комптоновский эффект и процесс образования пар.

Взаимодействие  $\gamma$ -квантов с веществом показано на рисунке 1.10.4 [21].





**Рис. 1.10.4. Взаимодействие  $\gamma$ -квантов с веществом:**

**а) фотоэффект** –  $\gamma$ -лучи взаимодействуют с электронной оболочкой атома. Возникающий **фотоэлектрон** уносит часть энергии  $\gamma$ -излучения. **Жесткое**  $\gamma$ -излучение создает фотоэлектроны.

**Мягкое**  $\gamma$ -излучение – вторичное  $\beta$ -излучение;

**б) комптоновский эффект** –  $\gamma$ -излучение взаимодействует с электроном, передавая ему часть энергии, и затем распространяется в горной породе; при энергиях  $\gamma$ -квантов 0,2–3,0 МэВ;

**в) образование электрон-позитронных пар** возникает при облучении жесткими  $\gamma$ -квантами с энергией не менее 1,02 МэВ; наиболее вероятен для пород, содержащих тяжелые атомы (например, свинец)

### **1.10.5. Нейтронная активность горных пород**

Нейтроны – частицы с периодом полураспада 1 000 с, распадающиеся на протон, электрон и антинейтрино с выделением энергии 0,78 МэВ. Нейтроны легко проникают в ядра и взаимодействуют с ними. Нейтроны разделяют на быстрые (с энергией  $E = 2 \cdot 10^5 - 2 \cdot 10^7$  эВ), промежуточные ( $0,5 - 2 \cdot 10^5$ ), резонансные (100), медленные (0,5), тепловые (0,025) и холодные (0,001). Нейтроны с энергией от 0,3–0,5 до  $10^2$  эВ называют надтепловыми. Энергетическим группам нейтронов соответствуют определенная скорость и другие характеристики.

Нейтроны рассеиваются и поглощаются в среде, заполняющей скважину, в обсадной колонне, цементе и породах.

Рассеиваясь, нейтроны теряют энергию, переходят постепенно в тепловое состояние с энергией порядка 0,025 эВ и скоростью распространения 2 200 м/с, а затем за время, исчисляемое долями миллисекунды, захватываются одним из ядер химических элементов. В процессе рассеяния изменяются направления движения нейтронов при столкновении их с ядрами элементов среды, и кинетическая энергия нейтронов уменьшается.

Различают упругое и неупругое рассеяние нейтронов.

**Упругое рассеяние.** При упругом рассеянии кинетическая энергия системы нейтрон – ядро неизменна до и после акта рассеяния. Однако если до рассеяния в лабораторной системе координат носителем кинетической энергии системы является нейтрон (ядро считается неподвижным), то после рассеяния кинетическая энергия перераспределяется между нейтроном и ядром отдачи в соответствии с их массами и углом рассеяния.

**Неупругое рассеяние.** При неупругом рассеянии ядро, захватившее, а затем потерявшее нейтрон, остается в возбужденном состоянии. Возвращаясь в основное, оно испускает  $\gamma$ -квант. Такая реакция наиболее вероятна в породах с тяжелыми элементами при энергиях нейтронов от нескольких килоэлектронвольт до нескольких мегаэлектронвольт. При неупругом рассеянии нейтроны после нескольких соударений далее рассеиваются упруго.

В результате как упругого, так и неупругого рассеяний нейтроны теряют энергию, и их скорость уменьшается.

**Поглощение.** При некоторых ядерных реакциях происходит поглощение, а иногда и размножение нейтронов. На первой стадии ядерных реакций образуются составные ядра из первоначального ядра и захваченного нейтрона. В этих ядрах между нуклонами перераспределяется кинетическая энергия, внесенная нейтроном.

**Практическое использование.** Особенности взаимодействия с горными породами гамма-излучения и нейтронной активности горных пород широко используются при применении методов радиоактивного и нейтронного каротажа в геофизике. Исследования с помощью различных ядерных излучений прово-

дятся при разведке и разработке месторождений нефти, газа и других полезных ископаемых.

Они позволяют определить тип и границы пород, залегающих на разных глубинах, находить продуктивные пласты, а также получать характеристики пластов: плотность и проницаемость породы, насыщенность порового пространства нефтью, водой или газом, положение ВНК и ГНК и т.д.

**Гамма-каротаж (ГК)** – измерение естественной радиоактивности самих горных пород. Для этого в скважину опускается прибор с детектором  $\gamma$ -лучей: разрядный счетчик или фотоумножитель с кристаллом. Последний позволяет судить не только об общей интенсивности, но и об энергетическом спектре естественного излучения.

**Гамма-гамма-каротаж (ГГК).** В этом случае в скважину вместе с индикатором  $\gamma$ -излучения опускается  $\gamma$ -источник, между которыми помещается свинцовый фильтр. Это дает возможность оценить, насколько сильно  $\gamma$ -лучи рассеиваются и поглощаются в породе. Источниками излучения служат Ra, Co и др. Свинцовый фильтр препятствует прямому попаданию  $\gamma$ -лучей из источника в индикатор. Рассеяние и поглощение  $\gamma$ -лучей слабо связаны с индивидуальными свойствами ядер, они определяются в основном плотностью среды, поэтому диаграммы ГГК расчленяют разрез залежи по плотности пород.

**Нейтронный каротаж (НК)** дает более разнообразную информацию о ядерных свойствах горных пород, поскольку процессы взаимодействия нейтронов с веществом в гораздо большей степени отражают индивидуальные свойства ядер. При этом в скважину опускается источник быстрых нейтронов (типа Ra+Be или Po+Be), а на некотором расстоянии – индикатор нейтронного (**нейтрон-нейтронный каротаж ННК**) или  $\gamma$ -излучения (**нейтронный  $\gamma$ -каротаж НГК**).

В обоих случаях скорость счета индикатора сильнее всего зависит от замедляющей способности среды, а именно от содержания водорода в породе. Так как водород в горной породе содержится в основном в жидкости (нефти и воде), заполняющей поровое пространство, то показания приборов ННК и НГК связаны монотонной зависимостью с величиной пористости пласта. Возможность различать нефть и воду в поровом пространстве,

несмотря на их практически одинаковые замедляющие свойства, обусловлена наличием солей в подземных водах при практически полном отсутствии их в нефти. Показания приборов против водонасыщенных участков при НГК выше, чем против нефтяных, и оценивается по числу  $\gamma$ -квантов, испускаемых ядрами породы при захвате нейтронов, а при ННК – наоборот и оценивается по величине плотности тепловых нейтронов.

Важнейшей особенностью всех методов является возможность обследования разреза горных пород через стальную колонну и затрубный цемент, благодаря большой проникающей способности как нейтронного, так и  $\gamma$ -излучения.

### **Вопросы для самоконтроля**

1. Охарактеризуйте типы радиоактивных распадов.
2. Сформулируйте закон радиоактивного распада.
3. Что называется периодом полураспада?
4. Что является единицей измерения радиоактивности?
5. Назовите наиболее часто встречающиеся в горных породах радиоактивные элементы.
6. Что такое кларк радиоактивности?
7. За счет каких процессов  $\gamma$ -излучение ослабляется в горных породах?
8. Дайте характеристику основным методам каротажа, основаным на взаимодействии гамма-излучения с горными породами и их нейтронной активности.

## Часть 2

### ФИЗИКА НАСЫЩЕННЫХ ПОРИСТЫХ СРЕД

#### 2.1. Физико-химические свойства природных флюидов

##### 2.1.1. Виды залежей природных флюидов

Виды нефтегазовых залежей различают не только по их строению, но и по содержанию в них флюидов, их соотношению и фазовому состоянию. В продуктивных отложениях земной коры содержатся вода и углеводороды. В зависимости от состава, температуры и давления они могут находиться в залежи в различных состояниях: твердом, газообразном, жидком и в виде газожидкостных смесей.

Если газа в залежи много по сравнению с объемом нефти, то газ располагается в виде газовой шапки, причем в ней содержится и часть жидких углеводородов нефти в виде паров. Кроме того, под высоким давлением в пласте плотность газа становится приблизительно равной плотности легких углеводородов, при этом и тяжелые углеводороды могут также частично растворяться в газе.

Если газа в залежи мало по сравнению с объемом нефти, а давление достаточно высокое, то газ в нефти полностью растворяется (до 1 000 м<sup>3</sup> газа в 1 м<sup>3</sup> нефти), и газонефтяная смесь залегает в однородном (жидком) состоянии.

Поэтому в зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи подразделяются на следующие виды:

1. Нефтяные (с различным содержанием нефтяного газа).
2. Газонефтяные (с большой газовой шапкой).
3. Чисто газовые.
4. Газоконденсатные (в них добывают светлые углеводороды с большим газовым фактором: более 1 000 м<sup>3</sup> газа на 1 тонну нефти).
5. Газогидратные.
6. Битумные.

Существование газогидратных залежей доказано в последние годы. Газ в таких залежах содержится в твердом (гидратном) состоянии. Это обусловлено свойством газа, при определенных давлениях и температуре соединяться с водой и образовывать гидра-

ты. Районы распространения газогидратных залежей в основном приурочены к зоне распространения многолетней мерзлоты. Глубина их залегания 2–2,5 тыс. м.

В битумных залежах углеводороды находятся в твердом или малотекучем состоянии.

Но чаще всего четких границ между типами залежей нет, а в процессе разработки физическое состояние и свойства углеводородов постоянно меняются, поэтому необходимо знать все эти изменения в широком диапазоне давлений и температур.

### ***2.1.2. Пластовые жидкости и газы***

Основными веществами, находящимися в земной коре, являются вода и углеводороды. В этих веществах могут содержаться в виде примесей многие элементы и химические соединения. В настоящее время установлено 425 углеводородных соединений, в которых соотношение углерода к водороду соответствует 5:1, а 0,02% в составе природных углеводородов составляют практически все элементы из таблицы Менделеева.

Например, подземные воды почти всегда являются минерализованными, т.е. содержат в растворенном состоянии соли. В углеводородных газах, насыщающих горные породы, в качестве примесей могут находиться сероводород  $H_2S$ , углекислый газ  $CO_2$ , инертные газы.

Общее количество солей в подземных водах колеблется от долей % до 40–50% по весу (рассолы), а в морской воде, например, содержится 3–4% соли. Наиболее распространены соли серной  $H_2SO_4$ , угольной  $H_2SO_3$ , азотной  $HNO_3$  кислот (т.е. с металлами Na, K, Mg, Ca, Fe и др.). Кроме того, в водах могут быть йод и бром.

Основной ряд углеводородов, представленных в нефтяных и газовых залежах, соответствует порядковому номеру  $n = 18$  и более. Все они при нормальных условиях (давлении 1 атм., температуре 20 °C) находятся в **различных фазовых состояниях** [11]:

- $C_1 \square C_2$  (метан, этан, этилен  $C_2H_4$ ) – газы;
- $C_3 \square C_4$  (пропан, бутан, пропилен  $C_3H_6$ , бутилен  $C_4H_8$ ) – в парообразном состоянии, при повышенных давлениях – жидкости;
- $C_5 \square C_{17}$  – жидкости (бензиновая фракция);
- $n \geq C_{18}$  – твердые соединения.

### 2.1.3. Состав и классификация нефтей

Наиболее широко в нефти представлены углеводороды трех классов [11]:

**1. Метановый** (парафиновый) ряд – алканы общего состава  $C_nH_{2n+2}$ .

Углеводороды парафинового ряда характеризуются значительной химической инертностью. Это свойство обусловлено сохранением их в естественных условиях в нефтях в течение геологических периодов. Они присутствуют во всех фракциях. Содержание в нефти углеводородов метанового ряда составляет примерно 20%.

**2. Полиметиленовые** (нафтеновые) углеводороды – циклоалканы  $C_nH_{2n}$  (например,  $C_3H_6$  – циклопропан).

Существуют углеводороды с такой же формулой  $C_nH_{2n}$ , но не являющиеся циклическими – это так называемый олефиновый ряд (первый член  $C_2H_4$  – этилен). Они более химически активны, чем парафины, поэтому реже встречаются в природных нефтях. Также имеются ненасыщенные олефины: диолефины с формулой  $C_nH_{2n-2}$ , самый простой из них – ацетилен  $C_2H_2$ .

Циклопарафины стабильны в химическом отношении и присутствуют во всех природных нефтях. Содержание в нефти нафтеновых углеводородов колеблется от 25 до 75%.

**3. Ароматические**, т.е. углеводороды циклического строения с бензольным кольцом  $C_nH_{2n-6}$ . Эти соединения достаточно стабильны и часто встречаются в природных нефтях. Содержание в нефти ароматических углеводородов составляет 15–20%.

**Другие органические соединения.** Также в состав природных нефтей входят, хоть и в небольших количествах (0,1–2%), кислородные соединения, главным образом в состав нафтеновых и жирных кислот. Эти вещества способны входить в соединения со щелочами, содержащимися в воде, и образовывать растворимые в воде мыла – поверхностно активные вещества (ПАВ).

**Асфальто-смолистые вещества (АСВ)** – неотъемлемая часть большинства нефтей, они представляют собой гетерогенные (серо-, кислород- и азотсодержащие) соединения различного строения и молекулярной массы. Их массовая доля в нефтяных фракциях от 4–5 до 20% и более. Высокое содержание АСВ в нефтях

осложняет процесс их переработки, а содержание этих веществ в топливах и маслах способствует коксообразованию и нагарообразованию. При отгонке из нефти легких фракций смолы и асфальтены остаются в виде густой смолистой массы (гудрона).

Характерные особенности АСВ – значительные молекулярные массы (у смол она колеблется в интервале 465–1 080, у асфальтенов – от 1 200 до 3 250). Эти соединения являются, как правило, полярными и парамагнитными. Парамагнетизм нефтей связан с асфальтеновой фракцией, при этом парамагнитной может быть почти каждая молекула в асфальтенах. В смолах и асфальтенах сосредоточены большая часть присутствующих в нефти гетероэлементов и практически все металлы. Предполагается, что асфальтены имеют кристаллическую структуру с аморфными включениями, а окружающие их сольватные слои состоят из диамагнитных молекул смол. Смолы в чистом виде – жидкие или полужидкие вещества от темно-желтого до коричневого цвета с плотностью от 1 000–1 070 кг/м<sup>3</sup>. Именно смолам нефть обязана своей темной окраской. Особенность смол – способность превращаться в асфальтены (на свету и более интенсивно при нагревании и продувке воздухом). Асфальтены в отличие от смол набухают с увеличением объема и дают коллоидные растворы.

Парафины (углеводородный ряд C<sub>17</sub>–C<sub>35</sub>) – бесцветная кристаллическая масса, не растворимая в воде. Их плотность колеблется от 907 до 915 кг/м<sup>3</sup> при 15 °С, температура плавления – 27–71 °С.

Церезины (углеводородный ряд C<sub>36</sub>–C<sub>55</sub>) – смесь изопарафинов, которые кристаллизуются в виде мелких игл, т.е. не так прочны как парафины, температура плавления 65–88 °С.

Большая проблема современной нефтедобывающей промышленности – это борьба с отложениями парафинов в скважинах и призабойной зоне пластов.

**Неорганические соединения.** Сернистые соединения содержатся почти во всех нефтях. В одних нефтях сера может находиться в свободном виде, в других – в виде соединений (сероводорода), меркаптанов (RSH), сульфидов, тиофенов и др.

Наличие серы в нефтепродуктах – явление отрицательное: снижается качество топлива, происходит коррозия оборудования.



Азотистые соединения – органического происхождения. Наибольшее количество азота находится в тяжелых остатках перегонки нефти. Наличие в бензинах азотистых соединений – явление нежелательное и вредное. В то же время они могут быть использованы в виде добавок к смазочным маслам, как ингибиторы коррозии.

Минеральные примеси: ванадий, фосфор, калий, никель, йод и др. также присутствуют в природных нефтях.

Содержащиеся в нефтях органические и неорганические соединения влияют на свойства поверхностей раздела в пласте, а, следовательно, и на закономерности движения флюидов.

По содержанию твердых углеводородов и примесей нефть разделяют, например, на такие классы [11]:

По количеству серы	По количеству смол	По количеству парафина
Малосернистые ≤ 0,5%	Малосмолистые □ 18%	Малопарафиновые □ 1,5%
Сернистые 0,5 □ 2%	Смолистые 18 □ 35%	Парафиновые 1,5 □ 6%
Высокосернистые □ 2%	Высокосмолистые □ 35%	Высокопарафиновые □ 6%

В настоящее время установлено, что в нефтях присутствуют более 60 элементов, из них около 30 относятся к металлам. Среди отдельных металлов, содержание которых превышает  $10^{-5}\%$ , доминируют: V – до  $10^{-2}\%$ ; Ni, Fe, Zn, Na, K, Ca, Mn – до  $10^{-3}\%$ ; В – до 0,3%; Hg –  $10^{-5}\%$ . Суммарное содержание в нефтях металлов в среднем колеблется от 0,01 до 0,04% (масс).

Металлсодержащие соединения нефти и нефтяных систем по своей химической природе – это соли металлов с веществами кислотного характера, элементорганические и ароматические соединения. Они образуют так называемые металпорфириновые комплексы, содержание которых особенно велико в высоковязких нефтях (до 20 мг/100 г нефти) и битумах (до 1 мг/100 г). Ванадилпорфирины в составе асфальтенов вносят значительный вклад в поверхностную активность нефтей, при этом собственная поверхностная активность асфальтенов может быть небольшой.

### 2.1.4. Состав и классификация природных газов

Природные газы состоят в основном из углеводородов гомологического ряда метана  $C_nH_{2n+2}$  и неуглеводородных компонентов: углекислого газа ( $CO_2$ ); азота ( $N_2$ ); сероводорода ( $H_2S$ ); соединений, называемых меркаптанами (RSH), которые аналогичны по строению спиртам; а также ртути и инертных газов (гелия, аргона, криптона, ксенона).

Классификация углеводородных газов в зависимости от их состава может быть представлена тремя группами:

- **Сухой газ** – метан, этан, этилен.
- **Жидкий газ** – пропан-бутановая фракция.
- **Газовый бензин** – пентан, гексан и т.д.

В зависимости от объекта добычи природные газы подразделяют на следующие группы:

- Газы из чисто газовых месторождений (сухой газ).
- Газы, добываемые вместе с нефтью – попутные нефтяные газы (смесь сухого, жидкого газов и газового бензина).

Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, – смесь сухого газа и жидкого конденсата (тяжелых фракций бензина и более тяжелых масляных фракций).

### 2.1.5. Физические свойства нефтей

**Плотность** нефти составляет  $700\text{--}1\,000\text{ кг/м}^3$  (при нормальных условиях). С повышением температуры плотность нефти уменьшается, поэтому для приведения ее к нормальным условиям вводят температурную поправку [11]:

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

где  $\alpha$  – коэффициент объемного расширения нефти ( $0,0006 \leq \alpha \leq 0,0008$ ).

Вводят также относительную плотность нефти [11]:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_n^{20}}{\rho_B^4}.$$

Здесь  $\rho_n^{20}$  – плотность нефти при  $20\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $\rho_B^4$  – плотность воды при  $4\text{ }^\circ\text{C}$ . В США, например, температурный стандарт –  $60\text{ }^\circ\text{F}$  ( $15,56\text{ }^\circ\text{C}$ ).

Зависимость плотности нефти от давления (т.е. глубины залегания) – неоднозначна. Так, в 1950-х гг. Коренев исследовал 250 образцов нефти: в 70% с глубиной залегания плотность понижается, в 12% – повышается без какой-либо закономерности.

**Вязкость.**

1. Динамическая вязкость определяется, как известно, из уравнения Ньютона [11]:

$$F = -\mu \frac{dv}{dx} S.$$

Здесь  $F$  – сила трения между слоями жидкости при ее движении;  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости;  $dv/dx$  – градиент скорости в направлении, перпендикулярном потоку жидкости;  $S$  – площадь соприкосновения слоев.

В системе единиц СИ коэффициент динамической вязкости имеет следующую размерность:

$$\mu = \frac{H \cdot c}{m^2} = \text{Па} \cdot \text{с}.$$

Пользуются также внесистемной единицей: 1 Пз =  $10^{-1}$  Па·с, или 1 сПз = 1 м Па·с.

Величина, обратная динамической вязкости, называется **текучестью** [11]:

$$\phi = \frac{1}{\mu}.$$

2. Кинематическая вязкость [11]:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}.$$

Коэффициент кинематической вязкости в системе СИ имеет размерность  $m^2/s$ , в системе СГС измеряется в стоксах: 1 Ст =  $10^{-4} m^2/s$ .

3. Относительная (условная) вязкость показывает во сколько раз кинематическая вязкость нефти при 20 °С больше вязкости воды при 4 °С. Единицы измерения условной вязкости – градусы условной вязкости °ВУ, определяющие отношение времени истечения из вискозиметра 200 см<sup>3</sup> нефти ко времени истечения 200 см<sup>3</sup> воды при температуре 20 °С.

Связь между коэффициентом кинематической вязкости  $\nu$  и  $^{\circ}BY_1$  выражается зависимостью [11]:

$$\nu \approx \left( 0,0731 \cdot ^{\circ}BY - \frac{0,0631}{^{\circ}BY} \right) \cdot 10^{-4}.$$

Физические свойства нефти в пластовых условиях значительно отличаются от поверхностных. Это связано с повышением давления и температуры, а главное, способностью нефти растворять в себе газ при высоких давлениях. Поэтому с увеличением давления вязкость нефти уменьшается за счет растворенного в ней газа (более подробно этот вопрос будет рассмотрен ниже). С повышением температуры вязкость нефти уменьшается в соответствии с формулой Френкеля для однородной жидкости:

$$\mu_{жс} = \mu_o e^{\frac{\Delta E}{\kappa T}},$$

где  $\Delta E$  – энергия активации, необходимая для перехода частиц жидкости из одного состояния равновесия в другое;  $\kappa$  – постоянная Больцмана,  $T$  – абсолютная температура.

На практике, как правило, пользуются экспериментально определяемой зависимостью коэффициента динамической вязкости от температуры. Чаще всего это зависимость вида:

$$\mu_{жс} = \mu_o e^{-\gamma(T-T_0)},$$

где  $\gamma$  – показатель степени, характерный для данной конкретной нефти в измеренном диапазоне температур  $T-T_0$ ;  $\mu_o$  – вязкость нефти при температуре  $T_0$ .

### 2.1.6. Свойства природных газов

Газ в месторождении – это всегда смесь, которая характеризуется массовыми или молярными концентрациями компонентов.

Массовая концентрация какого-либо компонента [13]:

$$c_i^m = \frac{m_i}{\sum m_i} \cdot 100\%,$$

где  $m_i$  – масса  $i$ -го компонента в смеси.

Молярная концентрация:

$$c_i^n = \frac{n_i}{\sum n_i} \cdot 100\%,$$

где  $n_i$  – число молекул  $i$ -го компонента в смеси.

Можно ввести и объемную концентрацию:

$$c_i^v = \frac{V_i}{\sum V_i} \cdot 100\%,$$

где  $V_i$  – объем  $i$ -го компонента в смеси.

Но по закону Авогадро равные объемы любых газов при постоянных давлении и температуре содержат одинаковое число молекул. Например, объем одного кмоль газа при  $T = 0^\circ\text{C}$ ,  $P = 1$  атм. равен  $22,4 \text{ м}^3$ , т.е. объем  $i$ -го компонента пропорционален числу его молей.

$$\text{Следовательно, } c_i^v = \frac{V_i}{\sum V_i} \cdot 100\% = \frac{n_i}{\sum n_i} \cdot 100\% = c_i^n,$$

т.е. объемный состав газа можно считать равным молекулярному.

**Плотность газа** может быть найдена по его средней молекулярной массе, которая определяется по молекулярному составу [13]:

$$M_{см} = \frac{C_1^n \cdot M_1 + C_2^n \cdot M_2 + \dots + C_n^n M_n}{100} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i^n M_i}{100},$$

где  $M_i$  – молекулярная масса компонентов.

Или по массовому составу:

$$M_{см} = \frac{100}{\frac{C_1^m}{M_1} + \frac{C_2^m}{M_2} + \dots + \frac{C_n^m}{M_n}} = \frac{100}{\sum_{i=1}^n \frac{C_i^m}{M_i}}.$$

Тогда плотность смеси газов при нормальных условиях равна:

$$\rho_{см} = \frac{M_{см}}{22,4} \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Относительная плотность газа по воздуху (табл. 2.1) [13]:

$$\Delta_{см} = \frac{\rho_{см}(t = 0^\circ\text{C } P = 1\text{атм})}{\rho_{\text{в}}} = \frac{\rho_{см}}{1,293} = \frac{M_{см}}{M_{\text{возд}}} = \frac{M_{см}}{28,97}.$$

Таблица 2.1

**Относительная плотность газа по воздуху**

Газ	Воздух	Азот	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
□см	1	0,97	0,518	1,191	0,55	1,038	1,52	2,0065

Из таблицы 2.1 видно, что газы (у которых  $\rho \text{ см } \rho \text{ 1}$ ) могут накапливаться в оборудовании, что является взрывоопасным.

Экспериментально плотность газа  $\rho_{\text{газа}}$  определяют специальными газовыми пикнометрами по скорости истечения газа из малых отверстий, т.к. из кинетической теории газов следует, что

$$v_{\text{газа}}^2 \sim \frac{1}{\rho_2}, \text{ следовательно } \frac{v_1^2}{v_2^2} = \frac{\rho_2}{\rho_1}, \text{ где } \rho_2 - \text{ искомая плотность,}$$

а  $\rho_1$  – например, плотность воздуха. Так как скорость истечения обратно пропорциональна времени, то

$$v^2 \sim \frac{1}{t^2}, \text{ следовательно, } \frac{t_2^2}{t_1^2} = \frac{\rho_2}{\rho_1} \text{ и } \rho_2 = \rho_1 \frac{t_2^2}{t_1^2}.$$

В пластовых условиях необходимо пересчитать плотность газа на пластовое давление. Полагая газ идеальным, имеем [13]:

$$\rho_{\text{пл}} = \frac{\rho_0 P_0}{P_{\text{пл}}}.$$

Следует также иметь в виду, что для смеси идеальных газов справедливы законы Дальтона и Амага.

**Закон Дальтона.** Общее давление смеси газов, находящихся в определенном объеме, равно сумме парциальных давлений (которыми обладал бы каждый газ, если бы занимал один и тот же объем) [13]:

$$p = \sum p_i,$$

где  $p$  – общее давление смеси газов;  $p_i$  – парциальное давление  $i$ -го газа в смеси.

**Закон Амага** выражает аддитивность парциальных объемов компонентов газовой смеси [13]:

$$V = \sum V_i.$$

**Дроссельный эффект.** Известно, что при адиабатическом расширении или сжатии газа имеет место изменение его температуры. Этот эффект – понижения температуры  $\Delta T$  при снижении давления  $\Delta p$  в условиях адиабатического расширения газа – называют также эффектом Джоуля – Томсона. Математически он выражается следующим уравнением [13]:

$$\Delta T = \alpha \cdot \Delta p,$$

где  $\alpha$  – коэффициент Джоуля – Томсона – для газов, в отличие

от жидкостей, величина обычно положительная, имеющая порядок 10 К/МПа.

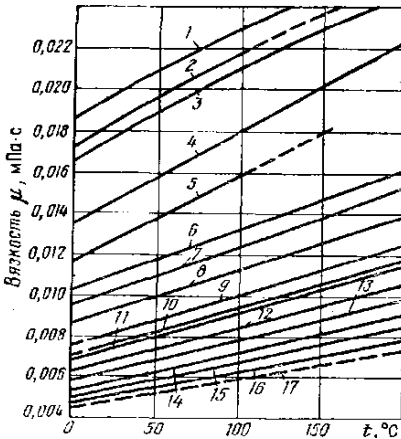
**Вязкость газов.** Из кинетической теории идеальных газов известно, что вязкость газа может быть определена аналитически по формуле [13]:

$$\mu = \frac{\rho v \lambda}{3},$$

где  $v$  – средняя скорость движения молекул,  $\lambda$  – средняя длина пути свободного пробега молекул.

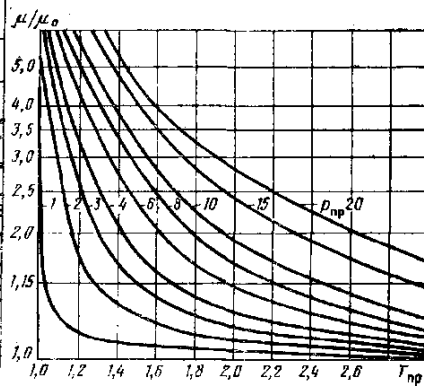
Следовательно, если давление в газе увеличивается, то его плотность также увеличивается, а длина свободного пробега молекул уменьшается. При этом скорость молекул газа не меняется. Таким образом, вязкость газа также не меняется.

Если в газе увеличивается температура, скорость его молекул значительно возрастает, тогда как плотность и длина свободного пробега остаются неизменными. Это приводит к увеличению вязкости газа, что принципиально отличает поведение газа при высоких температурах от нефти (рис. 2.1.1) [13].



**Рис. 2.1.1. Динамическая вязкость газов при атмосферном давлении в зависимости от температуры:**

1 – гелий; 2 – воздух; 3 – азот; 4 – углекислый газ; 5 – сероводород; 6 – метан; 7 – этилен; 8 – этан; 9 – пропан; 10 – n-бутан; 11 – i-бутан; 12 – пентан; 13 – гексан; 14 – гептан; 15 – октан; 16 – нонан; 17 – декан



**Рис. 2.1.2. Зависимость отношения вязкости газа к его вязкости при нормальных условиях от приведенных давлений и температур:**

В то же время, если в газе одновременно увеличиваются и давление и температура, то вязкость газа в целом уменьшается, как и у жидкостей при подобных условиях. Это объясняется тем, что в реальных газах вязкость обусловлена перелетом молекул из слоя в слой, и при больших давлениях этот процесс так же, как и у жидкостей, затруднен, однако при повышении температуры скорость молекул увеличивается, перелет становится легче, и вязкость газа уменьшается (рис. 2.1.2) [13].

### **2.1.7. Коэффициент сверхсжимаемости природных газов**

Как известно, соотношение между параметрами – характеристиками состояния газа (давлением, объемом и температурой) – определяется законами газового состояния. Для идеального газа это уравнение Клапейрона – Менделеева [13]:

$$PV = \frac{m}{M} RT ,$$

где  $m$  – масса газа;  $M$  – его молярная масса,  $R$  – универсальная газовая постоянная,  $T$  – абсолютная температура,  $P$  – давление,  $V$  – объем газа.

Но реальные газы не подчиняются этому закону. Для математического описания состояния реальных газов выявились 2 пути.

**Первый путь** – введение поправочных членов в уравнение Клапейрона – Менделеева:

➤ Уравнение Ван-дер-Ваальса, в котором введены две константы, учитывающие взаимодействие молекул газа и их собственный объем [13]:

$$\left( P + \frac{a}{V^2} \right) (V - b) = RT ,$$

где  $V$  – объем газа;  $\frac{a}{V^2}$  – слагаемое, учитывающее силу притяжения молекул газа,  $b$  – поправка на собственный объем молекул ( $a = 3p_{кр}V_{кр}^2$ ;  $b = V_{кр}/3$ ;  $p_{кр}$ ,  $V_{кр}$  – критические параметры).



Последнее уравнение записано для одного моля вещества. Для вещества, имеющего массу  $m$ , уравнение запишется в виде [13]:

$$\left( P + \frac{m^2}{M^2} \frac{a}{V^2} \right) \left( V - \frac{m}{M} b \right) = \frac{m}{M} RT.$$

➤ Уравнение состояния Редлиха – Квонга, в котором  $[V^2] \Rightarrow T^{0.5}V(V+b)$ , т.е. [13]:

$$\left( P + \frac{a}{T^{0.5}V(V+b)} \right) (V-b) = RT.$$

➤ Уравнение Пенга – Робинсона, включающее 3 константы [13]:

$$\left( P = \frac{RT}{(V-b)} \frac{a[1+s]^2}{V(V+b)+b(V-b)} \right).$$

Третья константа  $s$  в этом уравнении учитывает нецентральность сил взаимодействия между сложными молекулами.

Кроме этих уравнений известны также уравнение Битти – Бриджмена с пятью константами, уравнение Бенедикта – Вебба – Рубина, в которое введены 8 констант, и другие (как известно, в физике существует множество модификаций уравнения Ван-дер-Ваальса: уравнения Диттеричи, Бергло, Клаузиуса, Камерлинг-Оннеса и т.д.).

**Второй путь** – введение в уравнение коэффициента, характеризующего степень отклонения реального газа от закона идеального газа, коэффициента сверхсжимаемости газа  $Z$  [13]:

$$PV = Z \frac{m}{M} RT, \quad \text{где } Z = Z(P, T).$$

Характер изменения функции  $Z = Z(P, T)$  можно установить по изменению объема реального газа в сравнении с идеальным при прочих равных условиях с изменением температуры и давления (рис. 2.1.3, 2.1.4). На рисунке 2.1.3 использовано понятие приведенных параметров: безразмерных величин, показывающих во сколько раз действительные параметры состояния газа больше или меньше критических [13]:

$$p_{np} = P / P_{кр}, \quad T_{np} = T / T_{кр}.$$

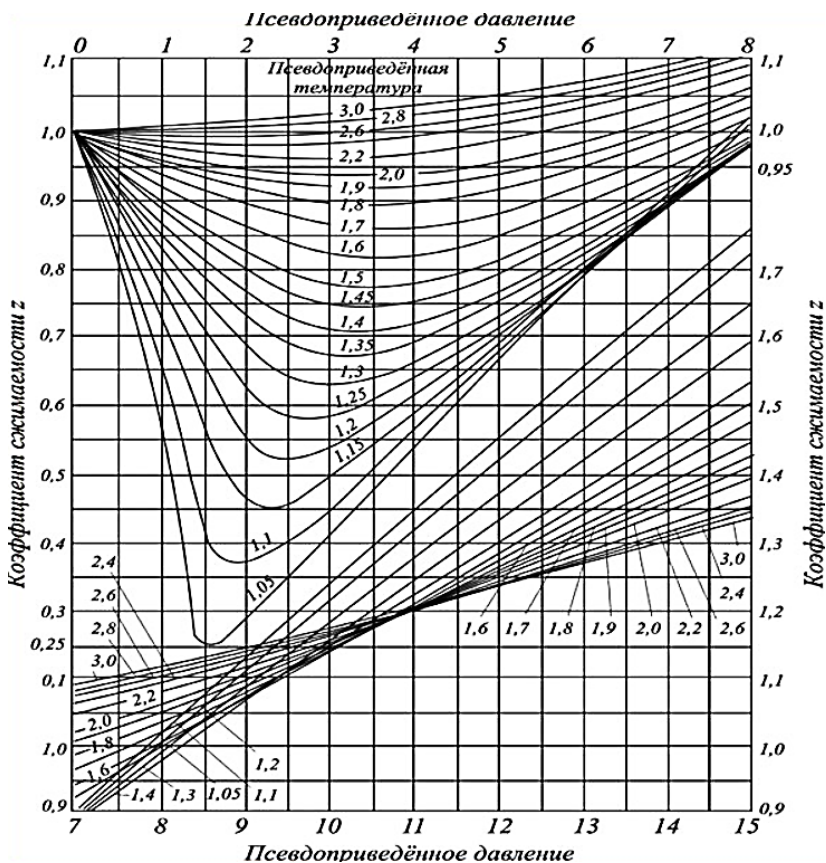
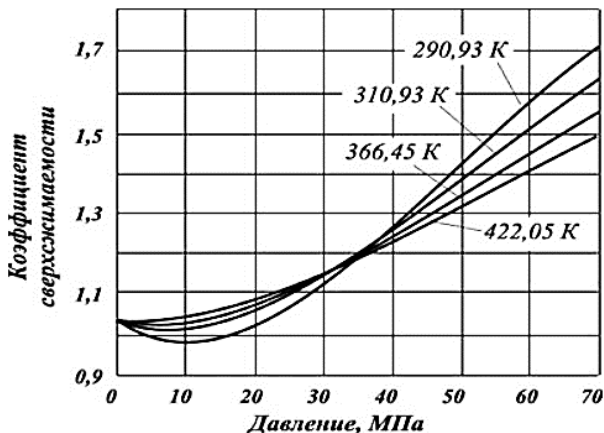


Рис. 2.1.3. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости природного газа от приведенных абсолютных давления  $P_{пр}$  и температуры  $T_{пр}$

В идеальных газах (по определению «силами взаимодействия между молекулами можно пренебречь») молекулы занимают незначительный объем по сравнению с объемом газа и не испытывают сил притяжения друг к другу.

В реальных газах молекулы обладают определенными размерами и массой и взаимодействуют друг с другом (поэтому реальный газ приближается к идеальному при низких давлениях, когда число молекул в единице объема мало и  $Z = 1$ ).



**Рис. 2.1.4. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости азота от давления и температуры**

Далее рассмотрение процесса можно разделить на следующие этапы:

I. С повышением давления молекулы сближаются и вначале притягиваются, помогая внешним силам сжимать газ, т.е. реальные газы сжимаются сильнее, а  $Z$  уменьшается.

II. Затем, когда газ сжат до такой степени, что близок по свойствам к жидкости, начинают действовать силы отталкивания, и степень сжатия становится меньше, чем при малых давлениях, т.е.  $Z$  возрастает при дальнейшем увеличении  $P$ .

### Вопросы для самоконтроля

1. В каких фазовых состояниях могут находиться флюиды в земной коре?
2. На какие основные виды подразделяют продуктивные залежи в зависимости от фазового состояния и соотношения углеводородов?
3. Какие залежи относят к газоконденсатным и газогидратным?
4. Как классифицируют нефти по групповому составу?
5. В чем особенность физических свойств АСВ нефти?
6. Как зависят плотность и вязкость нефти от давления и температуры?
7. Как зависят плотность и вязкость газа от давления и температуры?
8. В чем состоят законы Дальтона и Амага для газов?
9. Как рассчитывают плотность смеси газов?
10. Что такое коэффициент сверхсжимаемости газов? Поясните его зависимость от давления и температуры.

## 2.2. Физические свойства пластовых углеводородов

### 2.2.1. Растворимость газов в нефти

Известно, что нефть, газ и вода разделяются в залежах и распределяются по структуре, как правило, в соответствии с удельным весом. Однако нефть и газ не при любых условиях могут существовать в пласте раздельно. Это определяется относительным содержанием газа в пласте, давлением, температурой и **растворимостью газов в нефти**.

Все важнейшие свойства нефти – вязкость, сжимаемость, плотность, термическое расширение и другие – зависят от количества растворенного в ней газа.

Газонасыщенность нефтей при различных давлениях и температурах определяется обычно экспериментально (термодинамические расчеты очень сложны).

При небольших давлении и температуре растворимость газа в нефти подчиняется **закону Генри** [15]:

$$V_r = \alpha p V_{жс}, \quad (2.2.1)$$

т.е. количество газа  $V_r$ , растворенного при данной температуре в объеме жидкости  $V_{жс}$ , пропорционально давлению  $p$  газа над поверхностью жидкости [15]:

$$\alpha = \frac{V_r}{p V_{жс}}, \quad (2.2.2)$$

коэффициент растворимости газа  $\alpha = (4 \div 5) 10^{-5} \text{ Па}^{-1}$ .

В реальных газах коэффициент растворимости зависит, кроме давления и температуры (чем выше температура, тем углеводородный газ хуже растворяется), от природы газа и жидкости, их состава и других факторов. Так, разные компоненты нефтяного газа обладают различной растворимостью, причем с увеличением молекулярного веса газа коэффициент растворимости возрастает. Особенно плохо растворяется азот (рис. 2.2.1) [15].

Из **рисунка 2.2.1** видно, что чем менее растворим газ ( $\text{N}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ), тем лучше выполняется закон Генри. В высокомолекулярных газах при больших давлениях происходит обратное испарение компонентов нефти в сжатый газ. Растворимость газа зависит также от свойств нефти, в которой он растворяется: чем больше содержится в нефти парафиновых углеводородов, тем

лучше растворимость газов, а повышение содержания ароматических углеводородов уменьшает растворимость. Но, как видно из рисунка, на процесс растворения газа в нефти в большей степени влияет все же состав газа, чем состав нефти.

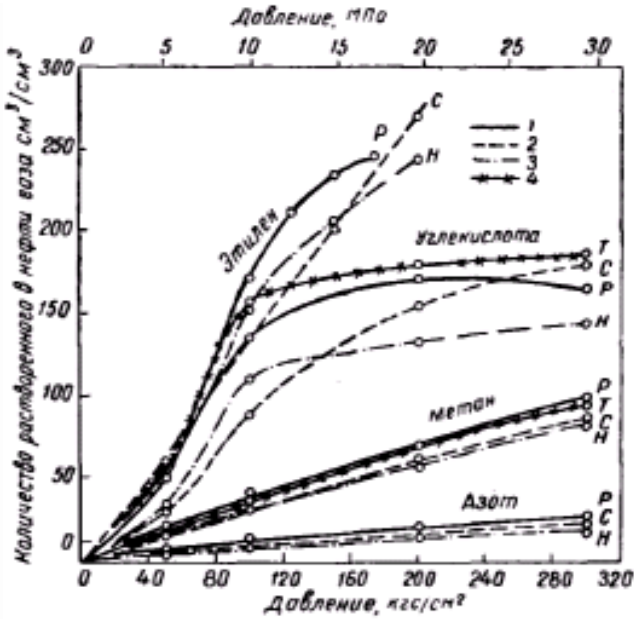


Рис. 2.2.1. Изотермы растворимости газа в различных нефтях (Т, С, Р, Н) при температуре 50 °С

Кроме того, количество растворяющегося или выделяющегося газа зависит от характера процесса:

- 1) контактный процесс (одноступенчатый) – при котором весь выделившийся газ находится в контакте с нефтью;
- 2) дифференциальный процесс – выделяющийся газ непрерывно отводится из системы;
- 3) ступенчатый (многократный) процесс – по мере снижения давления выделившийся газ отводится из системы и замерзает порциями.

Количественно процесс разгазирования характеризуют коэффициентом разгазирования – количеством газа, выделяющегося из единицы объема нефти при снижении давления на единицу; графически – кривыми разгазирования (рис. 2.2.2) [15]. Вводится

также понятие газонасыщенности нефти (объемного количества растворенного в нефти газа при фиксированных давлении и температуре). Типичные изотермы газонасыщенности приведены на рисунке 2.2.3 [15].

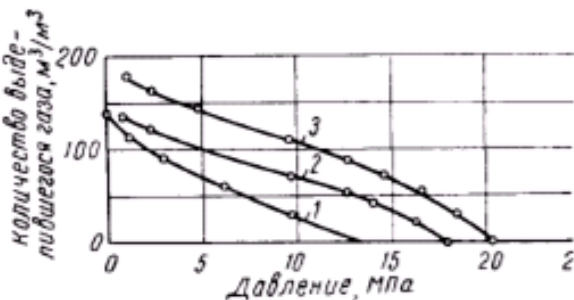


Рис. 2.2.2. Кривые разгазирования нефти при разных температуре и плотности нефти  $\rho$ :  
 1 – 20 °С,  $\rho = 809 \text{ кг/м}^3$ ; 2 – 100 °С,  $\rho = 809 \text{ кг/м}^3$ ; 3 – 105 °С,  $\rho = 824 \text{ кг/м}^3$

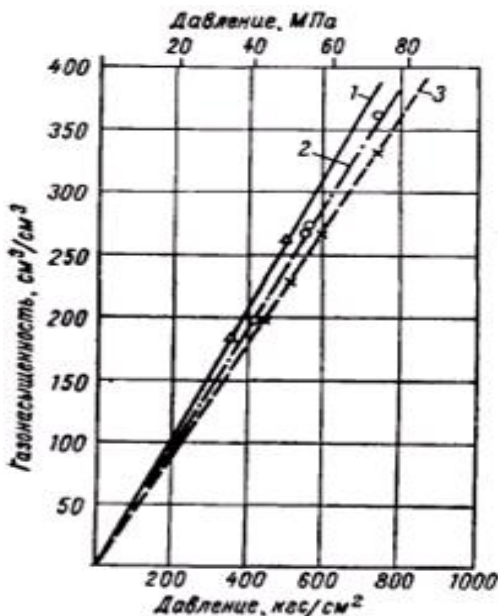


Рис. 2.2.3. Изотермы растворимости газа в нефти:  
 1 – 70 °С; 2 – 95 °С; 3 – 127 °С

**Кажущийся удельный объем растворенного газа.** Это понятие введено в рассмотрение ввиду специфических эффектов, которые происходят при растворении газа в нефти. Оказалось, что приращение объема жидкости не соответствует истинному объему растворенного в ней газа. Оно всегда меньше объема газа, зависит от количества растворенного газа, свойств газа и жидкости, давления и температуры, и связано это с силами межмолекулярного взаимодействия молекул газа и жидкости, в результате чего молекулы газа оказываются как бы внутри молекул нефти. Последние, как известно, имеют весьма сложную пространственную структуру вплоть до образования целых кластеров.

Кажущийся удельный объем растворенного газа характеризуется отношением приращенного объема жидкости  $\Delta V_{жс}$  к массе этого газа [15]:

$$V' = \frac{\Delta V_{жс}}{M_{г}}, \quad (2.2.3)$$

где  $\Delta V$  – приращение объема жидкости при растворении в ней газа,  $M_{г}$  – масса растворенного газа.

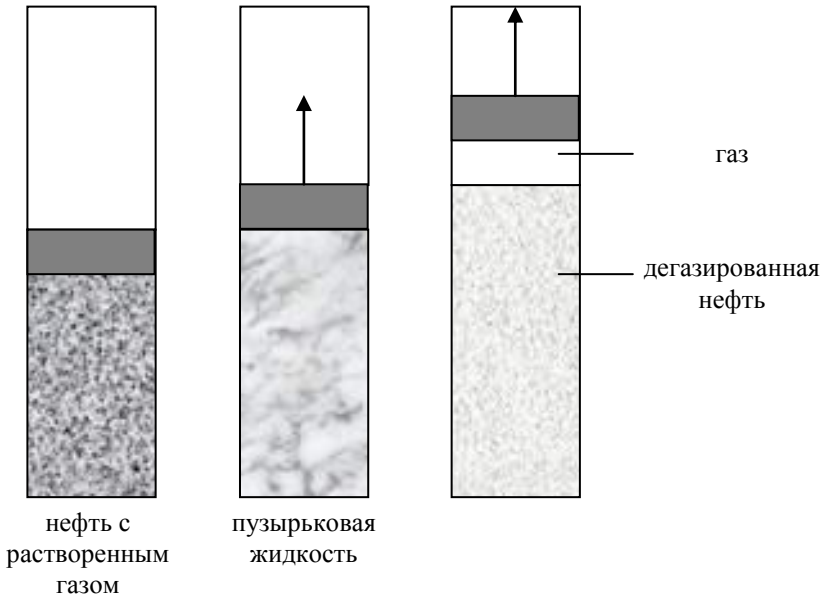
### ***2.2.2. Давление насыщения нефти газом***

Экспериментально процесс растворения газа в нефти и выделения газа из нефти можно показать в недеформируемом сосуде с поршнем (рис. 2.2.4) [15].

В сосуде под поршнем находится нефть с растворенным в ней газом при некотором начальном давлении  $p_0$ . Не меняя температуру системы, выдвинем поршень вверх. При этом нефть займет больший объем, а давление под поршнем понизится, и при некотором его значении из нефти начнут выделяться пузырьки газа. Последнему предшествует процесс зародышеобразования новой фазы, который, вообще говоря, является неравновесным и зависит от темпа падения давления в системе во времени.

Давление, при котором из нефти выделяется первый пузырек газа, названо **давлением насыщения нефти газом**. Если продолжать выдвигать поршень вверх, то газ, выделившийся из нефти, займет весь свободный объем. Оставшаяся нефть называется дегазированной.

Очевидно, что при обратном ходе поршня газ начнет растворяться в нефти до полного растворения, когда давление в системе вновь примет значение  $p_0$ .

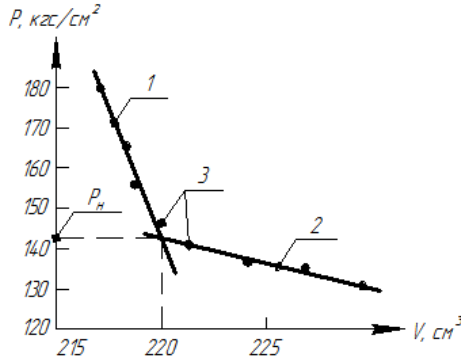


**Рис. 2.2.4. Схема разгазирования пластовой нефти**

Описанный процесс выделения газа из нефти лежит в основе экспериментального определения давления насыщения. Для этого определенное количество газа и нефти помещают в бомбу высокого давления (бомба PVT), после чего измеряют объем нефти вместе с растворенным в ней газом при заданном давлении. Затем с помощью измерительного пресса проводят сжатие системы, замеряя давление в системе и ее объем (рис. 2.2.5) [15].

Когда газ полностью растворен в нефти, изменение ее объема происходит по закону сжимаемой жидкости (линия 1 на рис. 2.2.5) [16]. По мере выделения газа вся смесь становится все более сжимаемой, и наклон линии 2, соответствующий этому процессу, будет резко отличаться от линии 1. Точка пересечения этих линий (которые в определенном диапазоне изменения давления можно считать прямыми) и будет соответствовать давлению насыщения  $p_n$ .

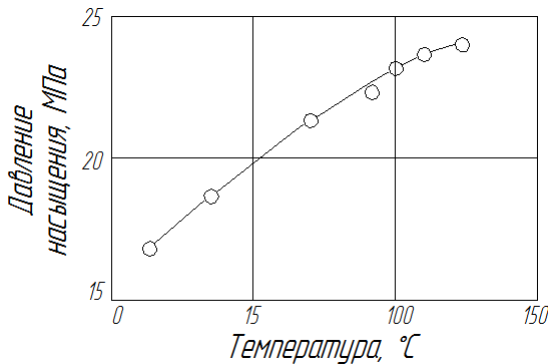




**Рис. 2.2.5. Зависимость давления от объема в газожидкостной системе:**

- 1 – жидкая фаза (нефть с растворенным в ней газом);
- 2 – двухфазная смесь (нефть и выделившийся газ);
- 3 – экспериментальные точки;  $p_n$  – давление насыщения

Исходя из описанного эксперимента, дают следующее определение **давлению насыщения нефти газом**: это то максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти при изотермическом ее расширении в условиях термодинамического равновесия. Давление насыщения зависит от составов нефти и газа (повышенное содержание в газе азота существенно повышает давление насыщения), соотношения объемов нефти и газа в залежи, молекулярной массы нефти, пластовой температуры: чем выше температура, тем больше давление насыщения (рис. 2.2.6) [16].



**Рис. 2.2.6. Зависимость давления насыщения нефти газом от температуры**

В природных условиях давление насыщения может соответствовать пластовому или быть больше него. Экспериментально определенные значения давления насыщения, как правило, в отсутствие пористой среды могут отличаться от реальных пластовых. Это связано с влиянием самой породы-коллектора на процесс разгазирования нефти, а именно некоторым повышением давления насыщения. По-видимому, пузырьки газа вначале образуются у твердой поверхности, т.к. работа, необходимая для образования пузырька у стенки, меньше, чем для его образования в свободном пространстве жидкости.

### 2.2.3. Физические свойства нефти в пластовых условиях

**Сжимаемость.** Нефть (как газированная, так и дегазированная), как и все жидкости, обладает упругостью, т.е. способностью изменить объем под действием внешнего давления. Упругость жидкостей характеризуется коэффициентом объемной упругости, или коэффициентом сжимаемости [16]:

$$\beta_n = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (2.2.4)$$

где  $V$  – исходный объем нефти,  $P$  – давление.

Коэффициент сжимаемости характеризует относительное изменение единицы объема нефти при изменении давления на единицу. Он зависит от состава пластовой нефти, температуры и абсолютного давления (рис. 2.2.7) [16]. С увеличением количества растворенного газа и температуры коэффициент сжимаемости увеличивается (рис. 2.2.8) [16].

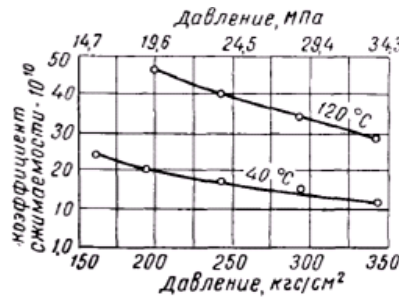


Рис. 2.2.7. Зависимость коэффициента сжимаемости нефти от давления и температуры

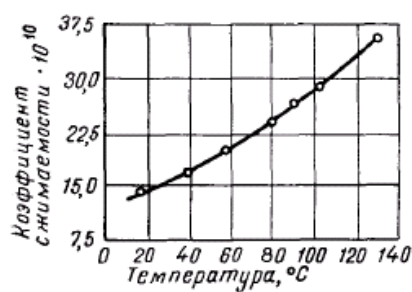


Рис. 2.2.8. Зависимость коэффициента сжимаемости нефти от температуры

Наиболее сильно на сжимаемость нефти влияет растворенный в ней газ. Нефти, не содержащие растворенный газ, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости:  $(0,4 \div 0,7) \text{ ГПа}^{-1}$ .

Нефти, содержащие значительное количество растворенного газа, обладают повышенным коэффициентом сжимаемости, до  $14 \text{ ГПа}^{-1}$ .

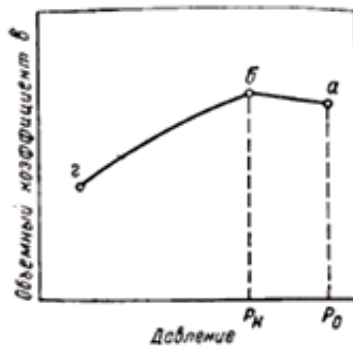
**Объемный коэффициент.** Количество растворенного газа характеризуется объемным коэффициентом [16]:

$$b = \frac{V_{nl}}{V_{дег}}$$

где  $V_{nl}$  – объем нефти в пластовых условиях;  $V_{дег}$  – объем дегазированной нефти при нормальных условиях.

Объем нефти в пластовых условиях превышает объем дегазированной нефти в связи с повышением температуры и, в особенности, с большим содержанием растворенного в ней газа, поэтому значение объемного коэффициента может колебаться от 1 до 3 и в некоторых случаях даже превышать это значение.

На рисунке 2.2.9 показана зависимость объемного коэффициента от давления [16].



**Рис. 2.2.9. Зависимость объемного коэффициента от давления**

При снижении давления от первоначального пластового  $p_0$  до давления насыщения (отрезок  $ab$ ) объемный коэффициент мало меняется, т.к. нефть с растворенным в ней газом ведет себя в обозначенной области, как обычная слабосжимаемая жидкость, слегка при этом расширяясь. По мере снижения давления газ постепенно выделяется из нефти, и объемный коэффициент уменьшается.

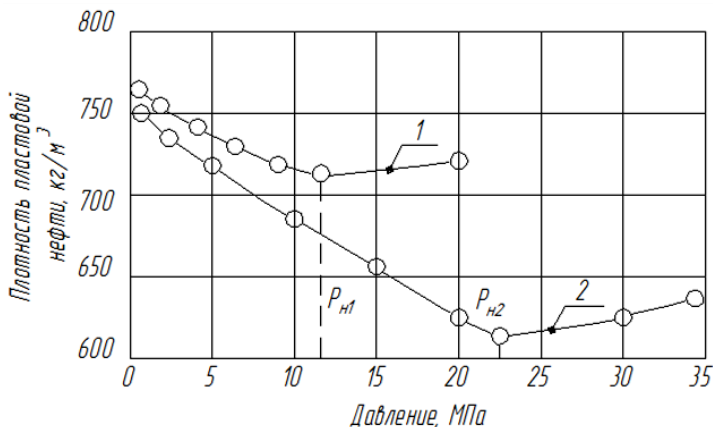
**Усадка нефти.** Используя объемный коэффициент, определяют усадку нефти, т.е. уменьшение ее объема в нормальных условиях по сравнению с пластовыми в процентах [16]:

$$U = \frac{b-1}{b} 100\% .$$

Усадка некоторых нефтей достигает 45–50%.

**Плотность нефти** в пластовых условиях уменьшается из-за растворенного в ней газа и в связи с повышением температуры. Однако при снижении давления ниже давления насыщения зависимость плотности нефти носит немонотонный характер, а при увеличении давления выше давления насыщения нефть сжимается, и плотность несколько увеличивается (рис. 2.2.10) [16].

Следует отметить, что не все газы одинаково влияют на плотность нефти. Углеводородные газы, растворяясь в нефти, значительно понижают ее плотность. При насыщении нефти азотом или углекислым газом ее плотность может несколько возрасти с повышением давления.



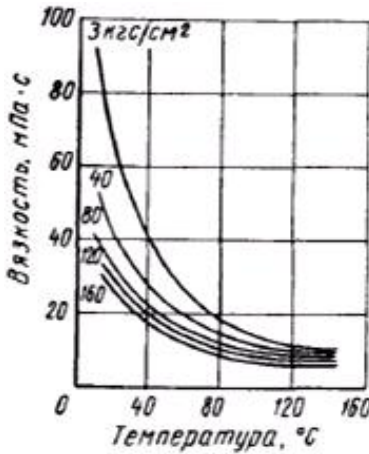
**Рис. 2.2.10. Зависимость плотности пластовой нефти от давления и температуры:**

1 – нефть Ахтырского месторождения при 70 °С;

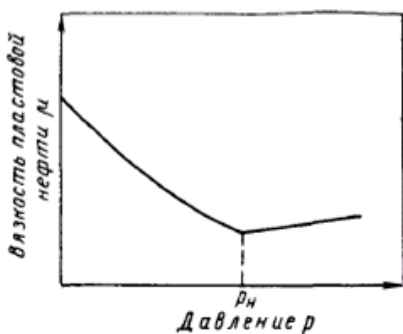
2 – нефть Новодмитриевского месторождения при 84 °С

**Вязкость пластовой нефти** существенно уменьшается с повышением количества растворенного в ней углеводородного газа и повышением температуры (рис. 2.2.11) и несколько уве-

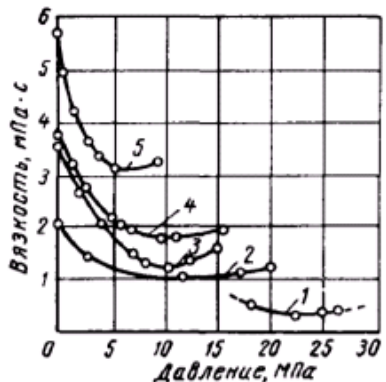
личивается с повышением давления выше давления насыщения (рис. 2.2.12 и рис. 2.2.13). Так же как и плотность, вязкость нефти может возрасти при растворении в ней азота [16].



**Рис. 2.2.11. Влияние растворенного газа и температуры на вязкость пластовой нефти.**  
(Давление насыщения нефти газом указано в начале каждой кривой)



**Рис. 2.2.12. Схематическая зависимость вязкости пластовой нефти от давления**



**Рис. 2.2.13. Зависимость вязкости реальных пластовых нефтей от давления**

#### 2.2.4. Растворимость газов в воде

Растворимость углеводородных газов в воде по сравнению с их растворимостью в углеводородных жидкостях весьма мала, но, учитывая большие площади контакта воды с газом, например, в газовых залежах или в искусственных газохранилищах, необходимо исследовать процессы растворения газов в воде, особенно при больших давлениях.

Процессы растворения в воде для газа рассматривают, как правило, относительно его отдельных компонентов в виде объема газового компонента, растворенного в единице объема воды [16]:

$$C_i = \frac{V_i}{V_g};$$

или в единице массы воды:

$$b_i = \frac{V_i}{M_g};$$

или в виде молярных долей:

$$N_i = \frac{n_i}{n_g + \sum n_i}.$$

В приведенных формулах  $C_i$  – концентрация  $i$ -го компонента газа, растворенного в воде;  $V_i$  – объем газового компонента, приведенного к нормальным условиям;  $M_g$  – масса воды, в которой растворен компонент;  $b_i$  – удельная концентрация  $i$ -го компонента газа, растворенного в единице массы воды;  $N_i$  – молярная концентрация  $i$ -го компонента газа, растворенного в воде;  $n_i$  – число молей  $i$ -го компонента в газе;  $n_g$  – число молей воды.

Растворимость газов в воде зависит от степени минерализации воды и температуры (рис. 2.2.14). В соленой воде газ растворяется хуже, чем в дистиллированной. Данную зависимость (по аналогии с процессом растворения сахара в воде) можно объяснить следующим: в дистиллированной воде по сравнению с соленой больше свободного пространства внутри молекул воды, что дает молекулам газа возможность занять это пространство [16].

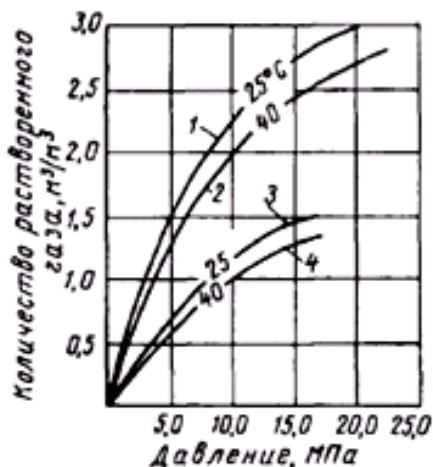


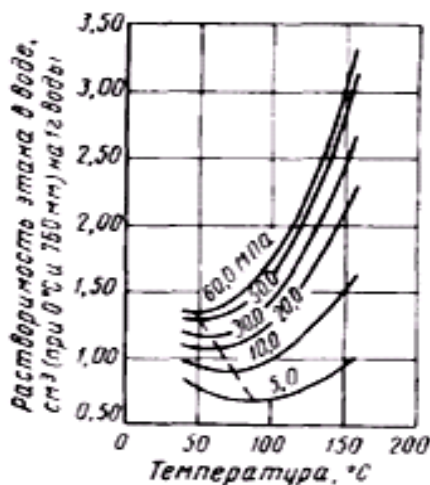
Рис. 2.2.14. Кривые растворимости газа в дистиллированной (1, 2) и соленой (раствор NaCl) воде (3, 4) при различных температурах

Более сложный характер имеет процесс растворения газа в воде с изменением температуры: растворимость газов вначале уменьшается до некоторого минимума, а затем растет (рис. 2.2.15). Температура минимальной растворимости зависит от давления (с повышением давления увеличивается) и от размеров молекул газа (чем больше размеры молекул, тем выше минимальная температура растворимости) [15].

Для выражения растворимости данного компонента газа в воде используется константа равновесия [15]:

$$K_i = \frac{N_i^g}{V_i^{ж}},$$

где  $N_i^g$  и  $V_i^{ж}$  – молярные доли компонента в газовой и жидкой фазах.



**Рис. 2.2.15. Зависимость растворимости этана от температуры при различных давлениях**

Влияние на растворимость газа содержащейся в воде соли учитывается уравнением Сеченова:

$$N_i^z = N_i^{жс} 10^{-a_i n},$$

где  $a_i$  – коэффициент Сеченова, характеризующий влияние данной соли на растворимость  $i$ -го компонента газа;  $n$  – концентрация соли в воде.

### Вопросы для самоконтроля

1. Сформулируйте закон Генри растворимости газа в жидкости.
2. Что такое коэффициент разгазирования?
3. Почему приращение объема жидкости не соответствует истинному объему растворенного в ней газа?
4. Какое давление называется давлением насыщения нефти газом?
5. Что характеризует коэффициент сжимаемости?
6. Как определяется объемный коэффициент?
7. Что такое усадка нефти?
8. Как изменяются плотность и вязкость нефти в пластовых условиях?



## 2.3. Фазовые состояния и превращения углеводородных систем

### 2.3.1. Законы фазовых превращений многофазных систем

Нефть и газ в залежи в зависимости от давления  $P$ , температуры  $T$  и состава могут находиться в разных агрегатных состояниях. В одних случаях газовая (паровая) фаза полностью растворена в жидкой фазе, а в других – залежь имеет газовую шапку, т.е. над поверхностью жидкой нефти имеются газы, находящиеся в фазовом равновесии с нефтью.

Известно, что индивидуальное вещество (метан, этан, углекислый газ и т.д.) может одновременно находиться во всех трех фазах. Чтобы определить или предсказать, в каких именно фазовых состояниях находится то или иное вещество и вся система в целом, можно воспользоваться правилом фаз Гиббса, справедливым для любой системы в состоянии термодинамического равновесия [18]:

$$n - k + 2 = f,$$

где  $n$  – число компонентов;  $k$  – число фаз;  $f$  – число независимых степеней свободы системы.

Под степенями свободы подразумеваются такие независимые переменные, как температура, давление и состав фаз. Так, индивидуальные вещества, находящиеся в двухфазном состоянии (например, пар и жидкость), имеют одну степень свободы ( $n = 1$ ;  $k = 2$ ;  $f = 1$ ). И для определения всех свойств фаз достаточно задаться одним лишь значением температуры. Индивидуальные вещества, находящиеся в трехфазном состоянии, не имеют степеней свободы (это состояние выражается тройной точкой на соответствующей диаграмме).

Двухкомпонентные системы, находящиеся в двухфазном состоянии, имеют две степени свободы, т.е. состояние таких систем будет определяться температурой и давлением. Если в двухфазном состоянии находится трехкомпонентная система, то число степеней свободы будет равно 3. Состояние такой системы определяется температурой, давлением и каким-либо параметром, выражающим состав фаз, например, концентрацией одного

компонента в какой-либо фазе или отношением концентрации одного компонента к концентрации другого в той же фазе.

Фазовое равновесие каждого углеводородного компонента многокомпонентной смеси характеризуется уравнением [18]:

$$y = \square x,$$

где  $y$  – мольная концентрация данного компонента в паровой фазе,  $x$  – мольная концентрация этого компонента в жидкой фазе,  $\square$  – константа фазового равновесия.

Константа равновесия определяется экспериментально, т.к. при большом числе компонентов расчеты ее весьма сложны. Однако обычно можно ограничиться учетом основных углеводородных компонентов в данной залежи и, зная давление и температуру, установить расчетным путем, в каком фазовом состоянии находится смесь и, например, на основе этого сделать вывод о высоте газовой шапки, а также предсказать изменение ее фазового состояния при изменении термодинамических параметров.

В общем виде зависимость температуры фазового перехода от давления дается уравнением Клаузиуса – Клапейрона [18]:

$$\frac{dP}{dT} = \frac{Q}{T\Delta V},$$

где  $T$  и  $Q$  – соответственно температура и теплота фазового перехода;  $\frac{dP}{dT}$  – производная, которая показывает наклон кривой на фазовой диаграмме в координатах « $P - T$ »;  $\Delta V$  – изменение объема системы в результате фазового перехода.

Растворение газообразного компонента в жидкости будет происходить до тех пор, пока парциальное давление его в газовой фазе не сравнится с парциальным давлением в жидкости (закон Рауля), т.е. [18]:

$$P_1 = xP_2,$$

где  $P_1$  – парциальное давление газообразного компонента, растворенного в жидкости;  $P_2$  – давление насыщенных паров этого компонента при данной температуре;  $x$  – мольная концентрация данного компонента в жидкости.

При установившемся равновесии фаз парциальные давления каждого компонента в газовой и жидкой фазах равны. Константа

фазового равновесия зависит от давления и температуры: с повышением температуры растворимость газа уменьшается и, следовательно, снижается молярная концентрация его в жидкой фазе.

Для прогнозирования фазовых превращений углеводородов используют приближенные (идеализированные) расчеты, в основе которых лежит закон Дальтона – Рауля [18]:

$$P y_i = x_i Q_i,$$

где  $P$  – общее давление смеси;  $y_i$  – молярная концентрация компонентов в газовой фазе;  $Q_i$  – давление насыщенных паров компонентов в чистом виде;  $x_i$  – молярная концентрация компонентов в жидкой фазе. Причем, очевидно, что  $P y_i$  – парциальное давление  $i$ -го компонента в паровой фазе;  $Q_i x_i$  – парциальное давление того же компонента в жидкой фазе.

### 2.3.2. Фазовые превращения однокомпонентных систем

Рассмотрим превращение вещества, состоящего из одного химического компонента, например, воды. Температура под поршнем остается постоянной. Пусть одна грамм-молекула воды находится в цилиндре под поршнем при температуре 20 °С и давлении 1 атм. Выдвигая поршень, уменьшаем давление под ним. При этом жидкость будет испаряться, и под поршнем образуется пар. При длительной остановке поршня давление уравнивается. Это давление пара, находящегося в равновесии с жидкостью, называется упругостью пара. Для воды при  $t = 20$  °С упругость  $P = 17,4$  мм рт. ст. Если считать пар идеальным газом, то объем этого пара [18]:

$$V = \frac{RT}{P} = 1045 \text{ л.}$$

Таким образом, при достижении под поршнем объема 1 045 л все 18 г воды перейдут в газообразное состояние. Упругость пара вещества заданного состава зависит только от температуры:

Т, °С	Упругость, мм рт. ст.	
	вода	гексан
0	4,58	45,4
20	17,54	120,0
40	55,3	276,7

Индивидуальные углеводороды в зависимости от давления и температуры могут находиться в разных фазовых состояниях: парообразном (газовом), жидком или твердом. Возможно также, что одновременно одна часть углеводорода находится в жидком (или твердом) состоянии, а другая – в газообразном.

Фазовое состояние однокомпонентного вещества (метана, например) можно выразить диаграммой  $PV$ , где  $V$  – удельный объем (на 1 моль или на 1 кг) и  $P$  – давление – это изотермы состояния (рис. 2.3.1) [18]. Такие изотермы могут быть построены, исходя из уравнения Ван-дер-Ваальса, или по результатам эксперимента. В первом случае при построении изотерм придется исключить волнообразные участки кривых в двухфазной области, описывающих метастабильные состояния для каждого конкретного вещества (поскольку уравнение является полиномом третьей степени с действительными коэффициентами и, следовательно, в некоторой области должно иметь три действительных корня).

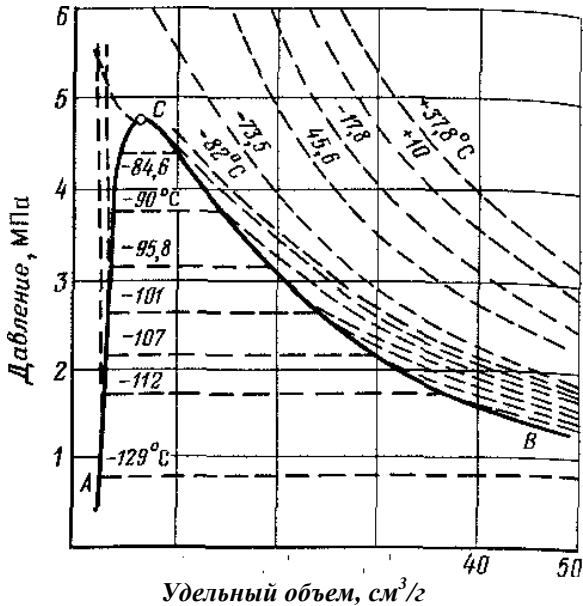


Рис. 2.3.1. Фазовая диаграмма метана

По фазовой диаграмме можно определить, в каком фазовом состоянии будет находиться вещество при тех или иных значе-

ниях температуры, давления и объема. Так, на рисунке 2.3.1 участок слева от кривой  $ACB$  соответствует жидкому состоянию, справа от нее вещество находится в парообразном состоянии. Ниже под кривой  $ACB$  вещество находится в переходном двухфазном состоянии. Каждая пунктирная кривая отражает изменение фазового состояния вещества при данной температуре, причем в двухфазной области ее участок строго параллелен оси абсцисс, что говорит о постоянстве давления фазового перехода.

Участок кривой  $AC$  называется кривой точек парообразования (кипения),  $CB$  – кривой точек конденсации (точек росы). Как видно из диаграммы, чем выше температура, тем уже отрезок кривой, приходящийся на двухфазную область. Наконец, при некоторой температуре (для каждого индивидуального вещества своей) этот участок переходит в точку  $C$ , выше которой система может находиться только в парообразном (газовом) состоянии, как бы ни было велико давление. Эта точка на фазовой диаграмме называется критической, также критическими называются соответствующие ей температура и давление. Итак, критической точкой называется такая точка на фазовой диаграмме, ниже которой вещество не может быть переведено в двухфазную область никаким другим способом, кроме понижения температуры. Обе фазы (жидкость и пар) при данной температуре существуют только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара этой жидкости (ветвь  $BC$  на кривой  $ABC$  диаграммы).

Фазовые превращения вещества также можно изобразить в виде фазовой диаграммы в координатах  $PT$  (рис. 2.3.2) [18].

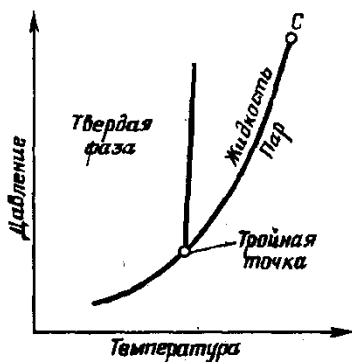


Рис. 2.3.2. Фазовая диаграмма

На такой диаграмме строят зависимость давления от температуры для некоторого постоянного удельного объема вещества в широком диапазоне давлений и температур. При этом состояние вещества меняется от твердого до газообразного. Точка, в которой возможно одновременное нахождение вещества во всех трех состояниях, называется **тройной точкой**. Кривая, соединяющая тройную точку и критическую, является одновременно кривой точек кипения и конденсации – кривой давления насыщенного пара. Кривая, разделяющая область твердого и жидкого состояния вещества, – кривая точек плавления и затвердевания (кристаллизации), ниже тройной точки – кривая возгонки (сублимации).

### 2.3.3. Фазовые превращения двухкомпонентных систем

В случае двухкомпонентной (бинарной) системы (смесь двух углеводородов) принципиальным отличием является поведение системы в двухфазной области. На рисунке 2.3.3 представлена фазовая диаграмма для двухкомпонентной системы [18]. В отличие от однокомпонентной системы отрезок изотермы в двухфазной области не параллелен оси абсцисс, т.е. для превращения в пар всей жидкости необходимо еще больше понизить давление, и точка кипения для каждой изотермы расположится выше точки росы. Вследствие этого неодинаков и состав жидкой и газовой фаз в этих точках.

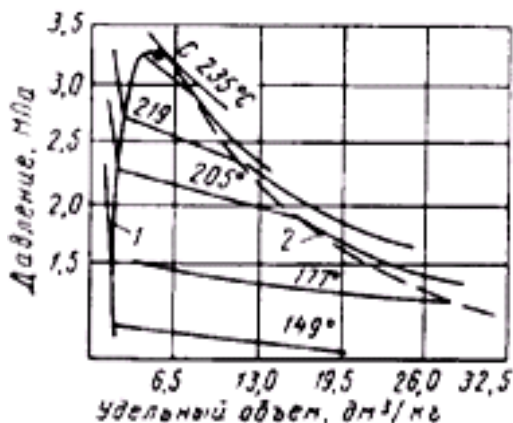
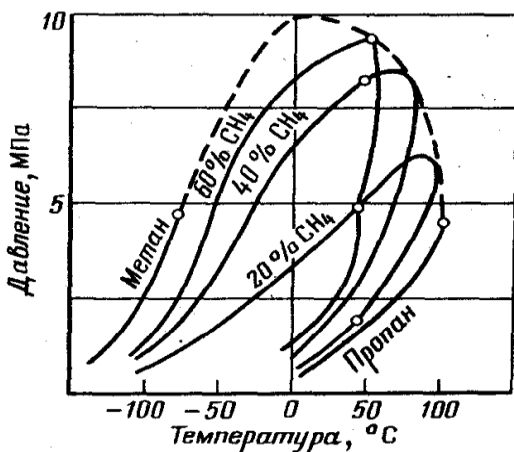


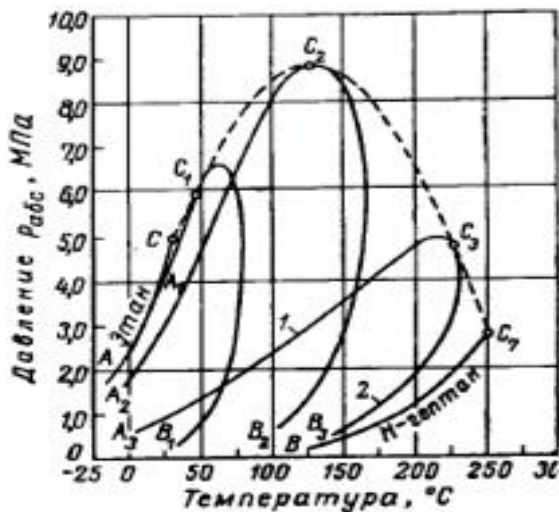
Рис. 2.3.3. Фазовая диаграмма для двухкомпонентной смеси: 47,6% массовой доли пентана и 52,4% массовой доли гептана

Как найти кривую давления насыщенного пара? Рассмотрим фазовую диаграмму для двухфазной системы в координатах «давление – температура» (рис. 2.3.4) [18]. При этом, полагая, что состав смеси может меняться, рассмотрим разные соотношения компонентов (в данном случае метана и пропана). Крайняя левая сплошная кривая на этой диаграмме соответствует давлению насыщенного пара чистого метана, крайняя правая – пропана. Между ними расположены петлеобразные кривые, соответствующие различному соотношению этих компонентов в смеси с соответствующей критической точкой. Причем, т.к. точки кипения и росы не совпадают, то с критическими точками идут две линии: точек кипения и точек росы. Огибающая этих точек показывает, как меняются критические значения в зависимости от состава.



**Рис. 2.3.4.** Фазовая диаграмма системы бинарной смеси «метан – пропан» (пунктирная линия – огибающая критических точек)

Ширина этих петлеобразных кривых, ограничивающих двухфазную область, будет тем больше, чем больше различаются между собой температуры кипения компонентов смеси. Если при этом меняется и концентрация компонентов в смеси, то ширина петель будет тем меньше, чем меньше содержание одного из компонентов. Это хорошо видно из рисунка 2.3.5, на котором представлена диаграмма фазового состояния для бинарной смеси «этан – н-гептан» [18].



**Рис. 2.3.5. Фазовая диаграмма системы бинарной смеси «этан – н-гептан».** Критические точки соответствуют различному содержанию этана:  $C_1 - 90$ ;  $C_2 - 50$ ;  $C_3 - 10\%$

Из рисунков 2.3.4 и 2.3.5 видно, что критическая температура смеси будет находиться между критическими температурами каждого компонента [18]. Критическое же давление всегда выше критических давлений компонентов (чем больше разница точек кипения двух веществ, тем выше будет критическое давление). Критические параметры смеси могут быть рассчитаны теоретически, исходя из принципа аддитивности, критическая точка для смеси находится в месте слияния на диаграмме критических точек кипения и росы.

### ***2.3.4. Фазовые превращения бинарных и многокомпонентных систем в критической области***

В целом фазовые превращения трех- и более компонентных систем вполне аналогичны описанным процессам в бинарных смесях. Отличительной их особенностью является поведение в критической области. Здесь точка, в которой фазы становятся идентичными (критическая точка), не соответствует ни максимальному значению давления в системе, ни максимальной температуре системы (рис. 2.3.6) [18].



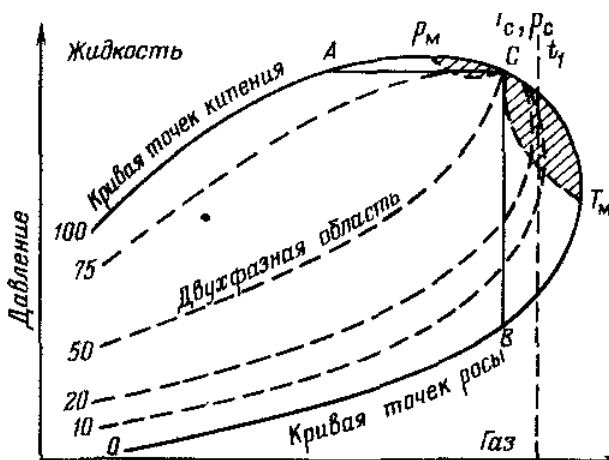


Рис. 2.3.6. Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси:  
 $P_m$  – крикондентерм;  $T_m$  – криконденбар

Максимальная температура, при которой система может существовать в двухфазной области, называется крикондентерм, максимальное давление – криконденбар. В областях выше критической при изменении температуры и давления могут происходить необычные явления. Так, если при постоянном давлении в двухфазной области увеличивать температуру, будет иметь место обычный фазовый переход системы из жидкого состояния в газообразное. За исключением области, примыкающей к криконденбару, но лежащей выше критического давления (отрезка  $AC$  на диаграмме).

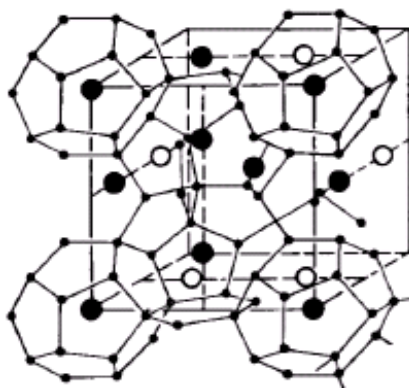
Действительно, переходя в этой узкой области от кривой точек кипения вправо, мы сначала из жидкой фазы попадем в область двухфазного состояния, а затем вновь переведем систему в жидкость, т.к. за пределы двухфазной области мы так и не вышли. Физически это означает, что вначале такого изобарического повышения температуры в этой области в системе появляется газовая фаза (жидкость кипит), которая затем самопроизвольно уменьшается и исчезает (конденсируется), несмотря на продолжающееся увеличение температуры. Это явление обратной конденсации газа называется ретроградной конденсацией. Аналогичные явления будут наблюдаться и в правой заштрихованной области от отрезка  $CB$  до крикондентерма: если при постоянной

температуре повышать давление системы от точек росы до критической точки, то в первый момент в газовой фазе начнет появляться жидкость, но по мере приближения к точке *C* жидкость вновь испарится – это есть ретроградное (обратное) испарение. На практике такие явления часто проявляются при разработке газоконденсатных залежей.

К тому же, как уже говорилось, в нефтяных залежах возможно и образование твердой фазы. Обычно это связано с выпадением из нефти при изменении термодинамических условий пласта парафина и асфальтено-смолистых соединений, а также их композиций, образующих асфальтено-смоло-парафиновые отложения (АСПО).

Кроме того, речь может идти о газогидратных залежах, где, как сообщалось ранее, углеводородный газ в соединении с водой находится в твердом состоянии. При этом один объем воды в гидратном состоянии связывает до 300 объемов газа. Молярное соотношение воды и газа зависит от размеров молекул газа. От состава исходного газа, давления и температуры зависит состав гидрата и его кристаллическая структура.

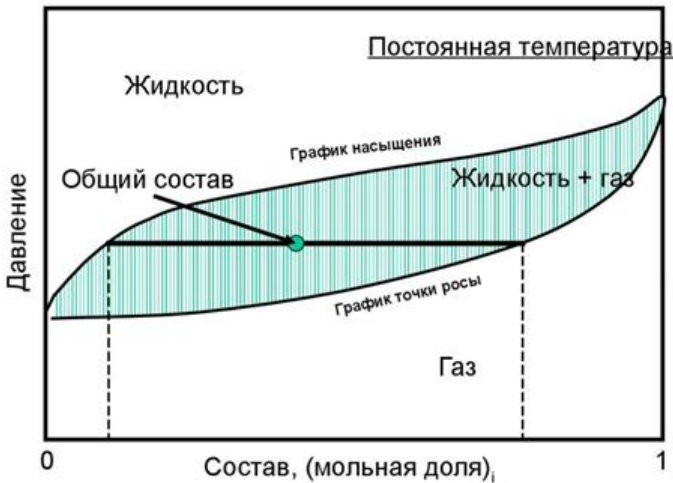
На рисунке 2.3.7 показана элементарная решетка кристаллической структуры гидрата метана [15]. Мелкие точки на рисунке – молекулы воды, внутри которых расположены молекулы газа (крупные точки). Внешне скопление гидратов напоминает спрессованный снег, переходящий в лед. Плотность гидратов меняется в широких пределах от 800 до 1 800 кг/м<sup>3</sup>.



**Рис. 2.3.7.** Структура газового гидрата

### 2.3.5. Определение состава двух- и более компонентных систем

Еще одним способом изображения состояния двухкомпонентных систем является *PC*-диаграмма (*C* – состав смеси). На такой диаграмме (рис. 2.3.8) можно не только отразить фазовое состояние двухкомпонентной системы (т.е. узнать, находится ли она в одно- или двухфазном состоянии), но и определить, сколько весовых или молярных долей данного вещества приходится на жидкую и газовую фазы и каков состав фаз в количественном соотношении [18].



**Рис. 2.3.8. Фазовая диаграмма двухкомпонентной смеси в координатах «давление – состав» при постоянной температуре**

Нижняя кривая на *PC*-диаграмме является кривой точек росы, верхняя – кривой точек кипения. Область, ограниченная этими кривыми, соответствует двухфазному состоянию системы. Используя такие диаграммы-изотермы, помимо вышеуказанных параметров также можно вычислить баланс фаз для каждого компонента. Ниже приводится схема такого расчета.

Пусть известно весовое или молярное содержание одного из компонентов смеси. На *PC*-диаграмме, приведенной на рисунке 2.3.8, это отмечено мольной долей  $z$  более летучего компонента (именно его концентрация откладывается, как правило, по

оси абсцисс), соответствующего точке  $B$  в области двухфазного состояния. В точке  $C$  этот компонент будет находиться в газовой фазе с мольной долей  $y$ , в точке  $A$  этот же компонент находится в жидком состоянии с мольной долей  $x$ . Если суммарное количество молей системы равно  $n$ , причем из них  $n_l$  в жидкой фазе и  $n_g$  в газовой, то очевидно:

$$n = n_l + n_g,$$

а для более летучего компонента:

$$nz = n_l x + n_g y.$$

Из этих двух соотношений получим:

$$K = \frac{n_l}{n_g} = \frac{z - x}{y - z}.$$

Таким образом, зная давление и состав (общее число молей и концентрацию), можно определить соотношение молей системы, находящихся в жидкой и газовой фазах, а, следовательно, константу фазового равновесия в двухкомпонентной смеси.

В случае трех- и более компонентных систем строят треугольные фазовые диаграммы. И если компонентов больше трех, их условно разбивают на три группы: сухой газ (как правило, метан), бензиновая фракция ( $C_2 - C_6$ ) и тяжелый остаток ( $C_7 +$  высшие).

На рисунке 2.3.9 представлена одна из таких диаграмм [16].

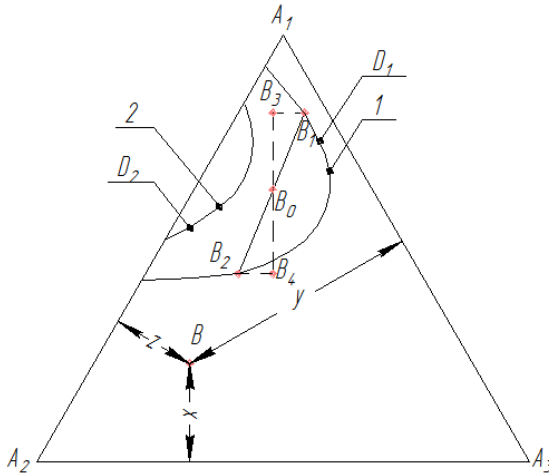


Рис. 2.3.9. PC фазовая диаграмма для трехкомпонентной системы

Предполагается, что система состоит из 3 компонентов:  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$ . Вершина треугольника соответствует 100%-му содержанию соответствующего компонента, противоположная сторона – полному его отсутствию в системе: в точке  $A_1$  ( $A_1 = 1$ ;  $A_2 = A_3 = 0$ ), в точке  $A_2$  ( $A_2 = 1$ ;  $A_1 = A_3 = 0$ ), в точке  $A_3$  ( $A_3 = 1$ ;  $A_1 = A_2 = 0$ ); на линии  $A_2A_3$  ( $A_1 = 0$ ), на линии  $A_2A_1$  ( $A_3 = 0$ ), на линии  $A_1A_3$  ( $A_2 = 0$ ).

Рассмотрим диаграмму. Пусть состав системы характеризуется точкой  $B$  (газообразное состояние). Концентрация компонентов в этой точке будет равна:  $A_1 = x$ ,  $A_2 = y$ ,  $A_3 = z$ .

Область, ограниченная кривыми 1 и 2, соответствует двухфазному состоянию при давлении  $P_2 > P_1$ . Пусть теперь состав трехкомпонентной смеси характеризуется точкой  $B_0$ , находящейся в двухфазной области, а концентрация распределится так:  $A_1 = x_0$ ,  $A_2 = y_0$ ,  $A_3 = z_0$ .

$$\text{Можно доказать, что } \frac{n_1}{n_g} = \frac{B_0 B_1}{B_0 B_2}$$

(точка  $B_1$  характеризует состав газовой фазы, точка  $B_2$  – жидкой).

Величина  $\frac{n_1}{n_g} = k$ , называемая константой фазового равновесия, определяется экспериментально и расчетным путем.

Значение  $k$  особенно важно для газоконденсатных залежей, состояние которых постоянно меняется, в т.ч. в зависимости от режима работы скважины.

### Вопросы для самоконтроля

1. Сформулируйте правило фаз Гиббса.
2. Что называется упругостью пара?
3. В чем отличие между уравнением Ван-дер-Ваальса и экспериментальной диаграммой фазового состояния для однокомпонентной смеси?
4. В чем состоит сходство и различие фазовых диаграмм для однокомпонентной и бинарной смесей?
5. Какая точка на фазовой диаграмме называется критической?
6. Дайте определения терминам криконденсат и криконденсатбар.
7. Выведите формулу для константы фазового равновесия в однокомпонентной смеси.
8. Запишите и поясните уравнение Клаузиуса – Клапейрона.
9. Что такое газовый гидрат?

## 2.4. Молекулярно-поверхностные свойства системы пластовых флюидов в пористой среде

Пористая среда – это огромное скопление капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика (как было показано в части 1 «Петрофизика», 1 м<sup>3</sup> горной породы может содержать несколько гектаров поверхности слагающих ее частиц). Поэтому закономерности движения в пласте во многом зависят от свойств граничных слоев соприкасающихся флюидов и процессов, происходящих на поверхности их контакта с породой (так называемые **поверхностные явления**).

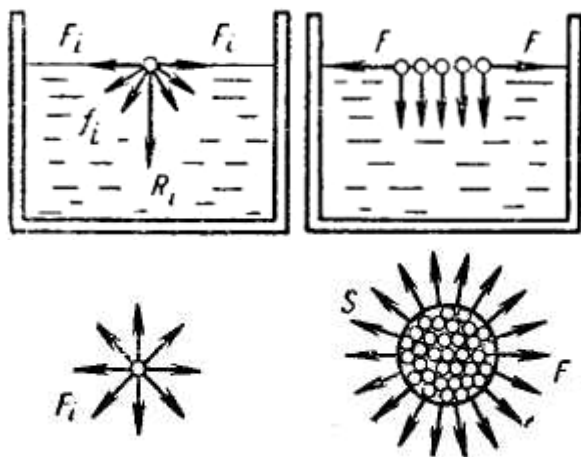
Поверхностные явления сказались и на процессе формирования залежей, например, степени гидрофобизации породы, строения ГНК и ВНК и т.д. Без детального изучения поверхностных явлений нельзя решить проблему нефтеотдачи нефтяных залежей.

К поверхностным свойствам и явлениям относятся: **поверхностное натяжение, смачивание, капиллярные силы, адсорбция.**

### 2.4.1. Поверхностное натяжение

Явление поверхностного натяжения возникает во всех случаях, когда в системе имеется граница раздела фаз, и объясняется возникновением избыточной (свободной) поверхностной энергии. Рассмотрим, например, поверхностный слой жидкости на границе с газом (рис. 2.4.1) [12]. На молекулы, располагающиеся непосредственно в поверхностном слое (вдоль периметра), действуют силы  $F_i$ , лежащие в плоскости, касательной к поверхности раздела фаз: они перпендикулярны к периметру и касательны к поверхности жидкости. С другой стороны, на эти молекулы действуют силы со стороны молекул, находящихся под этим слоем и ниже,  $-f_i$ . Равнодействующая этих сил  $R_i = \sum f_i$  не равна нулю и направлена внутрь жидкости. Если все эти силы сложить и разделить на величину площади периметра поверхностного слоя жидкости  $S$ , то мы получим давление, с которым поверхностный слой действует на остальную массу жидкости [12]:

$$p = \frac{\sum R_i}{S}.$$



**Рис. 2.4.1. Силы, действующие на молекулы в поверхностном слое и объеме жидкости**

Молекулы, находящиеся внутри жидкости, испытывают равномерное воздействие со стороны других молекул и могут перемещаться в любом направлении без затрат энергии. Для перемещения же молекул в поверхностный слой потребуются дополнительная энергия. Этот эффект проявляется, например, в том случае, если мы хотим «растянуть» поверхность жидкости, т.е. увеличить ее периметр. Тогда поверхностное натяжение можно определить работой, необходимой для образования единицы поверхности.

Таким образом, **коэффициент поверхностного натяжения** – это **работа, необходимая для образования единицы новой площади поверхности раздела фаз** в обратимом изотермическом процессе при постоянном давлении и постоянных химических потенциалах [12]:

$$\sigma = \frac{dA}{dS}.$$

Единицы измерения: в системе СИ –  $\left[ \frac{\text{Дж}}{\text{м}^2} \right]$ , в системе СГС –

$$\left[ \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \right].$$

Кроме этого, коэффициенту поверхностного натяжения можно дать и «силовое» определение, полагая, что **это сила, необходимая для образования единицы новой поверхности** [12]:

$$\sigma = \frac{dF}{dL},$$

с единицей измерения  $\left[ \frac{H}{м} \right]$  или  $\left[ \frac{дин}{см} \right]$ .

Значения коэффициента поверхностного натяжения для каждой жидкости зависят от межмолекулярных сил, которые определяются строением молекул и полярностью жидкости. Полярность характеризует степень сцепления молекул и зависит от таких характеристик вещества, как диэлектрическая проницаемость, поляризуемость, дипольный момент. После ртути вода – наиболее полярная жидкость (диэлектрическая проницаемость воды  $\epsilon = 81$ ), ее коэффициент поверхностного натяжения  $\sigma_{\epsilon} = 72,75$  мН/м при 20 °С, тогда как у ртути  $\sigma_p = 470$  мН/м, а у керосина  $\sigma_{\kappa} = 24$  мН/м.

Уменьшение поверхностной энергии жидкости достигается не только сокращением ее поверхности, но и добавлением в поверхностный слой молекул, способных ослабить сцепление молекул жидкости и тем самым понизить коэффициент поверхностного натяжения. Такие вещества называются поверхностно-активными. Они состоят из полярных групп типа –ОН и –СООН, обладающих большим дипольным моментом, обращенным в сторону жидкости (классический пример такого вещества – мыло). Существуют и такие вещества, которые повышают поверхностное натяжение, для воды это, например, сахар и соль.

**Правило Антонова.** Приведенные определения, характеризующие коэффициент поверхностного натяжения, применяются, как правило, при исследовании поверхности жидкости на границе с воздухом или другим достаточно разряженным газом. Однако, очевидно, что на величину коэффициента поверхностного натяжения не может не влиять та среда, с которой граничит жидкость, и степень взаимодействия ее молекул с молекулами поверхностного слоя жидкости. Так, коэффициент поверхностного

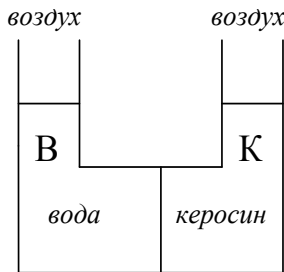


натяжения воды на границе с воздухом при  $0 \text{ } ^\circ\text{C}$  равен  $0,075 \text{ Н/м}$ , а на границе с ее насыщенным паром –  $0,073 \text{ Н/м}$ .

В нефтяном пласте можно выделить 6 поверхностей на границах раздела фаз [12]:

- нефть – порода ( $\sigma_{\text{нп}}$ );
- нефть – вода ( $\sigma_{\text{нв}}$ );
- нефть – газ ( $\sigma_{\text{нг}}$ );
- газ – порода ( $\sigma_{\text{гп}}$ );
- вода – порода ( $\sigma_{\text{вп}}$ );
- вода – газ ( $\sigma_{\text{вг}}$ ).

Для вычисления коэффициента поверхностного натяжения между двумя жидкостями можно воспользоваться правилом Антонава, которое проиллюстрировано на примере системы «вода – керосин» (рис. 2.4.2) [12].



**Рис. 2.4.2. Определение поверхностного натяжения на границе двух жидкостей по правилу Антонава**

Коэффициент поверхностного натяжения на границе двух жидкостей равен разности коэффициентов поверхностных натяжений этих жидкостей на границе с воздухом в условиях термодинамического равновесия и полного взаимного насыщения одной жидкости другой [12]:

$$\sigma_{\text{кв}} = \left| \sigma'_\text{в} - \sigma'_\text{к} \right| ,$$

где  $\sigma_{\text{кв}}$  – коэффициент поверхностного натяжения на границе вода – керосин;  $\sigma'_\text{в}$  – коэффициент поверхностного натяжения воды, насыщенной керосином, на границе с воздухом;  $\sigma'_\text{к}$  – коэффициент поверхностного натяжения керосина, насыщенного водой, на границе с воздухом.

Из правила Антонава следует, что в каждом случае коэффициент поверхностного натяжения должен определяться экспериментально. Так, в приведенном примере по результатам экспе-

риментальных данных  $\sigma_{кв} = 47,6$  мН/м. Эта величина, конечно, может быть вычислена приближенно по разности коэффициентов поверхностных натяжений каждой из жидкостей на границе с воздухом, что даст:  $\sigma_{кв} = \sigma_в - \sigma_к = 72,75 - 24 = 48,75$  мН/м.

Поверхностное натяжение на границе двух фаз тем больше, чем больше разница в их полярности.

Поверхностное натяжение жидкостей зависит от температуры и давления (рис. 2.4.3 и 2.4.4) [12].

Повышение температуры приводит к ослабеванию межмолекулярных связей и сил сцепления молекул, т.е. к уменьшению поверхностного натяжения в соответствии с зависимостью [12]:

$$\sigma = \sigma_0(1 - \gamma t),$$

где  $\sigma_0$  – коэффициент поверхностного натяжения при  $0 \text{ } ^\circ\text{C}$ ,  $\gamma$  – температурный коэффициент поверхностного натяжения.

С увеличением давления поверхностное натяжение жидкости на границе со своим паром также понижается, что связано с растворением сжимаемого газа в жидкости и снижением свободной поверхностной энергии. Подобная зависимость поверхностного натяжения для нефтей на границе с газом имеет аналогичный характер, но зависит от состава газа и нефти (рис. 2.4.4) [12].

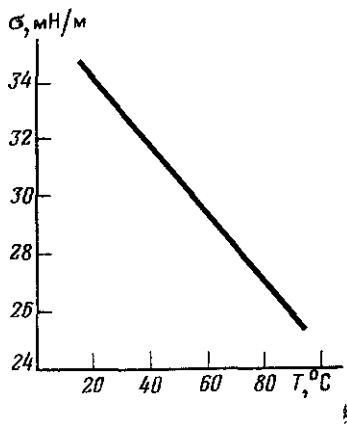
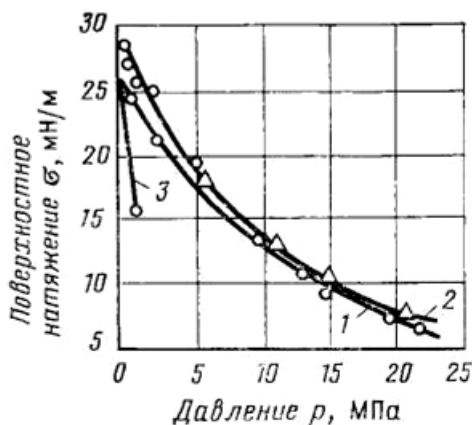


Рис. 2.4.3. Зависимость коэффициента поверхностного натяжения от температуры



**Рис. 2.4.4. Зависимость коэффициента поверхностного натяжения нефти от давления и состава газа:** на границе с метаном при различной температуре: 1 – 20 °С; 2 – 60 °С; на границе с этан-пропановой смесью – 3

Поверхностное натяжение на границе нефти с водой мало зависит от давления и температуры, по крайней мере, в пределах тех значений, которые встречаются в практике разработки нефтяных месторождений, т.к. если и изменяются силы межмолекулярного взаимодействия в жидкостях, то примерно одинаково интенсивно. Однако следует учесть, что при растворении в нефти газа межфазное поверхностное натяжение между водой и нефтью может существенно увеличиться, т.к. по мере растворения газа в нефти уменьшается поверхностное натяжение между ними, и, следовательно, по правилу Антонова увеличивается разница поверхностных натяжений на границах «нефть – газ» и «вода – газ».

### 2.4.2. Смачивание и краевой угол

Изучению явлений смачивания в нефтепромысловом деле уделяется очень большое внимание, т.к. по нему можно судить о вытесняющей способности воды и нагнетаемых в пласт жидкостей.

Рассмотрим поверхностное натяжение в системе «жидкость – твердое тело» или «газ – твердое тело». Как известно, в том случае, если флюид смачивает поверхность твердого тела, его капля растекается по твердой поверхности и принимает форму линзы (рис. 2.4.5 (а)), в противном случае капля стремится сохранить

свою форму или смачивает твердую поверхность частично (рис. 2.4.5 (б)) [12].

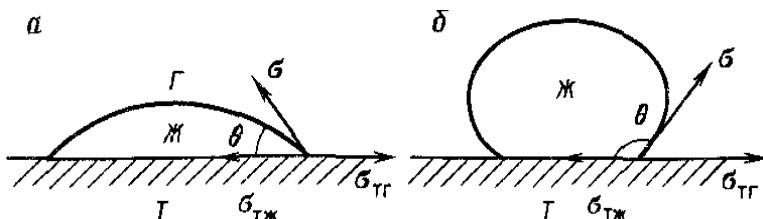


Рис. 2.4.5. Положение капли жидкости на поверхности твердого тела в случае смачивания (а) и не смачивания (б)

Поверхность лучше смачивается той жидкостью, у которой меньше разность полярности с твердым телом, т.е. чем меньше коэффициент поверхностного натяжения жидкости, тем лучше она смачивает поверхность твердого тела, например, если  $\sigma_{ТВ} < \sigma_{ТН}$ , то вода лучше смачивает породу. Вообще высокополярные жидкости хуже смачивают твердую поверхность, чем малополярные.

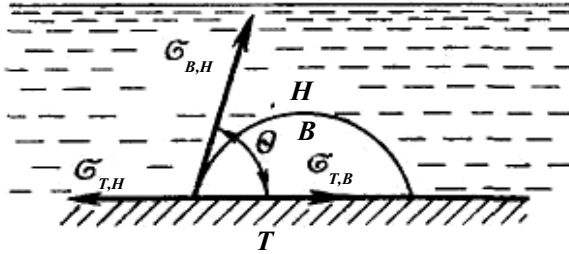
Известно, например, что ртуть смачивает только некоторые металлы; вода смачивает металлы, многие минералы и кристаллические соли; масла смачивают практически все известные тела.

Степень смачивания жидкостью поверхности твердого тела определяется краевым углом смачивания. На рисунке 2.4.5 краевой угол смачивания  $\theta$  – это угол, образованный касательной к поверхности жидкости в точке ее периметра и твердой поверхностью, который отсчитывается в сторону жидкости.

Если  $\theta < 90^\circ$ , то поверхность смачивается данной жидкостью,  $\theta > 90^\circ$  – не смачивается,  $\theta = 90^\circ$  – поверхность нейтральна,  $\theta = 0^\circ$  – абсолютное смачивание,  $\theta = 180^\circ$  – абсолютное несмачивание.

**Избирательное смачивание.** В нефтяном пласте всегда приходится иметь дело как минимум с тремя фазами (напомним, что фазами в физике нефтяного пласта называют любые несмешивающиеся среды: твердый скелет, воду, нефть или газ). Если смачивание твердой поверхности происходит одной фазой в присутствии другой, такое явление называется **избирательным смачиванием** (рис. 2.4.6) [12].

**Краевым углом избирательного смачивания** называют угол, образованный твердой поверхностью и касательной к поверхности одной жидкости в присутствии другой в точке ее периметра, который отсчитывается в сторону более полярной жидкости.

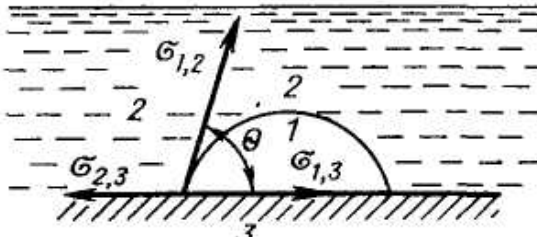


**Рис. 2.4.6. Избирательное смачивание в системе «нефть – вода – твердая поверхность»**

Обозначим для более общего случая:

$$\sigma_{BH} = \sigma_{12}, \quad \sigma_{TB} = \sigma_{31}, \quad \sigma_{TH} = \sigma_{32},$$

что соответствует рисунку 2.4.7 [12].



**Рис. 2.4.7. Схема избирательного смачивания**

Принимая во внимание коэффициент поверхностного натяжения (его «силовое» определение), рассмотрим соотношение фаз нефть – вода – твердая поверхность на рисунке 2.4.7. В условиях термодинамического равновесия векторов имеем [12]:

$$\sigma_{32} = \sigma_{31} + \sigma_{12} \cos \theta. \quad (2.4.1)$$

Если исключить силу тяжести, то угол  $\theta$  зависит только от молекулярных свойств поверхности твердого тела и соприкасающихся фаз. Поэтому [12]:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{32} - \sigma_{31}}{\sigma_{12}}. \quad (2.4.2)$$

Уравнение (2.4.2) называется **уравнением Юнга**. Выражение  $\sigma_{12} \cos \theta$  называют **натяжением смачивания** [12].

В случае если  $\theta < 90^\circ$ , то  $\cos \theta > 0$ , и из (2.4.2) имеем:

$$\sigma_{32} - \sigma_{31} > 0, \text{ т.е. } \sigma_{32} > \sigma_{31}.$$

Это означает, что поверхность в такой ситуации лучше смачивается водой (жидкостью 1) и является гидрофильной (рис. 2.4.8 (а)) [12].

Если  $\theta > 90^\circ$ , то  $\cos \theta < 0$  и  $\sigma_{32} < \sigma_{31}$ , тогда поверхность лучше смачивается нефтью (жидкостью 2) и является гидрофобной (рис. 2.4.9 (в)) [12].

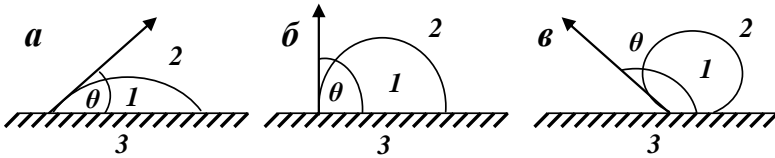


Рис. 2.4.8. Избирательное смачивание гидрофильной поверхности

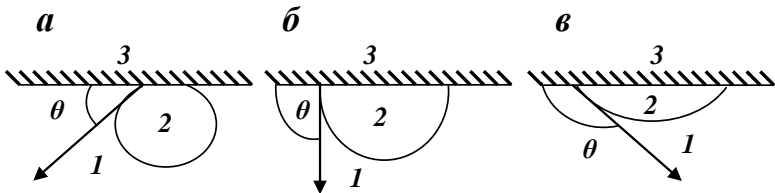


Рис. 2.4.9. Избирательное смачивание гидрофобной поверхности

Краевой угол смачивания зависит также от шероховатости поверхности, механического строения молекул, адсорбции молекул газа и других веществ, загрязнения поверхности, электрического заряда, изменения химического строения поверхности.

Особенно большое значение имеет адсорбция полярных молекул на поверхности горных пород. Так, кварц, известняк и другие минералы, которыми в основном представлены нефтесодержащие породы, по своей природе гидрофильны. Однако ре-

альные нефтесодержащие породы в значительной степени гидрофобизованы нефтью и часто очень слабо смачиваются водой.

### 2.4.3. Работа адгезии и теплота смачивания

При взаимодействии жидких и твердых тел немаловажное значение имеют еще две определяемые характеристики: работа адгезии и теплота смачивания.

**Работа адгезии (прилипания)** – это работа, необходимая для отрыва жидкости от твердой поверхности в направлении, перпендикулярном к границе раздела, и отнесенная к единице площади поверхности. Единица измерения работы адгезии – [Дж/м<sup>2</sup>] или [эрг/см<sup>2</sup>].

Известна также работа **когезии (слипания)**, которая определяется аналогичным образом разрыв однородной фазы.

Работу адгезии для рассмотренной схемы можно записать в виде уравнения [12]:

$$W_a = \sigma_{23} - \sigma_{13} + \sigma_{12}. \quad (2.4.3)$$

Уравнение (2.4.3) называется уравнением Дюпре. Если учесть уравнение Юнга (2.4.1), получим:

$$W_a = \sigma_{12} \cos \theta + \sigma_{12} = \sigma_{12}(1 + \cos \theta),$$

а для системы «вода – нефть» [12]:

$$W_a = \sigma_{\text{вн}}(1 + \cos \theta). \quad (2.4.4)$$

Уравнение (2.4.4) называется **уравнением Дюпре – Юнга**.

Если жидкость полностью не смачивает твердую поверхность, т.е.  $\varphi = 180^\circ$  и  $\cos \varphi = -1$ , то  $W_a = 0$  (что с формальной точки зрения справедливо: нет смачивания – не требуется совершения работы, хотя с физической точки зрения в реальном ограниченном пространстве пор среды данное условие невыполнимо, т.к. межмолекулярное взаимодействие двух сред при их контакте всегда имеется, и  $W_a > 0$  в любом случае).

Если имеет место полное смачивание, т.е.  $\varphi = 0^\circ$  и  $\cos \varphi = 1$ , тогда  $W_k = 2\sigma_{\text{вн}}$  – это работа, необходимая для образования двух жидких поверхностей, следовательно, при полном смачивании жидкость отрывается не от твердой поверхности, а происходит разрыв самой жидкости (работа когезии).

Подставляя в уравнение (2.4.4) выражение для работы когезии, получим:

$$\cos \theta = \frac{2W_a - W_k}{W_k} \quad \text{или} \quad \cos \theta = \frac{W_a - \sigma_{\text{вн}}}{\sigma_{\text{вн}}}. \quad (2.4.5)$$

Полученное выражение позволяет оценить степень смачивания твердой поверхности жидкостью в зависимости от соотношения сил межмолекулярного взаимодействия внутри жидкости (работа когезии) и способности ее взаимодействия с твердой поверхностью (работа адгезии). Так, например, неизменным условием смачивания, т.е.  $\cos \theta > 0$ , будет  $W_k < 2W_a$ .

С другой стороны, в уравнения (2.4.5) входят слагаемые, вполне поддающиеся экспериментальному определению, что также делает их весьма полезными.

**Теплота смачивания.** Процесс смачивания твердого тела жидкостью является экзотермическим, т.е. сопровождается выделением тепла. Причем большее количество тепла выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твердую поверхность. Следовательно, теплота смачивания может служить термической характеристикой смачивания данной поверхности.

Количественной характеристикой, выделяющейся при смачивании жидкостью твердой поверхности, является удельная теплота смачивания:

$$\lambda_c = \left( \frac{\partial E}{\partial V_{\text{ж}}} \right) \quad \text{или} \quad \lambda_c = \left( \frac{\partial E}{\partial m_{\text{ж}}} \right),$$

где  $E$  – количество выделившейся теплоты;  $V_{\text{ж}}$  и  $m_{\text{ж}}$  – объем или масса жидкости.

Для пористых сред удельная теплота смачивания меняется в широком диапазоне (от 1 до 125 кДж/кг) и зависит от степени дисперсности и шероховатости поверхности. Например, для месторождений Западной Сибири удельная теплота смачивания нефтенасыщенных кернов составляет 6,3–24,4 кДж/кг.

#### 2.4.4. Статический гистерезис смачивания

Обратимся еще раз к уравнению Юнга (2.4.2). Как видно из уравнения, краевой угол избирательного смачивания не зависит от размеров капли. Проведем мысленно эксперимент по увеличению объема капли воды, находящейся на поверхности твердого тела в окружении нефти (рис. 2.4.10) [12].



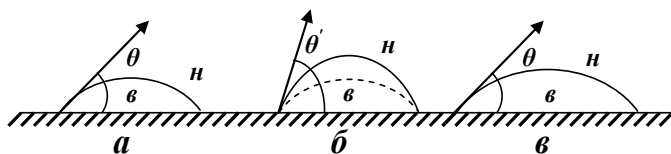


Рис. 2.4.10. Статический гистерезис смачивания

Очевидно, что в начале процесса капля жидкости станет более выпуклой, и угол смачивания увеличится  $\theta' > \theta$ , но затем, по мере перехода системы в состояние равновесия, значение угла должно стать первоначальным. В силу проявляющихся адсорбционных явлений, процессов межмолекулярного взаимодействия и сил трения установление равновесного значения угла смачивания происходит не мгновенно.

Аналогичный эффект будет наблюдаться при попытке уменьшить объем жидкости: капля вначале станет более плоской, и угол смачивания уменьшится  $\theta'' < \theta$ , а затем вновь будет стремиться к первоначальному значению, и капля будет как бы стягиваться. Этот процесс – не мгновенного установления равновесного угла смачивания при перемещении периметра смачивания жидкости по твердой поверхности – называется **статическим гистерезисом смачивания**. Причем в первом случае угол, образующийся при расширении периметра смачивания, когда вода вытесняет нефть с твердой поверхности, называется **наступающим**  $\theta'$ , а во втором, при сокращении периметра смачивания и вытеснении воды нефтью с поверхности, – **отступающим**  $\theta''$  [12].

### 2.4.5. Кинетический гистерезис смачивания

Гистерезисные явления наблюдаются не только в описанных выше статических условиях пространственного расположения капли жидкости, но и при перемещении периметра смачивания в связи с движением самой капли (рис. 2.4.11) [12].

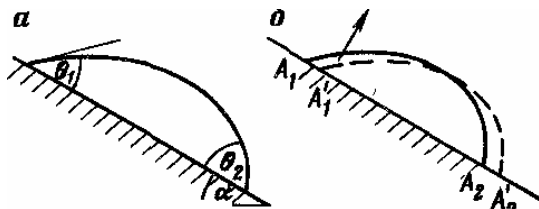
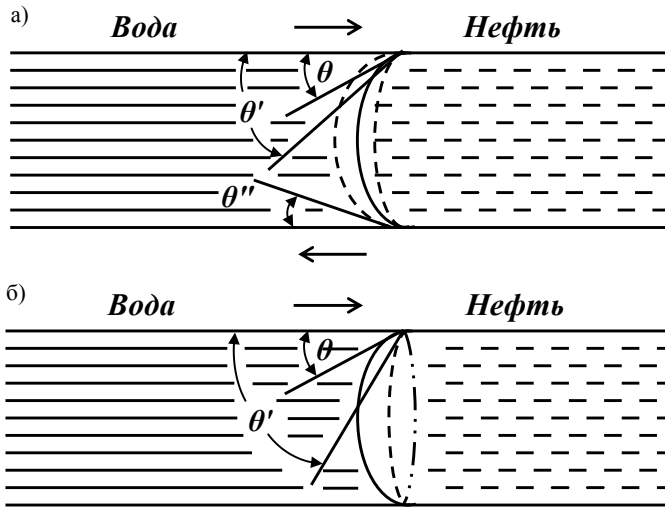


Рис. 2.4.11. Кинетический гистерезис смачивания на плоскости

На рисунке 2.4.11 приведен пример изменения краевого угла смачивания на наклонной плоскости. При этом капля вначале будет оставаться на месте и лишь при достижении некоторого критического значения угла смачивания начнет стекать по поверхности. Здесь так же, как и в статическом случае, углы  $\theta_2$  и  $\theta_1$  – наступающий и отступающий, соответственно. С увеличением скорости движения капли наступающий угол  $\theta_2$  увеличивается, а отступающий  $\theta_1$  уменьшается. При больших скоростях угол  $\theta_2$  может стать больше  $90^\circ$ . Это значит, что даже в случае смачивающей жидкости она будет свободно двигаться вдоль поверхности. В реальной пористой среде это может привести к нежелательным последствиям. В связи с этим рассмотрим движение трехфазного периметра смачивания в капилляре (рис. 2.4.12) [12].



**Рис. 2.4.12. Кинетический гистерезис смачивания в капилляре**

В зависимости от порядка смачивания (гидрофильности или гидрофобности) внутренней поверхности капилляра первоначальный, находящийся в равновесном состоянии трехфазный периметр смачивания – поверхность раздела фаз двух жидкостей и ограничивающий его контур твердой поверхности – будет вогнут в одну сторону. Однако если привести такую систему в движение, краевой угол смачивания начнет изменяться и в от-

личие от статического случая уже не сможет принять первоначальное значение. Изменение краевого угла смачивания при передвижении по поверхности твердого тела трехфазного периметра смачивания называется **кинетическим гистерезисом смачивания**. Также как и в статическом случае, имеют место наступающий  $\theta'$  (вода вытесняет нефть) и отступающий  $\theta''$  (нефть вытесняет воду) углы смачивания. При движении периметра смачивания изменение углов смачивания будет зависеть от направления движения, но условие  $\theta' > \theta > \theta''$  будет выполняться, как и в случае статического гистерезиса (рис. 2.4.12 (а)) [12].

Величина кинетического гистерезиса смачивания зависит также от скорости движения флюидов, степени их адсорбции на твердой поверхности, ее шероховатости и т.д. В случае очень больших скоростей наступающий угол смачивания может стать  $> 90^\circ$ , что приведет к прорыву воды в капилляре даже в условиях гидрофильной поверхности (рис. 2.4.12 (б)) [12].

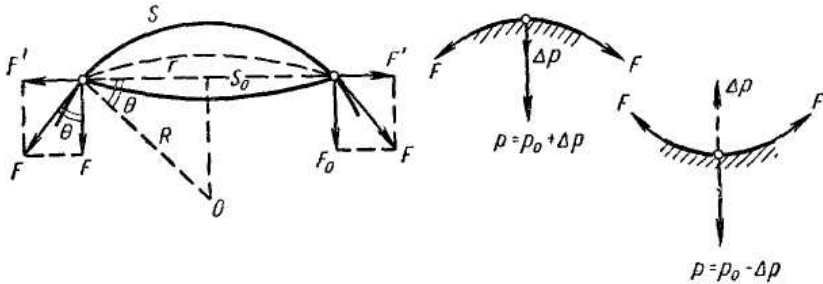
Объяснение гистерезисных явлений связывают с молекулярной теорией взаимодействия Гиббса: при вытеснении нефти водой вода удаляет с твердой поверхности адсорбированные молекулы полярных компонентов нефти, что приводит к возникновению дополнительного сопротивления перемещению воды вдоль твердой поверхности. В зависимости от порядка смачивания величина этих сил сопротивления неодинакова, чем и обусловлено различие в отступающих и наступающих углах смачивания. Если энергия прилипания нефти к твердой поверхности больше энергии сцепления ее молекул в объеме, то на скелете породы останется пленка нефти, окруженная водой, что является одной из причин невозможности полного извлечения нефти из нефтяного пласта.

#### ***2.4.6. Капиллярные явления в насыщенных пористых средах***

Явление поверхностного натяжения приводит не только к искривлению поверхности раздела фаз на границе «жидкость – газ» или на границе двух несмешивающихся жидкостей, но проявляется в виде капиллярных сил, если эти системы находятся в ограниченном пространстве тонких трубок или капилляров.

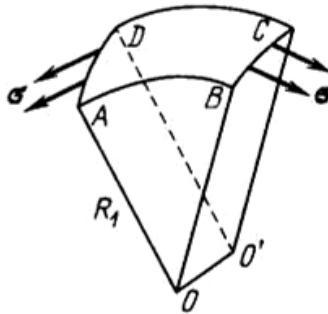
Как известно, на искривленной поверхности двух фаз давление претерпевает скачок (давление внутри капли жидкости или пузырька газа всегда больше, чем снаружи).

Разность внутреннего и внешнего давлений на искривленной поверхности называется капиллярным давлением и всегда направлено внутрь жидкости в системе «жидкость – газ» или под вогнутую поверхность в системе «жидкость – жидкость» (рис. 2.4.13) [14].



**Рис. 2.4.13. Капиллярное давление на искривленной поверхности раздела фаз**

Как видно из рисунка 2.4.13, в зависимости от выпуклости или вогнутости поверхности дополнительное давление, создаваемое силами поверхностного натяжения, может либо прибавляться к первоначальному давлению (в случае плоской поверхности), либо отниматься от него. При этом поверхность жидкости может быть и не сферической. Поэтому в общем случае выберем на поверхности участок, ограниченный бесконечно малым прямоугольником (рис. 2.4.14) [14].



**Рис. 2.4.14. Графическое пояснение формулы Лапласа**

Исходя из определения поверхностного натяжения и рисунка 2.4.14, можно показать, что дополнительное капиллярное давление определяется выражением, известным как формула Лапласа [14]:

$$P_{\kappa} = \pm \sigma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right), \quad (2.4.6)$$

где  $R_1$  и  $R_2$  – радиусы кривизны двух взаимно перпендикулярных нормальных сечений к поверхности жидкости (на рис. 2.4.14  $R_1$  – радиус кривизны дуги  $AB$ ,  $R_2$  – радиус кривизны дуги  $AD$ ); знак в правой части означает выпуклость или вогнутость поверхности.

В случае сферической поверхности получим [14]:

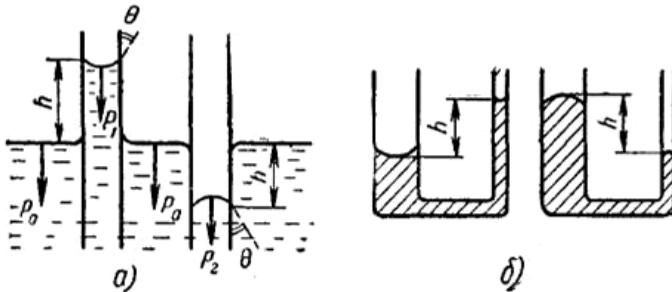
$$P_{\kappa} = \frac{2\sigma}{R}, \quad (2.4.7)$$

если поверхность плоская:

$$P = \frac{\sigma}{r}, \quad (2.4.8)$$

где  $r$  – радиус капилляра.

Одним из проявлений капиллярных сил является поднятие или опускание столбика жидкости в капилляре в зависимости от порядка смачивания его стенок (рис. 2.4.15) [14].



**Рис. 2.4.15. Действие капиллярных сил в вертикальных капиллярах**

Высота поднятия (опускания) жидкости в сферическом капилляре со смачивающимися (не смачивающимися) ею стенками определяется соотношением [14]:

$$\rho gh = \frac{2\sigma}{R} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

и равна:

$$h = \frac{2\sigma \cos \theta}{\rho g r}. \quad (2.4.9)$$

В пористой среде аналогичным образом происходит процесс капиллярной **пропитки смачивающей фазой**. Скорость пропитки можно рассчитать по формуле [14]:

$$h(t) = \sqrt{\frac{r\sigma \cos \theta}{2\mu}} t,$$

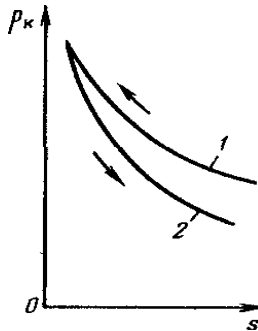
где  $\mu$  – вязкость жидкости,  $t$  – время пропитки.

В случае избирательного смачивания в горизонтальном капилляре, и если смачивающая жидкость вытесняет несмачивающую, скорость пропитки можно найти из уравнения [14]:

$$l^2 = \frac{2l_0\mu_1}{\mu_2 - \mu_1} l = \frac{\sigma \cos \theta}{2(\mu_2 - \mu_1)} rt,$$

где  $l_0$  – общая длина пористой среды;  $\mu_1$  и  $\mu_2$  – вязкость вытесняемой и вытесняющей жидкости, соответственно.

Итак, если пористая среда первоначально заполнена несмачивающей фазой, а затем заполняется смачивающей – это **пропитка**; если же первоначально пористая среда насыщена смачивающей фазой, которая замещается несмачивающей, – это **процесс вытеснения**. В обоих случаях капиллярное давление будет меняться по мере изменения соотношения фаз.



**Рис. 2.4.16.** Зависимость капиллярного давления от насыщенности смачивающей фазы: 1 – вытеснение; 2 – пропитка

На рисунке 2.4.16 показано изменение капиллярного давления в двух рассматриваемых процессах – вытеснения (1) и про-

питки (2). Причем эти кривые, как правило, не совпадают. Это явление называется **капиллярным гистерезисом** [14].

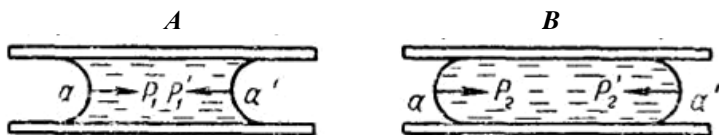
Пусть гидрофобная поверхность, насыщенная нефтью (тогда  $s$  на рисунке 2.4.16 относится к нефти), заполняется водой (вытеснение). В процессе пропитки (кривая 2) нефть заполнит самые мелкие поры (в которых капиллярное давление максимально), а вода – крупные, и общее капиллярное давление будет уменьшаться. При обратном процессе – вытеснении нефти водой, последняя постепенно будет заполнять поры, занятые нефтью (сначала, разумеется, более крупные), уменьшая ее насыщенность (по стрелке на кривой 1). Таким образом, количество пор, занятых двухфазной системой, будет больше, и капиллярное давление системы увеличится. Однако самые мелкие поры, а главное, поры, имеющие узкие перемычки, останутся насыщенными нефтью. Это и приводит к появлению капиллярного гистерезиса.

### 2.4.7. Роль капиллярных явлений в процессах вытеснения нефти водой

При извлечении нефти запасы пластовой энергии расходуются на преодоление различных сил:

- 1) вязкого трения (гидравлическое сопротивление);
- 2) адгезионных;
- 3) капиллярных и др.

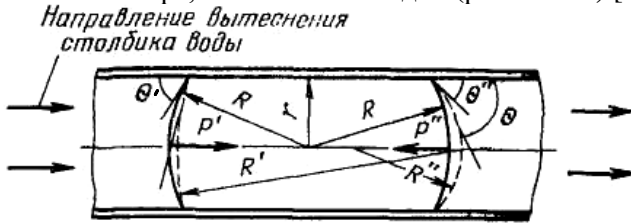
Капиллярные силы возникают вследствие того, что в пористой среде на уровне водонефтяного контакта (ВНК) вместо раздельного фронта движения образуется *смесь* воды и нефти или газа и нефти. При этом жидкости в капиллярных каналах разбиваются на столбики и шарики, так называемые **чётки**, которые на время могут закупорить поры пласта вследствие действия капиллярных сил (рис. 2.4.17) [16].



**Рис. 2.4.17. Схема образования чётки жидкости в капилляре в зависимости от порядка смачивания:**

*A* – чётка смачивающей жидкости; *B* – несмачивающей

Рассмотрим перемещение чётки нефти в цилиндрическом гидрофильном капилляре, заполненном водой (рис. 2.4.18) [16].



**Рис. 2.4.18. Схема движения единичной чётки нефти в гидрофильном капилляре**

Поскольку капилляр гидрофильный (с точки зрения полноты вытеснения нефти это наиболее благоприятный случай), его стенки покрыты пленкой воды, которая со стороны чётки испытывает давление, равное  $\sigma/r$  (случай плоской поверхности по формуле Лапласа). Под действием капиллярных сил сама чётка нефти будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая давление на мениск между нефтью и водой [16]:

$$p = \frac{2\sigma}{R}.$$

Однако в процессе движения чётки в результате действия гистерезисных явлений мениски будут испытывать деформацию. Поэтому радиусы их кривизны и краевые углы смачивания изменятся, причем неодинаково. Так, на рисунке 2.4.18 краевые углы  $\theta'$  и  $\theta''$  – наступающий и отступающий, соответственно, следовательно, должно выполняться условие  $\theta' > \theta > \theta''$ .

Обозначим соответствующие этим углам радиусы кривизны менисков  $R'$  и  $R''$ . Тогда капиллярные давления, создаваемые этими менисками, будут направлены внутрь чётки и равны [16]:

$$p' = \frac{2\sigma}{R'} \quad \text{и} \quad p'' = \frac{2\sigma}{R''}. \quad (2.4.10)$$

Таким образом, разность этих давлений будет давать результирующее капиллярное давление чётки, и именно оно будет определять силу, противодействующую внешнему перепаду давления, причем, как видно из рисунка, практически всегда направленную против движения жидкости [16]:



$$p_{\kappa} = p'' - p' = \frac{2\sigma}{R''} - \frac{2\sigma}{R'} = 2\sigma \left( \frac{1}{R''} - \frac{1}{R'} \right). \quad (2.4.11)$$

В практических задачах, конечно, неудобно оперировать изменяющимися радиусами кривизны менисков, поэтому, учитывая, что  $R \cos \varphi = r$ , из (2.4.11) получим [16]:

$$p_{\kappa} = \frac{2\sigma}{r} (\cos \theta'' - \cos \theta'). \quad (2.4.12)$$

**Эффект Жамена.** В реальных пористых средах пластовые флюиды движутся в капиллярах переменного сечения. Рассмотрим случай, когда перемещение чётки нефти или газа в окружении воды происходит в сужающемся капилляре (рис. 2.4.19) [16]. Заполняя капилляр, чётка деформируется так, что радиусы кривизны правого и левого менисков существенно различаются. Поэтому, даже если суженная часть капилляра является очень узкой, но потенциально проницаемой, может произойти закупорка капилляра. Это объясняется тем, что в соответствии с формулой (2.4.11) в цилиндрическом капилляре даже очень малого сечения разность обратных значений радиусов кривизны будет величиной, возможно, очень большой, но конечной. В случае же, когда только один из радиусов бесконечно мал, капиллярное давление становится бесконечно большим. Это явление при движении газоводонефтяных смесей в пористых средах называют эффектом Жамена.

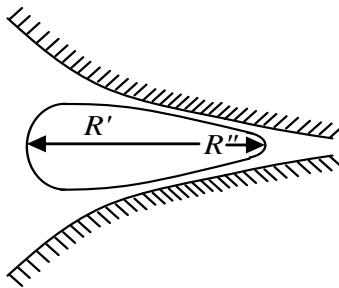


Рис. 2.4.19. Иллюстрация эффекта Жамена

Учитывая, что газоводонефтяные смеси образуются в фильтрационных потоках на протяжении сотен метров, гистерезисные явления и такие явления, как эффект Жамена, могут существен-

но сказаться на процессе вытеснения нефти. Следует правда отметить, что вследствие сжимаемости газа и упругости жидкости эти эффекты могут быть менее значительными при высоких пластовых давлениях. Кроме того, в реальной пористой среде с хаотичным распределением поровых каналов всегда есть возможность движения по обходным порам.

**Прыжки Хейнса.** Еще более сложные процессы происходят в капиллярах переменного сечения, один из примеров этого схематично изображен на рисунке 2.4.20 [17]. В таком капилляре мениск периодически изменяется, сжимаясь и растягиваясь в зависимости от сечения, в которое он попадает, причем в сечениях *a* и *c* положение мениска будет устойчивым, а между ними – неустойчивым.

При повышении давления в таком канале жидкость будет задерживаться в устойчивых сечениях, пока не преодолеет капиллярное давление, а затем скачком перейдет в расширяющийся участок поры. Это явление называют «прыжки Хейнса». Однако в реальных пористых средах оно, так же как и эффект Жамена, слабо сказывается на процессе фильтрации в целом. Тем не менее в некоторых случаях эти эффекты могут привести к дополнительным потерям энергии на преодоление больших и меняющихся капиллярных сил.

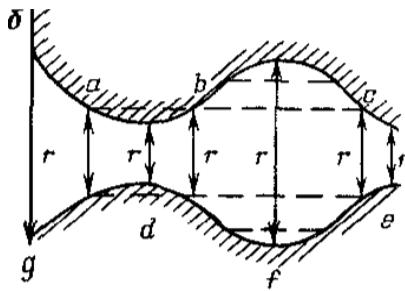


Рис. 2.4.20. Иллюстрация эффекта «прыжки Хейнса»

В заключение отметим, что при расчетах реальных фильтрационных процессов, когда учет капиллярных сил необходим, пользуются усредненной формулой для капиллярного давления в пористой среде [17]:

$$p_{\kappa} = \frac{2\sigma}{r} \cos \theta, \quad (2.4.13)$$

где  $r$  – средний радиус поровых каналов среды.

В гидрофильной пористой среде в мелких порах капиллярные силы становятся больше, в результате чего по ним продвигается вода, попадая в нефтяную часть, а нефть по крупным порам частично попадает в водную часть, что приводит к фрактальному виду водонефтяного контакта. В случае макронеоднородных коллекторов происходит в виде языков различной формы и размеров прорыв воды, в результате которого за фронтом вытеснения остается значительное количество нефти.

### Вопросы для самоконтроля

1. Сформулируйте правило Антонова.
2. Дайте «силовое» и «энергетическое» определение коэффициенту поверхностного натяжения.
3. Как зависит коэффициент поверхностного натяжения от температуры и давления?
4. Что такое избирательное смачивание?
5. Дайте определение понятию «краевой угол избирательного смачивания».
6. Выведите уравнение Юнга.
7. Что такое работа адгезии? Единицы измерения.
8. Выведите и проанализируйте уравнение Дюпре – Юнга.
9. Какой физический смысл имеет работа когезии?
10. В чем заключается понятие теплоты смачивания?
11. От каких факторов зависит явление статического гистерезиса смачивания?
12. В чем различие наступающего и отступающего углов смачивания?
13. В чем состоит причина возникновения кинетического гистерезиса смачивания?
14. В чем проявляется капиллярное давление на искривленной поверхности раздела фаз?
15. Запишите и поясните физический смысл формулы Лапласа.
16. Выведите формулу для высоты поднятия жидкости в сферическом капилляре.
17. В чем состоит явление капиллярной пропитки?
18. Выведите и поясните формулу для капиллярного давления при вытеснении нефти водой.

## 2.5. Адсорбционные процессы в насыщенных пористых средах

### 2.5.1. Общие представления об адсорбции

В общем случае явления, связанные с самопроизвольным перераспределением веществ между различными частями гетерогенной системы, называют сорбцией. Сорбция (от лат. **sorbio** – сгущать) – это изменение (как правило, увеличение) концентрации компонента либо у поверхности раздела фаз (**адсорбция**), либо в объеме одной из фаз (**абсорбция**). Также сорбция может трактоваться как образование раствора. Поверхностная сорбция – одно из важнейших сорбционных явлений. Наибольшее практическое значение имеет адсорбция на поверхности твердых тел. Адсорбция может происходить на поверхностях раздела:

- твердое тело – газ;
- твердое тело – раствор;
- раствор – газ.

Твердое тело, у поверхности которого происходит адсорбция, называется **адсорбентом**, адсорбированное вещество – **адсорбатом**, а адсорбирующий компонент жидкого раствора называется **адсорбтивом**.

**Физическая и химическая адсорбция.** Адсорбцию принято делить на физическую и химическую (хемосорбцию). Резкой границы между ними не существует, хотя в предельных случаях они различаются легко. Физическая адсорбция обусловлена межмолекулярными (ван-дер-ваальсовыми) силами, когда не происходит химического взаимодействия между адсорбатом и адсорбентом, к тому же молекулы адсорбата на поверхности не теряют своей индивидуальности. Попадая на поверхность адсорбента, молекула адсорбата удерживается силовым полем поверхности в течение некоторого времени, а затем десорбируется. В начальный период скорость адсорбции намного превышает скорость десорбции, но постепенно эта разница уменьшается, скорости выравниваются, т.е. наступает адсорбционное равновесие, и молекулы адсорбата образуют на поверхности адсорбента адсорбционный слой. При этом свободная энергия поверхности уменьшается.

Химическую адсорбцию также называют активированной адсорбцией, т.к. она подобно химическим реакциям характеризу-

ется определенной энергией активации, т.е. некоторым избытком энергии по сравнению со средней энергией всех молекул, необходимым для осуществления химической реакции.

Энергия активации вычисляется из зависимости постоянной скорости реакции  $k$  и температуры по формуле Аррениуса [17]:

$$\frac{d \ln k}{dT} = \frac{E}{RT^2},$$

где  $E$  – энергия активации, определяющая число эффективных столкновений, равное общему числу столкновений, умноженно-

му на  $e^{\frac{E}{kT}}$ , и поэтому показывающая резкий рост реагирующих (активных) молекул с повышением температуры.

Таким образом, наиболее существенное различие между двумя типами адсорбции заключается в природе сил, вызывающих ее. Силы, действующие между адсорбентом и адсорбатом, аналогичны силам, проявляющимся в процессах конденсации; при хемосорбции – силам, действующим при химических реакциях. При достаточно низких температурах ван-дер-вальсова адсорбция наблюдается для любых веществ, тогда как хемосорбция не для всех веществ.

Равновесие при физической адсорбции устанавливается быстро и обратимо. При этом возможны следующие варианты физической адсорбции:

1. Адсорбция **неполярного** адсорбата на **неполярном** адсорбенте – это универсальное **дисперсионное** взаимодействие, существующее в любых системах, где есть электроны. Оно, в частности, не зависит от температуры, и сила взаимодействия между двумя молекулами не зависит от присутствия других молекул. Кроме того, дисперсионные силы **аддитивны**, поэтому, например, в пористых средах их вклад в адсорбцию существенно возрастает.

2. Адсорбция **неполярного** адсорбата на **полярном** адсорбенте (например, ионные кристаллы), когда добавляется **индукционное** притяжение, а именно электрические силы притяжения молекул адсорбата, которые индуцируются в диполи в электрическом поле адсорбента. Аналогично проявляется адсорбция и при взаимодействии **полярного адсорбата с неполярным адсорбентом**.

3. Адсорбция **полярного** адсорбата на **полярном** адсорбенте сопровождается **ориентационным** кулоновским взаимодействием

диполей адсорбата с электрическим полем адсорбента. Причем и индукционные и ориентационные силы не являются аддитивными: присутствие других молекул в поле взаимодействия двух молекулярных диполей ослабляет это взаимодействие, что имеет место в пористых средах с развитой поверхностью адсорбента.

В целом энергия взаимодействия складывается из трех указанных видов взаимодействия. Наибольший вклад (для неполярных молекул – основной) вносит **дисперсионное** взаимодействие.

### ***2.5.2. Значение адсорбции в нефтегазовых пластах***

Целый ряд веществ, содержащихся в пластовых флюидах, может вследствие изменения термодинамических условий осаждаться на поверхности зерен пористой среды. Это может происходить со **смолами и асфальтенами**, которые входят в состав нефтей, с солями, которые содержатся в пластовой воде, или с различного рода добавками к воде, закачиваемой в породы. Сорбционные процессы имеют существенное значение и при фильтрации газа в пористой среде. Количество сорбированного газа может достигать до 11–15% от его объема, заключенного в порах. Процесс сорбции газа породой можно рассматривать как двухэтапный: осаждение молекул газа на поверхности и диффузия его внутрь блока зерен породы.

Известно, что в пластовой нефти присутствуют поверхностно-активные и полярные вещества, которые могут адсорбироваться породой. Также поверхностно-активные вещества могут содержаться и в пластовой воде. При наличии активных центров на поверхности пор породы такие компоненты нефти, как асфальтены, смолы, нафтенновые кислоты, адсорбируются полярными группами к поверхности, неполярными – наружу, вследствие чего поверхность становится гидрофобизованной. Наоборот, если поверхность неполярна, то в результате адсорбции нефти углеводородными радикалами к поверхности она покрывается гидратированной оболочкой полярных групп и может приобрести гидрофильные свойства.

Адсорбция на разделе твердое тело – раствор играет большую роль в процессе миграции нефти и воды, разработке нефтяных месторождений, интенсификации добычи нефти и т.д.

Отмечено, что при контакте нефти с горной породой возникающий на границе раздела нефть – порода адсорбционный слой с прилегающим граничным слоем, состоящим из поверхностно-активных компонентов нефти, под действием термобарокаталитических факторов за длительный период формирования залежи подвергается структурной и химической перестройке. В результате «эволюции» граничного слоя в зонах контакта породы с нефтью формируется твердая пленка, состоящая из уплотненных коксообразных продуктов превращения нефти. Толщина пленки составляет 0,3–0,5 мкм.

На основании результатов ряда работ можно сказать, что нефть при фильтрации через различные горные породы изменяют свой состав и свойства. Направленность этих изменений обуславливается, прежде всего, адсорбционными процессами. На адсорбционные процессы, происходящие в пористой среде, большое влияние оказывает минералогический состав пород-коллекторов. Например, глинистые минералы влияют на перераспределение углеводородных групп нефтей при фильтрации.

Меньшая величина адсорбции асфальтенов для газонасыщенной нефти является следствием адсорбции молекул газа, содержащегося в нефти. Таким образом, степень газонасыщенности нефтей оказывает существенное влияние на величину адсорбции асфальтенов из нефтей. Установлено также, что в газонасыщенных нефтях величина адсорбции асфальтенов в исследованных диапазонах давлений от атмосферного до 10 МПа не зависит от давления. На величину адсорбции при прочих равных условиях большое влияние оказывают статические или динамические условия: время достижения равновесной адсорбции в статических условиях составляет от 48 часов до 72 часов, в динамических условиях – более 380 часов.

### ***2.5.3. Исторические сведения об адсорбции***

Явления поглощения газов и паров, а также растворенных веществ пористыми телами известны с давних пор. Еще в 1773 г. шведский ученый **Шееле** и французский ученый **Фонтана** дали описание своих опытов по поглощению газов углем. В 1791 г. русский химик **Т.Е. Ловиц** изучал явление адсорбции из растворов на твердом адсорбенте.

Систематические же исследования в области поглощения газов относятся к началу XIX в. **Соссюр в 1814 г.** установил поглощение газов не только углем, но и другими пористыми телами – пемзой, пробкой и т.д. Согласно теории Соссюра, молекулы газа, близко подходя к поверхности поглотителя, испытывают с его стороны сильное притяжение и образуют на нем сгущенный слой.

**В 1861–1864 гг.** английский ученый **Грэм**, изучая диффузию различных растворов, обнаружил медленную диффундируемость некоторых веществ, к которым относятся гидраты окисей алюминия, цинка, железа и других металлов, а также крахмал, белки и др. **В 1878 г.** появляются труды американского физика **Гиббса**: правило фаз, теория поверхностных явлений. Широкому изучению явления адсорбции газов твердыми адсорбентами послужили работы **Н.Д. Зелинского** и **Н.А. Шилова**. **В 1915 г.** академиком Зелинским (и Фрицем Габером) создан противогаз, защитные свойства которого обусловлены адсорбцией газов активированным углем. **Л.Г. Гурвич** создал научные основы методов переработки нефти и положил начало современному учению о поверхностных явлениях. Его работы были развиты американским исследователем **И. Лэнгмюром**, который с помощью уравнения Дж.У. Гиббса рассчитал степень заполнения адсорбционного слоя и определил характер фильтрации в нем поверхностно-активных молекул. За последующие годы большое значение приобрели работы **Б.В. Дерягина**, **М.М. Русакова**, **П.А. Ребиндера**, **А.Н. Згрумкина** и многих других, за рубежом – работы **А.М. Годэна**, **М. Маскета**, **Свен-Нильсона**, **Уорка**.

**А.Н. Фрумкин**ым разработаны важные вопросы состояния и термодинамических свойств адсорбционных слоев и развита общая термодинамическая теория смачивания. Работы **П.А. Ребиндера** с 1923 г. посвящены проблеме влияния поверхностных слоев на свойства и поведение коллоидных и грубодисперсных систем, а также деформируемых твердых тел.

Первые систематические исследования молекулярно-поверхностных свойств нефтепродуктов принадлежат **М.М. Русакову**, показавшему, в частности, что, измеряя поверхностное натяжение нефтепродуктов на границе с чистой водой, можно судить о степени их очистки от полярных веществ.



Долгое время изучение адсорбции было направлено на накопление экспериментального материала, и не существовало подлинной теории по изучению адсорбции газов и паров на твердой поверхности.

**В 1915 г.** были предложены две независимые теории **И. Лэнгмюра** и **Поляни**. Наряду с теориями Лэнгмюра и Поляни в области теории адсорбции также имеется ряд исследований Эйкена, Магнуса, Вильяма, Жуховицкого и др. Но наиболее типичными и важными являются теории Лэнгмюра и Поляни.

Согласно теории Лэнгмюра адсорбция представляет собой химический процесс, и адсорбционный слой является мономолекулярным. Согласно теории Поляни адсорбция носит физический характер, и адсорбционный слой является полимолекулярным. Лэнгмюр дал кинетическое обоснование процессу адсорбции. Он считал, что соударение между молекулами газа и твердой поверхностью носит эластичный характер: молекулы газа остаются в соприкосновении с твердой поверхностью в течение некоторого времени, а затем отрываются от нее и переходят в газовую фазу. Время пребывания молекул на поверхности определяет явление адсорбции.

По Лэнгмюру в поверхности твердого тела должны находиться участки или места, отличающиеся сильным силовым полем. Поверхность раздела фаз всегда является источником силового поля вследствие нескомпенсированности молекулярных сил в межфазном поверхностном слое.

Влияние адсорбции на природу межфазных поверхностей раздела и устойчивость дисперсных систем было впервые качественно рассмотрено Л.Г. Гурвичем, а затем проработано с привлечением представлений об ориентации поверхностно-активных молекул в адсорбционных слоях П.А. Ребиндером и его сотрудниками.

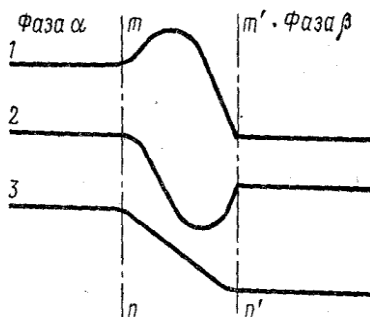
П.А. Ребиндером было показано, что вещество будет адсорбироваться на границе раздела фаз, а значит понижать поверхностное натяжение в том случае, если оно своим присутствием на поверхности будет уравнивать разность полярностей этих фаз, т.е. если его полярность будет находиться между полярностями этих фаз. Это правило было названо П.А. Ребиндером правилом уравнивания полярностей.

#### 2.5.4. Природа адсорбционных сил

Адсорбция пористым телом внешне выглядит как поглощение в объеме пор, но при этом не происходит внедрение сорбируемого вещества внутрь соседней фазы, происходит лишь накопление его у поверхности. В строгом определении адсорбции она рассматривается как избыток вещества вблизи поверхности по сравнению с равным объемом вдали нее. Однако в ряде случаев удобнее рассматривать не избыток вещества, а всё количество адсорбата вблизи поверхности. Это количество обозначают символом  $a$  и называют полным содержанием или просто адсорбцией. Так как для пористых твердых тел бывает затруднительно знать величину поверхности, то часто адсорбцию относят не к единице поверхности, а к единице массы (моль/кг или моль/г).

Известно также и такое определение адсорбции: «Явление изменения концентрации вещества у поверхности раздела фаз по сравнению с объемной фазой называется адсорбцией». Впрочем, адсорбционные явления многообразны, т.к. многообразны возможные сочетания агрегатного состояния и состава пограничных фаз. Дж. Гиббс сформулировал более строгое определение понятию адсорбции: «Адсорбцией данного компонента на границе раздела двух фаз называется разность между фактическим количеством этого компонента в системе и тем его количеством, которое было бы в системе, если бы концентрации в обеих сосуществующих фазах были постоянны вплоть до некоторой геометрической поверхности, разделяющей их». Эта разность может быть положительной или отрицательной, обозначается символом  $\Delta$  и имеет размерность [моль/м]. Величину  $\Delta$  еще называют избыточной адсорбцией по Гиббсу.

Хотя в приведенном определении адсорбция отнесена к геометрической поверхности, не имеющей толщины (что особенно удобно при выводе уравнений), но фактически, конечно, граница между фазами представляет собой очень тонкий (поверхностный) слой, в котором все свойства отличаются от свойств объемных фаз и изменяются не скачкообразно, а непрерывно. На рисунке 2.5.1, например, показано возможное изменение концентрации вблизи границы раздела фаз [17].



**Рис. 2.5.1. Изменение концентрации компонентов у границы раздела фаз:  $mm'$  – поверхностный слой**

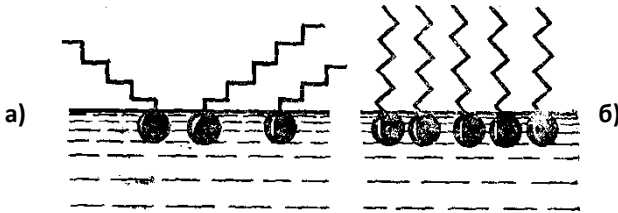
Концентрация компонента может быть как выше концентраций в обеих фазах (1), так и ниже (2) или иметь промежуточное значение (3). Эта область (на рисунке между линиями  $mm'$ ) может рассматриваться как поверхностный слой. Таким образом, изучая границу раздела фаз, нужно рассматривать состояние трех фаз: двух объемных и одной поверхностной.

Если происходит адсорбция молекул, то этот процесс называется **молекулярной адсорбцией**. **Ионная адсорбция** – это изменение концентрации ионов на поверхности раздела фаз.

### **2.5.5. Уравнение адсорбции Гиббса**

Растворение веществ в жидкостях обычно сопровождается изменением поверхностного натяжения. Так, при растворении неорганических солей в воде поверхностное натяжение на границе водный раствор – воздух незначительно повышается, а при растворении органических веществ (спирта и др.) оно значительно понижается. Вещества, понижающие поверхностное натяжение раствора, называются поверхностно-активными. Они адсорбируются поверхностным слоем, т.е. сосредотачиваются в поверхностном слое в большей концентрации, чем в основном объеме раствора. Понижение поверхностного натяжения растворов обусловлено тем, что притяжение растворенных молекул к молекулам растворителя меньше, чем взаимное притяжение последних. При таком соотношении молекулярных сил молекулы растворенного вещества выталкиваются из объема на поверхность фазового раздела, т.е. происходит адсорбция его из раствора, что и вызывает понижение

свободной поверхностной энергии или поверхностного натяжения. С увеличением концентрации поверхностно-активного вещества в растворе адсорбционный слой уплотняется, что сопровождается понижением поверхностного натяжения. На рисунке 2.5.2 показаны ненасыщенный и насыщенный адсорбционные слои [25].



**Рис. 2.5.2. Ненасыщенный (а) и насыщенный (б) адсорбционные слои**

Уравнение, устанавливающее связь между всеми параметрами адсорбции: величиной поверхностного натяжения  $\sigma$ , концентрацией компонента  $C$  в одной из фаз, его адсорбцией  $\Gamma$ , было выведено Дж. Гиббсом в 1876 г. Оно является общим термодинамическим уравнением, справедливым для любых составов и природы поверхности раздела фаз [22]:

$$\Gamma = - \frac{C}{RT} \frac{d\sigma}{dC},$$

где  $C$  – концентрация компонента,  $\sigma$  – поверхностное натяжение.

Это уравнение показывает, что если при адсорбции поверхностное натяжение  $\sigma$  уменьшается с ростом концентрации  $C$ , т.е.  $d\sigma/dC < 0$ , то адсорбция  $\Gamma > 0$ . Это соответствует поверхностно-активным веществам. Наоборот, если  $\sigma$  растет с ростом  $C$ , то  $d\sigma/dC > 0$ , а  $\Gamma < 0$ . Это соответствует поверхностно-инактивным веществам. Кроме того, если известна зависимость  $\sigma$  от  $C$  (т.е. изотерма поверхностного натяжения  $\sigma = \sigma(C)$ ), то можно для каждого значения концентрации найти  $d\sigma/dC$  и по уравнению Гиббса вычислить значение  $\Gamma$ , т.е. построить изотерму адсорбции  $\Gamma = f(C)$ . Схема этого расчета показана на рисунке 2.5.3 [22].

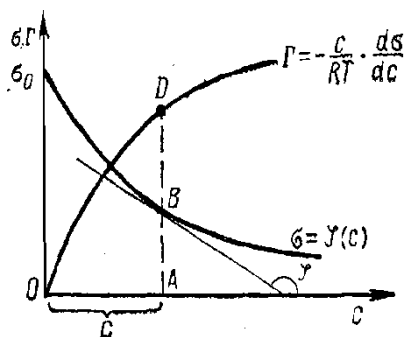


Рис. 2.5.3. Изотерма поверхностного натяжения и изотерма адсорбции

### 2.5.6. Теплота адсорбции

Интенсивность взаимодействия адсорбент – адсорбат зависит от состояния адсорбента, от того, какое количество адсорбата предварительно адсорбировано его поверхностью (от заполнения поверхности). Как следствие этого различают два основных понятия: **интегральная и дифференциальная теплота адсорбции** подобно тому, как эти понятия употребляются применительно к теплотам растворения.

Интегральной теплотой адсорбции  $Q$  называется полное количество теплоты, выделяющейся при адсорбции  $n$  молей адсорбата. Её относят к единице массы адсорбента (Дж/кг). Дифференциальной теплотой адсорбции  $q$  называют отнесенное к 1 молю адсорбата дополнительное количество теплоты, выделяющейся при адсорбции бесконечно малого количества адсорбата. Таким образом, по определению [25]:

$$q = \frac{dQ}{da} \quad \text{или} \quad Q = \int_{a_1}^{a_2} q da,$$

где  $a$  – величина адсорбции.

Теплота физической адсорбции превышает теплоту конденсации не более чем на  $\sim 20$  кДж/моль. Хемосорбция протекает довольно медленно и обычно необратима. Теплоты хемосорбции, как правило, высоки (100–200 кДж/моль).

Величина адсорбции  $a$  – функция природы адсорбента и адсорбата, которая зависит от взаимодействия между ними. Взаимодействие молекул адсорбата с поверхностью адсорбента имеет ту же природу, что и взаимодействие молекул внутри одной

фазы. Некоторое усложнение состоит, однако, в том, что при адсорбции взаимодействуют молекулы, принадлежащие разным фазам, а на границе раздела фаз неизбежно существует асимметрия сил взаимодействия. Кроме того, молекулы адсорбата взаимодействуют не с единичной молекулой адсорбента, а с их совокупностью, благодаря чему силы взаимодействия в зависимости от их природы могут либо возрастать, либо ослабевать.

### 2.5.7. Изотермы адсорбции

Для данной пары адсорбент – адсорбат величина адсорбции  $a$  или  $\Gamma$  определяется двумя основными термодинамическими параметрами состояния: температурой  $T$  и давлением  $p$  при газообразном адсорбате или температурой  $T$  и концентрацией  $C$  при адсорбции из растворов. Все 3 величины – адсорбция  $a$  ( $\Gamma$ ), температура  $T$  и давление  $p$  (концентрация  $C$ ) – связаны функциональной зависимостью, называемой термическим уравнением обратимой сорбции [23]:

$$f(a, p, T) = 0 \text{ или } \varphi(\Gamma, C, T) = 0.$$

В конкретных случаях эти уравнения имеют различный вид. В теории адсорбции часто рассматривают адсорбционное равновесие при условии, что один из параметров, входящих в термическое уравнение, поддерживают постоянным. Адсорбция, если она выражена не как избыток, а как полное содержание, всегда возрастает с повышением равновесного давления (концентрации). Так как адсорбция – процесс экзотермический, то при повышении температуры величина адсорбции снижается (рис. 2.5.4, на котором  $T_1 > T_2 > T_3$ ).

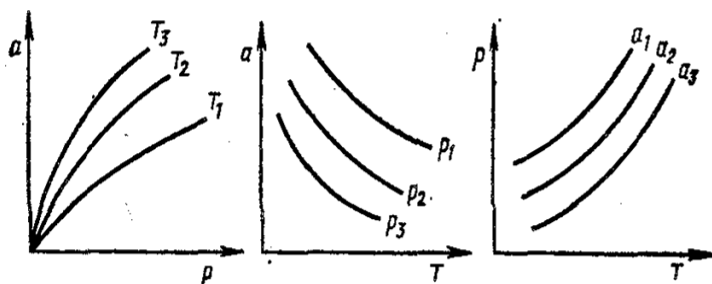


Рис. 2.5.4. Основные виды кривых адсорбционного равновесия: изотермы ( $T = \text{const}$ ), изобары ( $p = \text{const}$ ) или изопикны (если  $C = \text{const}$ ), изостеры ( $a = \text{const}$ )

Уравнение, связывающее величину адсорбции с температурой при постоянном равновесном давлении  $a = f(T)_p$  или постоянной равновесной концентрации  $\Gamma = \varphi(T)_c$ , носит название соответственно изобары или изопикны адсорбции (рис. 2.5.4, где  $p_1 > p_2 > p_3$ ). Уравнение вида  $p = \xi(T)_a$  (изостера адсорбции) связывает равновесное давление с температурой при постоянном адсорбированном количестве (рис. 2.5.4) [23].

Теория адсорбционного равновесия ставит задачей на базе определенной модели процесса адсорбции составить ее математическое описание. Уравнение в идеале должно количественно описывать зависимость равновесной величины адсорбции от концентрации адсорбата в объемной фазе при различных температурах, а также правильно предсказывать изменение теплоты адсорбции от заполнения адсорбента.

Наиболее часто при этом находят уравнение **изотермы адсорбции**. Форма изотермы адсорбции на твердых телах зависит от многих параметров: свойств адсорбента и адсорбата, взаимодействия адсорбент – адсорбат, взаимодействия молекул адсорбата между собой в газовой фазе и в адсорбированном состоянии. В области малых давлений (концентраций) и соответствующих им малых заполнений поверхности взаимодействие между молекулами адсорбата незначительно, и зависимость  $a = f(p)_T$  сводится к простейшей форме, называемой законом **Генри** [23]:

$$a = kp \text{ или } a = kC. \quad (2.5.1)$$

Величина адсорбции пропорциональна концентрации адсорбтива в растворе. Коэффициент пропорциональности  $k$  – коэффициент Генри – является мерой интенсивности адсорбции.

При больших давлениях (концентрациях) и соответствующих им больших заполнениях адсорбцию часто выражают эмпирическим уравнением **Фрейндлиха** [23]:

$$a = \frac{\chi}{m} = \beta c^{1/n}, \quad (2.5.2)$$

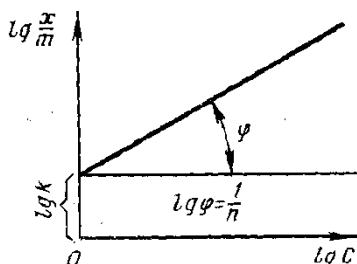
где  $\chi$  – количество адсорбированного вещества,  $m$  – масса адсорбента,  $\beta$  и  $n$  – константы, характерные для каждой адсорбированной системы, причем  $1/n$  всегда правильная дробь ( $0 < 1/n < 1$ ). По Г. Фрейндлиху  $n$  не зависит от заполнения, хотя это утвер-

ждение не вполне точно. Этим эмпирическим уравнением часто пользуются для ориентировочных расчетов адсорбции.

Уравнение Фрейндлиха применимо для адсорбции недиссоциируемых или слабо диссоциируемых веществ, когда вещества адсорбируются в виде целых молекул. Такие явления происходят при молекулярной адсорбции, которая характеризуется следующим правилом: чем лучше данный растворитель смачивает твердую поверхность, тем меньше адсорбция молекул растворенного вещества из растворителя на данной поверхности, и наоборот.

Уравнение Фрейндлиха (2.5.2) нельзя применять при очень малых и очень больших концентрациях, когда кривая зависимости адсорбции от концентрации принимает вид прямой линии и показатель  $1/n$  становится равным нулю или единице.

В логарифмированном виде уравнение Фрейндлиха представляет собой прямую (рис. 2.5.5) [23]. По отрезку, отсекаемому прямой на оси ординат, определяем значение  $lgk$ , а по тангенсу угла наклона прямой к оси ординат – значение  $1/n$ .



**Рис. 2.5.5. Графическое изображение логарифмированного уравнения Фрейндлиха**

Первое теоретическое уравнение изотермы адсорбции было предложено **И. Лэнгмюром в 1914 г.** Это уравнение до сих пор не потеряло своего значения. Теория Лэнгмюра основана на трех основных предположениях:

1. Адсорбция происходит на дискретных адсорбционных центрах, которые могут иметь различную природу.
2. При адсорбции соблюдается строгое стехиометрическое условие – на одном центре адсорбируется одна молекула. (Это означает, что по Лэнгмюру на поверхности может образовываться только один адсорбционный слой, называемый мономолекулярным).



3. Адсорбционные центры энергетически однородны и независимы, т.е. адсорбция на одном центре не влияет на адсорбцию на других центрах. (Это означает, что дифференциальная теплота адсорбции постоянна и что силами взаимодействия адсорбированных молекул между собой можно пренебречь).

На основе этих трех положений можно различными путями получить уравнение изотермы адсорбции. Молекулы в газовой фазе находятся в состоянии теплового движения. Они могут сталкиваться с адсорбционными центрами и адсорбироваться на них. Скорость этого процесса  $v_{\text{адс}}$  (т.е. число молекул, адсорбирующихся за единицу времени) пропорциональна давлению газа и числу свободных центров на поверхности. Если общее число центров  $a$ , то при адсорбции, равной  $a$ , число свободных центров равно  $(a_m - a)$ .

Поэтому:

$$v_{\text{адс}} = k_{\text{адс}} p (a_m - a).$$

Адсорбированные молекулы колеблются около центров. Вследствие флуктуаций энергии некоторые адсорбированные молекулы отрываются от центров и возвращаются в газовую фазу. Этот процесс называется **десорбцией**. Скорость десорбции пропорциональна числу адсорбированных молекул [25]:

$$v_{\text{дес}} = k'_{\text{дес}} a.$$

При равновесии  $v_{\text{адс}} = v_{\text{дес}}$  или

$$k_{\text{адс}} p (a_m - a) = k'_{\text{дес}} a. \quad (2.5.3)$$

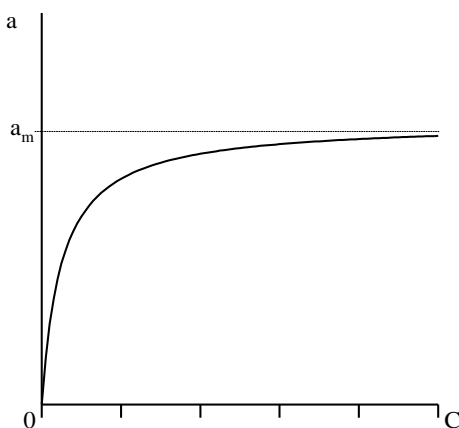
Отсюда, вводя обозначения:  $k'_{\text{дес}} / k_{\text{адс}} = b$  и  $a / a_m = \Theta$ , где  $\Theta$  – относительное заполнение поверхности, получим:

$$a = a_m \frac{bp}{1 + bp} \quad \text{или} \quad \Theta = \frac{bp}{1 + bp}. \quad (2.5.4)$$

Полученное уравнение изотермы адсорбции называется **уравнением Лэнгмюра**. Константа  $b$  – константа адсорбционного равновесия – называется адсорбционным коэффициентом.

Если измерить поверхность поглощающего вещества (порошков, пористых материалов и др.) затруднительно, то адсорбцию рассчитывают на единицу массы, т.е. на 1 г адсорбента, принимая во внимание, что масса пропорциональна его поверхности.

Если при постоянной температуре на оси абсцисс откладывать величину давления газа, а на оси ординат – количество адсорбированного вещества, то можно построить изотерму адсорбции. На процесс адсорбции давление влияет по-разному (рис. 2.5.6) [25]. Адсорбция быстро возрастает в области малых давлений. Количество адсорбированного вещества при дальнейшем повышении давления увеличивается в меньшей степени. При достаточно высоких давлениях изотермы адсорбции стремятся к прямой, параллельной оси абсцисс. Это означает, что при достижении насыщения дальнейшее повышение давления не влияет на количество адсорбированного вещества.

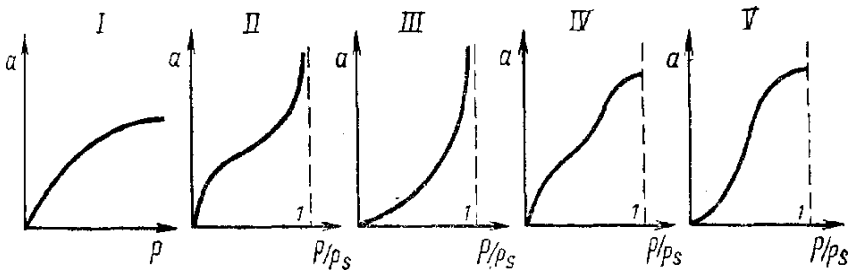


**Рис. 2.5.6. Адсорбция по Ленгмюру**

Крутой подъем начальной части изотермы свидетельствует о том, что небольшое увеличение концентрации адсорбируемого вещества сопровождается значительным увеличением адсорбции. При дальнейшем повышении концентрации рост адсорбции замедляется и затем приостанавливается: адсорбция достигает максимума.

Как и все обратимые процессы, адсорбция подчиняется принципу подвижного равновесия. Так, при повышении температуры равновесие сдвигается в сторону эндотермического процесса. Это означает, что с повышением температуры равновесие сдвигается в сторону десорбции и количество адсорбированного вещества уменьшается. С повышением давления, как правило, увеличивается количество адсорбированного газа.

**Теория адсорбции «БЭТ».** С. Брунауэр, П. Эммет и Э. Теллер отказались от второго допущения И. Лэнгмюра, приводящего к мономолекулярной адсорбции. Для случая, когда адсорбтив находится при температуре ниже критической, т.е. в парообразном состоянии, эти авторы разработали теорию полимолекулярной адсорбции, имеющую большое практическое значение. С. Брунауэр проанализировал многочисленные реальные изотермы адсорбции и предложил их классификацию. Согласно этой классификации можно выделить пять основных типов изотерм адсорбции, которые представлены на рисунке 2.5.7 [23].



**Рис. 2.5.7. Типы изотерм адсорбции по классификации Брунауэра**

Изотерма I типа отражает мономолекулярную адсорбцию (описываемую уравнением Лэнгмюра). Изотермы типа II и III обычно связывают с образованием при адсорбции многих слоев, т.е. полимолекулярной адсорбцией. Различие между этими изотермами обусловлено различным соотношением энергии взаимодействий адсорбат – адсорбент и адсорбат – адсорбат. Изотермы типа IV и V отличаются от изотерм типа II и III тем, что в данных случаях адсорбция возрастает бесконечно при приближении давления пара к давлению насыщения, в других же случаях имеет место конечная адсорбция при достижении давления насыщения. Изотермы типа II и III обычно характерны для адсорбции на непористом адсорбенте, а типа IV и V – на пористом твердом теле. Все пять типов изотерм адсорбции описываются теорией полимолекулярной адсорбции «БЭТ», названной так по начальным буквам фамилий ее авторов.

Теория «БЭТ» сохраняет Лэнгмюровскую концепцию о динамическом характере адсорбции. Адсорбция считается полислойной. Молекулы первого слоя адсорбируются на поверхности ад-

сорбента в результате межмолекулярного взаимодействия адсорбент – адсорбат. Каждая адсорбированная молекула первого адсорбционного слоя может в свою очередь являться центром адсорбции молекул второго слоя, а те – молекул третьего и т.д. Так формируются второй и последующие слои. Начало образования второго и последующих слоев возможно и при незаконченном первом слое. Каждый адсорбционный слой находится в динамическом равновесии с окружающей средой и соседними слоями.

Если обозначить через  $S_0, S_1, S_2$  и т.д. площади поверхности адсорбента, покрытые 0 1 2... слоями адсорбированных молекул, то по совокупности вся площадь поверхности адсорбента будет равна сумме площадей с разным числом слоев [23]:

$$S_{\text{общ}} = \sum S_i.$$

Составив уравнения адсорбционного равновесия для каждого слоя и просуммировав их, авторы теории, в конечном счете, получили уравнение изотермы адсорбции [23]:

$$\frac{p/p_s}{a \left( 1 - p/p_s \right)} = \frac{1}{a_m c} + \frac{c-1}{a_m c} \frac{p}{p_s}.$$

В этом уравнении  $a_m$  – величина адсорбции, соответствующая заполнению поверхности адсорбента мономолекулярным слоем адсорбата («емкость монослоя»),  $c$  – константа, равная  $e^{(q_1 - \lambda)/RT}$ , где  $q_1$  – теплота адсорбции в первом слое, а  $\lambda$  – теплота адсорбции во всех слоях, равная теплоте конденсации. При малых относительных давлениях, когда  $p \ll p_s$ , последнее уравнение преобразуется в уравнение Лэнгмюра. Таким образом, изотерма Лэнгмюра может рассматриваться как частный случай уравнения «БЭТ».

Уравнение изотермы адсорбции «БЭТ» широко используется для определения величины удельной поверхности адсорбентов.

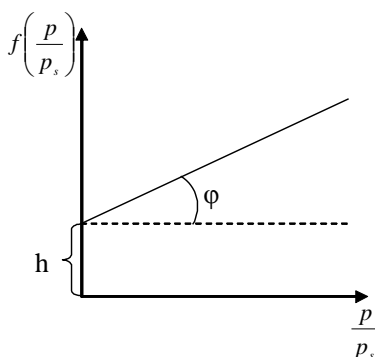
Изотерма адсорбции в координатах  $f\left(\frac{p}{p_s}\right) = \frac{p/p_s}{a \left( 1 - p/p_s \right)}$ ,  $\frac{p}{p_s}$  вы-

ражается прямой линией (рис. 2.5.8), отсекающей на оси орди-

нат отрезок, равный  $h = \frac{1}{a_m c}$ , а тангенс угла наклона к оси абсцисс равен  $\operatorname{tg}(\varphi) = (c-1)/a_m c$  [23]. Из этих значений можно найти величину  $a_m$ . Таким образом, удельная поверхность адсорбента равна:

$$S_{\text{уд}} = a_m N w_0,$$

где  $N$  – постоянная Авогадро,  $w_0$  – площадь, приходящаяся на одну молекулу адсорбата в первом адсорбционном слое.



**Рис. 2.5.8. Изотерма адсорбции**

Стандартной методикой для определения удельной поверхности адсорбентов принято считать измерение изотермы адсорбции азота при  $77 \text{ }^\circ\text{K}$ . В этом случае  $w_0 = 0,162 \text{ нм}^2$ .

### Вопросы для самоконтроля

1. Дайте определение явлению адсорбции.
2. В чем состоит различие между адсорбцией и абсорбцией?
3. Объясните сходство и различие явлений физической и химической адсорбции.
4. От каких факторов зависит процесс адсорбции?
5. Объясните причину возникновения различных вариантов физической адсорбции.
6. Как проявляются адсорбционные процессы в нефтегазовых системах?
7. Что такое изотермы адсорбции? Запишите формулы, описывающие изотермы адсорбции: Генри, Фрейндлиха и Лэнгмюра.
8. Поясните графическое описание изотерм теории «БЭТ».

## **ПРИМЕРЫ ВОПРОСОВ ДЛЯ ИТОГОВОГО КОНТРОЛЯ**

1. Объемный коэффициент нефти. Физический смысл.
2. Что такое пористость породы пласта? Виды пористости, единицы измерения.
3. Что такое проницаемость? Виды проницаемости.
4. Закон Дарси. Физический смысл и размерности коэффициента проницаемости.
5. Понятие фиктивного грунта.
6. Удельная поверхность пород коллектора.
7. Выведите связь между пористостью и проницаемостью.
8. Что характеризует насыщенность?
9. Как зависит фазовая проницаемость для нефти от водонасыщенности?
10. При каких условиях возможна совместная фильтрация воды, нефти и газа в коллекторах?
11. Коэффициент пьезопроводности. Физический смысл, размерности. Как и почему отличаются выражения коэффициента пьезопроводности для жидкости и газа?
12. Дайте определение горному, эффективному и пластовому давлениям. Как связаны эти давления между собой?
13. Перечислите и дайте определения тепловым свойствам горных пород.
14. Какое вещество в природе имеет наибольшую теплоемкость?
15. Как влияют пористость, проницаемость и насыщенность на тепловые свойства коллекторов?
16. Какие Вы знаете залежи углеводородов?
17. Состав нефтей.
18. Почему нефти классифицируются по содержанию серы, парафина и смол?
19. Что такое давление насыщения, газовый фактор и газосодержание?
20. Закон Генри. Физический смысл и размерность коэффициента растворимости.
21. Вязкость нефти, закон Ньютона, физический смысл коэффициента динамической вязкости.

22. Нефти с неньютоновскими свойствами, реологические уравнения.
23. Состав природных и попутных газов, сухие и жирные газы.
24. В чем заключается правило аддитивности при описании состава углеводородных газов?
25. Понятия критической температуры, критического давления и приведенных параметров газов.
26. Уравнения состояния для идеальных, неидеальных и углеводородных газов. Понятие коэффициента сверхсжимаемости.
27. Критические параметры многокомпонентных газов. Парциальное давление и парциальный объем.
28. Фазовое состояние многокомпонентных систем в пластовых и нормальных условиях.
29. Что такое кривая точек конденсации и кривая точек паробразования?
30. Опишите фазовый переход для однокомпонентного углеводородного газа.
31. В чем разница фазовых переходов для однокомпонентных и многокомпонентных газов?
32. Свойства газоконденсата, криконденсатерм и криконденсатбар, ретроградные явления в газоконденсатных залежах.
33. Пластовые воды, их основные свойства. Виды остаточной воды.
34. Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости коллектора.
35. Как зависит состояние водонефтяного контакта от капиллярного давления?
36. Виды пластовых вод и их свойства.
37. Влияние молекулярно-поверхностных явлений на состояние флюидов в залежи и процессы вытеснения нефти водой.
38. Понятия поверхностного натяжения, краевого угла смачивания и адгезии.
39. Какие виды энергии обеспечивают добычу углеводородов из недр?
40. Назовите основные режимы работы нефтяных, нефтегазовых и газовых залежей.

## ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 310 с.
2. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
3. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
4. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
5. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. – М.: Недра, 1976. – 295 с.
6. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред. – М.: Недра, 1984. – 232 с.
7. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 1992. – 280 с.
8. Кобранова В.Н. Петрофизика: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
9. Вахромеев Г.С. Петрофизика / Г.С. Вахромеев и др. – М.: Высшее образование, 1997. – 461 с.
10. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта / Д. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М.: Недра, 1962. – 572 с.
11. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
12. Желтов Ю.П. Механика нефтегазового пласта. – М.: Недра, 1975. – 216 с.
13. Сваровская Н.А. Физика пласта: Учеб. пособие. – Томск: ТПУ, 2003. – 156 с.
14. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. – М.: Недра, 1970. – 416 с.
15. Ермилов О.М. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О.М. Ермилов и др. – М.: Недра, 1996. – 255 с.
16. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
17. Нигматулин Р.И. Основы механики гетерогенных сред. – М.: Наука, 1978. – 336 с.



18. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. – М.: Химия, 1998. – 455 с.
19. Дахнов В.Н. Промысловая геофизика. – М.: Недра, 1959. – 692 с.
20. Геофизические методы исследования скважин: Справ. геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. – М.: Недра, 1983. – 591 с.
21. Добрынин В.М. Промысловая геофизика / В.М. Добрынин и др. – М.: Недра, 1986. – 432 с.
22. Виноградов В.Г. Практикум по петрофизике / В.Г. Виноградов, А.В. Дахнов, С.Л. Пацкевич. – М.: Недра, 1990. – 220 с.
23. Николаев С.А. Теплофизика горных пород / С.А. Николаев, Н.Г. Николаева, А.Н. Саламатин. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1987. – 150 с.
24. Ергин Ю.В. Магнитные свойства нефтей / Ю.В. Ергин, К.С. Яруллин. – М.: Наука, 1979. – 200 с.
25. Гафаров Ш.А. Физика нефтяного пласта (типовые расчеты): Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 141 с.

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПРЕДИСЛОВИЕ</b> .....	3
<b>Часть 1. ПЕТРОФИЗИКА</b> .....	6
<b>1.1. Породы – коллекторы нефти и газа</b> .....	6
1.1.1. Горные породы – коллекторы нефти и газа.....	6
1.1.2. Залежи нефти и газа. Классификация запасов.....	8
1.1.3. Отбор и подготовка кернов к исследованию. Экстрагирование.....	10
1.1.4. Водонасыщенность горных пород.....	12
<b>1.2. Коллекторские свойства горных пород</b> .....	15
1.2.1. Структура пористых сред.....	15
1.2.2. Гранулометрический состав горных пород.....	17
1.2.3. Коэффициент неоднородности горных пород.....	20
1.2.4. Карбонатность горных пород.....	22
<b>1.3. Удельная поверхность и пористость горных пород</b> .....	24
1.3.1. Удельная поверхность горных пород.....	24
1.3.2. Емкость пустот пород. Пористость.....	27
1.3.3. Пористость фиктивного грунта. Связь между пористостью и удельной поверхностью.....	29
1.3.4. Методы определения пористости горных пород.....	31
1.3.5. Емкость трещиноватых и кавернозных пород.....	36
1.3.6. Определение средней пористости нефтегазового пласта.....	36
<b>1.4. Проницаемость горных пород</b> .....	38
1.4.1. Понятие и виды проницаемости горных пород.....	38
1.4.2. Линейный закон фильтрации (закон Дарси).....	39
1.4.3. Связь проницаемости с другими параметрами пористой среды.....	42
1.4.4. Методы определения проницаемости пород.....	45

<b>1.5. Фазовая проницаемость горных пород .....</b>	<b>48</b>
1.5.1. Фазовая и относительная проницаемости пород .....	48
1.5.2. Относительные проницаемости в двухфазных потоках .....	49
1.5.3. Аппроксимация кривых относительных фазовых проницаемостей.....	53
1.5.3.1. Система «жидкость – жидкость» .....	53
1.5.3.2. Система «жидкость – газ» .....	55
1.5.4. Относительные проницаемости в трехфазных газожидкостных потоках .....	56
1.5.5. Лабораторные методы определения фазовой проницаемости пород.....	59
<b>1.6. Физико-механические свойства горных пород.....</b>	<b>61</b>
1.6.1. Напряженное состояние горных пород .....	61
1.6.2. Упругие свойства горных пород .....	63
1.6.3. Прочность и пластичность горных пород .....	68
1.6.4. Твердость и крепость горных пород.....	71
1.6.5. Набухание и размокание глинистых пород.....	72
1.6.6. Классификация горных пород по механическим свойствам .....	73
<b>1.7. Теплофизические свойства горных пород .....</b>	<b>75</b>
1.7.1. Тепловые характеристики горных пород .....	75
1.7.2. Физический механизм теплопередачи в горных породах.....	78
1.7.3. Связь теплопроводности с другими петрофизическими величинами .....	80
1.7.4. Зависимость теплопроводности и теплоемкости пород от температуры и давления.....	82
<b>1.8. Электрические характеристики горных пород .....</b>	<b>85</b>
1.8.1. Виды поляризации горных пород .....	85
1.8.2. Диэлектрическая проницаемость горных пород .....	90
1.8.3. Электропроводность горных пород.....	92

1.8.4. Удельное электрическое сопротивление горных пород .....	95
1.8.5. Зависимость удельного сопротивления от пористости и водонасыщенности.....	98
1.8.6. Зависимость удельного сопротивления от температуры.....	100
1.8.7. Анизотропия горных пород по электрическим свойствам.....	101
<b>1.9. Магнитные свойства нефтесодержащих пород .....</b>	<b>103</b>
1.9.1. Основные магнитные характеристики горных пород .....	103
1.9.2. Магнитные свойства ферро- и ферримагнитных минералов.....	106
1.9.3. Магнитные свойства насыщенных горных пород .....	109
1.9.4. Магнитные свойства нефтей .....	110
<b>1.10. Радиоактивность горных пород.....</b>	<b>113</b>
1.10.1. Типы радиоактивных распадов .....	113
1.10.2. Естественная радиоактивность горных пород .....	116
1.10.3. Радиоактивность жидкой фазы .....	118
1.10.4. Взаимодействие $\gamma$ -квантов с горными породами .....	120
1.10.5. Нейтронная активность горных пород .....	121
<b>Часть 2. ФИЗИКА НАСЫЩЕННЫХ ПОРИСТЫХ СРЕД.....</b>	<b>125</b>
<b>2.1. Физико-химические свойства природных флюидов .....</b>	<b>125</b>
2.1.1. Виды залежей природных флюидов .....	125
2.1.2. Пластовые жидкости и газы .....	126
2.1.3. Состав и классификация нефтей .....	127
2.1.4. Состав и классификация природных газов .....	130

2.1.5. Физические свойства нефтей.....	130
2.1.6. Свойства природных газов .....	132
2.1.7. Коэффициент сверхсжимаемости природных газов .....	136
<b>2.2. Физические свойства пластовых углеводородов .....</b>	<b>140</b>
2.2.1. Растворимость газов в нефти.....	140
2.2.2. Давление насыщения нефти газом.....	143
2.2.3. Физические свойства нефти в пластовых условиях.....	146
2.2.4. Растворимость газов в воде .....	150
<b>2.3. Фазовые состояния и превращения углеводородных систем .....</b>	<b>153</b>
2.3.1. Законы фазовых превращений многофазных систем .....	153
2.3.2. Фазовые превращения однокомпонентных систем .....	155
2.3.3. Фазовые превращения двухкомпонентных систем .....	158
2.3.4. Фазовые превращения бинарных и многокомпонентных систем в критической области .....	160
2.3.5. Определение состава двух- и более компонентных систем .....	163
<b>2.4. Молекулярно-поверхностные свойства системы пластовых флюидов в пористой среде.....</b>	<b>166</b>
2.4.1. Поверхностное натяжение .....	166
2.4.2. Смачивание и краевой угол .....	171
2.4.3. Работа адгезии и теплота смачивания .....	175
2.4.4. Статический гистерезис смачивания .....	176
2.4.5. Кинетический гистерезис смачивания.....	177
2.4.6. Капиллярные явления в насыщенных пористых средах .....	179

2.4.7. Роль капиллярных явлений в процессах вытеснения нефти водой.....	183
<b>2.5. Адсорбционные процессы в насыщенных пористых средах .....</b>	<b>188</b>
2.5.1. Общие представления об адсорбции .....	188
2.5.2. Значение адсорбции в нефтегазовых пластах.....	190
2.5.3. Исторические сведения об адсорбции.....	191
2.5.4. Природа адсорбционных сил.....	194
2.5.5. Уравнение адсорбции Гиббса.....	195
2.5.6. Теплота адсорбции .....	197
2.5.7. Изотермы адсорбции.....	198
<b>ПРИМЕРЫ ВОПРОСОВ ДЛЯ ИТОГОВОГО КОНТРОЛЯ.....</b>	<b>206</b>
<b>ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ .....</b>	<b>208</b>

# ФИЗИКА ПЛАСТА

*Учебное пособие*

Литературный редактор: *Е.В. Ломакина*  
Технический редактор: *Е.В. Ломакина*

Изд. лиц. ЛР № 020742. Подписано в печать 05.11.2017  
Формат 60×84/16. Бумага для множительных аппаратов  
Гарнитура Times. Усл. печ. листов 13,4  
Тираж 300 экз. Заказ 1826

*Отпечатано в Издательстве  
Нижевартовского государственного университета  
628615, Тюменская область, г. Нижневартовск, ул. Дзержинского, 11  
Тел./факс: (3466) 43-75-73, E-mail: izd@nvsu.ru*