

## **ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИРОДНОМ СОСТОЯНИИ**

**Природный резервуар — естественноеместилище нефти, газа и воды (внутри которого может происходить циркуляция подвижных веществ) форма которого обуславливается соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами.**

*Виды: пластовый, массивный, линзовидный (литологически ограниченный со всех сторон).*

*Пластовый резервуар (Рисунок 1) представляет собой коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. Особенности такого резервуара является сохранение мощности и литологического состава на большой площади.*

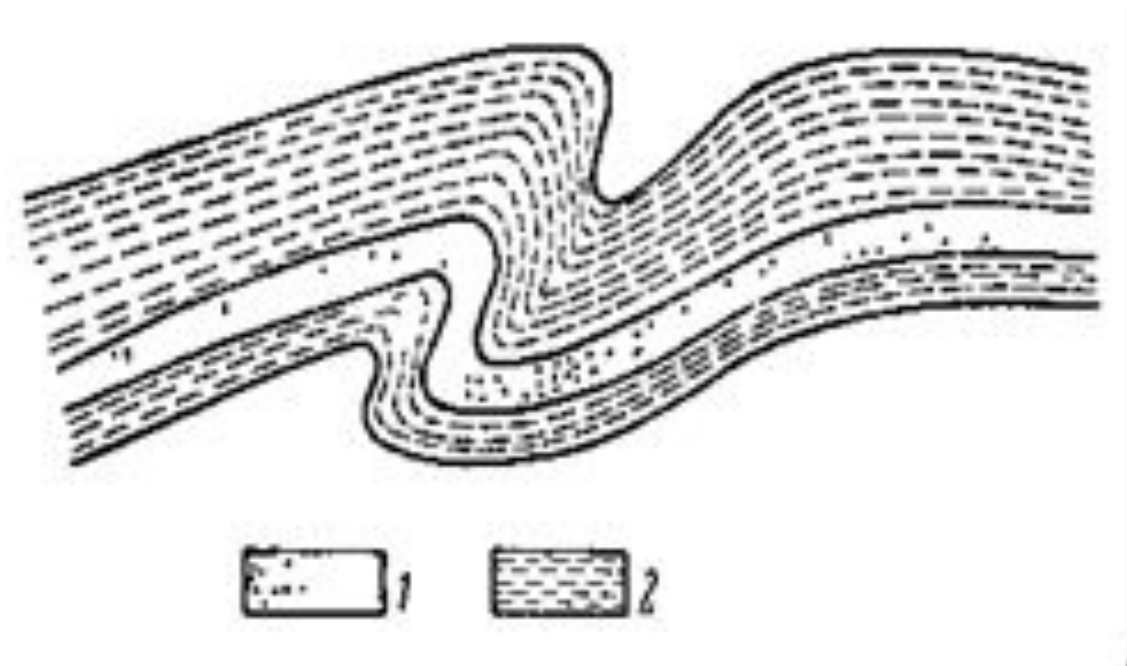


Рисунок 1 — Принципиальная схема пластового резервуара  
1 — коллектор (песок); 2 — плохо проницаемые породы

Под **массивным** резервуаром понимают мощные толщи пород, состоящие из многих проницаемых пластов, не отделенных один от другого плохо проницаемыми породами.

Большинство массивных резервуаров особенно широко распространены на платформах, представлено известняково-доломитизированными толщами.

Слабо проницаемые породы покрывают всю эту толщу сверху. По характеру слагающих их пород массивные резервуары подразделяются на две группы:

1. Однородные массивные резервуары — сложены сравнительно однородной толщей пород, большей частью карбонатных (Рисунок 2а).
2. Неоднородные массивные резервуары — толща пород неоднородна. Литологически она может быть представлена, например, чередованием известняков, песков и песчаников, сверху перекрытых глинами (Рисунок 2б)

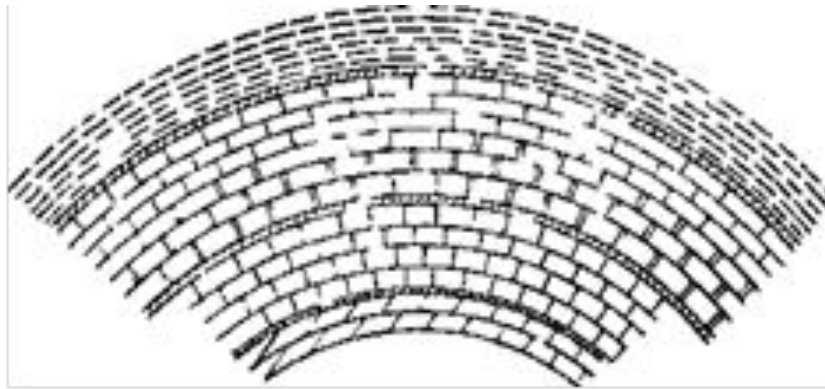


Рисунок 2а — Схема  
однородного массива

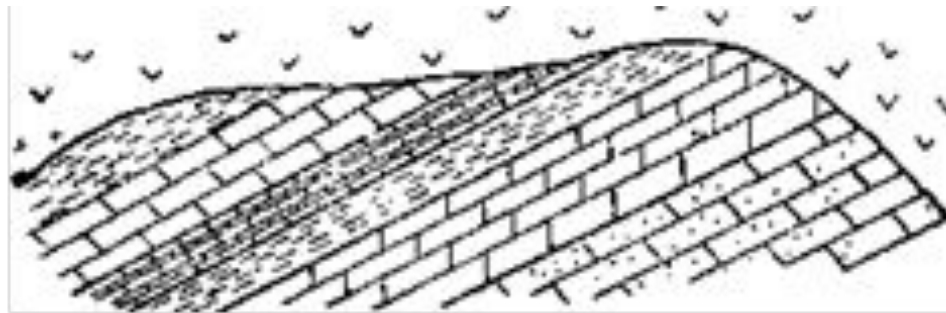


Рисунок 2б — Схема неоднородного  
массива

*Резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон* (Рисунок 3). В эту группу объединены природные резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие углеводороды окружены со всех сторон либо практически непроницаемыми породами, либо породами, насыщенными слабоактивной водой.



Рисунок 3 — Резервуар, литологически ограниченный со всех сторон практически непроницаемыми породами

Каким бы ни был механизм образования углеводородов для формирования крупных скоплений нефти и газа необходимо выполнение ряда условий:

- наличие проницаемых горных пород (коллекторов);

- непроницаемых горных пород, ограничивающих перемещение нефти и газа по вертикали (покрышек);

- а так же пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике (ловушке).

**Ловушка** — часть природного резервуара, в котором благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а так же тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

Гравитационный фактор вызывает в ловушке распределение газа, нефти и воды по удельным весам.

Типы ловушек (Рисунок 4):

**Структурная** (сводовая) — образованная в результате изгиба слоев;

**Стратиграфическая** — сформированная в результате эрозии пластов — коллекторов и перекрытия их затем непроницаемыми породами;

**Тектоническая** — образованная в результате вертикального перемещения мест обрыва относительно друг друга, пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкасаться с непроницаемой горной породой.

**Литологическая** — образованная в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми.

Около 80% залежей в мире связано с ловушками структурного типа.

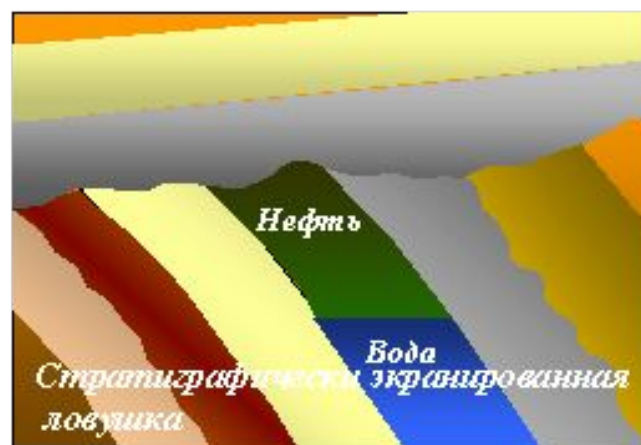
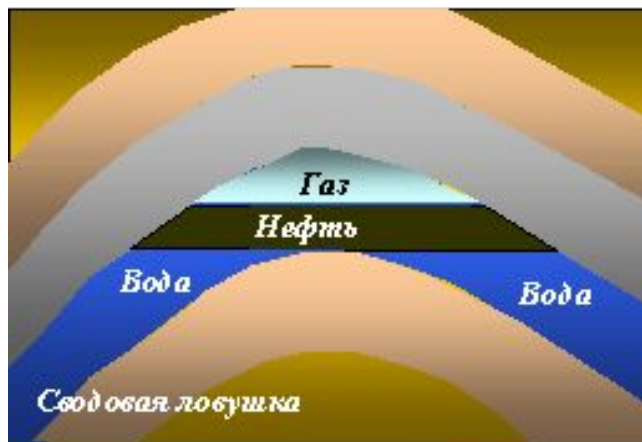


Рисунок 4 — Типы ловушек



Скопление нефти, газа, конденсата и других полезных сопутствующих компонентов, сосредоточенные в ловушке, ограниченные поверхностями разного типа, в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется **залежью**.  
Типы: *пластовая, массивная, литологически ограниченная, стратиграфически ограниченная, тектонически экранированная* (Рисунок 5а - д).

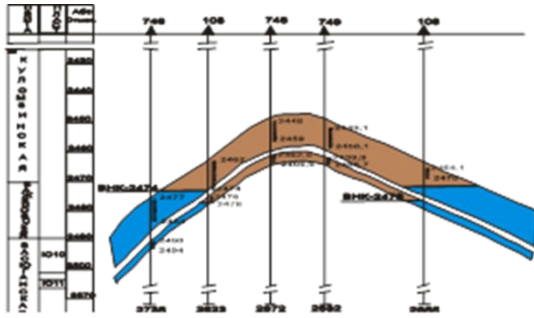


Рисунок 5а — Пластовый тип залежи

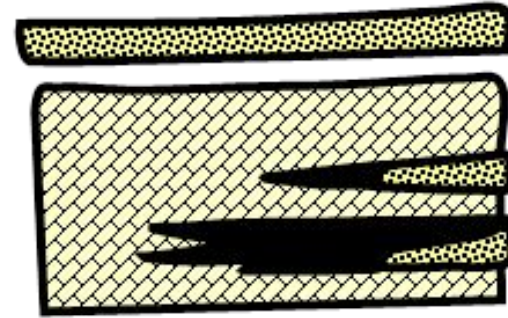


Рисунок 5б — Залежь литологически ограниченного типа

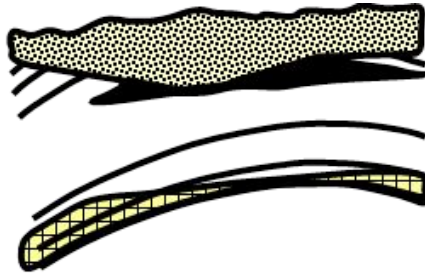


Рисунок 5в — Залежь стратиграфически ограниченного типа

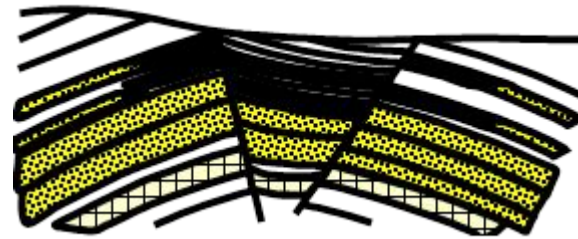


Рисунок 5г — Залежь тектонически экранированного типа

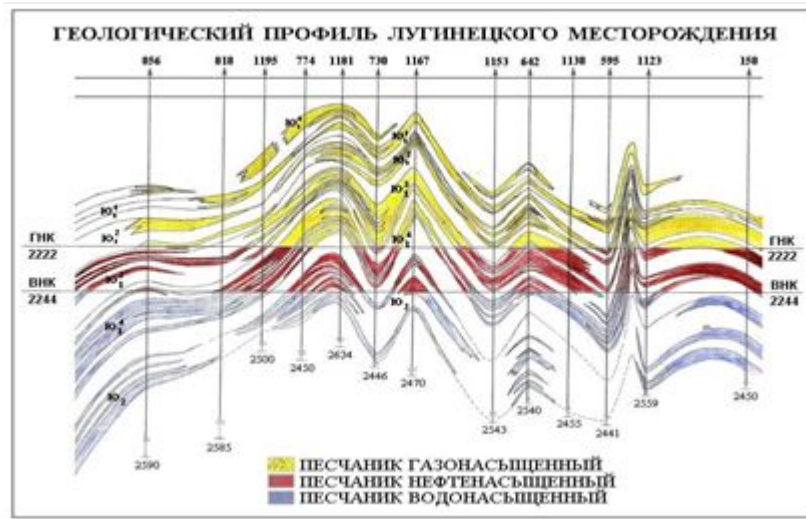


Рисунок 5д — Залежь массивного типа

Поверхность, разделяющая нефть и воду или нефть и газ, называется соответственно **водонефтяным** или **газонефтяным контактом**. Линия пересечения поверхности контактов с кровлей пласта называется соответственно **внешним контуром нефтеносности** или **газоносности**, а с подошвой пласта — **внутренним контуром нефтеносности** или **газоносности** (Рисунок 6).

Кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой нефтегазоносного пласта называют его **толщиной**.

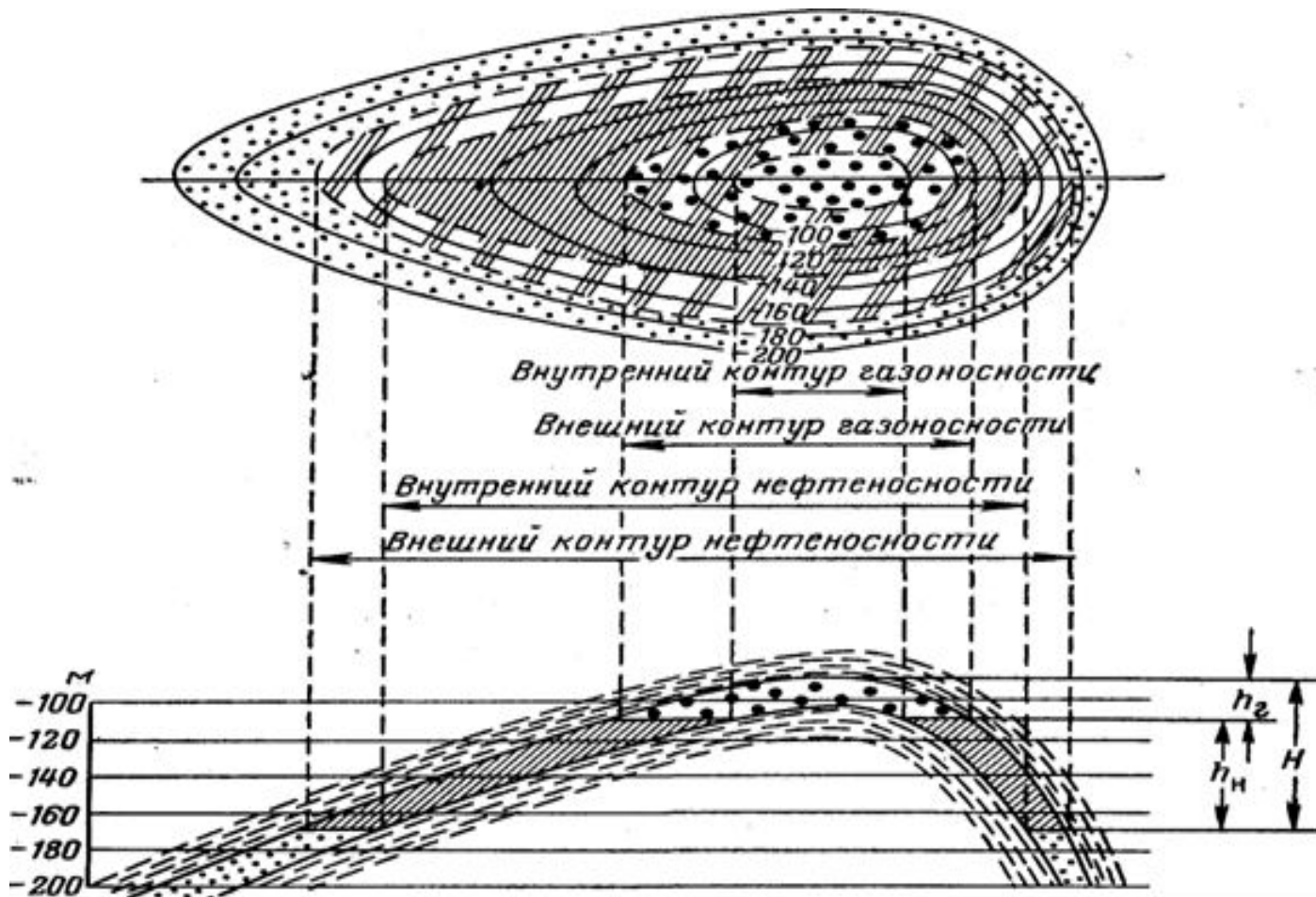
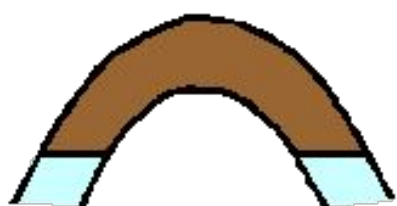


Рисунок 6 — Схема залежи пластового типа  
 Части пласта: 1 — водяная, 2 — водонефтяная, 3 — нефтяная, 4 — газонефтяная, 5 — газовая; 6 — породы-коллекторы;  $H$  — высота залежи;  $h_g$ ,  $h_n$  — высоты соответственно газовой шапки и нефтяной части залежи.

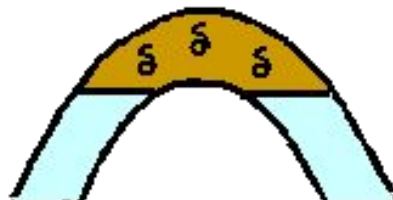
Под **месторождением нефти и газа** понимается совокупность залежей, приуроченных территориально к одной площади и сведенных с благоприятной тектонической структурой. Понятия месторождение и залежь равнозначны, если на одной площади имеется всего одна залежь, такое месторождение называется **однопластовым**. Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности, принято называть **многопластовыми**.

В зависимости от фазового состояния и основного состава углеводородных соединений в недрах залежи нефти и газа подразделяются на **нефтяные**, содержащие только нефть, в различной степени насыщенную газом: **газовые**, если оно содержит только газовые залежи, состоящие более чем на 90 % из метана, **газонефтяные и нефтегазовые** (двухфазные). В газонефтяных залежах основная по объему часть нефтяная и меньшая — газовая, в нефтегазовых — газовая шапка превышает по объему нефтяную часть. К нефтегазовым, относятся так же залежи с крайне незначительной по объему нефтяной частью — нефтяной оторочкой. **Газоконденсатнонефтяные и нефтегазоконденсатные**: в первых — основная по объему нефтяная часть, а во вторых газоконденсатная (Рисунок 7).

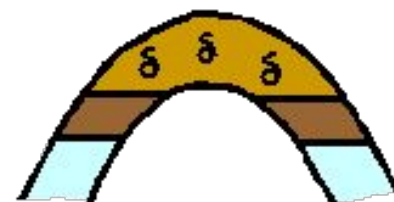
К **газоконденсатным** относят такие месторождения, из которых при снижении давления до атмосферного выделяется жидкая фаза — конденсат.



**нефтяная**



**газовая**



**нефтегазовая**



**газо конденсатно нефтяная**



**газо нефтяная**



**нефтегазо конденсатная**

Рисунок 7 — Классификация залежей по фазовым состояниям углеводородов

# ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВНУТРЕННЕЕ СТРОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

## Емкостные свойства пород-коллекторов

### Породы коллекторы и неколлекторы

Одной из важнейших задач на стадии разведки и подготовки к разработке залежи является изучение внутреннего строения залежи нефти или газа.

**Коллектором** называется горная порода, обладающая такими геолого-физическими свойствами, которые обеспечивают физическую подвижность нефти или газа в ее пустотном пространстве. Порода-коллектор может быть насыщена как нефтью или газом, так и водой.

Породы с такими геолого-физическими свойствами, при которых движение нефти или газа в них физически невозможно, называются **неколлекторами**.

Внутреннее строение залежи определяется различным размещением неколлекторов и коллекторов, а также коллекторов с разными геолого-физическими свойствами как в разрезе, так и по площади залежи.

Соответственно емкостные свойства породы определяются ее пустотностью, которая складывается из объема пор, трещин и каверн.

По времени образования выделяются **первичные** пустоты и **вторичные**. Первичные пустоты формируются в процессе седиментогенеза и диагенеза, то есть одновременно с образованием самой осадочной породы, а вторичные образуются в уже сформировавшихся породах.

Первичная пустотность присуща всем без исключения осадочным породам, в которых встречаются скопления нефти и газа — это прежде всего межзерновые поры, пространства между крупными остатками раковин и т.п.

К вторичным пустотам относятся поры каверны и трещины, образовавшиеся в процессе доломитизации известняков и выщелачивания породы циркулирующими водами, а также трещины возникшие в результате тектонических движений.



На рисунке 8 показаны некоторые типы пустот, встречающихся в породах.

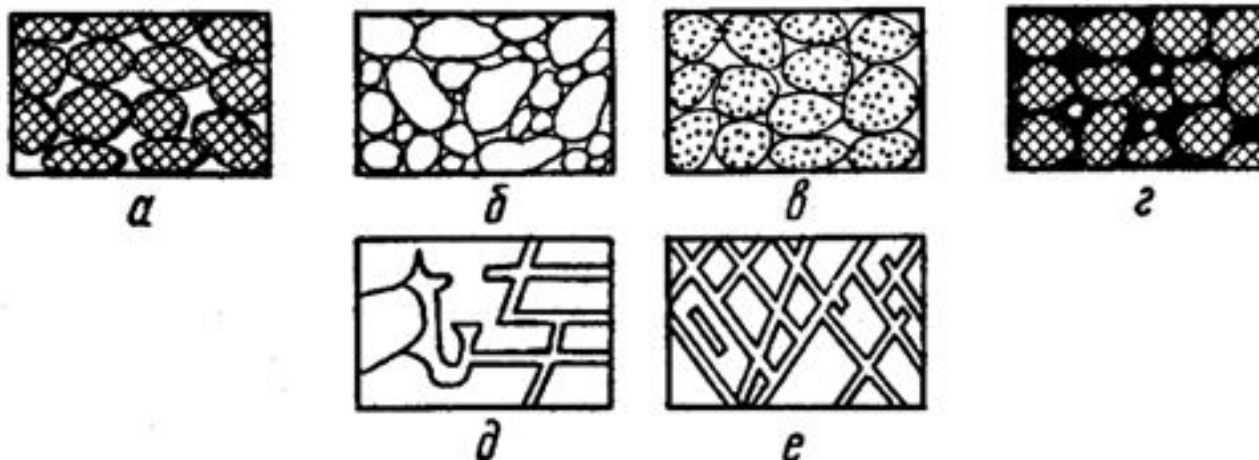


Рисунок 8 — Различные типы пустот в породе

**а** — хорошо отсортированная порода с высокой пористостью; **б** — плохо отсортированная порода с низкой пористостью; **в** — хорошо отсортированная пористая порода; **г** — хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена в результате отложения минерального вещества в пустотах между зернами; **д** — порода, ставшая пористой благодаря растворению; **е** — порода, ставшая коллектором благодаря трещиноватости.

## Пористость и строение порового пространства

Выделяют **полную**, которую часто называют **общей или абсолютной, открытую, эффективную и динамическую пористость**.

Полная пористость включает в себя все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом.

**Коэффициентом полной пористости** называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему:

$$m_{II} = \frac{\sum V_{ПОР}}{V_{ОБРАЗЦА}} \times 100\%$$

Открытая пористость образуется сообщающимися порами.  
**Коэффициентом открытой пористости** называется отношение объема открытых, сообщающихся пор к видимому объему образца:

$$m_o = \frac{\sum V_{\text{СОБЩ. ПОР}}}{V_{\text{ОБРАЗЦА}}} \times 100\%$$

Эффективная учитывает часть объема связанных между собой пор насыщенных нефтью.

$$m_{эф} = \frac{\sum V_{\text{ПОР ФИЛЬТР}}}{V_{\text{ОБРАЗЦА}}} \times 100\%$$

Количественно пористость породы характеризуется коэффициентом пористости, который измеряется в долях или процентах от объема породы.

Пористость породы в большой степени зависит от размеров пор и соединяющих их поровых каналов, которые в свою очередь определяются гранулометрическим составом слагающих породу частиц и степенью их сцементированности.

При решении задач нефтегазопромысловой геологии используется коэффициент открытой пористости, который определяется как по образцам в лаборатории, так и по данным геофизических исследований скважин.

Открытая пористость коллекторов нефти и газа изменяется в широких пределах — от нескольких процентов до 35 %. По большинству залежей она составляет в среднем 12 – 25 %.

В гранулярных коллекторах большое влияние на пористость оказывает взаимное расположение зерен. Несложные расчеты показывают, что в случае наименее плотной **кубической укладки зерен** показанной на (Рисунке 9) коэффициент пористости будет составлять » 47.6 %. Данное число можно считать теоретически возможным максимумом пористости для терригенных пород.

При более плотной **укладке идеального грунта** (Рисунок 10) пористость будет составлять всего 25.9 %.

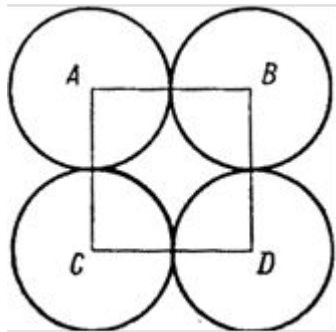


Рисунок 9 — Свободное расположение шаров в модели фиктивного грунта

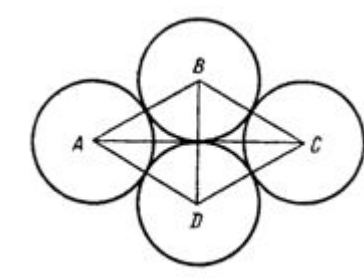


Рисунок 10 — Тесное расположение шаров в модели фиктивного грунта

## Кавернозность

**Кавернозность** горных пород обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн. Кавернозность свойственна карбонатным коллекторам. Следует различать породы **микрокавернозные** и **макрокавернозные**. К первым относятся породы с большим количеством мелких пустот, с диаметром каверн (пор выщелачивания) до 2 мм, ко вторым — с рассеянными в породе более крупными кавернами — вплоть до нескольких сантиметров.

**Микрокавернозные** карбонатные коллекторы на практике нередко отождествляют с терригенными поровыми, поскольку и в тех, и в других открытая емкость образована мелкими сообщающимися пустотами. Но и по происхождению, и по свойствам между ними имеются существенные различия.

Средняя пустотность микрокавернозных пород обычно не превышает 13 – 15 %, но может быть и больше.

**Макрокавернозные** коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность достигает не более 1 – 2 %. При больших толщинах продуктивных карбонатных отложений и при такой емкости коллектора запасы залежей могут быть весьма значительными.

Коэффициент кавернозности равен отношению объема каверн к видимому объему образца .

Поскольку в процессе дренирования залежи в основном могут участвовать макрокаверны, пересеченные макротрещинами, изучение макрокавернозности следует проводить вместе с изучением трещиноватости.

# Трещиноватость

**Трещиноватость** горных пород (трещинная емкость) обуславливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным коллекторам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) — и к терригенным отложениям. Наличие разветвленной сети трещин, пронизывающих эти плотные коллекторы, обеспечивает значительные притоки нефти к скважинам.

Качество трещиноватой горной породы как коллектора определяется густотой и раскрытостью трещин.

По величине раскрытости трещин в нефтегазопромысловой геологии выделяют **макротрещины** шириной более 40 – 50 мкм и **микротрещины** шириной до 40 – 50 мкм. Трещинная емкость пород-коллекторов составляет от долей процента до 1 – 2 %.

Чаще всего трещины играют роль каналов фильтрации жидкости и газа, связывающих воедино все сложные пустотное пространство пород-коллекторов.

При одновременном участии в дренировании двух или всех трех видов пустот (пор, каверн, трещин) коллектор относят к типу смешанных.

Из числа коллекторов с одним из видов пустотности наиболее широко распространены поровые терригенные коллекторы — на многочисленных месторождениях земного шара, в том числе и в России (Волго-Урал, Западная Сибирь, Северный Кавказ и др. районы).

Трещинные коллекторы в чистом виде встречаются весьма редко.

Из кавернозных пород в чистом виде распространены микрокавернозные (Волго-Урал, Тимано-Печорская провинция и др.). Макрокавернозные встречаются редко.

Коллекторы смешанного типа, наиболее свойственные карбонатным породам, характерны для месторождений Прикаспийской низменности, Тимано-Печорской провинции, Волго-Урала, Белоруссии и других районов.

## Фильтрационные свойства пород-коллекторов. Проницаемость

Важнейшим свойством пород-коллекторов является их способность к фильтрации, т.е. к движению в них жидкостей и газов при наличии перепада давления. Способность пород-коллекторов пропускать через себя жидкости и газы называется **проницаемостью**.

Породы, не обладающие проницаемостью, относятся к неколлекторам.

В процессе разработки залежей в пустотном пространстве пород-коллекторов может происходить движение только нефти, газа или воды, т.е. однофазовая фильтрация. При других обстоятельствах может происходить двух- или трехфазовая фильтрация — совместное перемещение нефти и газа, нефти и воды, газа и воды или смеси нефти, газа и воды.

Хорошо проницаемыми породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а так же глины, имеющие массивную пакетную упаковку.

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

Проницаемость горных пород в случае линейной фильтрации определяется по закону Дарси. Согласно которому объемный расход жидкости, проходящий сквозь породу при ламинарном движении прямо пропорционально коэффициенту проницаемости, площади поперечного сечения этой породы, перепаду давления, и обратно пропорционально вязкости жидкости и длине пройденного пути.



$$Q = k_{пр} \frac{F(P_1 - P_2)}{\mu L}$$

где Q — объемный расход жидкости в м<sup>3</sup>/с; K пр — коэффициент проницаемости в м<sup>2</sup>; F — площадь поперечного сечения в м<sup>2</sup>; μ — вязкость флюида в Па·с; L — длина пути в см; P<sub>1</sub>-P<sub>2</sub> — перепад давления в Па.

Единица коэффициента проницаемости называемая дарси, отвечает проницаемости такой горной породы, через поперечное сечение которой, равное 1см<sup>2</sup>, при перепаде давления в 1ат на протяжении 1 см в 1 сек проходит 1 см<sup>3</sup> жидкости, вязкость которой 1 сп.

Проницаемость пород, служащих коллекторами для нефти, обычно выражают в миллидарси или мкм<sup>2</sup>×10<sup>-3</sup>.

Физический смысл размерности Kпр (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пустотного пространства, по которым происходит фильтрация.

## Нефте-, газо-, водонасыщенность пород-коллекторов

Полагают, что нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты первоначально были полностью насыщены водой. При образовании залежей нефть и газ вследствие их меньшей плотности мигрировали в повышенные части пластов, вытесняя оттуда воду. Однако вода из пустотного пространства вытеснялась не полностью, вследствие чего нефтегазонасыщенные пласты содержат некоторое количество воды, называемой остаточной.

Относительное содержание этой воды в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллектора.

Остаточная вода содержится в залежах в виде молекулярно-связанной пленки на стенах пор, каверн, трещин, в изолированных пустотах и в капиллярно-связанном состоянии в непроточной части пустот. Для разработки залежи интерес представляет остаточная вода, содержащаяся в открытом пустотном пространстве.

Коэффициентом нефтенасыщенности  $K_n/g$  (газонасыщенности) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пустотного пространства.

Коэффициентом водонасыщенности коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Изучение водонасыщенности имеет большое значение не только для количественной оценки нефтегазонасыщенности. Важно выяснить и качественную роль водонасыщенности. Содержание в породах-коллекторах остаточной воды и ее состояние оказывают большое влияние на процессы вытеснения углеводородов из пустотного объема при разработке залежей.

В зависимости от условий формирования залежей, характеристики пород-коллекторов, их емкостного объема и фильтрационных свойств и других параметров, значение начальной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов находится в пределах 97 – 50 % при соответствующей начальной водонасыщенности 3 – 50 %.

# ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ

Свойства и состояние углеводородов (УВ) зависят от их состава, давления и температуры. В залежах они могут находиться в жидком и газообразном состоянии или в виде газожидкостных смесей. В процессе разработки залежей в пластах и при подъеме на поверхность давление и температура непрерывно меняются, что сопровождается соответствующими изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом УВ из одной фазы в другую. Необходимо знать закономерности фазовых переходов, состояние и свойства УВ при различных условиях и учитывать их при подсчете запасов, проектировании и регулировании разработки проектировании и эксплуатации систем сбора и транспорта нефти и газа.

Нефть и газ представляют собой смесь УВ преимущественно метанового (парафинового) ( $C_nH_{2n+2}$ ), нафтенового ( $C_nH_{2n}$ ) и в меньшем количестве ароматического ( $C_nH_{2n-6}$ ) рядов.

По физическому состоянию в поверхностных условиях УВ от  $CH_4$  до  $C_4H_{10}$  — газы; от  $C_5H_{12}$  до  $C_{16}H_{34}$  — жидкости и от  $C_{17}H_{34}$  до  $C_{35}H_{72}$  и выше — твердые вещества, называемые парафинами и церезинами.

## Пластовые нефти. Классификация нефтей

Газожидкостная смесь УВ состоит преимущественно из соединений парафинового, нафтенового и ароматического рядов. В состав нефти входят также высокомолекулярные органические соединения, содержащие кислород, серу, азот. Нефти содержат до 5 – 6 % серы. Она присутствует в них в виде свободной серы, сероводорода, а также в составе сернистых соединений и смолистых веществ — меркаптанов, сульфидов, дисульфидов и др. Меркаптаны и сероводород — наиболее активные сернистые соединения, вызывающие коррозию промышленного оборудования.

По содержанию серы нефти делятся на:

- малосернистые (содержание серы не более 0.5 %);
- сернистые (0.5 – 2.0 %);
- высокосернистые (более 2.0 %).

**Асфальтосмолистые вещества нефти** — высокомолекулярные соединения, включающие кислород, серу и азот и состоящие из большого числа нейтральных соединений неизвестного строения и непостоянного состава, среди которых преобладают нейтральные смолы и асфальтены. Содержание асфальтосмолистых веществ в нефтях колеблется в пределах 1 – 40 %. Наибольшее количество смол отмечается в тяжелых темных нефтях, богатых ароматическими УВ.

По содержанию смол нефти подразделяются на:

- малосмолистые (содержание смол ниже 18 %);
- смолистые (18 – 35 %);
- высокосмолистые (свыше 35 %).

**Нефтяной парафин** — это смесь твердых УВ двух групп, резко отличающихся друг от друга по свойствам, — парафинов  $C_{17}H_{36}$  -  $C_{35}H_{72}$  и церезинов  $C_{36}H_{74}$  -  $C_{55}H_{112}$ . Температура плавления первых 27 – 71 °С, вторых — 65 – 88 °С. При одной и той же температуре плавления церезины имеют более высокую плотность и вязкость. **Содержание парафина в нефти иногда достигает 13 – 14 % и больше.**

По содержанию парафинов нефти подразделяются на:

- *малопарафинистые при содержании парафина менее 1.5 % по массе;*
- *парафинистые – 1.5 – 6.0 %;*
- *высокопарафинистые - более 6 %.*

## Физические свойства нефтей

Нефти разных пластов одного и того же месторождения и тем более разных месторождений могут отличаться друг от друга. Их различия во многом определяются их газосодержанием. Все нефти в пластовых условиях содержат в растворенном (жидком) состоянии газ.

**Газосодержание** (газонасыщенность) пластовой нефти — это объем газа растворенного в 1м<sup>3</sup> объема пластовой нефти.

Газосодержание обычно выражают в м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> или м<sup>3</sup>/т.

Газосодержание пластовых нефтей может достигать 300 – 500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и более, обычное его значение для большинства нефтей 30 – 100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Вместе с тем известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8 – 10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Растворимость газа — это максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти, при определенных давлении и температуре. Газосодержание может быть равным растворимости или меньше ее.

**Коэффициентом разгазирования** нефти называется количество газа, выделяющееся из единицы объема нефти при снижении давления на единицу.

**Промысловым газовым фактором** называется количество добытого газа в м<sup>3</sup>, приходящееся на 1 м<sup>3</sup> (т) дегазированной нефти. Он определяется по данным о добыче нефти и попутного газа за определенный отрезок времени. Различают начальный газовый фактор, обычно определяемый по данным за первый месяц работы скважины, текущий газовый фактор, определяемый по данным за любой промежуточный отрезок времени, и средний газовый фактор, определяемый за период с начала разработки до какой-либо даты. Величина промыслового газового фактора зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. Она может меняться в очень широких пределах.

Если при разработке в пласте газ не выделяется, то газовый фактор меньше газосодержания пластовой нефти, так как в промысловых условиях полной дегазации нефти не происходит.

**Давлением насыщения** пластовой нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нее. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры.

В природных условиях давление насыщения может быть равным пластовому давлению или может быть меньше него. В первом случае нефть будет полностью насыщена газом, во втором — недонасыщена.



**Объемный коэффициент** пластовой нефти показывает, какой объем занимает в пластовых условиях 1 м3 дегазированной нефти:

$$b_H = \frac{V_{пл.н}}{V_{дег}} = \frac{\rho_H}{\rho_{пл.н}}$$

где  $V_{пл.н}$  — объем нефти в пластовых условиях;  $V_{дег}$  — объем того же количества нефти после дегазации при атмосферном давлении и  $t=20^\circ\text{C}$ ;  $\rho_{пл.н}$  — плотность нефти в пластовых условиях;  $\rho_H$  — плотность нефти в стандартных условиях.

**Объем нефти в пластовых условиях увеличивается по сравнению с объемом в нормальных условиях** в связи с повышенной температурой и большим количеством газа, растворенного в нефти.

Пластовое давление до некоторой степени уменьшает величину объемного коэффициента, но так как сжимаемость нефти весьма мала, давление мало влияет на эту величину.

Значения объемного коэффициента всех нефтей больше единицы и иногда достигают 2 - 3. Наиболее характерные величины лежат в пределах 1.2 – 1.8.

**Пересчетный коэффициент**

$$\Theta = \frac{1}{b_H} = \frac{V_{дег}}{V_{пл.н}} = \frac{\rho_{пл.н}}{\rho_H}$$

Под **плотностью** пластовой нефти понимается масса нефти, извлеченной из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема. Она обычно в 1.2 – 1.8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа. Известны нефти, плотность которых в пласте составляет всего 0.3 – 0.4 г/см<sup>3</sup>. Ее значения в пластовых условиях могут достигать 1.0 г/см<sup>3</sup>.

По плотности пластовые нефти делятся на:

- легкие с плотностью менее 0.850 г/см<sup>3</sup>;
- тяжелые с плотностью более 0.850 г/.

Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые — низким.

**Вязкость** пластовой нефти, определяющая степень ее подвижности в пластовых условиях, также существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях.

Это обусловлено повышенным газосодержанием и пластовой температурой. Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти. Вязкость зависит также от плотности нефти: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые. Вязкость нефти измеряется в мПа·с.

По величине вязкости различают нефти:

- незначительной вязкостью —  $\mu_n < 1 \text{ мПа} \times \text{с}$ ;
- маловязкие —  $1 < \mu_n < 5 \text{ мПа} \times \text{с}$ ;
- с повышенной вязкостью —  $5 < \mu_n < 25 \text{ мПа} \times \text{с}$ ;
- высоковязкие —  $\mu_n > 25 \text{ мПа} \times \text{с}$ .

**Вязкость нефти** — очень важный параметр, от которого существенно зависят эффективность процесса разработки и конечный коэффициент извлечения нефти. Соотношение вязкостей нефти и воды — показатель, характеризующий темпы обводнения скважин. Чем выше это соотношение, тем хуже условия извлечения нефти из залежи с применением различных видов заводнения.

# Пластовые газы

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ вида  $C_nH_{2n+2}$ . Основным компонентом является метан  $CH_4$ . Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые УВ, а также неуглеводородные компоненты: азот N, углекислый газ  $CO_2$ , сероводород  $H_2S$ , гелий He, аргон Ar.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

1. Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ.
2. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, — смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из  $C_5+$ высш.
3. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропанбутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

Газ, в составе которого УВ ( $C_3, C_4,$ ) составляют не более  $75 \text{ г/м}^3$  называют сухим. При содержании более тяжелых УВ (свыше  $150 \text{ г/м}^3$  газ называют жирным).

# Газоконденсат

**Конденсатом** называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Различают конденсат сырой и стабильный.

**Сырой конденсат** представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ. т.е. из пентанов и высших (C<sub>5</sub>+высш), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ — бутанов, пропана и этана, а также H<sub>2</sub>S и других газов.

Важной характеристикой газоконденсатных залежей является конденсатно-газовый фактор, показывающий содержание сырого конденсата (см<sup>3</sup>) в 1 м<sup>3</sup> отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется **газоконденсатным фактором**, — это количество газа (м<sup>3</sup>), из которого добывается 1 м<sup>3</sup> конденсата. Значение газоконденсатного фактора колеблется для месторождений от 1500 до 25 000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

**Стабильный конденсат** состоит только из жидких УВ — пентана и высших (C<sub>6</sub>+высш) Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в диапазоне 40 – 200 °С. Молекулярная масса 90 - 160. Плотность конденсата в стандартных условиях изменяется от 0.6 до 0.82 г/см<sup>3</sup> и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

Газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до 150 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), средним (150 – 300 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), высоким (300 – 600 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и очень высоким (более 600 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Большое значение имеет такая характеристика газа конденсатных залежей, как **давление начала конденсации**, т.е. давление, при котором конденсат выделяется в пласте из газа в виде жидкости. Если при разработке газоконденсатной залежи в ней не поддерживать давление, то оно с течением времени будет снижаться и может достигнуть величины меньше давления начала конденсации. При этом в пласте начнет выделяться конденсат, что приведет к потерям ценных УВ в недрах.

# Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений

**Вода** — неизменный спутник нефти и газа. В месторождении она залегает в тех же пластах, что и нефтяная или газовая залежь, а также в собственно водоносных пластах (горизонтах). В процессе разработки вода может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по нефтегазоносному пласту, или поступать в скважины из других водоносных горизонтов. В соответствии с принятой технологией разработки вода может закачиваться в залежь и перемещаться по пластам.

С позиций промысловой геологии воды нефтяных и газовых месторождений делятся на собственные, чуждые и техногенные (искусственно введенные в пласт).

- К собственным относятся остаточные и пластовые напорные воды, залегающие в нефтегазоносном пласте (горизонте).

Собственные пластовые воды — один из основных природных видов вод месторождений УВ. Они подразделяются на контурные (краевые), подошвенные и промежуточные.

- Контурными называются воды, залегающие за внешним контуром нефтеносности залежи.
- Подошвенной называется вода, залегающая под водо-нефтяным контактом (газо-водяным контактом).

К промежуточным относятся воды водоносных пропластков, иногда залегающих внутри нефтегазоносных пластов.

- К чужим (посторонним) относятся воды водоносных горизонтов (пластов), залегающих выше или ниже данного нефтегазоносного.
- К техногенными или искусственно введенными, называют воды, закачанные в пласт для поддержания пластового давления, а также попавшие при бурении скважин (фильтрат промывочной жидкости) или при ремонтных работах.

Основную массу природных вод нефтяных и газовых месторождений составляют более или менее минерализованные воды.