

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.

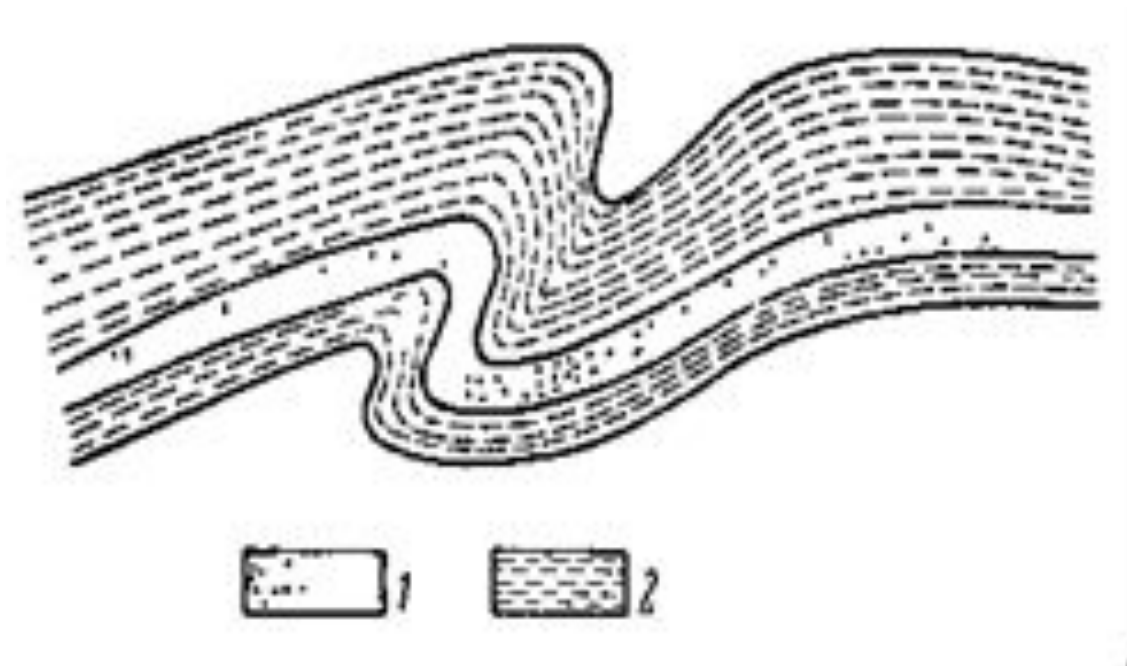


Рисунок 1 — Принципиальная схема пластового резервуара
1 — коллектор (песок); 2 — плохо проницаемые породы

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)

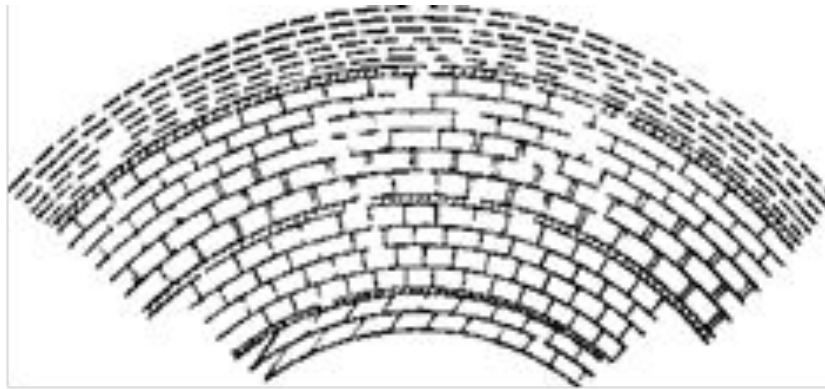


Рисунок 2а — Схема
однородного массива

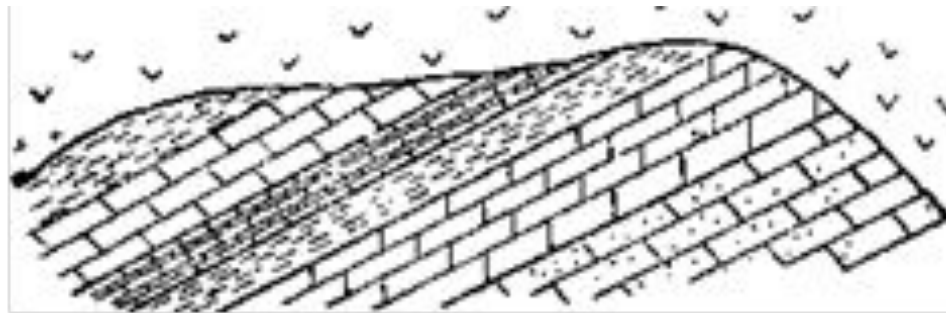


Рисунок 2б — Схема неоднородного
массива

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.

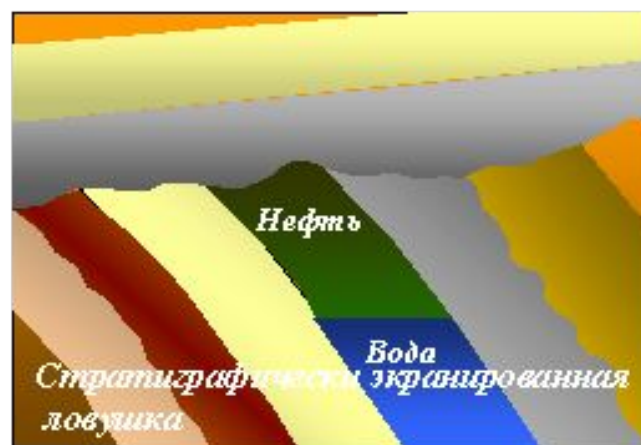
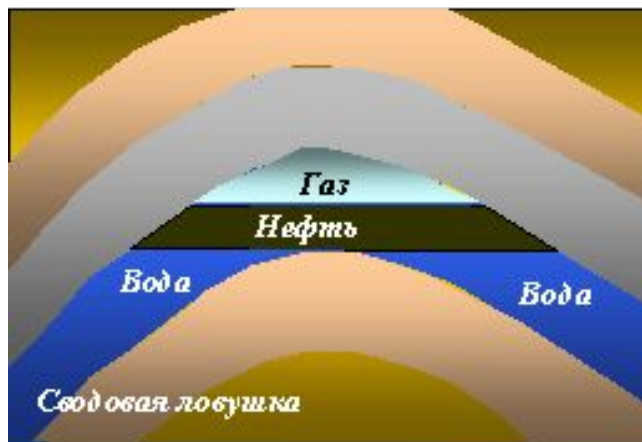


Рисунок 4 — Типы ловушек

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).

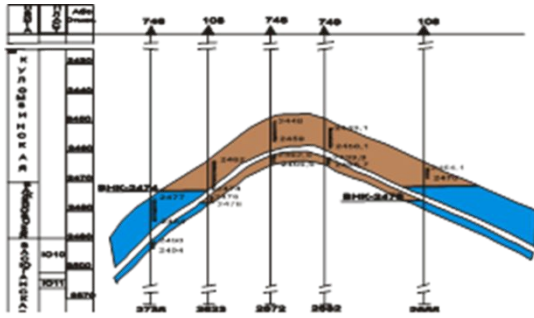


Рисунок 5а — Пластовый тип залежи

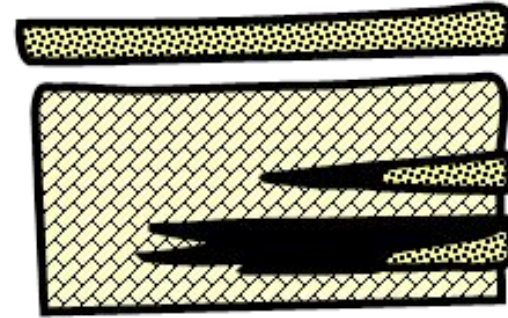


Рисунок 5б — Залежь литологически ограниченного типа

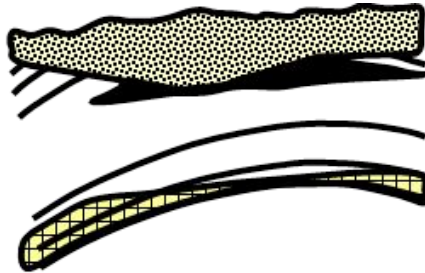


Рисунок 5в — Залежь стратиграфически ограниченного типа

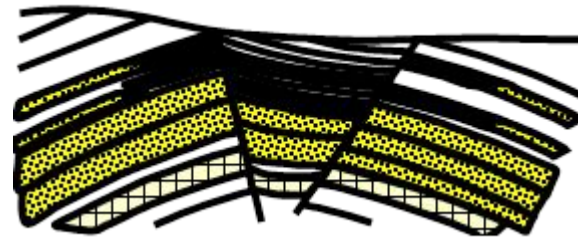


Рисунок 5г — Залежь тектонически экранированного типа

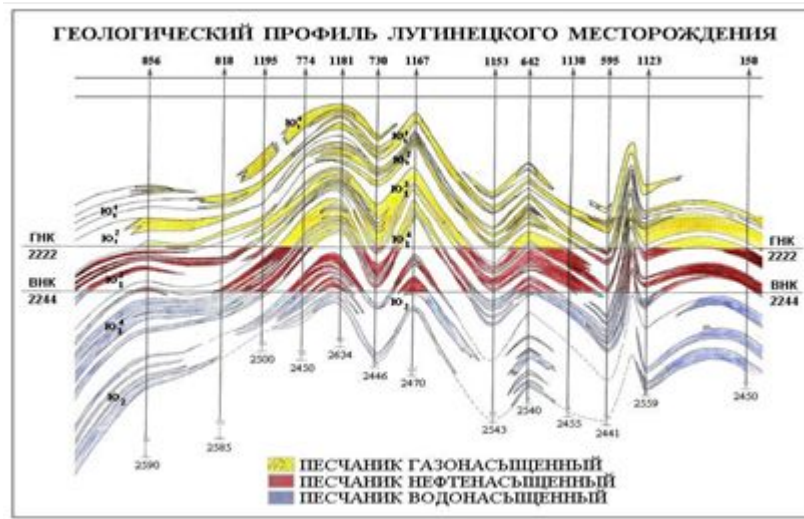


Рисунок 5д — Залежь массивного типа

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**.

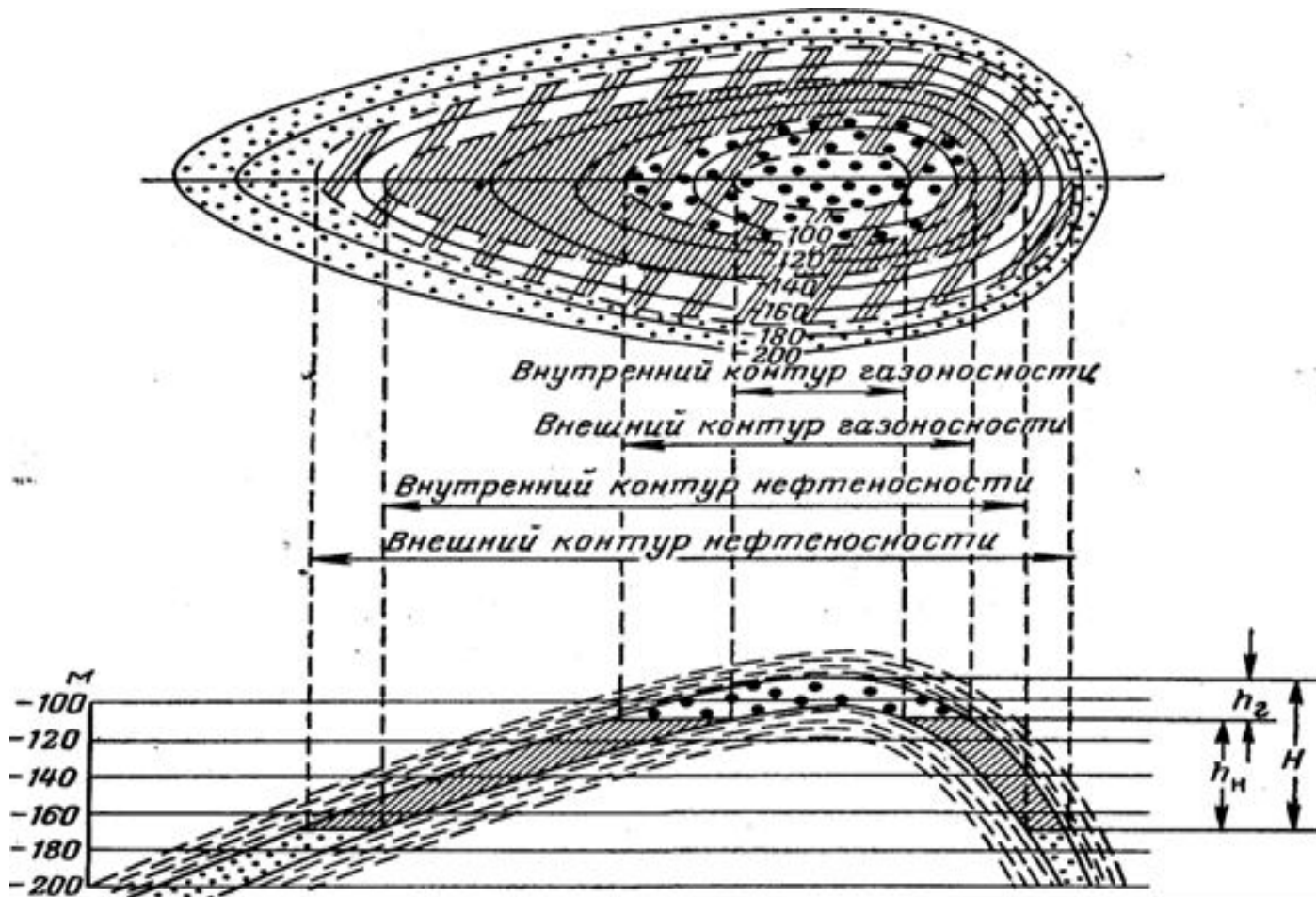
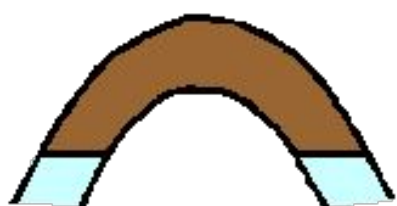


Рисунок 6 — Схема залежи пластового типа
 Части пласта: 1 — водяная, 2 — водонефтяная, 3 — нефтяная, 4 — газонефтяная, 5 — газовая; 6 — породы-коллекторы; H — высота залежи; h_g , h_n — высоты соответственно газовой шапки и нефтяной части залежи.

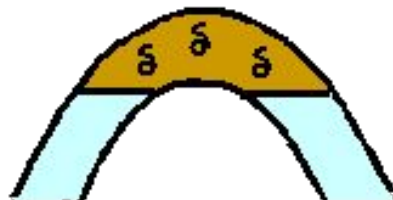
Под **месторождением нефти и газа** понимается совокупность залежей, приуроченных территориально к одной площади и сведенных с благоприятной тектонической структурой. Понятия месторождение и залежь равнозначны, если на одной площади имеется всего одна залежь, такое месторождение называется **однопластовым**. 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).

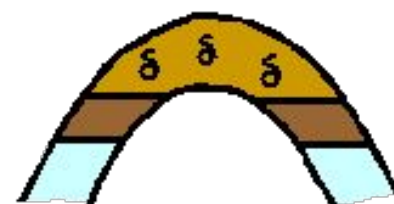
К **газоконденсатным** относят такие месторождения, из которых при снижении давления до атмосферного выделяется жидкая фаза — конденсат.



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.

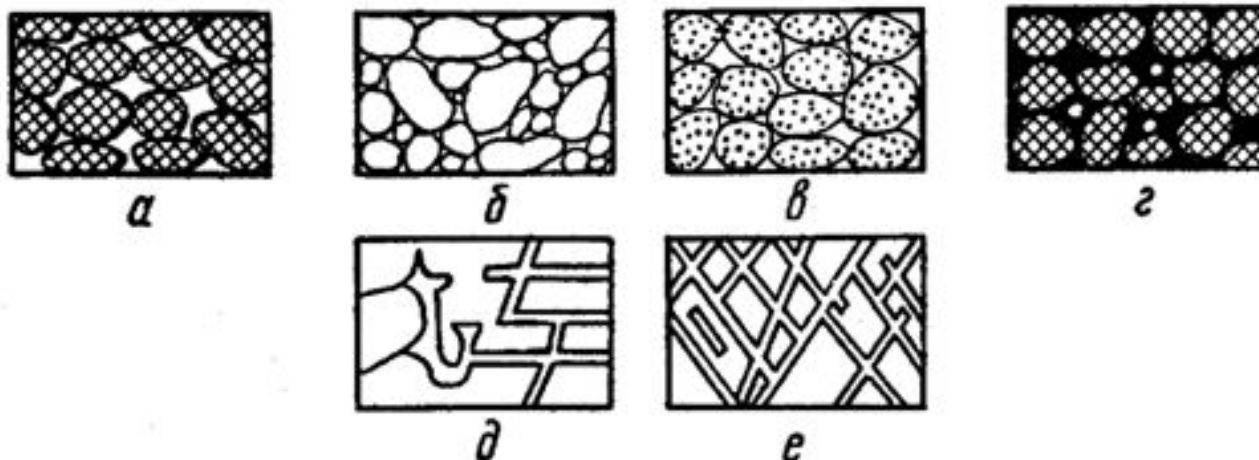


Рисунок 8 — Различные типы пустот в породе

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 %.

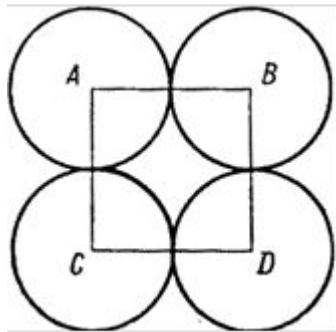


Рисунок 9 — Свободное расположение шаров в модели фиктивного грунта

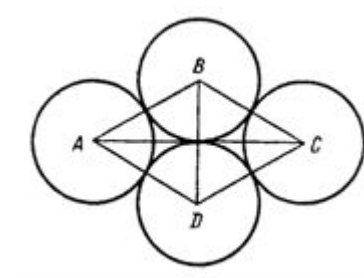


Рисунок 10 — Тесное расположение шаров в модели фиктивного грунта

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 м³/с; $k_{пр}$ — коэффициент проницаемости в м²; F — площадь поперечного сечения в м²; μ — вязкость флюида в Па·с; L — длина пути в см; $P_1 - P_2$ — перепад давления в Па.

Единица коэффициента проницаемости называемая дарси, отвечает проницаемости такой горной породы, через поперечное сечение которой, равное 1 см², при перепаде давления в 1 ат на протяжении 1 см в 1 сек проходит 1 см³ жидкости, вязкость которой 1 сп.

Проницаемость пород, служащих коллекторами для нефти, обычно выражают в миллидарси или мкм²×10⁻³.

Физический смысл размерности $k_{пр}$ (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 1м³ объема пластовой нефти.

Газосодержание обычно выражают в м³/м³ или м³/т.

Газосодержание пластовых нефтей может достигать 300 – 500 м³/м³ и более, обычное его значение для большинства нефтей 30 – 100 м³/м³. Вместе с тем известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8 – 10 м³/м³.

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 м³, приходящееся на 1 м³ (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; ρ_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/см³. Ее значения в пластовых условиях могут достигать 1.0 г/см³.

По плотности пластовые нефти делятся на:

- легкие с плотностью менее 0.850 г/см³;
- 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 г/м^3 называют сухим. При содержании более тяжелых УВ (свыше 150 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 (C₅+высш), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ — бутанов, пропана и этана, а также H₂S и других газов.

Важной характеристикой газоконденсатных залежей является конденсатно-газовый фактор, показывающий содержание сырого конденсата (см³) в 1 м³ отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется **газоконденсатным фактором**, — это количество газа (м³), из которого добывается 1 м³ конденсата. Значение газоконденсатного фактора колеблется для месторождений от 1500 до 25 000 м³/м³.

Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ — пентана и высших (C₆+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/см³ и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

Газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до 150 см³/м³), средним (150 – 300 см³/м³), высоким (300 – 600 см³/м³) и очень высоким (более 600 см³/м³).

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.