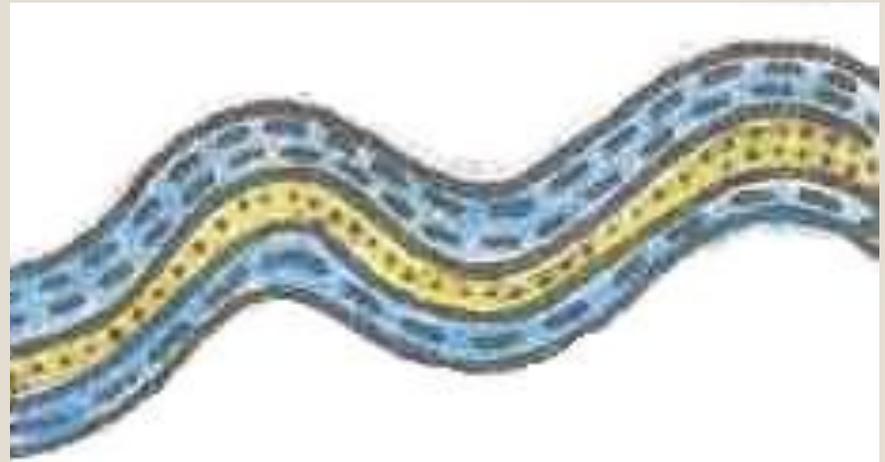


Геология және әдістемесі
кенорындарын іздеу және
барлау, мұнай және газ

Литология табиғи резервуарлар

Резервуар (фр. reservoir - орын, лат. reservo - сберегаю) - бұл табиғи геологиялық дене, оның ішінде мүмкін циркуляциясы сұйықтық. Резервуар тұрады нефтегазопроводящей жыныстары – коллекторлар және өткізбейтін жыныстар-флюидоупоров.

Пластовый табиғи резервуары



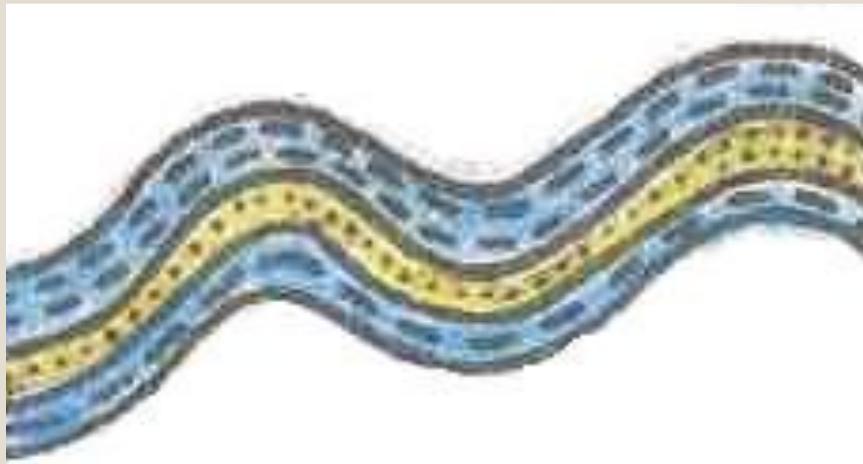
Классификациясы табиғи резервуарлары, мұнай және газ

Қабаттық;

Көлемді;

Литологически шектелген;

Қабаттық резервуарлар ұсынылған тұқымдары-коллекторлар, едәуір кең таралған алаңы бойынша (жүздеген және мыңдаған шаршы километр), характеризующимися шағын қуаты (үлестерінің метрге дейін ондаған метр). Олар мүмкін лестік ретінде карбонатными, сондай-ақ терригенными құрылымдар; жиі қамтиды жекелеген линзовидные дәнекерден өткізбейтін жыныстардың қалың негізгі қабаты, бұл олардың неоднородными бойынша құрылысы, тік бағыттағы және көлденең.

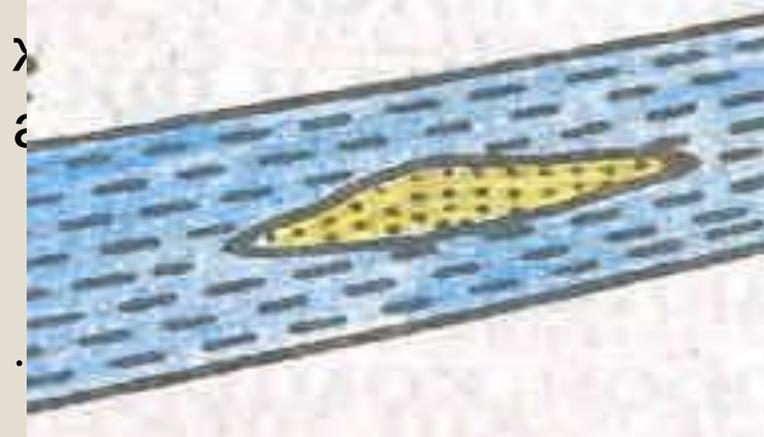


Көлемді табиғи резервуарлар білдіреді қуатты (бірнеше жүз метр) толщұ қабаттарды-коллекторларды (поровых, кавернозных, жарылған), түрлі (бір текті емес) немесе бірдей (біртекті) литологиялық құрамы. Қалың қабаттарды-коллекторларды мүмкін өткізбейтін прослои, бірақ барлық қабаттар өткізетін жыныстардың хабарланады құра отырып, бірыңғай гидродинамическую жүйесіне (бірыңғай табиғи резервуары). Үстінен толщей коллектор жыныстардың тереңде жатып қалады қуатты қалыңдығы өткізбейтін жыныстар-покрышка.





Литологически шектелген табиғи резервуарлар іс жүзінде барлық жағынан қоршалған су өткізбейтін тау жыныстарымен Мысал табиғи резервуары бола алады линза құм қабатындағы саз балшықты жынысты. Литологически шектеулі резервуарлар, анықтау бойынша, Н. А. Еременко, білдіреді "... Табиғи резервуарлар барлық түрлерін, насыщающие олардың газ тәріздес және сұйық көмірсутектер қоршалған барлық жағынан іс жүзінде өткізбейтін тау жыныстарымен". Мұндай резервуарлар құрылады арқасында өзгерістерге литологиялық құрамына,



жә



Табиғи резервуарлар - понятийная категория, ол анықтайды, табиғи жүйелер мен әзірлеуге геологиялық моделін зерттеу үшін әсерін құрылыстар шөгінді толықтығы бөлу ондағы мұнай мен газ шөгінділерін ловушках әр түрлі генетикалық және морфологиялық типтері. Шарттарын талдау қалыптастыру табиғи резервуардың, оларды жіктеу мен типтеу ескере отырып, генетикалық және морфологиялық белгілері ұсынады ғана емес, теориялық, бірақ, ең алдымен, практикалық қызығушылық.

Табиғи резервуарлар болып табылады күрделі иерархическими жүйелерімен, онда жүріп жатқан физикалық және химиялық өзара іс-қимыл арасындағы тұқымдары және флюидами, сондай-ақ арасында әр түрлі флюидами. Табиғи резервуар тұрады, элементтердің әр түрлі литологиялық-физикалық қасиеттері бар қамтиды флюиды түрлі фазадық жай-күйін. Ара осы элементтерінің уақыт

Жіктеу табиғи резервуарлар, ұсынылған Н.А. Еременко (1988), мынадай ұғымдар пайдаланылды:

- сынып
- генетикалық түрі
- тәртібі
- таралуы
- морфологиялық түрі.

Анықтау кезінде сыныптың бірінші бөлімінде  көрсетіледі литологиялық құрамы қабаттың коллектор, екінші - дөңгелектер. Сондықтан аты "терригенно-карбонатный" дегенді білдіреді табиғи резервуары күрделі терригенными коллекторлармен және карбонатной қақпақшамен; "терригенный" және пласт-коллектор және қақпақ ұсынылған терригенными тұқымдары.

- Класс табиғи резервуардың бойынша белгіленеді литологическому құрамы слагающих оның коллекторлар мен перекрывающего флюидоупора:
 - терригенный
 - терригенно-карбонатный
 - карбонатно-терригенный
 - карбонатно-эвапоритовый
 - пелитоидный
 - вулканогенный
 - силурдың-осадочный
 - қалдықты-вулканогенный

Осыған байланысты кейде бөлінеді субрезервуары. Олар сипатталады белгілі бір физикалық қасиеттері бар, сондай-ақ оларды бөлуге қазындығы бойынша ерекшеленетін басқа да бөліктердің сол резервуардың генетикалық бірлікте резервуары тиесілі бұл субрезервуары.

Монофациальные табиғи резервуарлар көбінесе бар жергілікті тарату; өңірлік сол резервуарлар әрдайым дерлік полифациальны деп бөлуге негіз береді олардың шегінде субрезервуары

По характеру взаимоотношения между элементами, образующими резервуар, определяют ***порядок природный резервуар*** - простой (совершенный и несовершенный) и сложный. Использование этих понятий вызвано тем, что между пластами-коллекторами нередко залегают пачки-проводники, т.е. между коллекторами отсутствуют флюидоупоры. В этих случаях пласты могут иметь единый водонефтяной или газовойодяной контакты и между ними имеется гидродинамическая связь.

Простой совершенный природный резервуар - это пласт-коллектор с перекрывающими и подстилающими флюидоупорами (покрышка + коллектор + покрышка) или пласт-коллектор при различных сочетаниях флюидоупоров и промежуточных пачек (*покрышка + промежуточная пачка + коллектор + покрышка* или *покрышка + коллектор + промежуточная пачка + покрышка*).

Простой несовершенный природный резервуар - часть простого совершенного и представляет собой пласт-коллектор с перекрывающей и/или подстилающей промежуточными пачками либо сочетание пласта-коллектора с нижним или верхним флюидоупорами: промежуточная пачка + коллектор; коллектор + промежуточная пачка; промежуточная пачка + коллектор + промежуточная толща; крышка + коллектор либо коллектор + крышка.

Сложный природный резервуар - совокупность нескольких пластов-коллекторов при различных сочетаниях флюидоупоров и промежуточных пачек. При этом флюидоупоры и сверху и снизу должны быть едиными для всех пластов-коллекторов

Очень важная характеристика природного резервуара - **площадь его распространения**. От нее в значительной мере зависят объем УВ и концентрация их в ловушках разных генетических и морфологических типов. В зависимости от распространенности природные резервуары могут быть **локальными, зональными** или **региональными**.

Локально развитые природные резервуары не могут образовывать крупные месторождения. Все гигантские месторождения связаны со сложными резервуарами, имеющими широкое распространение по площади.

Выявление *морфологического типа природного резервуара* позволяет установить границы распространения резервуара, определить и спрогнозировать участки, наиболее благоприятные для формирования ловушек.

Выделяются три морфологических типа:

- - линзовидный
- - рукавообразный
- - плащевидный.

Линзовидный тип обычен при локальном развитии резервуара; *плащевидный* характерен для регионального или зонального распространения, а *рукавообразный* наиболее част при зональном развитии природного резервуара. Последний тип связан с зонами распространения аллювиальных отложений или отложений течений либо с локальным развитием отложений мелких русел, рек, баров и т. д.

По *соотношению коллектора* с ограничивающими его *плохо проницаемыми* породами выделяются три основных типа природного резервуара: пластовые, массивные и литологические ограниченные со всех сторон (Еременко Н.А., 1988).

Тип резервуара	Стратиграфическая приуроченность коллектора	Направление движения жидкостей и газов
Пластовые	Выдерживается	По напластованию
Массивные	Не выдерживается	По вертикали
Литологически ограниченные со всех сторон	Выдерживается	Локально, ограничено

Пластовый природный резервуар - это коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами.

В таком природном резервуаре мощность коллектора более или менее выдерживается на большой территории. При общем сохранении пластового характера на тех или иных локальных участках или на границе распространения коллектора может наблюдаться существенное изменение мощностей и даже полное выклинивание коллектора .

Коллектор в пластовых природных резервуарах обычно литологически выдержан, но может иметь и более сложное строение. В пластовом природном резервуаре существует единая гидродинамическая система. Наиболее характерным видом движения жидкостей и газов является боковое движение по пласту.

Коллекторы, слагающие **массивные резервуары**, бывают литологически однородными или неоднородными. Однородные массивные резервуары могут быть представлены карбонатными, метаморфическими или изверженными породами. Пористость и проницаемость таких коллекторов обусловлена наличием в них каверн и трещин. Зоны пористости и проницаемости в массивных природных резервуарах не имеют строгой стратиграфической приуроченности. Часто в теле массива наблюдаются зоны с хорошими емкостными показателями, пересекающие стратиграфические поверхности.

В массивных природных резервуарах боковое перемещение жидкости и газа ограничено проницаемыми зонами и не может происходить на большие расстояния. Протяженность пути перемещения жидкостей и газов по вертикали соизмерима или даже больше расстояния перемещения флюидов по напластованию.

Резервуары, литологически ограниченные со всех сторон - это резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие УВ окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами. Движение жидкостей и газов в них ограничено размерами самого резервуара.

Выделение указанных типов природных резервуаров в значительной мере условно. Одна и та же порода в процессе литогенеза может менять свои свойства, превращаясь из коллектора в покрышку и наоборот. В зависимости от физико-химических свойств флюида и термобарической обстановки одна и та же порода может быть флюидоупорной для одного и коллектором - для другого флюида. Кроме того, возможны постепенные переходы резервуара одного типа в другой, что особенно характерно для карбонатных толщ.

С пространственным соотношением пластов и изолирующих толщ связаны представления о *трехслойном природном резервуаре*. Его модель была предложена еще в 1968 г. Б.Ф. Филипповым, позднее развита В. Д. Ильиным.

Трехслойный природный резервуар состоит из пласта коллектора, флюидоупора и разделяющей их промежуточной (рассеивающей) толщи (полупокрышки, "ложной" покрышки). В тех случаях, когда промежуточная толща имеет значительную мощность, превышающую амплитуду локальной структуры, условия формирования залежей неблагоприятны: когда кровля пласта коллектора на своде антиклинального поднятия залегает ниже кровли промежуточной толщи в седловине, структура не будет заполнена УВ.



Очень современная схема типизации природных резервуаров предложена В.И.Еременко (1996). Она базируется на положениях системного анализа и понятиях "осадочно-породный циклит" и "нефтегазоносный комплекс" - как крупное геологическое тело, сформировавшееся в течение одного тектонического цикла развития бассейна седиментации, характеризующиеся трансгрессивно-регрессивным типом осадконакопления, обеспечивающим промышленные масштабы реализации процесса генерации, первичной миграции и аккумуляции углеводородов.

Ловушки нефти и газа

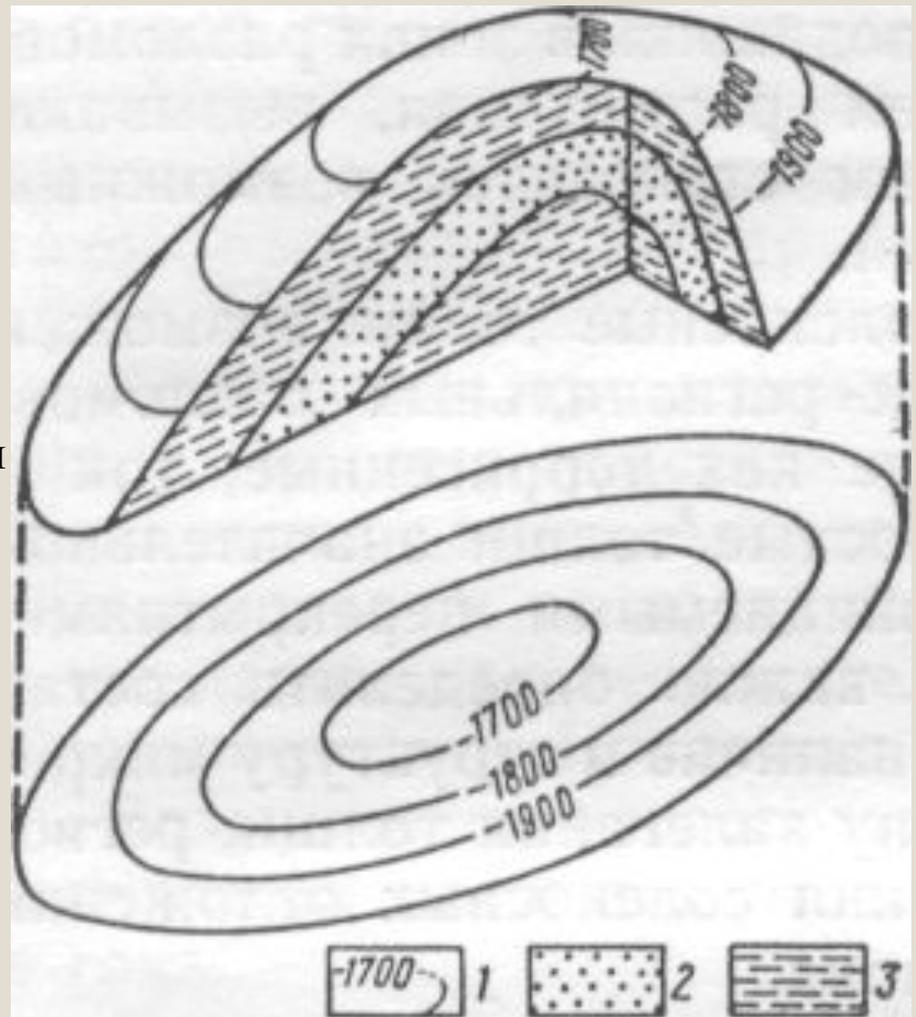
Ловушка — часть природного резервуара, в котором благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а так же тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

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

Любая ловушка представляет собой трехмерную объемную форму, в которой в силу емкостных, фильтрационных и экранирующих свойств накапливаются и сохраняются углеводороды.

Наиболее простым и распространенным случаем образования ловушки является смятие пластового или массивного природного резервуара под воздействием складкообразовательных тектонических движений в антиклинальную структуру

Если в изогнутый в виде свода проницаемый пласт, перекрытый непроницаемыми породами, попадут нефть, газ и вода, то, распределяясь согласно плотностям, нефть и газ займут верхнюю часть сводового изгиба и будут изолированы сверху непроницаемыми породами, а снизу водой.

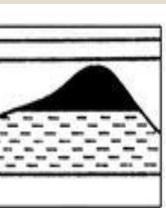


Объемная модель антиклинальной ловушки:
1 — изогипсы кровли, м; 2 — песчаники; 3 — глины

КЕН ЖӘНЕ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫ

Жиналған мұнай, газ, конденсаттың және пайдалы ілеспе компоненттердің, шоғырланған в ловушке шектелген беттерден әртүрлі үлгідегі үшін жеткілікті санда өнеркәсіптік игеру деп аталады шоғыр

Түрлері: қабаттық, жаппай, литологически шектелген, стратиграфически шектелген, тектонически экранированная



Мұнай мен газ қорлары әр Түрлі типтегі шоғырдың мұнай олармен гидравликалық езамкнутых (1-3) және тұйық (4-6) ловушках: 1 — қабатты сводовые мұнай және газонефтяные шоғырлары; 2 — massive сводовая газонефтяная шоғыры; 3 — мұнай шоғыры да выступе палеорельефа, бастапқы (мысалы,.., рифа) немесе екіншілік (эрозиялық); 4 — мұнай шоғыры, экранированная стратиграфиялық горизонт келіспеуге; 5 — мұнай шоғыры в ловушке бастапқы (фациального, литологиялық) сыналау коллектор; 6 — тектонически экранированная мұнай шоғыры;

Жіктеу шоғырлар бойынша фазовому құрамы

- Тыңайма мұнай және газ білдіреді табиғи жергілікті (жеке-дара) жиналуы мұнай және газ ловушке. Шоғыры түзіледі бөлігінде резервуардың, белгіленетін арасындағы тепе-теңдік күшімен, заставляющими мұнай және газ жылжуға табиғи резервуарда, күшімен, бұған кедергі.

Газ, мұнай және су орналасады шоғыр аймақтық:

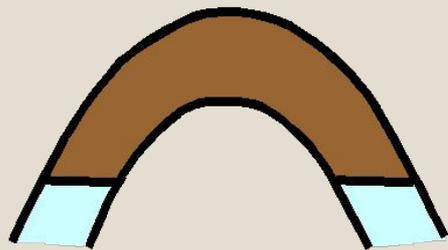
газ неғұрлым жеңіл, орын алады кровельную бөлігі табиғи резервуардың, қақпақшамен;

төмен поровое кеңістік толтырылады мұнай,
тағы да төмен - су.

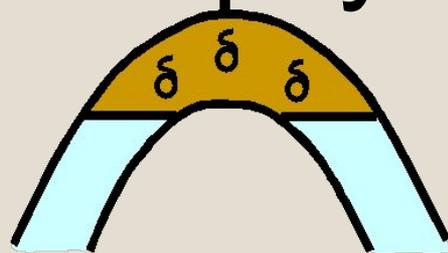
Бойынша преобладанию сұйық фазаның үстіндегі газ (немесе керісінше) кеніштер болып бөлінеді:

однофазовые — мұнай, газ, газконденсат
двухфазовые — газонефтяные, мұнай-газ

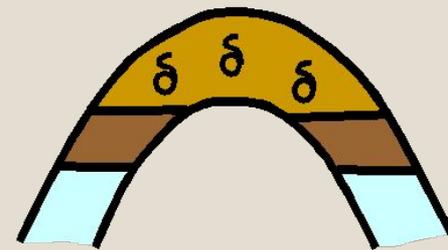
фазовому құрамы көмірсутектер



нефтяная



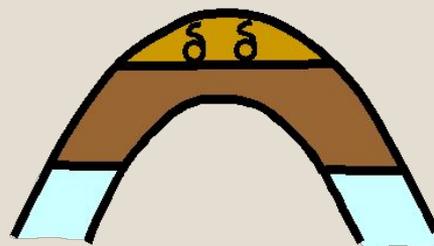
газовая



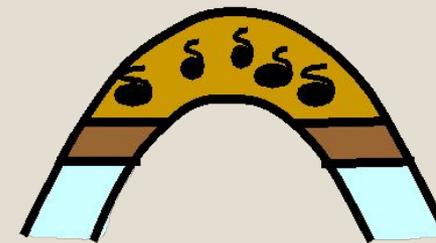
нефтегазовая



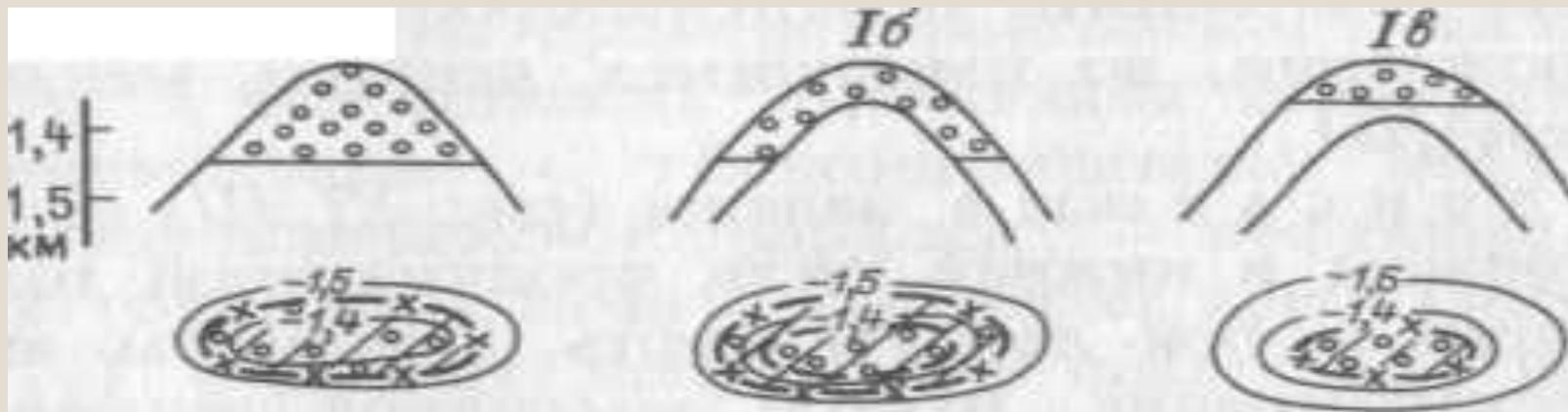
газоконденсатнонефтяная



газонефтяная



нефтегазоконденсатная



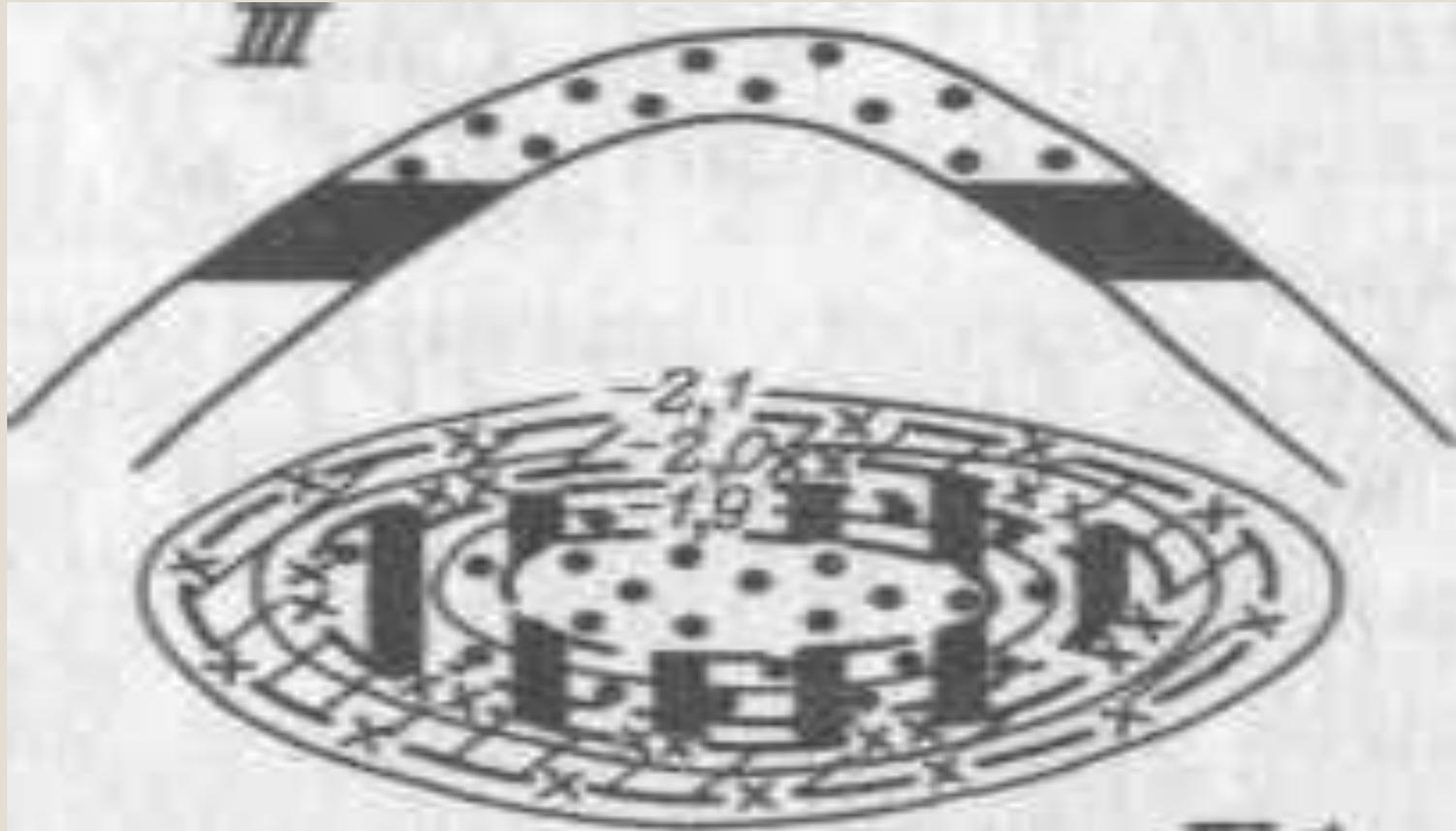
Газ шоғыры құрамында негізінен метан және оның гомологтары (этан, пропан және т. б.). Газ құрамында 95 % метан жатады құрғақ, ал газ қоспасының құрамында 5 % ауыр көмірсутектер деп атайды май. Көзбен шолып тексеру кезінде кернді өнімді деңгейжиектердің мұнай кен орындарын көруге болады примазки қосу мұнай және тиімді және трещинах жыныстары. "Таза газ кен орындарында керн келген өнімді толықтығы айырмашылығы жоқ алынған үлгілерді жоғары немесе нижележащих шөгінділер. Оларды қалай ажыратуға ғана бірден көтергеннен кейін ұңғымадан иіс бойынша бензин, тез улетучивается және қысқа уақыттан кейін керн емес жауапты қандай да бір іздерін UV. Осыған байланысты қазу ұңғымаларын газоносных аудандарында болуы тиіс тұрақты геологиялық бақылаумен және міндетті түрде жүруі газ каротажем²⁷

- Газконденсатты шоғыр болып табылады жиналатын майлы газ және ерітілген онда аса ауыр УВ (C5 H12 және одан жоғары).

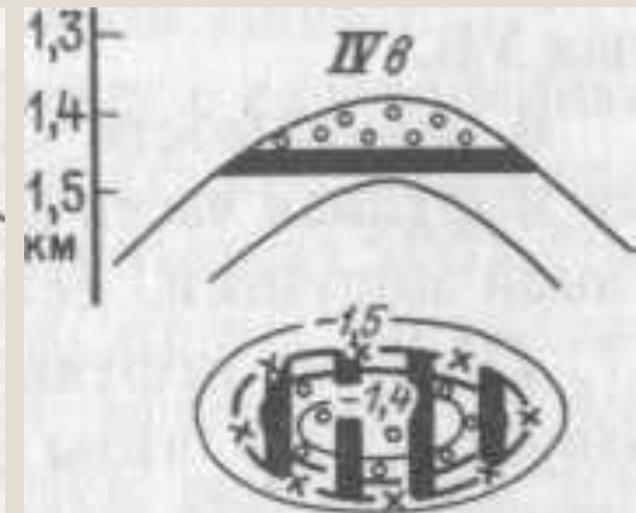
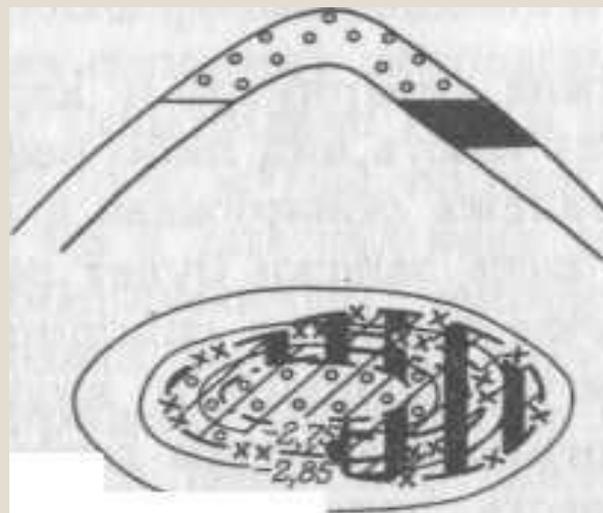
Концентрациясы олардың жанындағы үлкен шоғырдың биіктігі ұлғаяды төмен қазындығы бойынша өнімді қабатының қалыңдығы.

-

Нефтегазоконденсатные шоғыр ерекшеленеді алдыңғы болуымен төменгі бөлігінде өнімді қабатының қалыңдығы сұйық УВ білдіретін легкую нефть



Нефтегазовая залежь содержит скопление газа, подстилаемого нефтью (на всей площади или частично), геологические запасы которой не превышают половины суммарных запасов УВ залежи в целом. Газ, имеющий преобладающее значение, как правило, жирный, т.е. помимо метана содержит некоторое количество тяжелых УВ. В зависимости от типа резервуара и характера заполнения ловушки нефтяная часть может иметь вид либо нефтяной оторочки, либо нефтяной подушки.



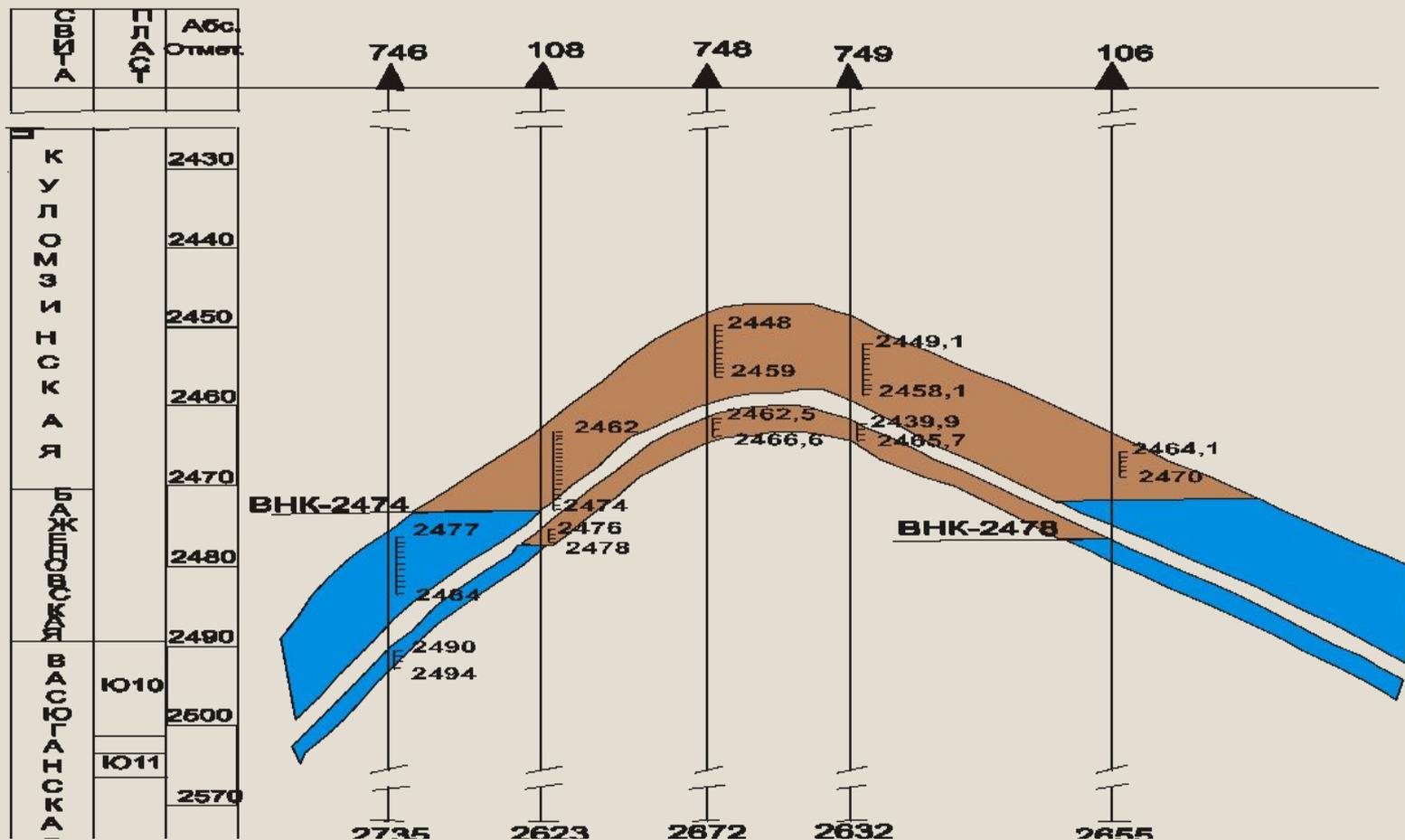
Генетическая классификация залежей нефти и газа по форме ловушек

В общем случае все залежи можно разделить на пластовые и массивные. В пластовых залежах отмечается приуроченность залежи к отдельным пластам.

- Образование массивной залежи связано с терригенным или карбонатным массивным резервуаром, когда при большом этаже нефтегазонасности залежь сверху контролируется формой верхней поверхности ловушки, а снизу горизонтальный контакт сечет все тело массива. Массивные залежи формируются в рифах, антиклинальных структурах, эрозионных выступах, представляющих собой останцы древнего рельефа. С массивными залежами связаны наиболее значительные скопления нефти и газа, открытые в нашей стране.
- По классификации А. А. Бакирова, учитывающей главнейшие особенности формирования ловушек, с которыми связаны залежи, выделяются четыре основных класса локальных скоплений нефти и газа: структурные; рифогенные; стратиграфические; литологические.

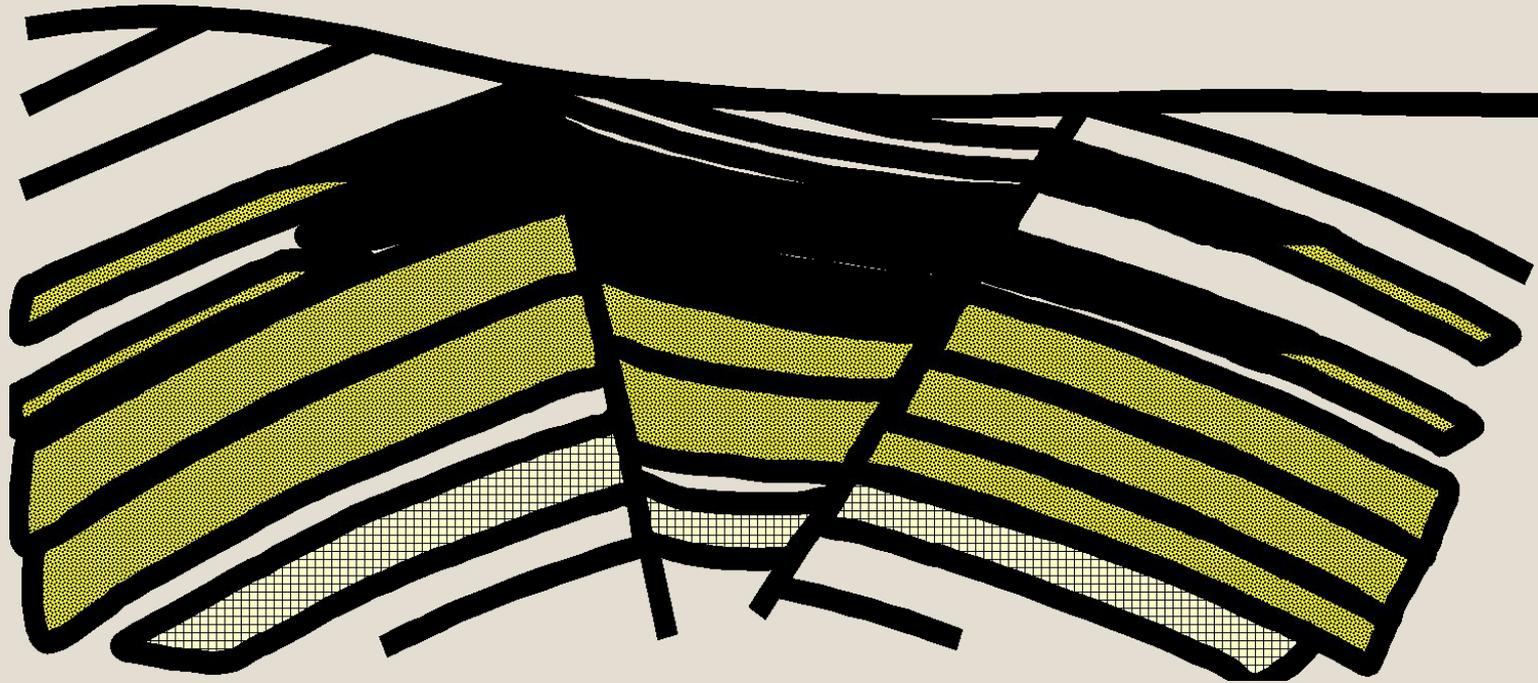
К классу *структурных залежей* относятся залежи, приуроченные к различным видам локальных тектонических структур. Наиболее часто встречающиеся залежи этого класса – *сводовые, тектонически экранированные* и *приконтактные*.

Сводовые залежи (пластовые сводовые, по Г.А. Габриэлянцу) формируются в сводовых частях локальных структур

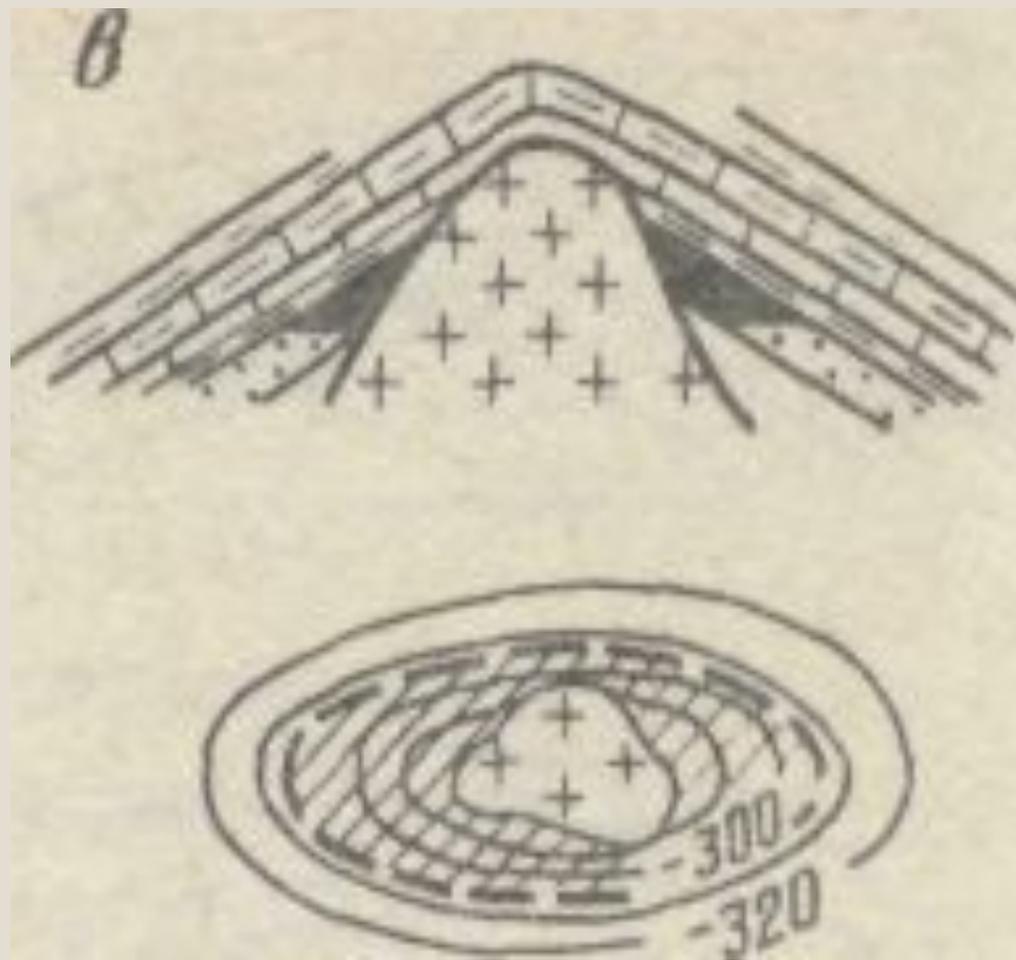


Тектонически экранированные залежи

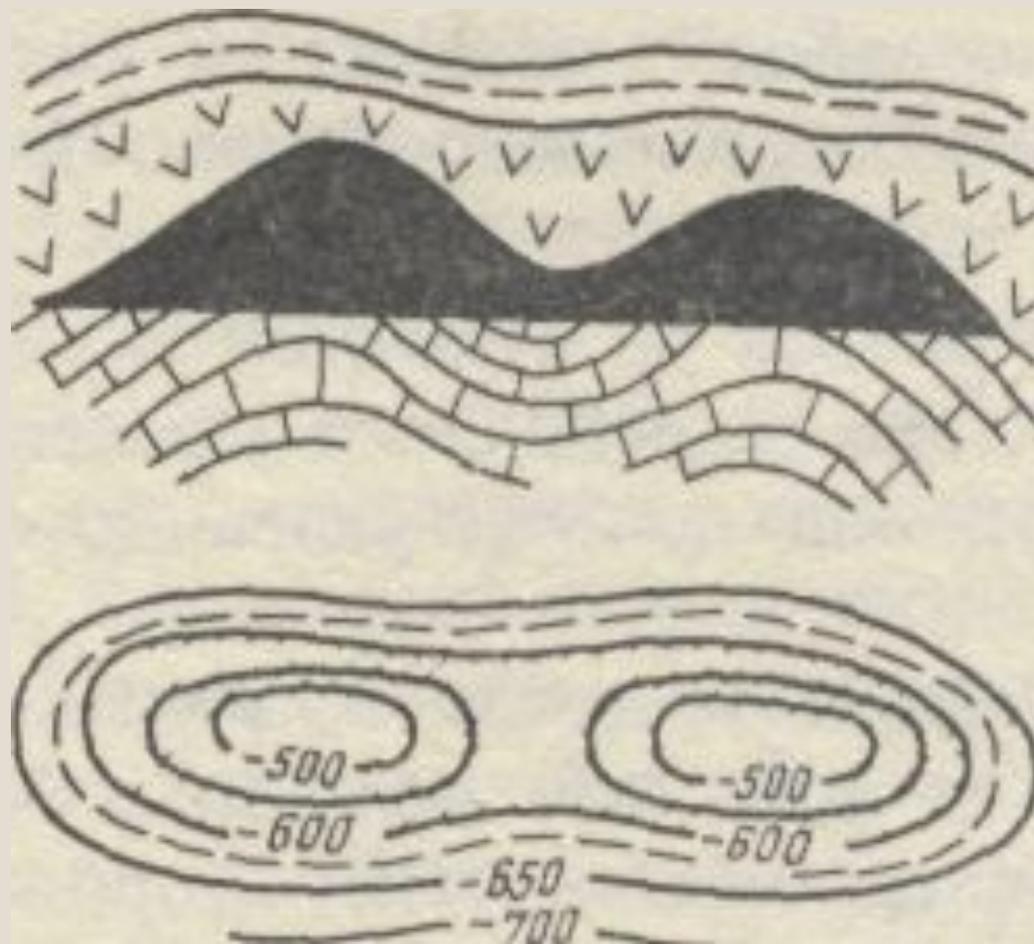
(пластовые тектонически экранированные, по Г.А. Габриэлянцу) формируются вдоль разрывных смещений, осложняющих строение локальных структур. Подобные залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или периклиналях.



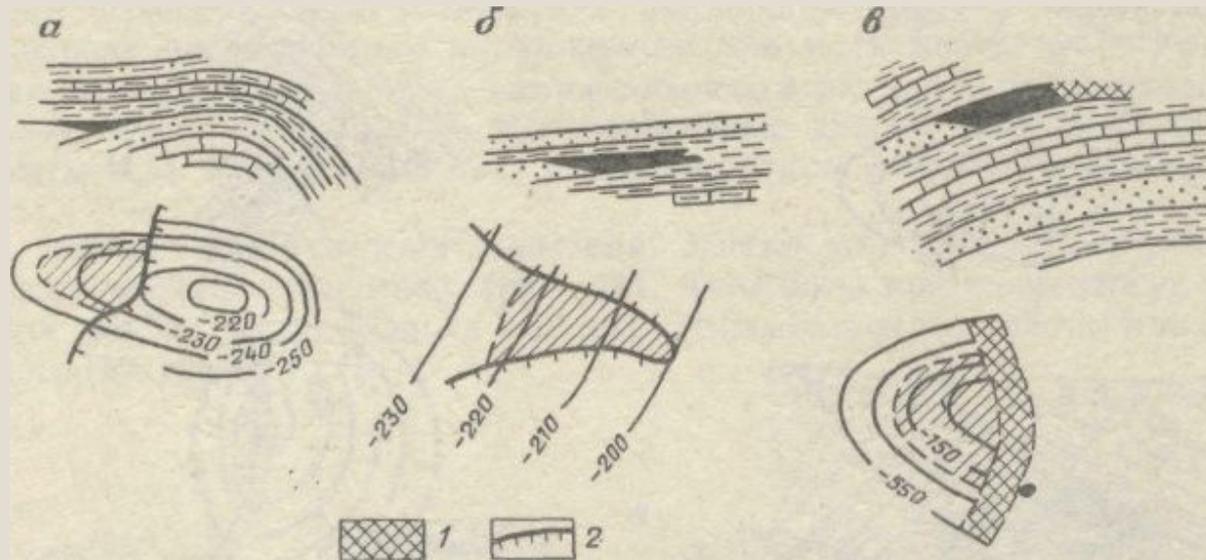
Приконтактные
залежи
образуются в
продуктивных
пластах,
контактирующих
с соляным
штоком,
глиняным
диапиром или же
с вулканогенными
образованиями



В отличие выше представленных пластовых залежей, *рифовые залежи* относятся к массивным. Залежи этого класса образуются в теле рифовых массивов



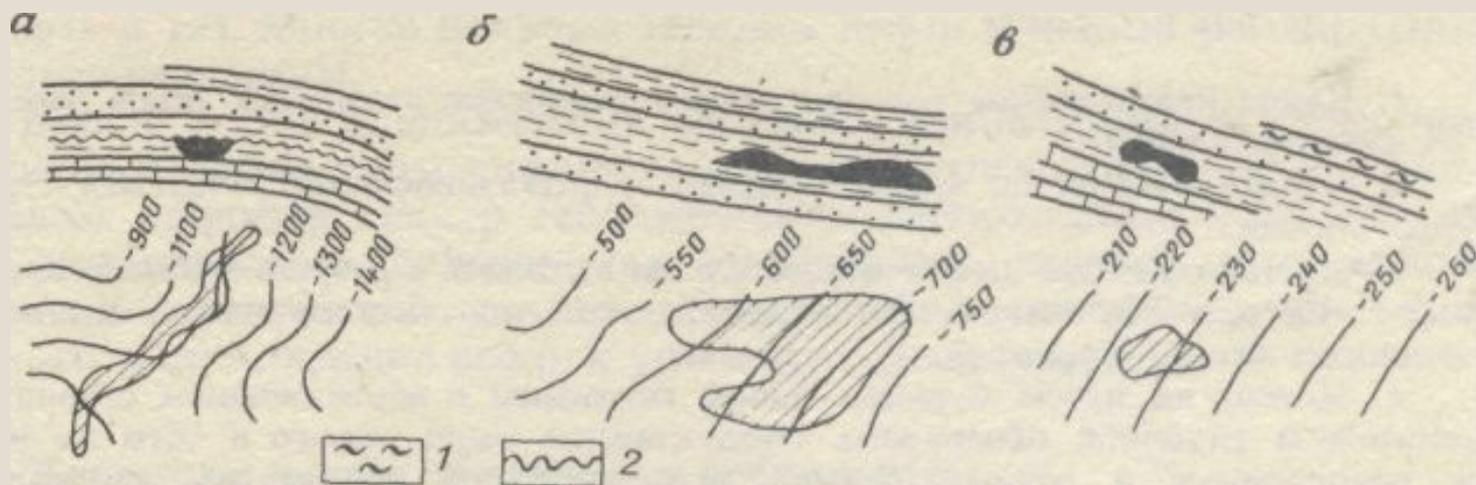
В составе класса *литологических залежей* выделяются две группы залежей: литологически экранированных и литологически ограниченных.



Литологически экранированные залежи в разрезе и в плане
(по А.А. Бакирову):

а — связанные с выклиниванием пласта-коллектора по восстанию слоев; *б* — связанные с замещением проницаемых пород непроницаемыми; *в* — запечатанные асфальтом. *1* — асфальт; *2* — линия выклинивания пласта-коллектора

Залежи *литологически ограниченные* приурочены к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек (шнурковые или рукавообразные), к прибрежным песчаным валоподобным образованиям или к гнездообразно залегающим породам-коллекторам, окруженным со всех сторон плохопроницаемыми породами.



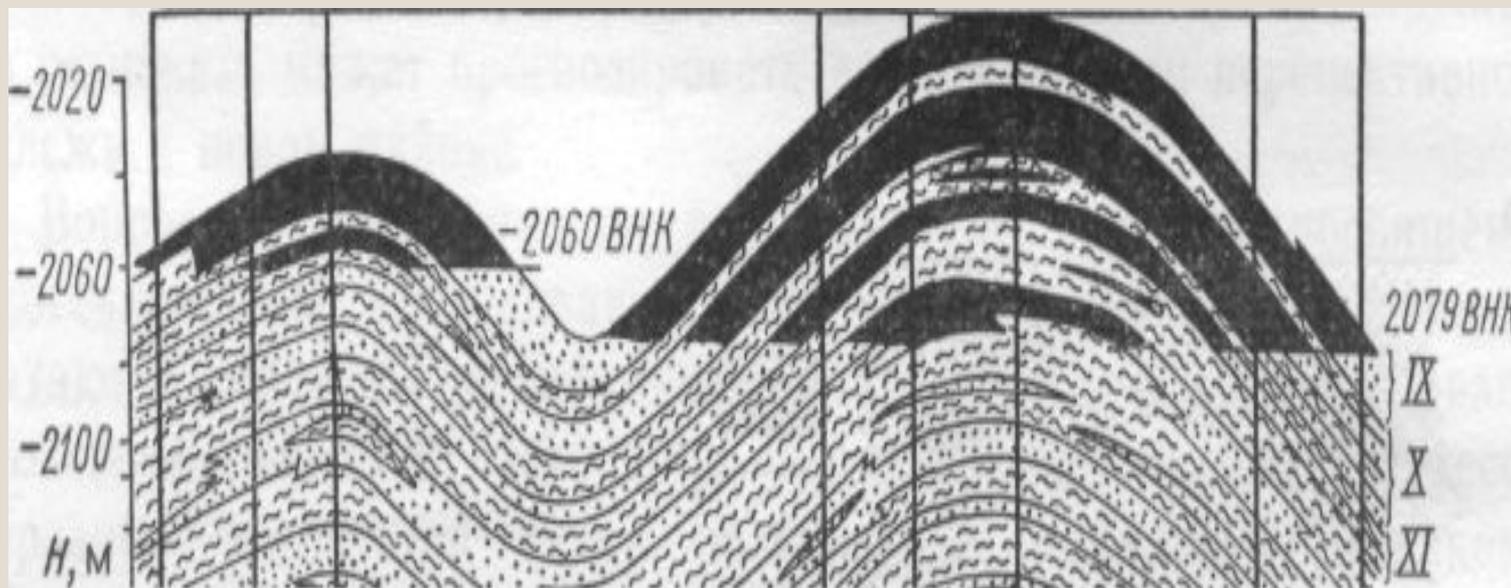
Литологически ограниченные залежи в разрезе и в плане
(по А.А. Бакирову):

- а* — в песчаных образованиях ископаемых русел палеорек — шнурковые или рукавообразные;
- б* — в прибрежных песчаных валоподобных образованиях ископаемых баров (баровые);
- в* — в гнездообразно залегающих песчаных коллекторах, окруженных со всех сторон плохопроницаемыми глинистыми образованиями. 1 — мергели; 2 — поверхность несогласия

Выделяют залежи *простого* и *сложного* строения. К залежам простого строения принадлежат залежи, приуроченные к литологически выдержанным пластам и заключенные в едином локальном поднятии.

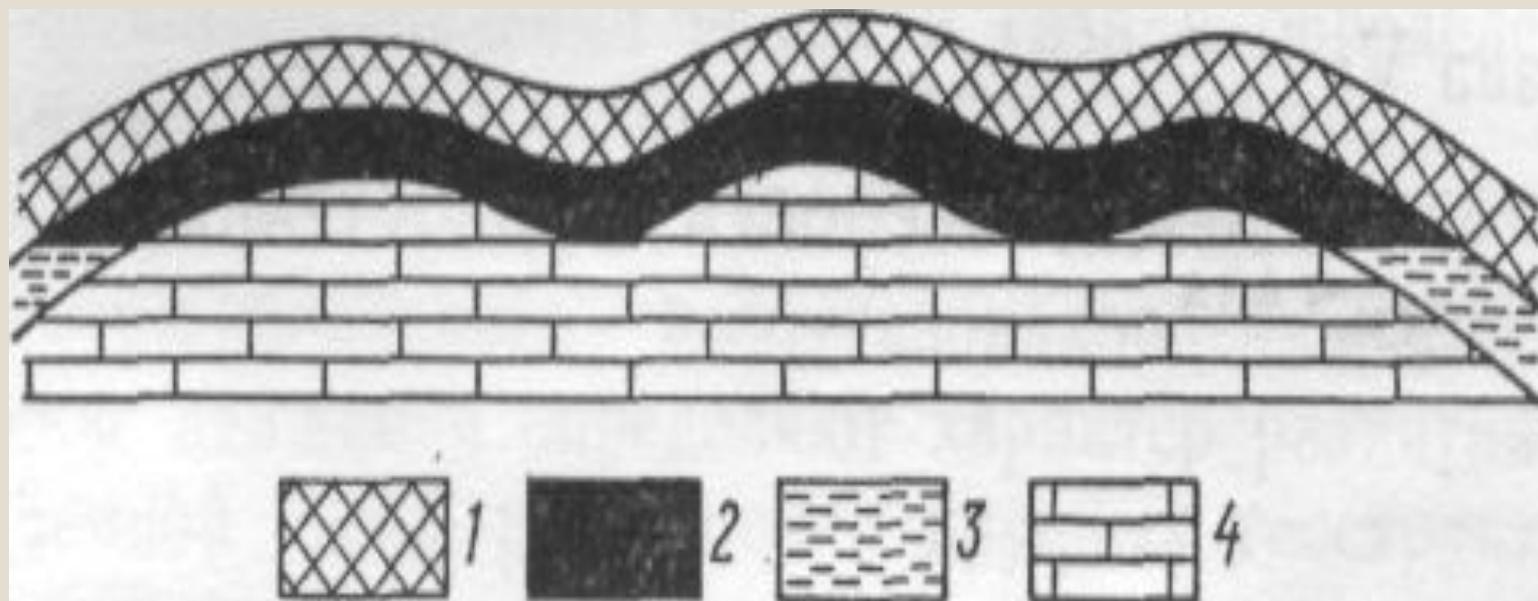
К категории сложных относятся многопластовые и многокупольные залежи.

Многопластовая залежь нефти и газа охватывает несколько пластов, между которыми существует гидродинамическая связь



Многокупольная залежь Единая залежь нефти, приуроченная к трем куполовидным складкам:

1 — непроницаемая покрывка; 2 — нефтенасыщенный коллектор;
3 — водонасыщенный коллектор; 4 — известняки



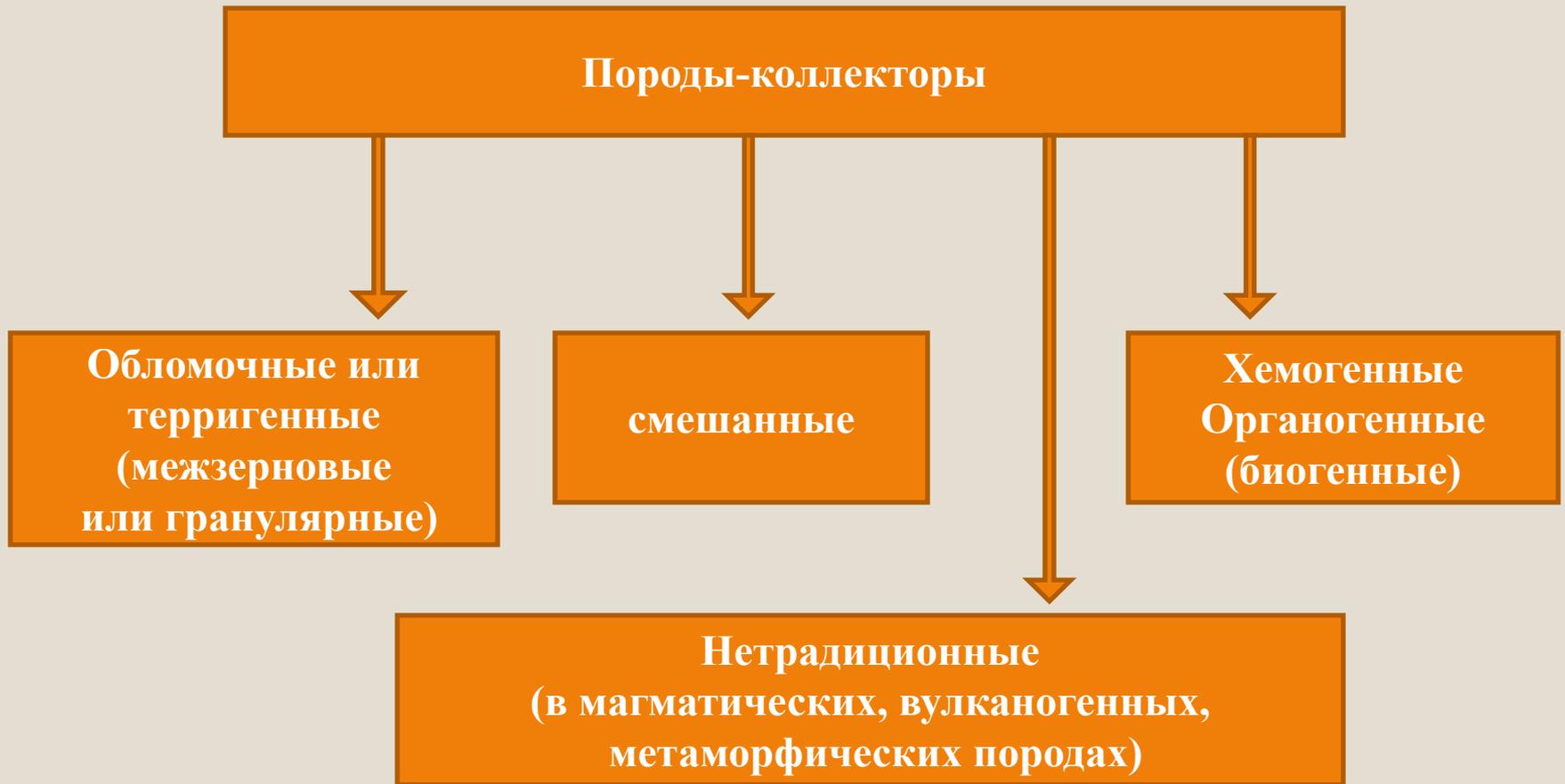
ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВНУТРЕННЕЕ СТРОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Одной из важнейших задач на стадии разведки и подготовке 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.

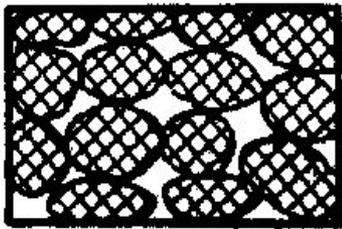


Свойства горной породы вмещать и пропускать через себя жидкости и газы называются ***фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС)***. Емкостные свойства породы определяются ее пустотностью, которая складывается из объема пор, трещин и каверн. По времени образования выделяются **первичные** пустоты и **вторичные**.

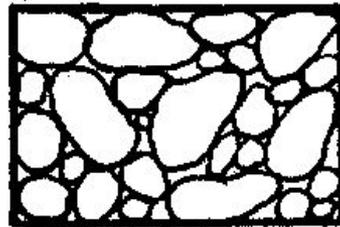
- ***Первичная пористость*** – пустоты образуются в процессе осадконакопления и породообразования (промежутки между зернами – межзерновые поры, между плоскостями наложения, камеры в раковинах и т.д.).
- ***Вторичная пористость*** - поры образуются в результате последующих процессов: разлома и дробления породы, растворения, перекристаллизации, возникновения трещин вследствие сокращения породы (например, при доломитизации) и других процессов.

Различные типы пустот в породе

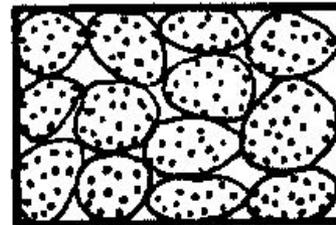
a — хорошо отсортированная порода с высокой пористостью; *б* — плохо отсортированная порода с низкой пористостью; *в* — хорошо отсортированная пористая порода; *г* — хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена в результате отложения минерального вещества в пустотах между зернами; *д*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



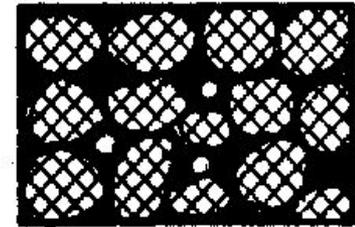
a



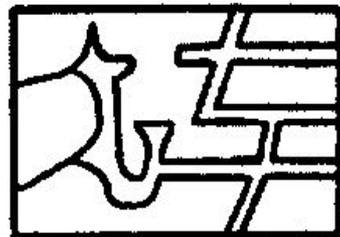
б



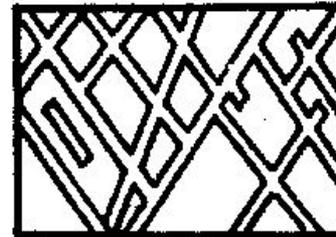
в



г



д



е

Пористость и строение порового пространства

Выделяют **полную**, которую часто называют общей или абсолютной, **открытую**, **эффективную** и **динамическую** пористость. Количественно пористость породы характеризуется **коэффициентом пористости**, который измеряется в долях или процентах от объема породы.

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:

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

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

$$m_{\text{о}} = \frac{\sum V_{\text{СООБЩ. ПОР}}}{V_{\text{ОБРАЗЦА}}} \times 100\%$$

Эффективная пористость учитывает часть объема связанных между собой пор насыщенных нефтью.

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

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. Структура порового пространства пород обусловлена большим числом факторов: гранулометрическим составом пород, формой и окатанностью частиц, сортированностью обломочного материала, системой укладки обломочного материала, составом обломков, составом цемента, количеством цемента, характером распространения цемента, химическим составом пород, происхождением пор, равномерностью распределения пор, соотношением больших и малых пор.

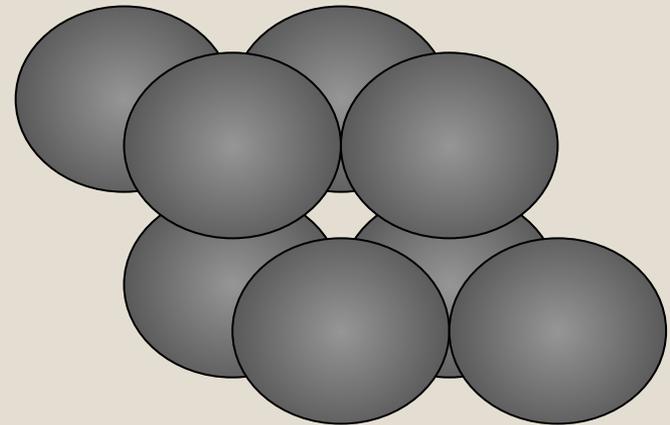
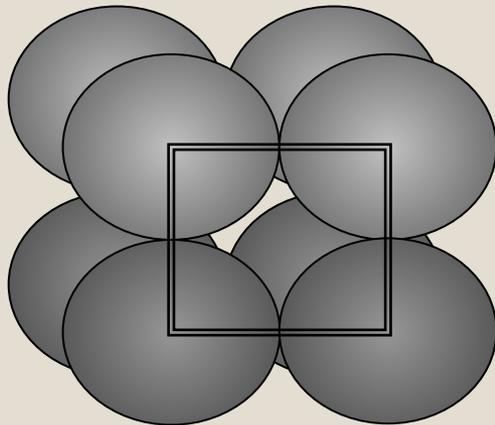
Пористость повышается с улучшением окатанности и отсортированности обломков, если обломочные зерна сами пористые, с увеличением размеров обломков, с уменьшением количества цементирующего материала, если порода подверглась растрескиванию и растворению и т.д.

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 %.

Коэффициент пористости обломочных пород в случаях, когда зерна породы одинаковы по размеру и имеют шарообразную форму, не зависит от размера зерен, а определяется их укладкой и однородностью по размеру.

При кубической упаковке пористость составляет 47,64 %; при ромбической – 25,95 %, независимо от размеров шаров. У пород, состоящих из неодинаковых по размеру обломков (конгломератов, глинистых песчаников), пористость резко снижается, так как мелкие зерна занимают промежутки между крупными зернами, уменьшая объем порового пространства.



В большой степени свойства пористых сред определяются размерами поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- 1) *сверхкапиллярные* — размеры больше 0,508 мм (>508 мкм);
- 2) *капиллярные* — от 0,5 до 0,0002 мм (508 - 0,2 мкм);
- 3) *субкапиллярные* — меньше 0,0002 мм ($<0,2$ мкм).

По сверхкапиллярным каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно. По капиллярным каналам движение жидкостей и газов происходит при значительном участии капиллярных сил. В субкапиллярных каналах жидкости удерживаются силой притяжения стенками каналов и в природных условиях перемещаться в них не могут. Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы).

Хорошие коллекторы нефти – те породы, поры которых представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными.

Классификация коллекторов по типу пустотного пространства

По преобладающему типу пустот, слагающих поровое пространство, коллекторы делятся на три основных типа: поровые, трещинные и каверновые. Подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений приурочена к коллекторам трех типов – гранулярным, трещинным и смешанного строения.

К *гранулярному* типу относятся коллекторы, представленные песчано-алевритовыми породами, реже известняками и доломитами; поровое пространство в них состоит из межзерновых полостей.

Трещинные коллекторы сложены преимущественно карбонатами; поровое пространство в них образуется системой трещин. При этом участки коллектора между трещинами представлены плотными непроницаемыми и малопроницаемыми нетрещиноватыми блоками пород, поровое пространство в которых практически не участвует в процессах фильтрации.

В коллекторах *смешанного* типа отмечается сочетание систем трещин, порового пространства блоков и пор (каверны, карст).