

Модуль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Учебный элемент

Состав и физические свойства нефти и газа.



Понятие о нефти

Нефть - маслянистая горючая жидкость с характерным специфическим запахом. Чаще всего зелено-бурого и черного цвета. Темный цвет нефти придают смолистые и асфальтеновые вещества.

Нефть по химическому составу вещество сложное. Содержит 85% углерода, 12 - 14% водорода и в небольших количествах кислород, серу, азот и другие элементы. Углерод и водород присутствуют в нефти в виде соединений, называемых углеводородами.

СВОЙСТВА НЕФТИ и ГАЗА

Нефть и газ, угли и горючие сланцы, а также другие природные органические соединения составляют особую группу минеральных образований земной коры. Их называют горючими ископаемыми, или каустобиолитами (от греч. "каусто" — горючий, "биос" — жизнь, "литос" — камень).

Химический состав — это в основном групповой углеводородный состав нефтепродуктов (содержание парафинов, нафтенов, ароматики и непредельных углеводородов) и примесей в них (сернистые, азотистые, кислородсодержащие соединения).

Физические свойства нефти — свойства нефти учитывающие физические ее характеристики, такие как фракционный состав, плотность, температуры вспышки, застывания и др.

Фракционный состав — характеристика нефти с точки зрения пределов выкипания различных ее фракций и содержания этих фракций в нефти.

Фракциями называются соединения, испаряющиеся в заданном промежутке температуры.

Нефть
характеризуется

Химическим
составом

Физическими
свойствами

Фракционны
м составом

Химический состав

В среднем в нефти содержится: 82 - 87% углерода (С); 11- 14% водорода (Н); 0,4 - 1% примесей (практически вся таблица Менделеева)

В природе существует четыре группы или ряда углеводородов. Особенности каждой группы обуславливаются строением их молекул.

Углеводороды первого ряда (C_nH_{2n+2}) называют насыщенными, а также метановыми, алкановыми и парафиновыми.

Второй ряд углеводородов (C_nH_{2n}) назван непредельными, а также алкенами, ненасыщенными, олифенами.

Третий ряд (C_nH_{2n}) отличается от второго строением молекул. Их называют нафтенами и циклонами.

Четвертый ряд углеводородов называют ароматическими. В отличие от нафтеновых, при одинаковом числе атомов углерода содержат на шесть атомов водорода меньше (C_nH_{2n-6}).

Физическое состояние углеводородов

Углеводороды метанового ряда по физическому состоянию могут быть газами, жидкостями и твердыми веществами.

Метан («болотный газ» CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) - при нормальных условиях вещества газообразные. (нормальные условия - атмосферное давление и температура 0°C)

Пентан (C_5H_{12}), гексан (C_6H_{14}) гептан (C_7H_{16}) - неустойчивы и при изменении давления и температуры легко переходят из газообразного состояния в жидкое и наоборот.

Углеводороды состава от C_8H_{18} до $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$ - жидкие вещества, а содержащие более 17 атомов углерода - твердые (парафин, церезин)

По преобладанию углеводородов определенного ряда нефти называют метановыми (парафиновыми), нафтеновыми (асфальтовыми) ароматическими (бензольными).

Нефти делятся на :

- **малосмолистые** - содержание смол не более 18%
- **смолистые** - смол от 18 до 35%
- **высокосмолистые** - смол более 35%

- **беспарафинистые** - парафина до 1%
- **слабопарафинистые** - парафина 1-2%
- **парафинистые** - парафина > 2%

Также существует классификация

- **малопарафинистые** – парафина < 1,5 %;
- **парафинистые** – парафина 1,5...6,0 %;
- **высокопарафинистые** – парафина > 6,0 %.

- **малосернистые** - серы до 0.5%
- **сернистые** - серы от 0.5 до 2.0%
- **высокосернистые** - серы более 2.0%

Классификация нефтей по плотности

Плотность ρ характеризует количества покоящейся массы, выраженной в единице объёма.

Тип нефти (согласно стандарту 2002 г) определяется по ее плотности.

Плотность кг/м^3

- 750.0 – 830 - особо легкая - 0
- 830.1 – 850 - легкая - 1
- 850.1 – 870 - средняя - 2
- 870.1 – 895 - тяжелая – 3
- 895.1 – 1000 - битуминозная- 4

Наиболее ценные нефти с плотностью до 880 кг/м^3 .

Показатели качества нефти

Одним из показателей товарного качества нефти - ее плотность. В России плотность нефти определяют при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и атмосферном давлении (*стандартные условия*), а количество измеряют в тоннах.

В мировой практике принято измерять добываемую и продаваемую нефть в *баррелях*, а плотность определяется в градусах Американского нефтяного института (API), расчет которых ведется при температуре 60 градусов Фаренгейта.

Нефтяной баррель равен $158,987$ литра (159л), температура $60\text{ }^{\circ}\text{F}$ соответствует температуре $15,56\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($15.6\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Фракционный состав нефти

Качество нефти характеризует содержание в ней бензиновых, керосиновых и соляровых фракций. Фракционный состав нефтей определяют путем лабораторной разгонки, которая основана на различных точках кипения каждого углеводорода.

В зависимости от содержания фракций, выкипающих до 350 °С, нефти делятся на три типа:

- Т1 - выход фракций не менее 45%,
- Т2 - от 30 до 45 %,
- Т3 - менее 30%

В зависимости от содержания масел масел мас %

- М1 - более 20
- М2 - 15—20
- М3 - менее 15

Вязкость нефти

Чтобы переместить один слой жидкости относительно другого, необходимо приложить силу

$$P = \mu \frac{\Delta v}{\Delta s} F$$

где:

μ - коэффициент вязкости,

Δv - приращение скорости движения одного слоя относительно второго,

Δs - расстояние между слоями,

F - поверхность соприкосновения двух слоев.

Из этой формулы получаем коэффициент вязкости

Подставляя в формулу вместо величин их единицы измерения (единица силы 1 Н, площади 1 м², расстояния 1 м, скорости 1 м/с), получим размерность коэффициента вязкости 1 Н с/м² (дин с/м²) или Па·с

Вязкость нефти

Единица измерения вязкости в системе СИ - Па · с
(паскаль - секунда)

В промышленной практике пользуются меньшими единицами вязкости:

- Пуаз 1 П = 0.1 Па·с
- Сантипуаз 1сП = 0.001 Па·с

Динамическая вязкость воды при +20 °С равна 1 сП, нефти от 1 до 100 и даже 200 сП.

Для технических целей часто пользуются понятием кинематической вязкости, за которую принимают отношение динамической вязкости нефти к ее плотности

Вязкость нефти

Единицей кинематической вязкости в системе (СИ) служит $1 \text{ м}^2/\text{с}$, на практике пользуются единицей стокс. ($1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$.) Иногда для оценки качества нефти пользуются условной вязкостью $^\circ\text{ВУ}_t$, которая показывает, насколько вязкость нефти больше вязкости воды. Индекс t указывает температуру, при которой производили измерения. Измеряют условную вязкость путем сравнения времени истечения 200 см^3 нефти и воды через трубку определенных размеров (обычно диаметром 5 и длиной 100 мм). По данным этих измерений можно вычислить кинематическую вязкость

Классификация нефтей по ВЯЗКОСТИ

На XI нефтяном конгрессе (Лондон, 1983 г.) была рекомендована единая классификация нефтей.

по плотности

- тяжелая (920— 1000 кг/м³),
- средняя (870—920 кг/м³)
- легкая (менее 870 кг/м³);

по вязкости

- высоковязкая (более 50 мПа с),
- повышенной вязкости (30— 50 мПа с),
- средняя (10—30 мПа с)
- легкая (до 10 мПа с).

Шкала значений вязкости и плотности углеводородов

Углеводороды	Вязкость, мПа с	Плотность, кг/м ³
Природный газ	0,01	> 10
Конденсат, летучие легкие нефти	0,3- 1,0	600—750
Маловязкие нефти	1—10	750—850
Средневязкие нефти	10—50	850—890
Высоковязкие нефти	50—1000	890—960
Тяжелые нефти (75% масел)	1000—20000	960—980
в том числе		
мальты (46—75% масел)	20000—100000	980—1000
асфальты (25 40% масел}	100000	1000—1050
асфальтиды (15 20% масел)'	пластичные	1050—1100
слоиды	твердые	1100 и более

Природные газы

Горючие газы нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений по химической природе сходны с нефтью.

В природных газах чисто газовых месторождений преобладает метан, содержание которого в смеси углеводородов доходит до 95 -98%.

Газ, извлекаемый вместе с нефтью, называют нефтяным.

Нефтяной газ по сравнению с природным содержит меньшее количество метана (30 – 70 %) и имеет большее количество тяжелых углеводородов. В состав газов входят также азот, углекислый газ, сероводород, редкие газы (гелий, аргон), пары ртути.

Основные физические характеристики газа.

Плотность - масса газа, заключенная в 1 м^3 при температуре 0°C и атмосферном давлении. На практике используют «относительную плотность», которая является отношением массы определенного объема газа к массе того же объема воздуха при одинаковом давлении и температуре. Колеблется в широких пределах (метан - 0.554, бутан - 2).

Теплота сгорания - количество тепла, выделяющегося при полном сгорании 1 м^3 этого газа. Выражается в $\text{кДж} / \text{м}^3$ или $\text{ккал} / \text{м}^3$. Чем тяжелее компонент, тем выше его теплота сгорания. (Например, метан - 37.2 , бутан - 123.4 $\text{МДж} / \text{м}^3$.)

Теплоемкость газа. Теплоемкостью называется количество тепла, необходимое для нагревания единицы веса или объема этого вещества на 1°C . Весовая теплоемкость газа измеряется в $\text{кДж}/\text{кг}$, а объемная в $\text{кДж}/\text{м}^3$.

Давление, при котором из нефти начинают выделяться первые пузырьки растворенного в ней газа, называют давлением насыщения.

Основные физические характеристики газа

При определенном давлении и температуре газы переходят в жидкость. Температуру, выше которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико не было давление, называют критической. Критическое давление - это давление, при котором газ, имеющий критическую температуру, переходит в жидкость.

Критическое давление, критическая температура и относительная плотность газовой смеси равна сумме показателей каждого компонента, входящих в состав газа и его доли в смеси.

Состояние горючих газов при одинаковых условиях отличается от состояния газов идеальных. Для характеристики степени отклонения пользуются *коэффициентом сжимаемости* - отношением объема реального газа к объему идеального при одних и тех же условиях.

Взрываемость

Токсичность

Где и как нефть залегает

Гипотезы происхождения нефти

Было создано более тридцати гипотез, с помощью которых пытались объяснить происхождение нефти.

В настоящее время признаются три гипотезы:

- теория органического (биогенного)
- теория неорганического (абиогенного) происхождения нефти.
- Теория космического происхождения нефти

Неорганическая теория

Неорганическая теория впервые выдвинута в 1877г Д. И. Менделеевым. Он предполагал, что в недрах Земли при воздействии перегретого водяного пара на карбиды тяжелых металлов в условиях высоких температур и давлений могут образоваться углеводороды, которые являются составной частью нефти и газа. Эту теорию называли «карбидной теорией». Возможность образования таким путем углеводородов подтверждена экспериментально. Но одно из главных возражений заключается в том, что в глубочайших недрах Земли нет условий для движения воды, необходимой для соединения с углеродом.

Космическая теория

В науке известна «космическая гипотеза», высказанная русским геологом Н. А. Соколовым, которая базируется на теории происхождения Земли. Учитывая факты нахождения битумов в метеоритах и наличие углеводородов в хвостах некоторых комет, сделано заключение, что углеводороды находились в газовой оболочке Земли в фазе ее звездного состояния. По мере остывания Земли, углеводороды поглощались расплавленной магмой. Впоследствии, когда образовалась земная кора, углеводороды в газообразном состоянии проникали в верхние части земной коры по ее трещинам, конденсировались и образовывали нефтяные залежи. Теорию возникновения промышленных месторождений нефти за счет выделения углеводородов из медленно остывающей магмы развил в наши дни В. Д. Кудрявцев. В настоящее время выявлены многочисленные залежи нефти связанные с изверженными породами, расположенными ниже осадочных пород.

Органическая теория происхождения нефти

Идею об органическом происхождении нефти высказал М.В.Ломоносов. Он объяснял происхождение нефти разложением в недрах земли без доступа кислорода органических остатков животных и растительных организмов. И. М. Губкин нашел веские доказательства в пользу этой теории и сформулировал их в своей работе «Учение о нефти». По этой теории, известной под названием сапропелевой, материнским веществом нефти является сапропель («гнилой ил»)

Запасы углеводородов в зависимости от степени изученности делят на категории.

- Резервы запасов нефти разделяют на доказанные, вероятные и возможные.

Доказанные запасы - часть нефтяных резервов, которая наверняка будет извлечена из освоенных месторождений при имеющихся экономических и технических условиях.

Вероятные запасы - часть нефтяных резервов, о которых геологическая и инженерная информация недостаточна для разработки в существующих экономических и технических условиях, но может быть реализованной (выгодной) при увеличении информации об этих месторождениях и развитии технологии разработки.

Возможные запасы - это часть резервов информация о которых достаточна лишь для приблизительной оценки затрат на разработку и ориентировочного указания методов извлечения с невысокой степенью вероятности.

Понятие о залежах и ловушках

Ловушка — часть природного резервуара, в котором со временем устанавливается равновесие между газом, нефтью и водой, а их перемещение остановлено. В природе существуют самые разнообразные виды ловушек.

Естественное скопление нефти или газа в природных резервуарах образуют нефтяные, газовые или газоконденсатные залежи, в которых газ нефть и вода распределяются по вертикали в соответствии с их плотностями

Нахождение нефти

Аккумулятором или вместилищем для воды, нефти и газа в недрах земной коры служит пласт-коллектор, называемый природным резервуаром, в кровле и подошве которого залегают покрышки, сложенные плохо проницаемыми породами.

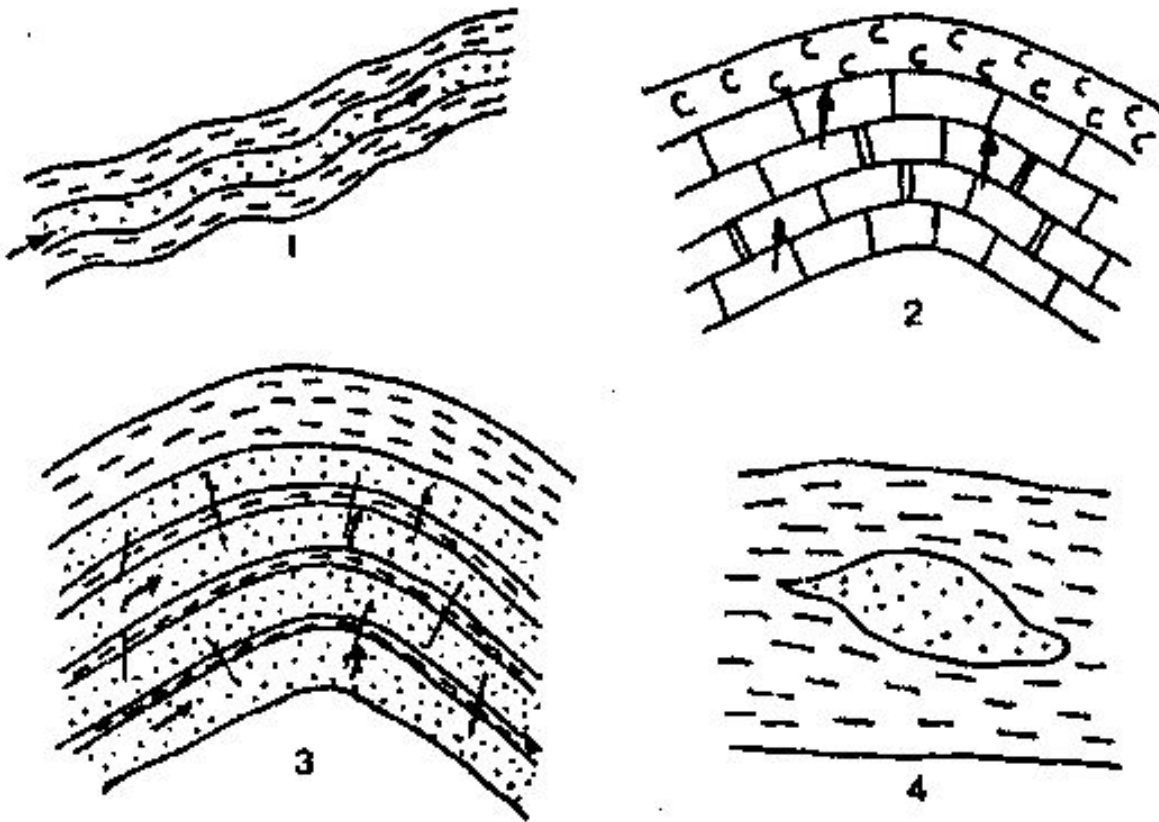
Хорошими коллекторами являются осадочные породы: пески, песчаники, конгломераты, трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты.

Иногда нефть может быть в трещинах и порах изверженных пород, но эти скопления, как правило, не имеют промышленного значения.

Слабопроницаемые породы, являющиеся кровлей и подошвой нефтяного месторождения: глина, сланц, и др.

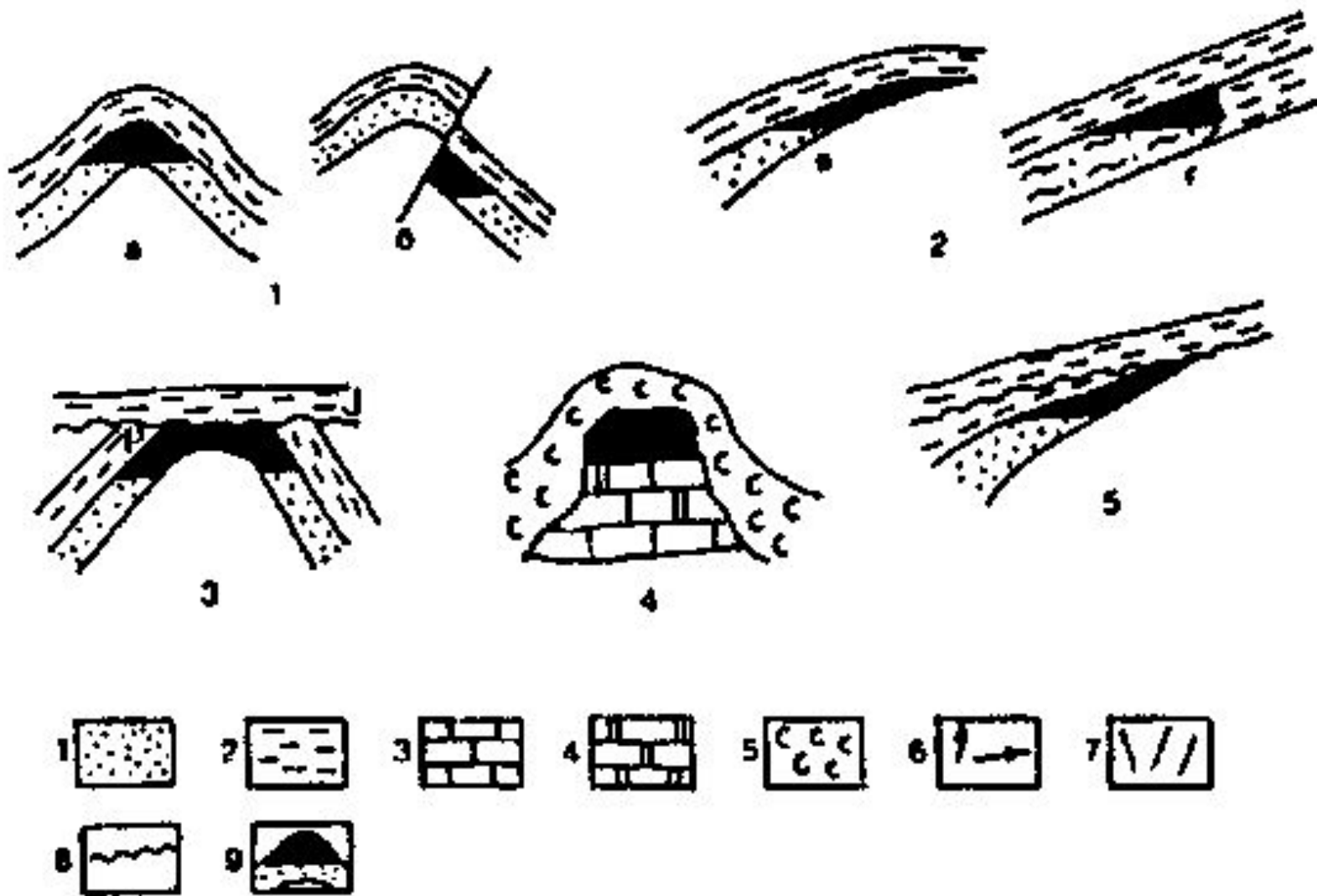
Образовавшиеся при определенных условиях, нефть и газ, попав в природный резервуар, заполненный водой, перемещаются к его кровле, скапливаются там и попадают в ловушку.

Принципиальные схемы нефтяных ловушек



- 1 – пластовый,
2 – массивный,
3 – пластово-массивный,
4 – литологически ограниченный.

Принципиальные схемы ловушек



Принципиальные схемы ловушек нефти и газа

1 – структурные:

а – сводовая,

б – тектонически-экранированные;

2 – литологические:

в – с выклиниванием коллектора,

г – с замещением коллектора непроницаемыми слоями;

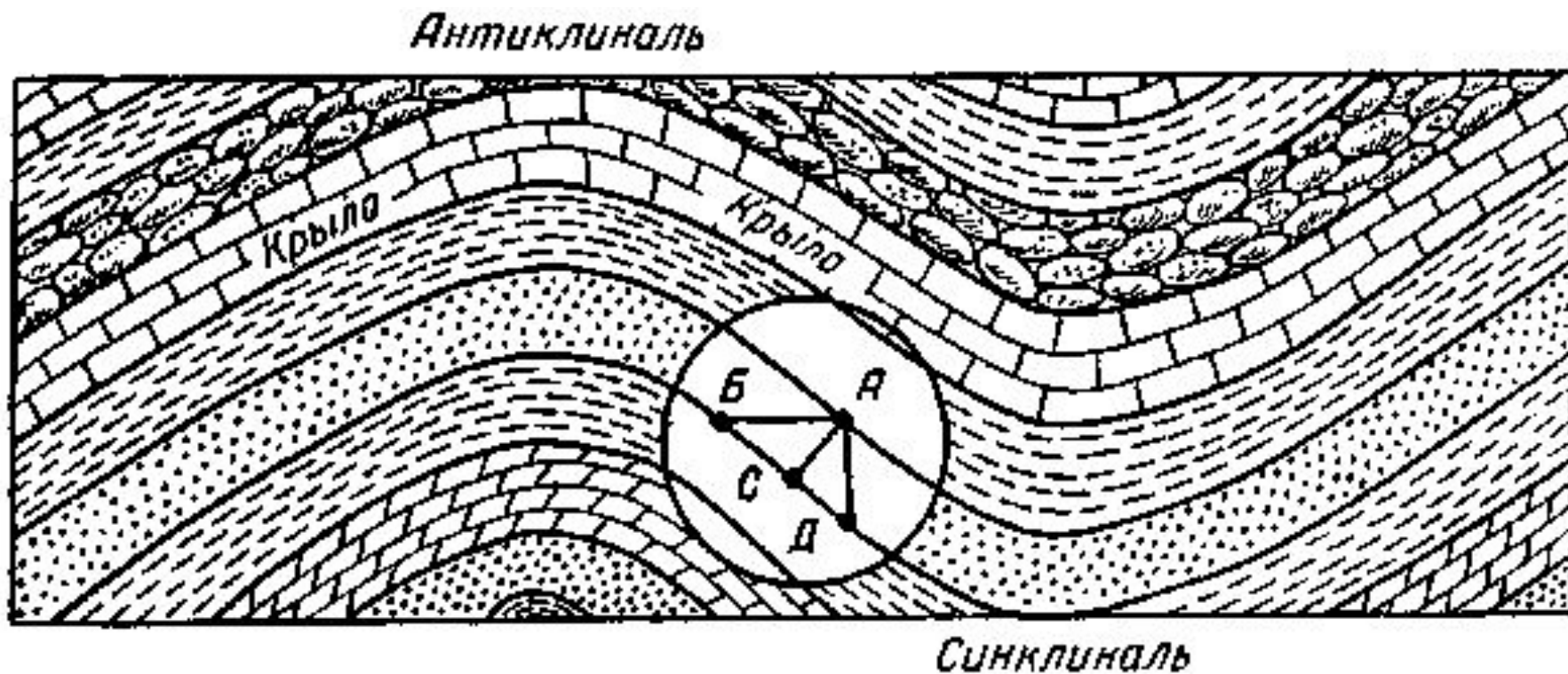
3 – стратиграфическая,

4 – рифогенная,

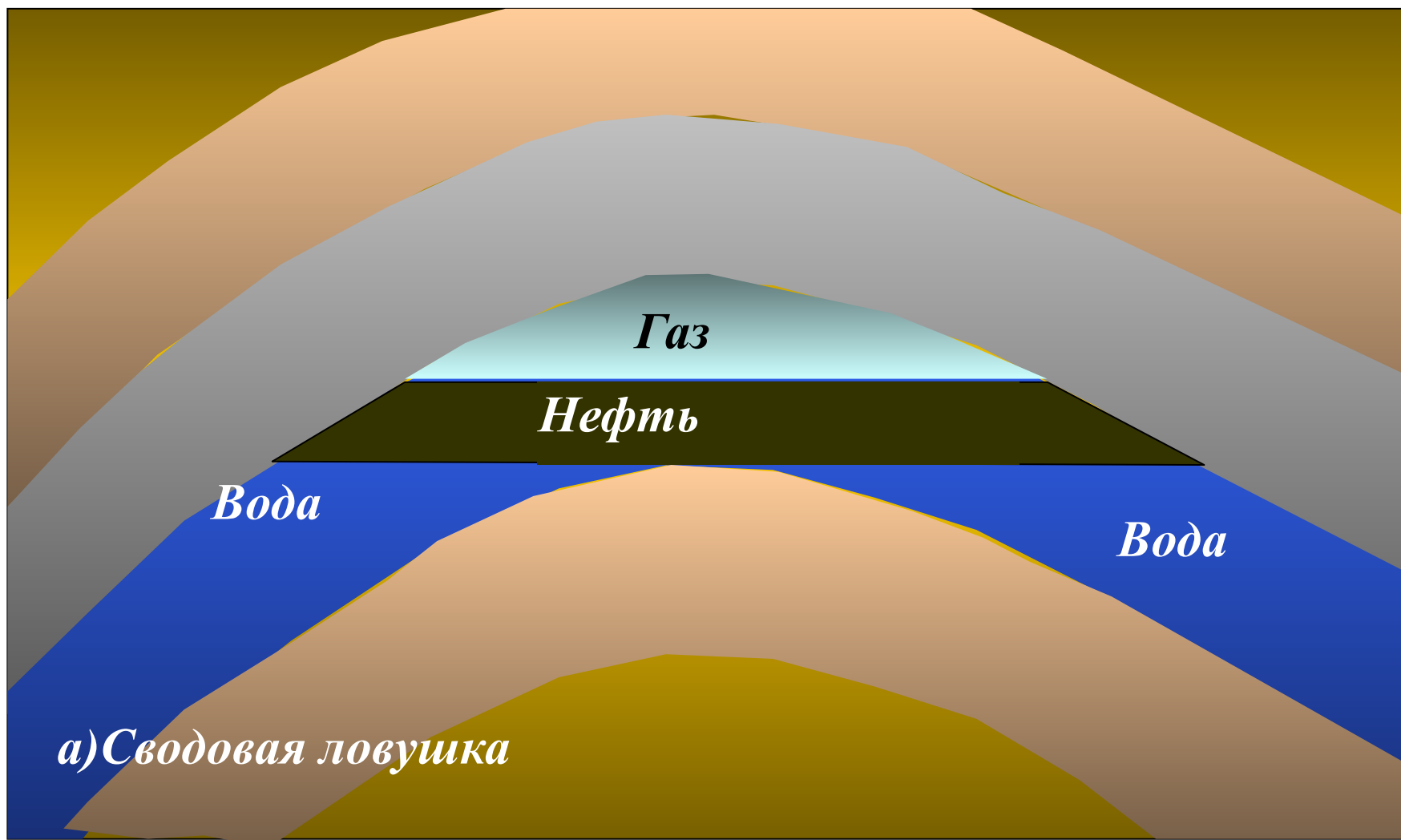
5 – литолого-стратиграфическая.

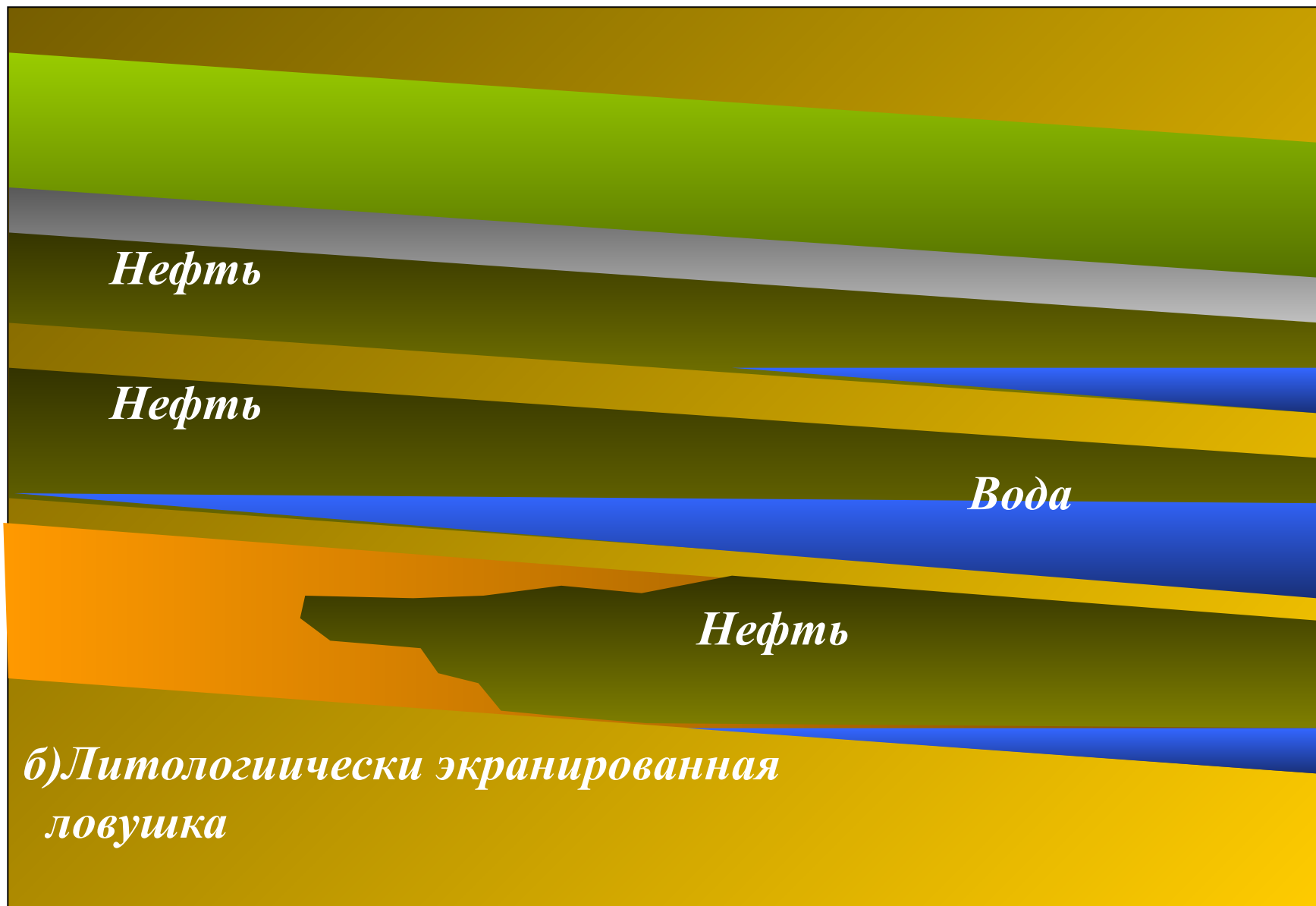
1 – пески, 2 – глина, аргиллит, 3 – известняк, 4 – доломит, 5 – каменная соль, 6 – направление движения нефти и газа, 7 – трещины, 8 – стратиграфическое несогласие, 9 – нефтяная залежь.

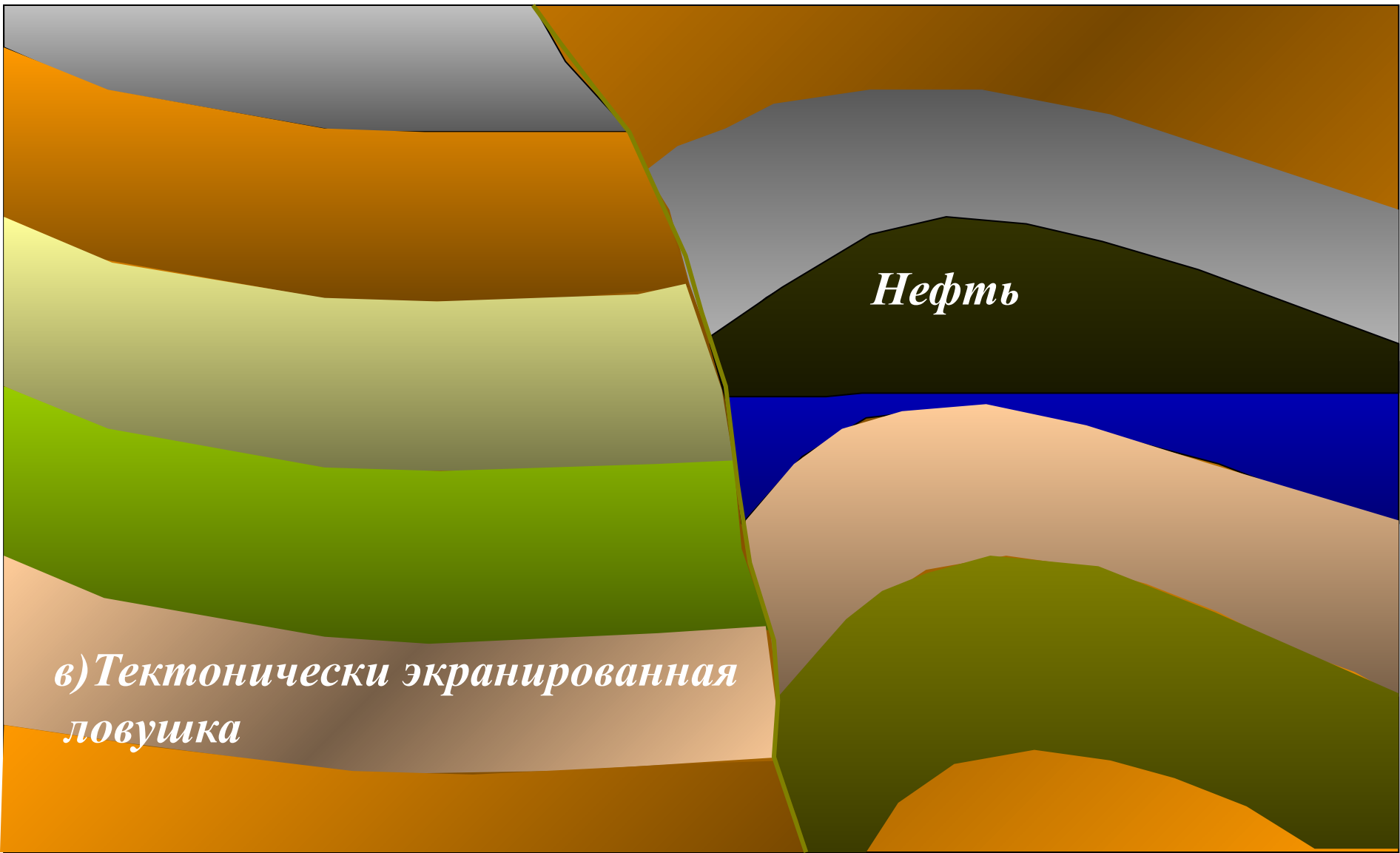
Складку изгибом вниз называют с и н к л и н а л ь,
изгибом вверх - а н т и к л и н а л ь. Антиклиналь и
синклиналь образуют полную складку



Принципиальные схемы ловушек нефти и газа

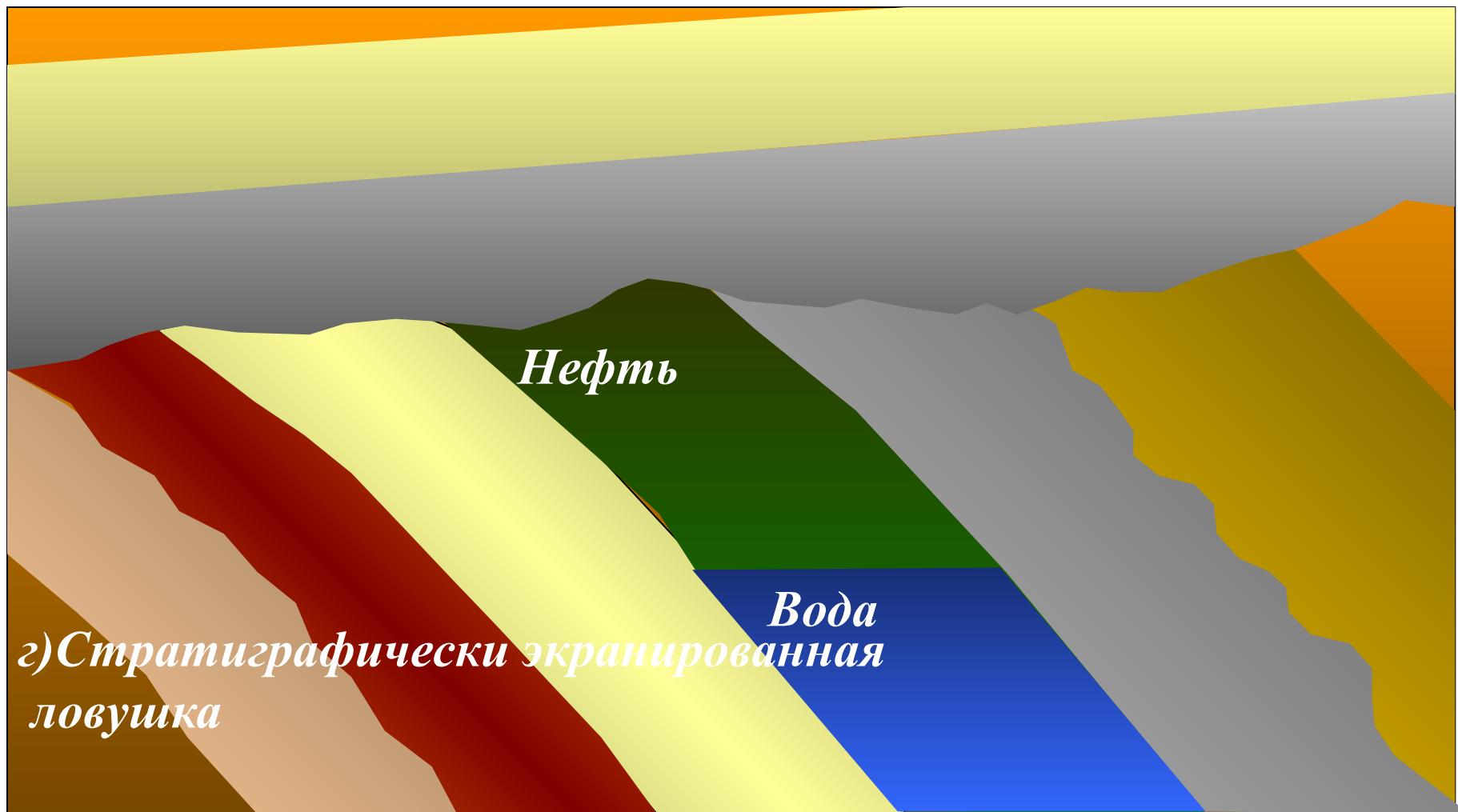






Нефть

в) Тектонически экранированная ловушка



Коллекторы нефти и газа - горные породы, которые обладают емкостью, достаточной для того, чтобы вмещать УВ разного фазового состояния (нефть, газ, газоконденсат), и проницаемостью, позволяющей отдавать их в процессе разработки. Среди коллекторов нефти и газа преобладают осадочные породы. В природных условиях залежи нефти и газа чаще всего приурочены к терригенным и карбонатным отложениям, в других осадочных толщах они встречаются значительно реже. Магматические и метаморфические породы не являются типичными коллекторами. Нахождение в этих породах нефти и газа - это следствие миграции углеводородов в выветрелую часть породы, где в результате химических процессов выветривания, а также под воздействием тектонических процессов могли образоваться вторичные поры и трещины.

Распределение запасов по типам коллекторов

По разным оценкам запасы нефти распределяются в коллекторах следующим образом: в песках и песчаниках - от 60 до 80 %; в известняках и доломитах - от 20 до 40 %; в трещиноватых глинистых сланцах, выветрелых метаморфических и изверженных породах - около 1 %.

В странах Ближнего и Среднего Востока разрабатываются главным образом карбонатные коллекторы мезозойского возраста.

На территории бывшего Советского Союза более 70 % нефтяных и газовых залежей приурочены к терригенным породам-коллекторам.

Коллекторские свойства пластов

Горные породы делятся на:

- **изверженные**
- **осадочные**

Обладают:

- **пористостью**
- **проницаемостью**

Пористость

Пористость характеризует наличие пор и каналов между зернами, а также трещин и каверн. Коэффициент пористости определяют как отношение объема пустот к объему всей породы и выражают в долях единицы или в процентах. Жидкости и газы занимают те пустоты, которые соединены каналами и характеризуются коэффициентом пористости эффективной.

Открытая пористость - совокупность сообщающихся между собой пор, численно соответствующая отношению объема сообщающихся пор к объему породы.

Эффективная пористость - совокупность пор, через которые может осуществляться миграция данного флюида. Она зависит от количественного соотношения между флюидами, физических свойств данного флюида, самой породы. По А. А. Ханину (1969), эффективная пористость - объем поровой системы, способной вместить нефть и газ с учетом остаточной водонасыщенности.

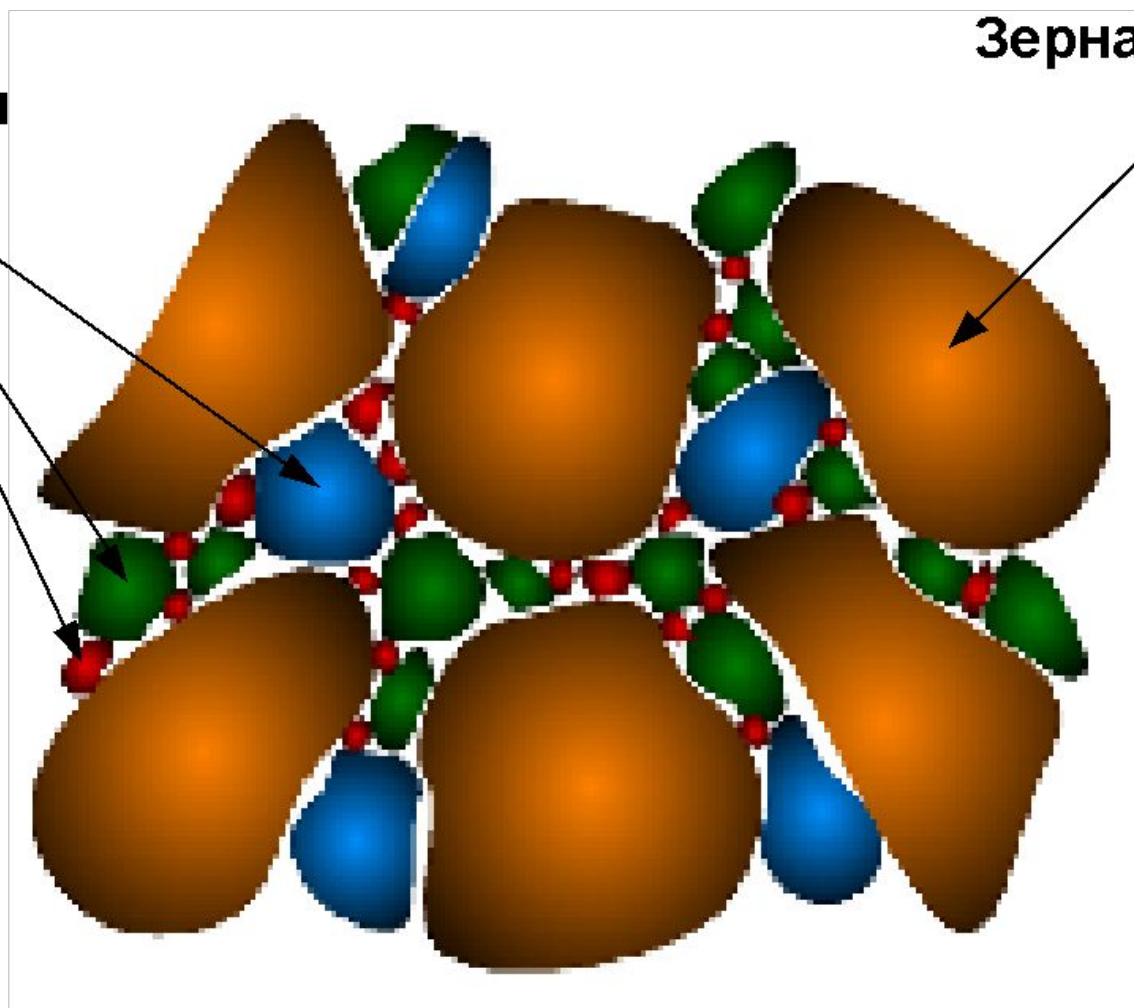
Терригенный коллектор

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

Состав песчаника

Мелкие фракции

Зерна песка



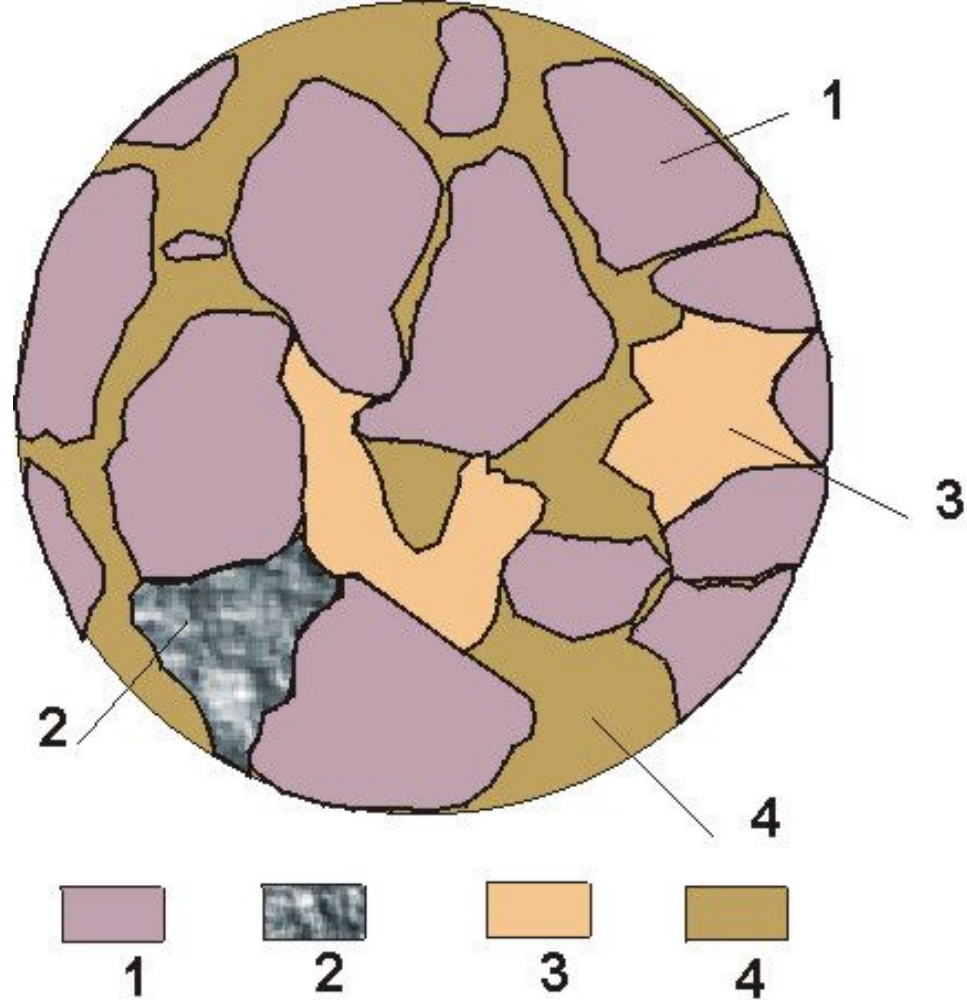


Рис.1. Шлиф пористого коллектора

1-зерна (частицы); 2-цемент (кальцит); 3-глина; 4-поровое пространство

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

- 1) размер зерен;
- 2) сортированность;
- 3) форма зерен (степень изометричности);
- 4) округленность зерен;
- 5) характер упаковки;
- 6) минеральный состав.

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

- 1) эпигенетические (наложенные) текстуры;
- 2) характеристика обломочных зерен: вторичные изменения (регенерация, растворение, перекристаллизация зерен), число контактов с соседними зернами, тип их сочленения (касательные, конформные, инкорпорационные и т. д.);
- 3) цемент: тип цементации (базальный, поровый, открыто-поровый, пленочный);
- 4) структура цемента (тонкозернистый, пойкилитовый, крустификационный и др.);
- 5) типы пористости, связанные с вторичным преобразованием цемента (поры выщелачивания, перекристаллизации, трещинные поры и др.).

Карбонатные породы

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

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

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

Петрографические признаки, определяющие вторичную (эпигенетическую) пористость, следующие:

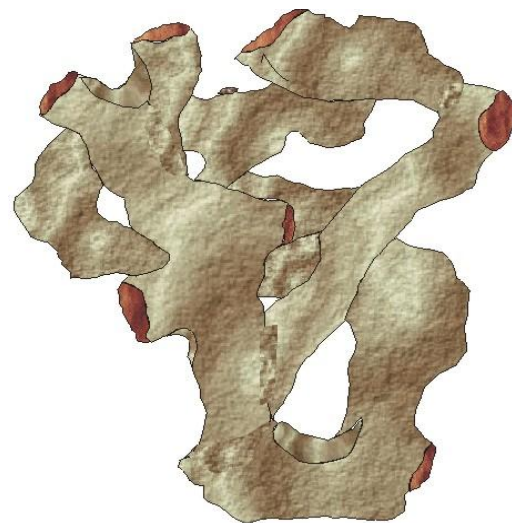
- 1) эпигенетические текстуры (стилолитизация);
- 2) цементация (минеральный состав цемента или нескольких цементов; степень раскристаллизации; тип цемента - базальный, поровый, открыто-поровый, пленочный; структура цемента - тонкозернистый, пойкилитовый, крустификационный и др.; взаимодействие цемента и зерен);
- 3) вторичные процессы преобразования зерен и/или цемента (перекристаллизация, доломитизация, кальцитизация, раздоломичивание, сульфатизация, окремнение, выщелачивание).

Проницаемость

Проницаемостью горных пород называют их свойства пропускать сквозь себя жидкости и газы. Абсолютно непроницаемых пород нет – при соответствующем давлении можно продавить жидкость и газ через любую породу. Проницаемость породы тем меньше, чем меньше размер пор и каналов их соединяющих. Породы нефтяных и газовых месторождений имеют в основном капиллярные каналы, диаметром от 0.5 до 0.0002 мм. В каналах меньшего диаметра (субкапиллярные) поверхностные силы настолько велики, что движение жидкости в них практически не происходит.

Единица проницаемости в системе СИ – 1 м^2 – проницаемость такой пористой среды, в которой через площадь 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па фильтруется 1 м^3 жидкости вязкостью $1\text{ Па}\cdot\text{с}$. В промышленной практике пользуются единицей проницаемости *дарси* (Д), которая в 10^{12} меньше проницаемости в 1 м^2 . Величина $0.001\text{ Д} = 1$ *миллидарси* (мД). Проницаемость нефтяных и газовых пластов в пределах 100 – 2000 мД или (0,2 – 2) мкм^2 .

Породы нефтяной (газовой) залежи характеризуются пористостью, проницаемостью, гранулометрическим составом, удельной поверхностью, карбонатностью, сжимаемостью и насыщенностью нефтью, газом и водой.



Слепок поровых каналов

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин), не заполненных твердым веществом.

Различают поровые каналы:

Сверхкапиллярные - \varnothing больше 0,5 мм (поровых каналов), движение жидкости свободно.

Капиллярные - \varnothing 0,5 ÷ 0,0002 мм, движение жидкости возможно при значительных перепадах давления газы движутся легко.

Субкапиллярные - \varnothing меньше 0,0002 мм, при существующих в пластах перепадах давления жидкость перемещаться не может.

Широкие измерения предела пористости одних и тех же пород объясняются действием многих факторов: взаимное расположение зерен, процесса цементации, растворения и отношения солей и др.

Емкостно-коллекторские свойства пластов

Удельная поверхность породы (удельная площадь поверхности) - суммарная поверхность зерен, составляющих породу, в единице ее объема. Ее значение в нефтесодержащих породах колеблется в пределах от 40000 до 230000 1/м. Породы, имеющие большую удельную поверхность непроницаемые (глины, глинистые сланцы и т.п.).

Г р а н у л о м е т р и ч е с к и й (механический) с о с т а в породы выражают как процентное содержание отдельных фракций (по размеру зерен) в образце породы. От гранулометрического состава породы зависят такие свойства пород, как пористость, проницаемость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т.д, а также количество нефти, которое остается в пласте после окончания эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Коллекторские свойства карбонатных пород характерны *трещиноватостью*. Степень трещиноватости горной породы характеризуется объемной (T) и поверхностной (P) плотностью трещин и их густотой (Γ).

М е х а н и ч е с к и е с в о й с т в а - наибольшее значение в нефтяных технологиях имеют упругость, прочность на сжатие и растяжение.

Для скопления углеводородов в породах коллекторах обязательно их перекрытие пластами непроницаемых пород, которые называют крышками (глина, каменная соль, гипс, мергели, глинистые известняки).

Разведка и освоение нефтяных и газовых
месторождений. Давление и
температура в недрах земной коры.
Состояние нефти в пластовых
условиях.

Геологическая съемка

Геологическая съемка заключается в изучении строения слоев земли по естественным обнажениям горных пород (берег реки, овраг, ущелье, вершина горы) и нанесении на топографическую основу.

По материалам геологической съемки определяют возраст пород, условия их образования (морские, континентальные и пр), устанавливают геологическую историю района, процесс развития жизни, структурные особенности залегания слоев пород (прогибы, складки, купола).

В местах, где нет выходов горных пород на дневную поверхность, копают шурфы (колодцы), шахты, бурят неглубокие скважины из которых поднимают горные породы на поверхность. По результатам геологической съемки составляют структурные и геологические карты, которые показывают, где и какие породы выходят на поверхность и как они залегают на глубине, выявляются геологические структуры, подлежащие дальнейшему изучению

Геофизические методы

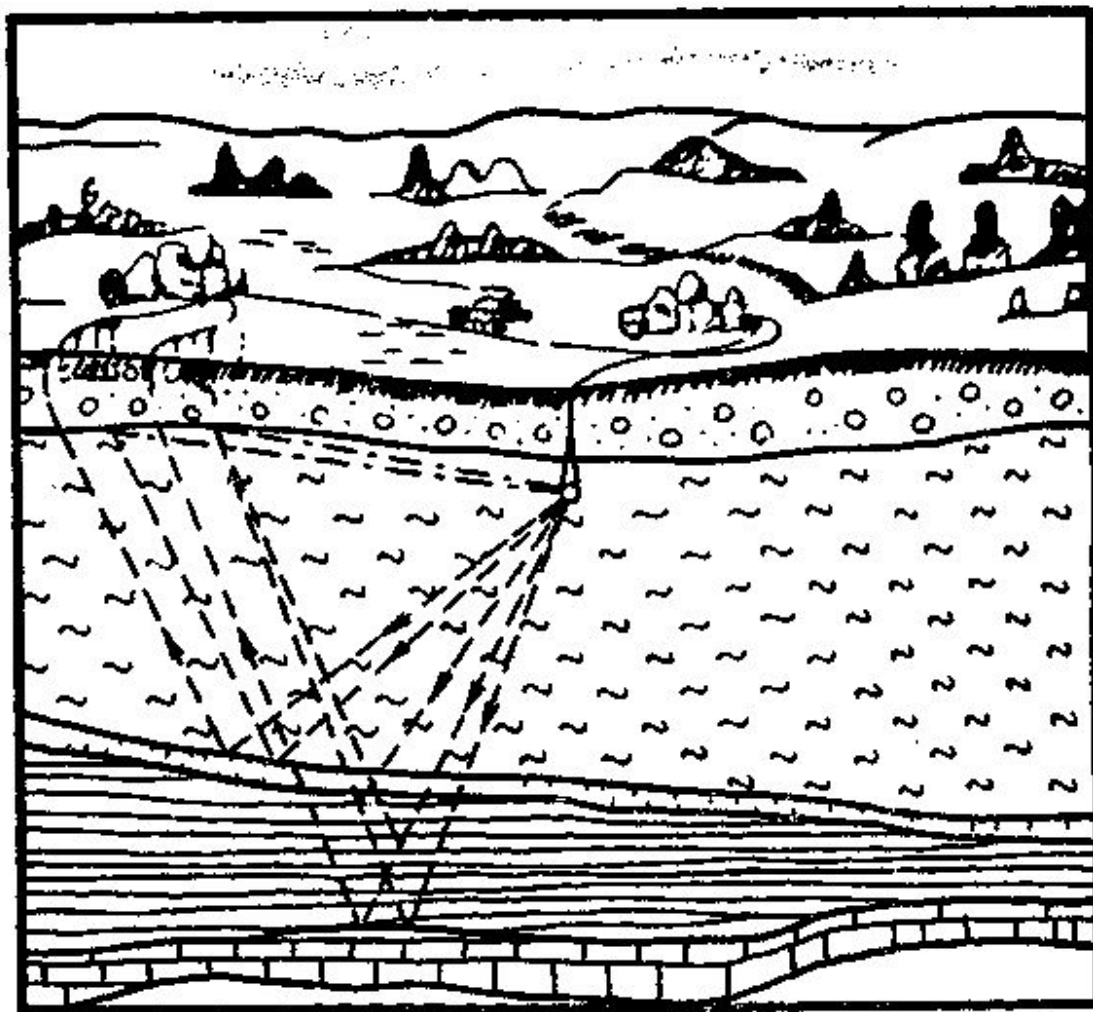
Геофизические методы включают

- *гравитационную* разведку (измерение силы тяжести),
- *магнитную* разведку (измерение магнитного поля),
- *сейсмическую* разведку (измерение скорости распространения взрывных волн) и другие.

Геофизическими методами с различной степенью приближения изучают земную толщу на глубинах несколько десятков километров

Принципиальная схема сейсморазведки

1. Сейсмоприемники; 2. Точка взрыва. Пунктирные линии – «трассы» сейсмических волн



Геофизические методы

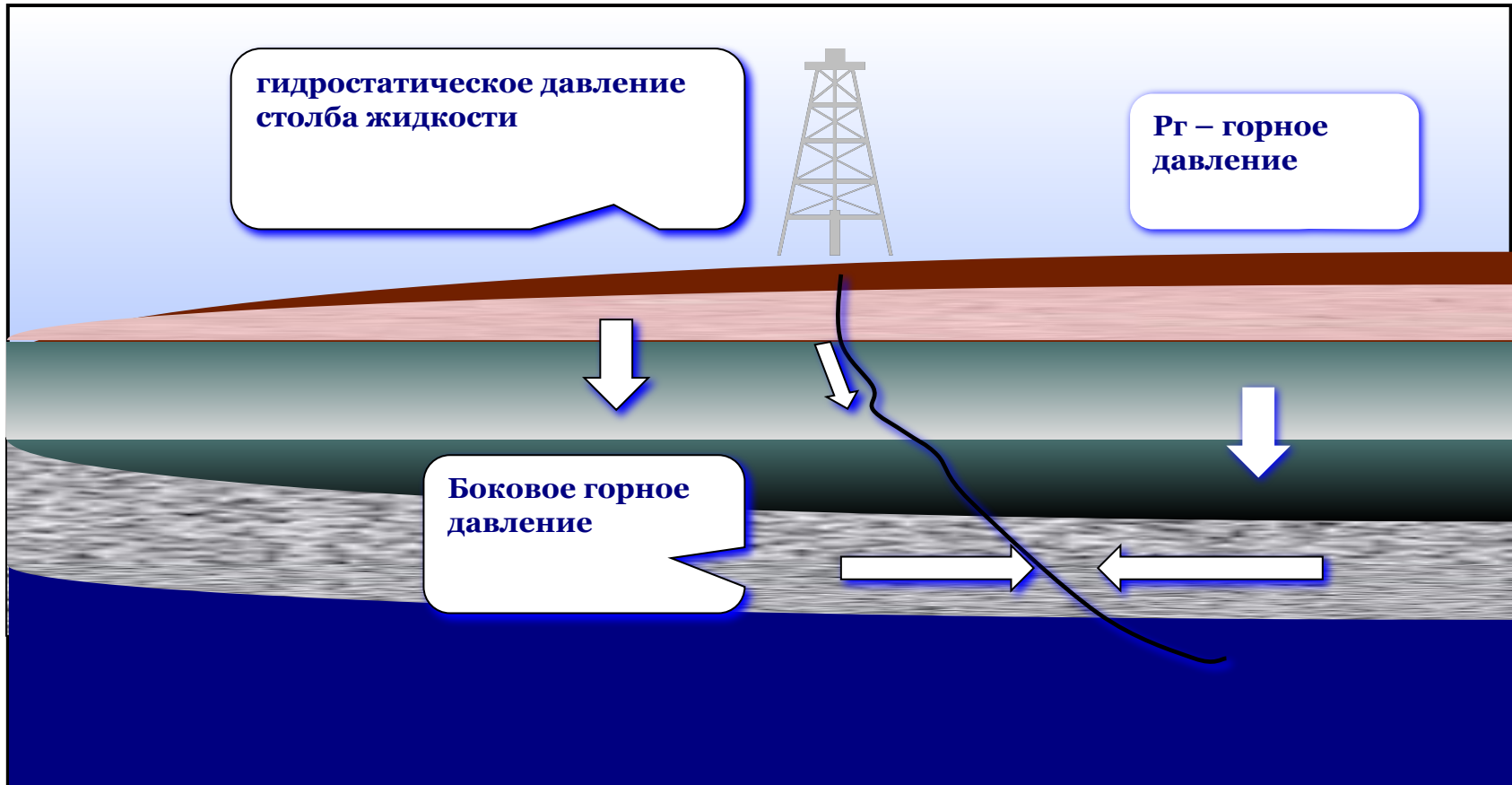
Люминесцентно - битуминологическая съемка исследует ареал рассеяния битумов. Над залежами нефти и газа содержание битумов в породе повышается. Пробы пород, отобранные на небольших глубинах, изучаются в ультрафиолетовом диапазоне света. По люминесцентной характеристике определяют тип битума и его возможную связь с залежью.

В недрах земли существуют анаэробные бактерии, которые питаются углеводородами нефти и газа. На этих свойствах основан бактериологический способ разведки, который похож на метод газовой съемки. И там, где обнаруживают их аномально большое количество, вероятно наличие в недрах залежи нефти.

Радиоактивный метод основан на физическом явлении самопроизвольного распада ядер урана и трансураниевых элементов. Установлено, что над нефтяными пластами гамма-излучения значительно слабее чем над водоносными. Суть радиометрической разведки заключается в измерении радиометрами гамма излучений и места с минимальной их интенсивностью можно считать нефтеносными.

ТЕМПЕРАТУРА. ДАВЛЕНИЕ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ И СКВАЖИНАХ

Повышение температуры горных пород с глубиной характеризуется *геотермическим градиентом* (величиной приращения температуры на 100 м глубины, начиная от пояса постоянной температуры)



Давление в пласте

- **Горное давление** обусловлено весом вышележащих пород, интенсивностью и продолжительностью тектонических процессов, физико-химическими превращениями пород и т.п.
- Значение **бокового горного давления** определяется величиной вертикальной компоненты давления, коэффициентом Пуассона пород и геологическими свойствами пород.
- **Пластовое давление** - внутреннее давление жидкости и газа, заполняющих поровое пространство породы, которое проявляется при вскрытии нефтеносных, газоносных и водоносных пластов.
- **Гидростатическое давление** (в Па) – давление столба жидкости на некоторой глубине:
- $P_г = g\rho_{ж} H,$

Альтернативные источники энергии.

Дальнейшее совершенствование разработки ВОЗМОЖНО В ДВУХ НАПРАВЛЕНИЯХ

К первому направлению можно отнести

а) совершенствование и разработка новых технологий, обеспечивающих более полное извлечение нефти, в т.ч. высокой вязкости, из разработанных, разрабатываемых и вновь вводимых в разработку залежей углеводородов методами воздействия на пласты эксплуатируемые и вскрываемые. Это направление является наиболее технически подготовленным.

б) подтверждение идеи о подпитке нефтяных месторождений углеводородами из глубинных недр земли.

в) поиски новых нефтяных месторождений в акваториях морей и на больших глубинах суши абиогенного (неорганического) происхождения.

г) использование в качестве источников нефтяного сырья нефтяных битумов. Природные битумы - сильно окисленные сверх высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции с высоким содержанием серы – *мальты, асфальты, асфальтиты*. Практически не содержат легкие фракции. От традиционной нефти отличаются повышенным содержанием асфальтено-смолистых компонентов (25-75%), высокой плотностью (965-1220 кг/см³), аномальной вязкостью (более 10⁴ мПа с). Предполагается, что эти нефти, являясь жидкими и подвижными, просочились из нижних пластов и пропитали верхние пористые породы, которые в некоторых местах выходят на поверхность.

д) Синтетическая нефть может быть получена из горючих сланцев, каменного угля.

е) Перспективны технологии извлечения метана из угледобывающих шахт, бытовых отходов крупных городов.

ж) Есть перспективы использования источников растительного происхождения. Например, в Бразилии используется так называемое «дизельное дерево» - *копайферу*, сок которого, насыщенный углеводородами, применяют в качестве добавки к автомобильному горючему. Основаны первые промышленные плантации аналогичных растений в Австралии. Подобное «нефтяное дерево» под названием *ханга* нашли в джунглях Филиппин, его плоды дают горючее масло, которое может стать альтернативным источником материалов, получаемых из нефти. Производят дизельное топливо из растения *рапс*, культивируемое во многих странах Европы. В России первый завод по выпуску топлива из рапса намечено построить в г. Орел.

з) Теоретически доказана возможность получения нефти из воздуха путем синтеза углерода с водородом, разработан способ получения углеводородов из мусора («Оксидент петролеум»), бензин из сухих стеблей кукурузы (французский инженер А. Ротлисберже).

Основными источниками энергии будущего называют энергию солнца, тепло земных недр (геотермальная энергия), атомную энергию, приливную энергию (обусловленную гравитационными силами, действующими в системе Земля - Луна - Солнце).

Энергия солнца вырабатывается в результате термоядерной реакции - за счет превращения ядер водорода в ядра гелия. Запасы солнечной энергии не ограничены. Возможно использование солнечной энергии для замены двигателей внутреннего сгорания. В этом случае солнечная энергия передается непосредственно специальному двигателю при помощи фотоэлектрических элементов. Во многих странах появились экспериментальные дома, оснащенные сложными солнечными отражателями и батареями.

Энергия рек широко используется строительством гидроэлектростанций (ГЭС). Потенциальные запасы гидроэнергии в реках нашей планеты 73 триллиона киловатт-часов, что соответствует 10 млрд. тонн условного топлива в год. Однако ГЭС приводят к затоплению обширных территорий, изменению условий существования ихтиофауны, изменению климата.

Энергия морских приливов и отливов может быть реализована строительством приливных электростанций (ПЭС). Луна и Солнце воздействуют на движение масс воды в мировом океане, образуя два раза в сутки приливы и отливы. Обычно поднятие воды над уровнем в открытом океане составляет не более одного метра. Но в некоторых местах этот перепад значительно больше (Белое море - 9м, побережье Охотского моря - 13, побережье Канады - 18м и т.д.). Конструктивно - перекрывают залив или устье впадающей в море реки, создавая при амплитуде прилива более 4 м напор, достаточный для вращения гидротурбины.

- *Геотермальными* источниками энергии является тепло внутри земли. В среднем через каждые 100м.от поверхности Земли температура поднимается на 3°C, на 50 км. составляет (700 – 800)°C и с глубиной увеличивается. Мощности теплового потока направлены от центра Земли к ее поверхности и в 30 раз превышают мощности электростанций всех стран мира. Существует два источника геотермальной энергии.
- *Гидротермальные* источники тепла представляют собой запасы горячей воды и пара с температурой 100 - 300 °C, которые в некоторых местах Земли (Камчатка, Курилы, Япония, Исландия, Н.Зеландия и др.) выходят на поверхность в виде гейзеров. В других районах для получения горячей воды необходимо бурить скважины глубиной 2000 и более метров.
- *Петротермальные* источники представляют тепло сухих горных пород. Для получения тепла нужно строить две скважины на глубину достижения пород требуемой температуры, забои скважин соединить. Затем в одну скважину нагнетается холодная вода, а из другой поднимается вода, нагретая земным теплом.
- *Неистощимым* источником энергии считается *энергия атомного ядра*, (один грамм ядерного топлива эквивалентен 2,7 т условного топлива) и человечеству хватит на многие сотни лет, так как урана в природе много, особенно в океанической воде. Считаются неограниченными и запасы тория.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ