

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Б.З. Даниелян
Доцент, к. г-м. н.

II. «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

Самара - 2003

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	3
3.1. География распространения нефти и газа.....	5
3.2. Состав и свойства нефти и газа.....	7
3.2.1. Физические свойства нефти.....	8
3.2.2. Состав и свойства природных горючих газов.....	10
3.2.3. Газоконденсаты.....	13
3.2.4. Природные битумы.....	14
3.3. Происхождение нефти.....	18
3.3.1. Неорганическая теория происхождения нефти.....	18
3.3.2. Осадочно-миграционная теория происхождения нефти.....	20
3.4. Условия залегания нефти и газа. Коллекторы и флюидоупоры.....	26
3.4.1. Типы коллекторов и флюидоупоров.....	30
3.4.2. Природные резервуары. Ловушки нефти и газа.....	32
3.5. Миграция углеводородов и формирование залежей.....	37
3.5.1. Типы залежей нефти и газа.....	39
3.5.2. Типы месторождений нефти и газа.....	54
3.5.3. Зональность распределения месторождений нефти и газа в земной коре	57
3.5.4. Воды месторождений нефти и газа.....	60
3.6. Районирование нефтегазоносных территорий.....	64
3.6.1. Нефтегазоносность подводных окраин континентов.....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
Список литературы.....	76

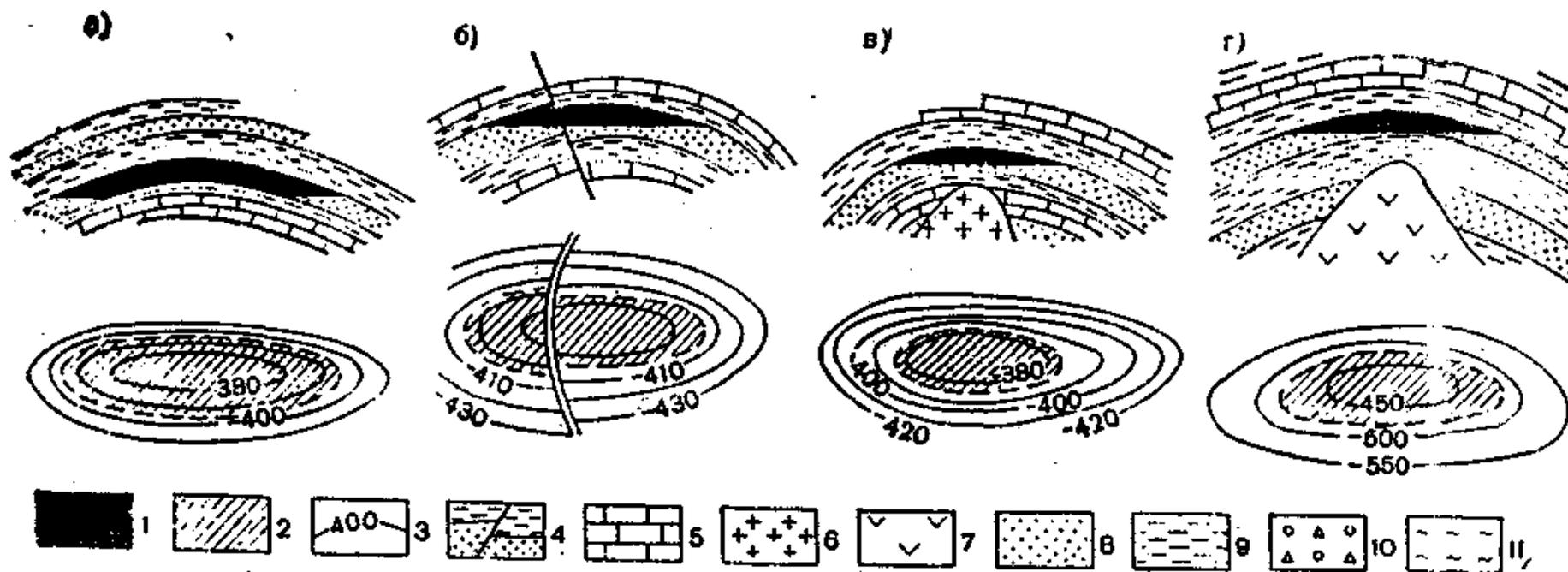


Рис. 14. Сводовые залежи:
 а - ненарушенные;
 б - нарушенные;
 в - структур, осложненных криптодиапиром или вулканогенными образованиями;
 г - солянокупольных структур;
 1 - нефть в профиле; 2 - нефть в плане; 3 - стратоизогипсы по кровле продуктивного пласта;
 4 - нарушения; 5 - известняки; 6 - вулканогенные образования; 7 - соляной шток; 8 - пески;
 9 - глины; 10 - грязевой вулкан и диапиры; 11 - мергели.

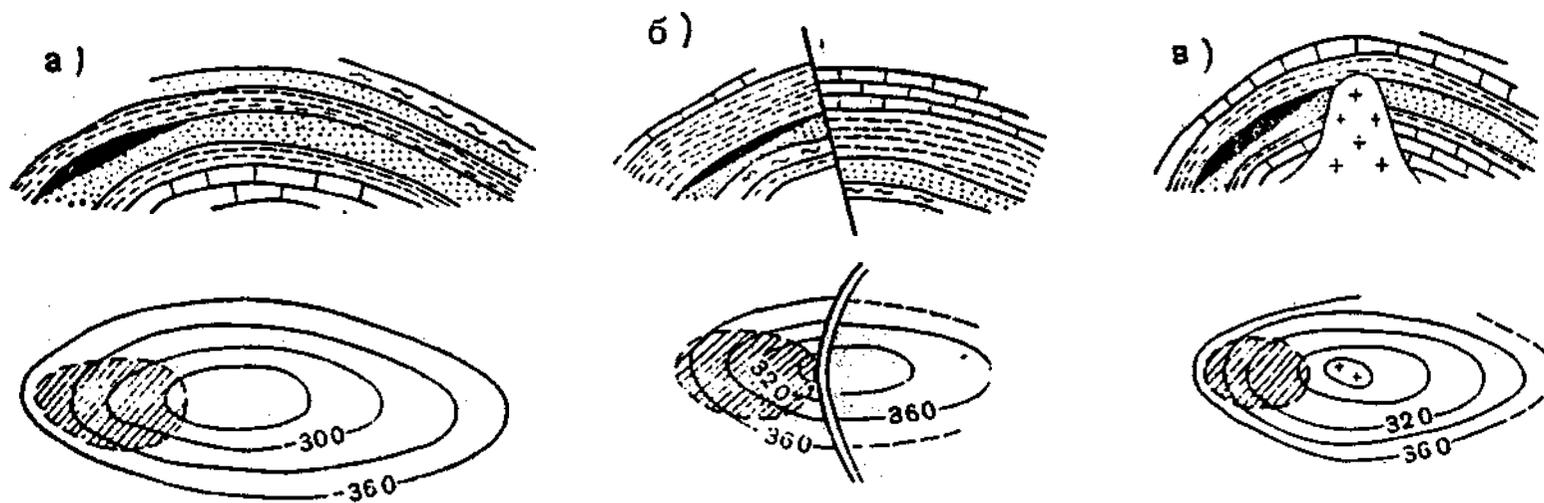


Рис. 15. Висячие залежи структур:

а - простого ненарушенного строения;

б - осложненных разрывным нарушением;

в - осложненных диапиризмом или вулканическими образованиями.

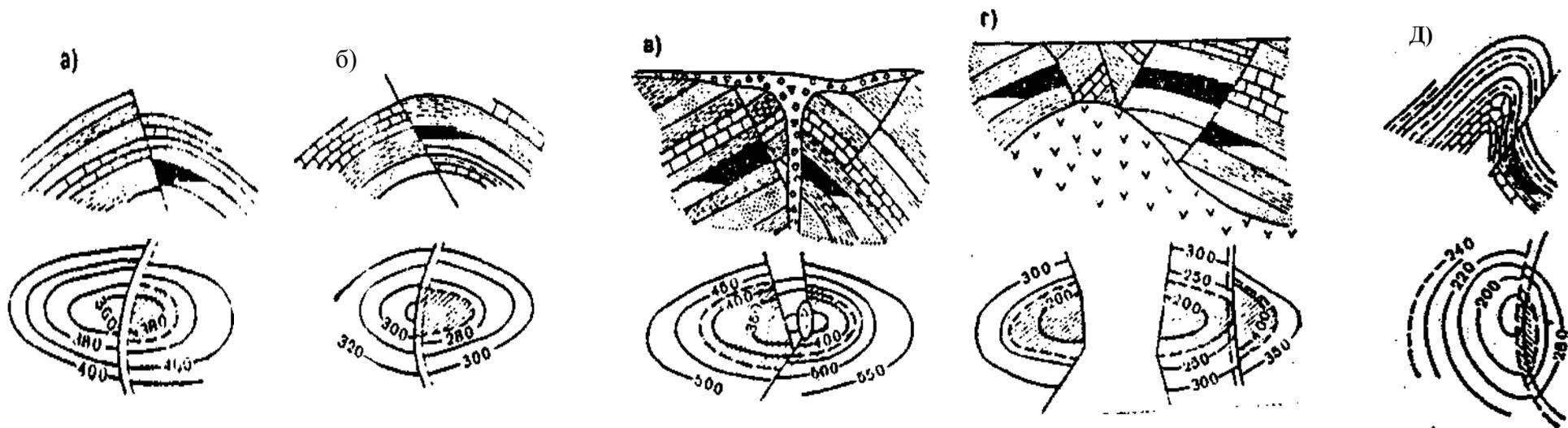


Рис. 16 . Тектонически экранированные залежи:

а - присбросовые;

б - привзбросовые;

в - структур, осложненных диапиризмом или грязевым вулканизмом;

г - солянокупольных структур;

д - поднадвиговые.

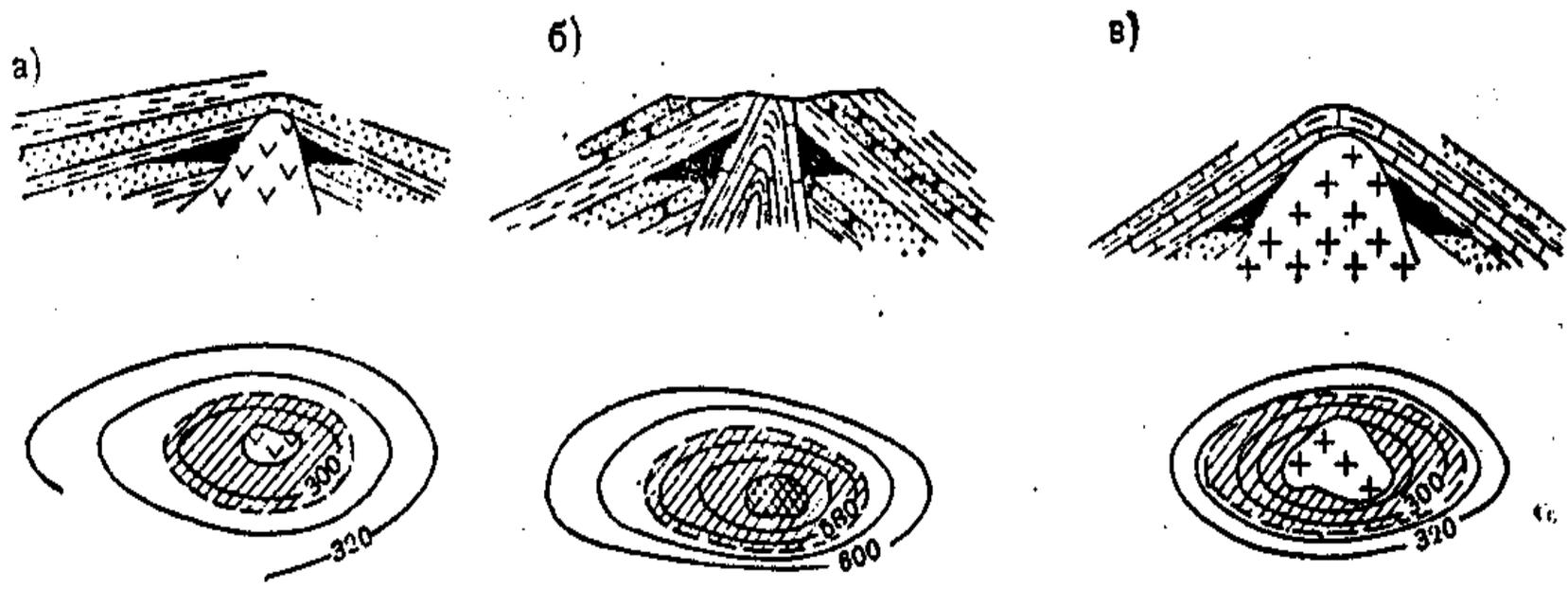


Рис. 17. Приконтактные залежи:

- а - с соляными штоками;
- б - с диапировыми ядрами или с образованиями грязевого вулканизма;
- в - с вулканогенными образованиями.

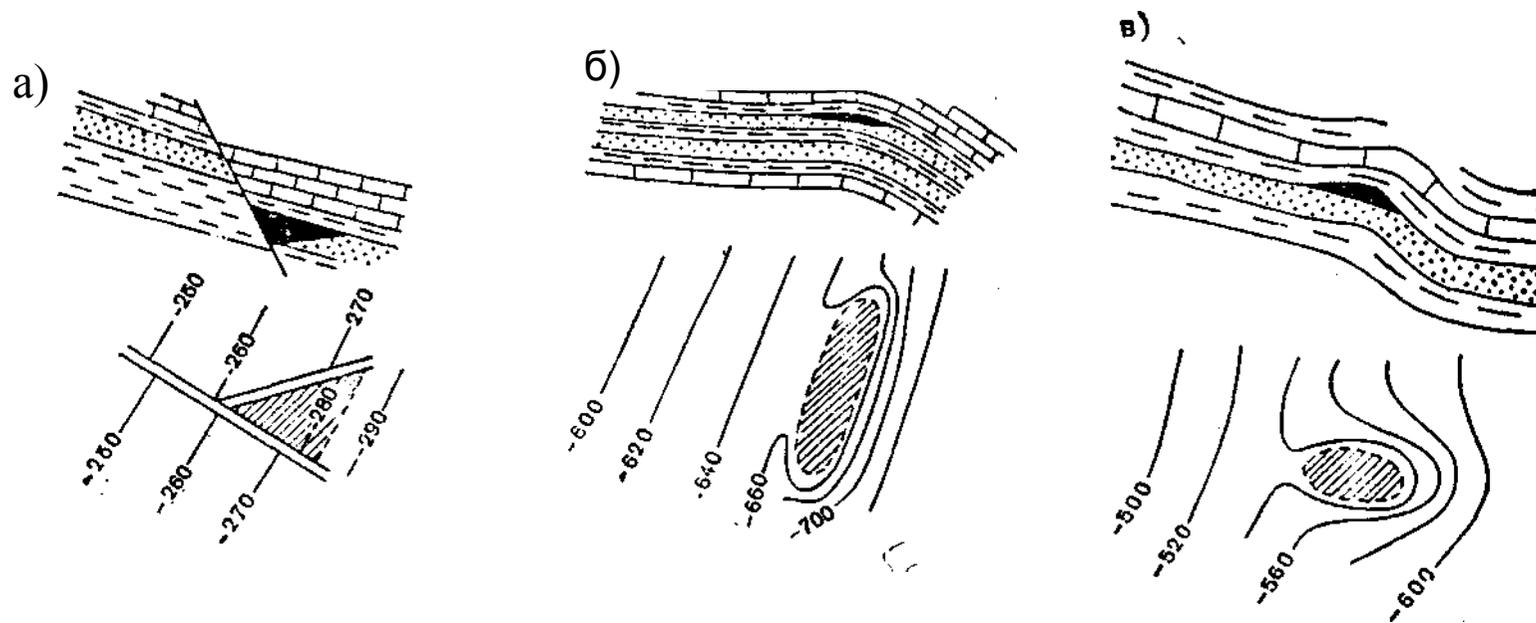


Рис. 18. Залежи моноклиальных структур:

- а - экранированные разрывными нарушениями на моноклиналях;
- б - связанные с флексурными осложнениями моноклиалей;
- в - связанные со структурными носами на моноклиналях.

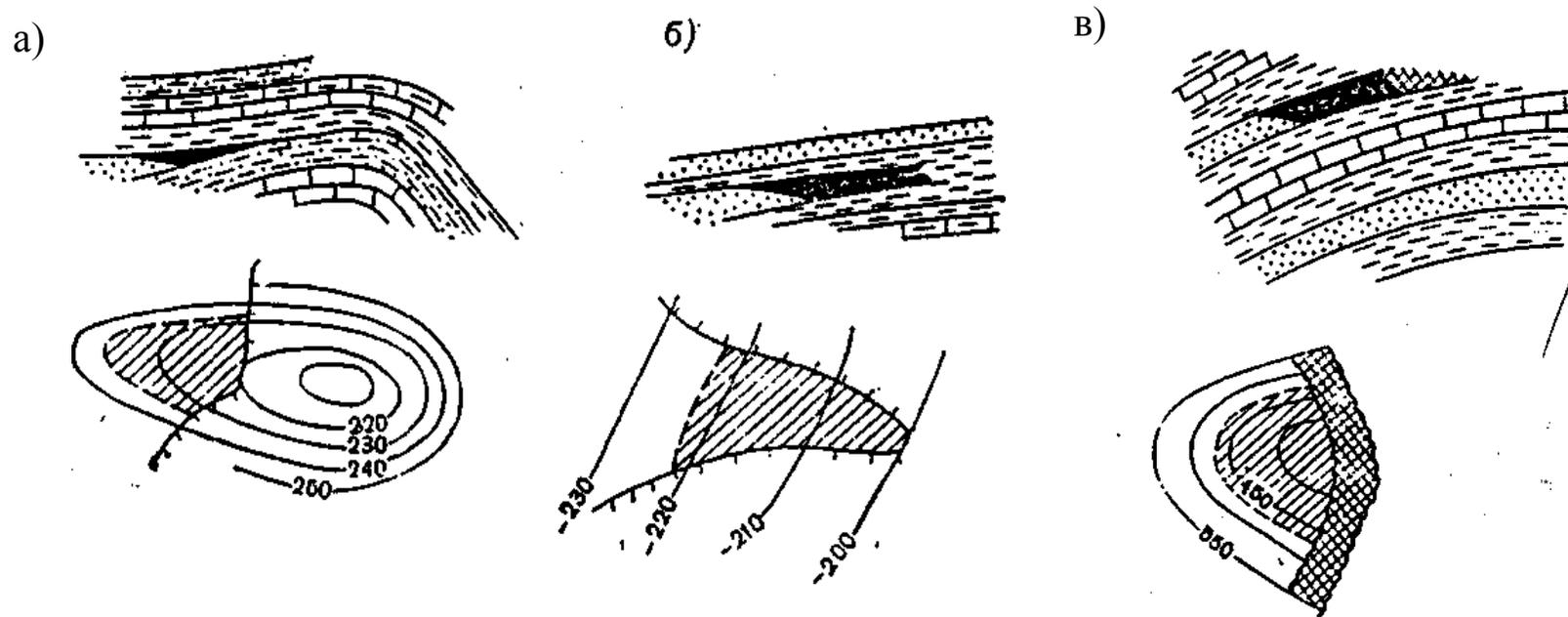


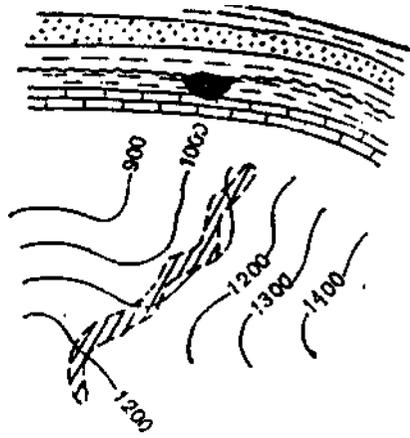
Рис. 19. Литологически экранированные залежи:

а - приуроченные к участкам выклинивания пласта - коллектора по восстанию слоев;

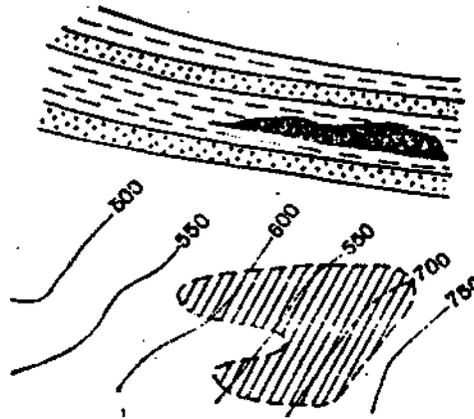
б - к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми;

в - запечатанные асфальтом.

а)



б)



в)

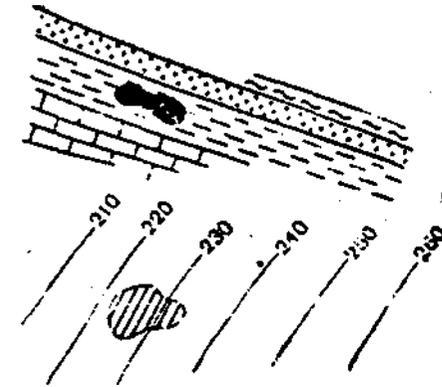


Рис 20. Литологически ограниченные залежи:

а - приуроченные к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек (шнурковые или рукавообразные);

б - к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров (баровые);

в - к гнездообразно залегающим песчаным коллекторам, окруженным со всех сторон слабопроницаемыми глинистыми образованиями.

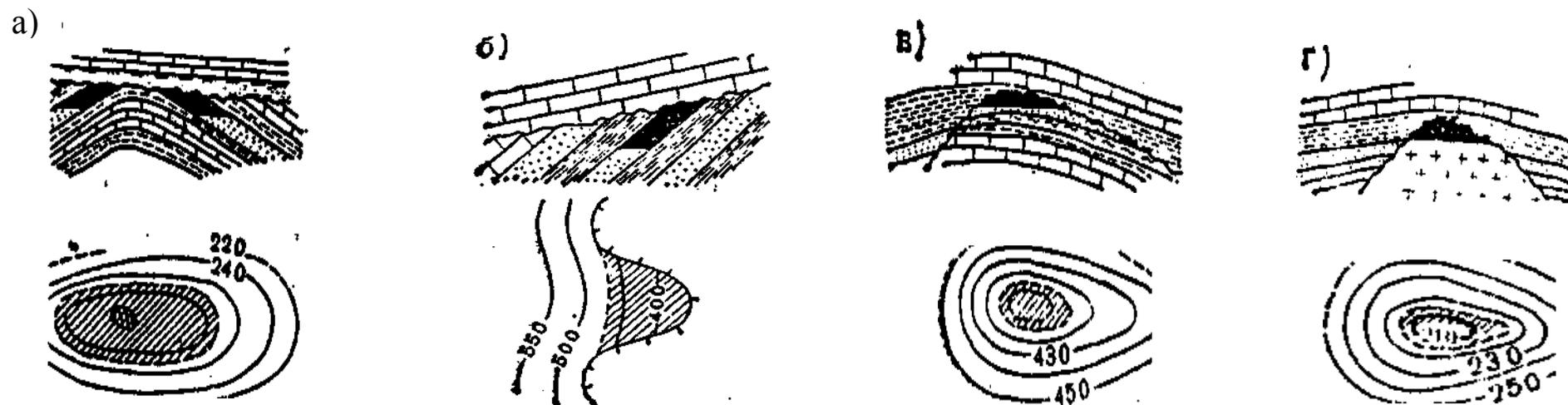


Рис.21. Залежи стратиграфического типа, связанные со стратиграфическими несогласиями:

а - в пределах локальных структур;

б - на моноклиналях;

в - на поверхности погребенных останцев палеорельефа;

г - на поверхности погребенных выступов кристаллических массивов.

Классификация платформенных структур

Таблица № 8

Форма	Изометричные (короче 1:3)		Вытянутые, линейные (длиннее 1:3)		Незамкнутые		Однокрылые			По соотношению структурных планов		Сочле- няющие струк- туры		
Размеры														
Региональные	Щиты	Плиты	Кряжи	Перикратонные опускания	I вариант	II вар-т				Соотве- тствие	Несоот- ветствие			
Надпорядковые более 60- 100 км ² 50- 600х600-1000 км	Антеклизы	Синеклизы	Гряды	Желоба Авлакогены большие	Гемианте- клизы Гемисине- клизы	Ко всем терминам прибавляется приставка «полу» или «геми»	Моноклинали	Уступы	Ступени	Сквозные	Погребенные	Дисгармоничные	Седло- вины	
Крупные I порядка от 6-10 до 60-100 тыс. км ² 50х200х 150-500 км	Своды	Впадины	Мегавалы	Прогибы	Выступы, понижения								Структурный нос, структурный залив	Пере- мычки
Средние II порядка от 200 до 6000- 10000км ² 5-40х40-300 км	Выступы, Куполо- видные поднятия	Котловины	Валы	Депрессии	Депрессии Дизъюнктивные депрессии								Дизъюн- ктивные валы	Антикли- нальные зоны
Горсто- образные поднятия	Горсто- образные котловины	Габено- образные котловины	Брахianti-клинали	Брахисинк- линали										
Мелкие III порядка 20-200 км ² 3-20км	Купола	Мульды	Брахianti-клинали		Брахисинк- линали							Пере- жимы		
Мельчайшие IV порядка 10-20км ² ;2-4км	Термины свободного пользования - вершины и опускания													

Термины свободного пользования: структура, складка, дислокация, нарушение, поднятие, опускание, вершина (свода, брахиантиклинали, купола и т.п.), грабен, горст, флексура.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Геология нефти и газа по сравнению с общей геологией - молодая наука: ее возникновение и развитие тесно связано с развитием нефтегазодобывающей промышленности. Геология нефти и газа является теоретической основой поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Главная ее задача - выявить закономерности пространственного размещения залежей нефти и газа в земной коре и на этой базе определить наиболее перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ.

К теоретическим проблемам геологии нефти и газа относятся: происхождение нефти и газа, формирование залежей углеводородов, осадконакопление, история развития нефтегазоносных территорий, газоконденсатные системы в пластовых условиях и др.

Практические задачи геологии нефти и газа связаны прежде всего с прогнозированием нефтегазоносности территорий, качественной и количественной оценкой потенциальных ресурсов нефти и газа регионов, разработкой методики поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа.

Бурный расцвет российской геологии нефти и газа происходил в в 60-х –70-х годах XX столетия. Расширение поисковых работ на нефть и газ привело к открытию крупнейшего Западно-Сибирского уникального нефтегазоносного бассейна. Появилось понятие о нефтепроизводящих отложениях, которые имели возможность реализовать свой нефтематеринский потенциал. Под «нефтематеринскими толщами» стали понимать любые литологические типы пород, содержащие органическое вещество в количестве не менее кларкового (около $0,4\text{кг/м}^3$). Вассоевич Н.Б. в 1967 г. ввел понятие о «главной фазе нефтеобразования» или о главной зоне нефтеобразования (ГЗН) в интервале глубин от 2 до 5 км. Появилось представление, что оптимальные условия нефтеобразования имеют место при температуре от 60° до 150°C . Появилась теория стадийности нефтегазообразования.

Наконец под влиянием «тектоники литосферных плит» по-новому было рассмотрено возникновение осадочных бассейнов: они формируются как в условиях растяжения, так и в условиях сжатия земной коры. Благодаря применению идей тектоники плит стали ясны сущность и механизм формирования осадочных бассейнов, неравномерность размещения месторождений нефти и газа в земной коре.

Нефтегазоносность - это свойство осадочного бассейна, которое проявляется на определенном этапе его развития. В ходе развития осадочный бассейн становится вначале газоносным, затем нефтегазоносным. Если процессы нефтегазообразования затухают, то бассейн становится остаточно-битуминозным, в котором имеются залежи тяжелой нефти и битуминозных пород.

Все впадины в земной коре, с мощностью осадочных отложений свыше 3,5 км являются нефтегазоносными. Эволюция осадочного бассейна и его превращение в нефтегазоносный определяется тектоникой, контролирующей формирование платформенных, геосинклинальных и океанических структурных элементов земной коры.

Геология нефти и газа - сложная совокупность дисциплин и проблем, охватывающих все стороны месторождений углеводородов.

Фундаментальные разделы геологии нефти и газа - это геология нефтегазовых месторождений, условия залегания нефти и газа, геохимия нефти, условия формирования залежей, осадконакопление и формирование осадочных комплексов, тектоника и история геологического развития регионов, содержащих месторождения нефти и газа.

Современное состояние геологии нефти и газа в России определяется результатами геологоразведочных работ, которые обеспечивают важнейшую роль России в добыче газа и нефти в мире. По разведанным запасам газа Россия прочно занимает первое место в мире, а по разведанным запасам нефти после стран Ближнего и Среднего Востока - второе место. И это благодаря двум уникальным мегабассейнам: Западно-Сибирскому и Лено-Тунгусскому, нефтегазоносность которых заранее была предсказана геологической наукой по нефти и газу.

В основу представляемой «Геологии нефти и газа» положены лекции, прочитанные автором студентам нефтетехнологического факультета Самарского государственного технического университета. Раздел 5.1 – «Типы залежей нефти и газа» - написан совместно с Марченковой Л.А.

3.1. География распространения нефти и газа

Промышленные месторождения нефти и газа в настоящее время обнаружены на всех континентах, кроме Антарктиды, где бурение с целью поисков нефти не проводилось.

Месторождения нефти и газа распространены по всему разрезу осадочных пород от протерозоя до антропогена включительно. Некоторое количество залежей нефти и газа обнаружено в изверженных и метаморфических породах.

Нефть и газ в современном мире - основные источники энергии. Основное их свойство - это способность давать тепловую энергию. Нефть и газ составляют более 62% от потребляемой в мире энергии.

На начало 2000г. в мире было извлечено из недр Земли порядка 120 млрд.тн. нефти. Ежегодно добывается в мире 3,0 млрд. тн. нефти и 2,0 трлн. м³ газа.

На начало 2000г. мировые разведанные, извлекаемые запасы нефти составили 154 млрд. тн., прогнозные ресурсы составили 192 млрд. тн. К этому времени в мире было выявлено 407 осадочных бассейнов, из них 226 являются нефтегазоносными, 181 является возможно нефтегазоносным.

Наиболее богаты нефтью страны Ближнего и Среднего Востока: Саудовская Аравия, Ирак, Кувейт, Иран, Абу-Даби. Там, в бассейне Персидского залива сосредоточено 66,4 % мировых разведанных запасов нефти. По данным на 01.01.1997г., извлекаемые запасы нефти составляли в Саудовской Аравии - 35,48 млрд. тн., в Ираке - 15,34 млрд. тн., в Кувейте - 12,88 млрд. тн., в Иране - 12,74 млрд. тн., и в Абу-Даби - 12,63 млрд. тн.

Крупнейшей нефтедобывающей страной мира является Саудовская Аравия, на территории которой выявлены уникальные, гигантские месторождения нефти. По существу, стратегию и тактику развития мировой нефтедобывающей промышленности определяют страны Ближнего и Среднего Востока, поскольку из зарубежных 44 месторождений - гигантов 29 находится там. К тому же нефть там имеет очень высокое качество.

По последним опубликованным данным второе место в мире по разведанным запасам нефти занимает Россия, где благодаря уникальным Западно - Сибирскому и Лено- Тунгусскому бассейнам, сосредоточено 13% запасов от мировых.

На американских континентах наибольшими запасами нефти обладает Венесуэла - 8,88 млрд.тн., далее - Мексика - 6,68 млрд.тн., США - 3,06 млрд.тн.

В недрах Африки сосредоточено 9,25 млрд.тн. нефти. На первом месте по извлекаемым запасам нефти - Ливия - 4,04 млрд.тн., на втором - Нигерия - 2,13 млрд.тн. и на третьем - Алжир - 1,26 млрд.тн.

В Азии основными нефтедобывающими странами являются Китай с запасами 3,29 млрд.тн., далее идут Индонезия и Индия.

Наименьшими запасами нефти в мире располагает Западная Европа - менее 2% мировых. Свыше половины из них - собственность Норвегии (1,54 млрд.тн.), примерно четвертая часть - Великобритании (0,62 млрд.тн.).

Более половины начальных суммарных ресурсов нефти мира, составляющих 440 млрд.тн., сосредоточено в 7 уникальных и крупнейших бассейнах: Центральном - Европейском, Западно - Сибирском, Лено - Тунгусском, Персидского залива,

Мексиканского залива, Сахаро - Восточно - Средиземноморском и Волго - Уральском.

В нижеследующей таблице приводятся сведения о запасах нефти уникальных месторождений мира.

Таблица № 1

Уникальные нефтяные месторождения-гиганты мира

№ п/п	Месторождение	Страна	Год открытия	Извлекаемые запасы, млрд. тн.
1	Гавар	Саудовская Аравия	1948	10,14
2	Большой Бурган	Кувейт	1978	9,13
3	Боливар	Венесуэла	1917	4,30
4	Сафания	Саудовская Аравия	1951	2,91
5	Бурган	Кувейт	1938	2,24
6	Киркук	Ирак	1957	2,12
7	Румейла	Ирак	1953	1,85
8	Гечсаран	Иран	1928	1,56

Из таблицы видно, что крупнейшим месторождением нефти в мире является Гавар в Саудовской Аравии. Несколько уступает ему по запасам Большой Бурган в Кувейте. На третьем месте - нефтяное месторождение Боливар в Венесуэле.

Широкое применение природного газа началось лишь с середины XX столетия. Россия в настоящее время занимает первое место в мире по разведанным запасам газа, которые составляют 48,1 трлн. м³ газа.

Потенциальные ресурсы газа в России составляют 236 трлн. м³, а общие мировые потенциальные ресурсы - 398 трлн.м³.

Ниже приводятся сведения о газовых гигантах мира.

Таблица № 2

Уникальные газовые месторождения-гиганты мира

№ п/п	Месторождение	Страна	Доказанные запасы, млрд. м ³
1	Ямбургское	Россия	3640
2	Уренгойское	Россия	2200
3	Хасси-Р'Мель	Алжир	1500-2300
4	Панхендл	США	2000
5	Оренбургское	Россия	1800
6	Слохтерн	Нидерланды	1800
7	Медвежье	Россия	1500

Крупнейшим месторождением газа в мире является Ямбургское, затем Уренгойское, расположенные в Западно - Сибирском уникальном бассейне. РАО «Газпром» в настоящее время является крупнейшей газодобывающей компанией мира, доля которой в мировой добыче газа составляет 22%. Россия является крупнейшим экспортером газа. Добыча газа в 1999г. в России составила 590 трлн. м³,

а в страны ближнего и дальнего зарубежья было поставлено 204 млрд. м³.

Таким образом, Россия одна из немногих стран мира с надежной сырьевой базой нефтегазодобывающей промышленности. Среди нефтегазоносных бассейнов России доминирует Западно - Сибирский бассейн, второе место занимает Лено-Тунгусский (Восточно - Сибирский), на третьем месте - Волго - Уральский бассейн.

3.2. Состав и свойства нефти и газа

Нефть - представляет собой масляную жидкость обычно коричневого или черного цвета, хотя бывают нефти и светлые, светло-коричневые.

Нефть легче воды, имеет специфический запах, который в случае наличия сернистых соединений становится неприятным.

Нефть состоит из углеводородов и неуглеводородных компонентов, таких как: сера, кислород и азот, а также содержит металлоорганические соединения.

Содержание углеводородов в нефти превышает 75%. Встречаются легкие нефти, состоящие из одних углеводородов. В нефти присутствуют три группы углеводородов:

1. Метановые (алканы, парафины). Формула $C_n H_{2n+2}$
2. Нафтеновые (циклопарафины, цикланы). Формула $C_n H_{2n}$
3. Ароматические (арены). Формула $C_n H_{2n-6}$

Содержание углерода в нефтях меняется от 83 до 87%, водорода - от 12 до 14%. Максимальное содержание кислорода, серы и азота 5-8%, причем за счет серы, количество которой может достигать 7%.

Сернистые соединения: Сера в нефтях присутствует в свободном и связанном состоянии. Связанная сера находится либо в виде H_2S (сероводород), либо входит в состав органических соединений. При хранении нефти на воздухе, в ней увеличивается количество элементарной серы за счет окисления сероводорода. Сероводород - H_2S - кислота с температурой кипения 59,6 °С. Способен соединяться с металлами, вызывая их коррозию. В пластовых условиях сероводород может содержаться как в газах, так и в растворенном состоянии в нефти.

Кислородные соединения в нефтях представлены органическими кислотами, фенолами, кетонами и эфирами.

Азотные соединения: Содержание азота в нефтях составляет 0,1-0,3%. По данным Еременко Н.А., азот, вероятно, связан в нефтях с исходным органическим веществом.

Смолисто-асфальтеновые вещества: После углеводородных соединений, второе место по содержанию в нефти занимают **смолисто-асфальтеновые вещества**. По количеству содержания смол нефти бывают:

- малосмолистые - до 5% смол;
- смолистые - 5-15% смол;
- высокосмолистые нефти - свыше 15% смол.

Природа смолистых веществ полностью не выявлена до сих пор.

Они состоят из углерода, водорода и кислорода. В них постоянно присутствуют также сера, азот и металлы. В тяжелых, высокосмолистых нефтях их содержание может достигать 40%, правда, такие нефти уже приближаются к асфальтам. Смолы - это полужидкие, иногда почти твердые темно-коричневого или черного цвета вещества, плотностью около $1,0 \text{ г/см}^3$. В нефтях обнаружено до 50 микроэлементов металлов и неметаллов (ванадий, никель, свинец, железо и др.)

3.2.1. Физические свойства нефти

Плотность. Величина плотности нефти зависит от содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, от природы веществ, составляющих массу нефти и от присутствия растворенного газа.

Плотность - масса в единице объема в кг/м^3 или г/см^3 . Плотность нефти и газа зависит не только от состава, но и от давления и температуры.

Нормальной плотностью нефти считается отношение плотности при давлении $0,1 \text{ МПа}$ и температуре 20°C к плотности воды при 4°C . Она меняется от $0,77$ до $1,0 \text{ г/см}^3$. У нас в качестве плотности принята величина $\rho = 20/4$ - это относительная плотность.

Карцев А.А. установил глобальную закономерность повышения плотности нефти снизу вверх по разрезу, от глубокозалегающих нефтей к залегающим ближе к поверхности (но в пределах конкретных месторождений она прослеживается не всегда).

В пластовых условиях при давлении $20-40 \text{ МПа}$ и температуре $80-120^\circ\text{C}$ в нефти растворен газ. На 1 м^3 нефти газа приходится $100-250 \text{ м}^3$, поэтому плотность нефти в пласте значительно ниже (обычно на $15-20\%$), чем на поверхности.

Фракционный состав. Нефть состоит из множества углеводородных и неуглеводородных соединений с различной температурой кипения. Поэтому одним из наиболее часто используемых свойств нефти является ее фракционный состав, т.е. содержание (по объему или массе) фракций, выкипающих в разных интервалах температур.

Температура кипения соединений в общем растет по мере увеличения молекулярной массы. В этом же направлении растет плотность отдельных фракций.

В процессе перегонки нефть разделяют на следующие фракции:

- бензин - Н.К. (начало кипения) - 190°C ;
- керосин - $190-260^\circ\text{C}$;
- дизельное топливо - $260-360^\circ\text{C}$;
- тяжелый газойл и смазочные масла - $360-530^\circ\text{C}$
- остаток $> 530^\circ$.

При огромном разнообразии компонентов до 300°C обычно выкипает

не более 50% массы нефти. Остаток состоит из высокомолекулярных углеводородов, смол, асфальтенов, минеральных веществ.

Вязкость - свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга. Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость. На практике часто используют динамическую вязкость.

Динамическая вязкость (единица измерения в СИ - паскаль на секунду) - это сопротивление, оказываемое жидкостью при перемещении относительно друг друга двух ее слоев, площадью 1 м^2 каждый, находящихся на расстоянии 1 м , со скоростью 1 м/с под действием приложенной силы в 1 Ньютон (динамическая вязкость воды = 1 мПа/с).

Величина, обратная вязкости, называется **текучестью**. Вязкость нефти зависит от ее состава и температуры. Среди углеводородов наименьшей вязкостью обладают алканы, наибольшей - циклоалканы.

Кинематическая вязкость равна отношению динамической вязкости к плотности жидкости при температуре определения; единица ее измерения - кв. метр на секунду ($\text{м}^2/\text{с}$).

Вязкость нефти колеблется в широких пределах, что видно из таблицы, приведенной ниже:

Таблица № 3

№ п/п	Нефть	Вязкость мПа/с
1	С низкой вязкостью	< 1
2	Маловязкая	1 – 5
3	С повышенной вязкостью	5 – 25
4	Высоковязкая	> 25

В пластовых условиях при температуре десятки градусов и давлении десятки мегапаскалей, когда в нефти растворен газ, вязкость ее значительно снижается, иногда в десятки раз по сравнению с поверхностными условиями после сепарации растворенного газа.

Температура кристаллизации и застывания имеет значение для нефти, особенно с высоким содержанием парафина.

Застывание - это свойство нефти загустевать при понижении температуры. Обратный переход в жидкость называется **плавлением**.

Температурой застывания нефти считается температура, при которой охлаждаемая нефть в пробирке не изменяет уровня при наклоне пробирки на 45° . У разных нефтей эта температура меняется в широких пределах: от -35° С до $+30^\circ\text{ С}$ (последняя температура для Узеньского месторождения на Мангышлаке, а -35° - для Среднеботуобинского месторождения в Якутии).

Парафинистые нефти имеют более высокую температуру застывания, беспарафинистые - низкую.

Температура вспышки - минимальная температура, при которой пары нефти или нефтепродукты образуют с воздухом смесь, способную к кратковременному образованию пламени при внесении в нее источника

воспламенения.

Оптические свойства нефти. Нефть оптически активна, обладает свойством вращать плоскость поляризации света, люминесцировать, преломлять проходящие световые лучи. Нефть и ее компоненты обычно вращают плоскость поляризации вправо, хотя встречается и левовращающие нефти.

Считается, что эта способность вращать плоскость поляризации - неоспоримое доказательство происхождения нефти из органических веществ.

Люминесценция. Под люминесценцией понимают свечение, вызванное различными причинами и испускаемое холодным веществом. Нефть и большая часть нефтепродуктов флуоресцируют в ультрафиолетовом свете как сами по себе, так и в большинстве органических растворителей при облучении их даже дневным светом.

Коэффициент теплового расширения нефти характеризует способность нефти увеличиваться в объеме при нагревании.

Растворимость. Нефть и ее дистилляты растворяются в воде в ничтожно малом количестве. Например, 1 м³ воды может растворять 270 г керосина. Нефть, нефтепродукты хорошо растворяются в органических растворителях: в бензоле, хлороформе, сероуглероде, эфире и др. На этом свойстве нефти основано определение нефтенасыщенности пород путем получения из них нефтяных вытяжек.

Сами нефть и нефтепродукты являются хорошими растворителями для йода, серы, каучука, многих смол, а также большинства растительных и животных масел.

Низкокипящие фракции нефти (бензин и керосин) являются хорошими растворителями для смолистых и асфальтовых веществ.

Электрические свойства. Нефть является диэлектриком (непроводник), и нефтегазонасыщенные породы, в которых есть вода, обладают проводимостью, зависящей от соотношения нефти и воды в пласте. Эти породы на каротажных диаграммах характеризуются высоким значением электрического сопротивления на фоне водонасыщенных пород.

3.2.2. Состав и свойства природных горючих газов

Газы нефтяных и газовых месторождений - это горючие газы. Они состоят из углеводородов: метана CH_4 , этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} , пентана C_5H_{12} и гептана C_7H_{16} . Это – ближайшие гомологи метана.

Кроме углеводородов, встречаются азот N_2 , углекислый газ CO_2 , иногда сероводород H_2S . Довольно часто, но в очень небольших количествах в природном газе имеются сопутствующие инертные газы: гелий - He, аргон - Ar, ксенон - Xe и др.

Газ, состоящий преимущественно из метана и этана, и содержащий мало пропана и бутана, называют **сухим** или **бедным**.

Газ, в котором кроме метана CH_4 и этана C_2H_6 , имеется пропан - C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} , гептан C_7H_{16} и др., называют жирным или богатым. Точной границы между ними нет.

Для газов нефтяных месторождений характерно преобладание тяжелых углеводородов от 0,4% до 40-50%. Содержание метана обычно 30-90%.

Удельный вес газа определяется отношением веса единицы объема газа по отношению к весу одинакового объема сухого атмосферного воздуха, удельный вес которого принимают 1,0 при температуре 0°C и давлении 760 мм рт. ст.

Чем больше удельный вес газа, тем богаче газ тяжелыми углеводородами. Наоборот, небольшой удельный вес указывает на обилие в газе метана.

Плотность - масса вещества в единице объема в $\text{кг}/\text{м}^3$ или $\text{г}/\text{см}^3$.

Плотность газа. 1 грамм-молекула любого газа при нормальных условиях (температура 0°C и давление 0,1 МПа) занимает 22,412 л, т.е. в м^3 любого газа содержится 44% моля. Обычно пользуются относительной плотностью.

При температуре 0°C и давлении 0,1 МПа, масса 1 м^3 воздуха составляет 1,293 кг.

Относительная плотность метана - 0,555; этана - 1,046; пропана - 1,547; бутана - 2,074; CO_2 - 1,519; сероводорода - 1,176 и т.д.

Для каждого газа существует определенная тепловая граница - наивысшая температура, выше которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико не было давление.

Точно также для каждого газа существует предельное давление, ниже которого, как бы не была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние.

Эти предельные температуры и давления приводятся ниже и называются критическими.

Таблица № 4

Газ	Температура плавления	Температура кипения при 760 мм рт ст.	Температура критич., $^\circ\text{C}$	Крит. давл., атм.	Уд. Вес
Метан CH_4	-186	-160	-95,5	50,1	0,554
Этан C_2H_6	-172,1	-84,1	+35	45,3	1,038
Пропан C_3H_8	-189,9	-44,1	+97	45,0	1,523
Бутан C_4H_{10}	-135	+0,3	+153	35,5	2,007
Пентан C_5H_{12}	-131	+36,4	+197,2	33,0	2,491
Гексан C_6H_{14}	-94	+69,0	+234,5	30,1	2,975
Гептан C_7H_{16}	-97	+98,4	+266,83	26,9	3,445
Октан C_8H_{18}	-56,6	+125,5	+296,40	25,2	3,944
Нонан C_9H_{20}	-51	+150,5			4,428
Декан $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$	-32	+173			4,912

Учитывая, что в условиях месторождений нефть и газ залегают обычно под давлением 20-14 атм. при температуре 30-90°C, можно сделать вывод, что из этих углеводородов только метан будет находиться в газообразном состоянии, остальные углеводороды будут представлены их парами.

Теплота сгорания - это количество тепла, которое выделяется при сгорании 1 м³ газа.

Наибольшая теплота сгорания свойственна более жирным газам. Так, для метана она равна 8000 кал/м³; этана - 15680; бутана - 29000 кал/м³.

Газы обладают способностью сокращаться на 1/273 часть своего объема при температуре 0°C при каждом понижении температуры на 1° С, если только давление остается постоянным.

Расширение газа будет в таком же соотношении при повышении температуры. Значит, при температуре -273°C газ не имел бы объема. Такая температура называется ***абсолютным нулем***.

Однако, практически все газы превращаются в жидкости или твердые тела, прежде чем эта температура будет достигнута.

Растворимость газов в нефти зависит от температуры, давления и свойств растворителя, состава газа.

Растворимость газа в нефти измеряется количеством газа в кубических метрах на 1 м³ или 1 т товарной нефти при давлении 0,1 МПа и температуре 20° С.

Растворимость увеличивается при росте давления и снижается при повышении температуры и увеличении молекулярной массы и плотности нефти, а также с возрастанием доли нафтеновых и ареновых соединений.

Коэффициентом растворимости называют количество газа или растворяющегося в единице объема или массы нефти при увеличении давления на единицу.

В качестве критерия оценки фазового состояния пластовой системы можно условно принять, что в газовой залежи приходится свыше 1000 объемов газа на 1 объем жидкости, в нефтяной с растворенным газом - менее 1000 объемов.

Отношение объема газа к объему или массе добываемой с ним жидкости, называется **газовым фактором**.

При глубине 2000 м, т.е. давлении 21-22 МПа, растворимость газа будет примерно 200 м³/ м³, при глубине 1200 м - около 60 м³/ м³. Это усредненное соотношение газа и нефти в пласте. В реальных залежах оно может существенно отличаться в большую или меньшую сторону.

Нефть может быть предельно насыщена газом, т.е. количество газа в объеме нефти равно его растворимости при данных температурах и давлении, или недонасыщена им. В первом случае пластовое давление равно давлению насыщения. При его снижении (например, в результате разработки), часть газа выделится в свободную фазу, а в газонефтяном растворе установится равновесие при новом, более низком пластовом

давлении (давлении насыщения) и новой более низкой газонасыщенности нефти.

Гидратообразование. Наличие в газе воды обуславливает при определенной температуре и давлении образование кристаллогидратов углеводородных газов. Гидраты газов представляют собой кристаллические соединения. Это твердые растворы, где растворителем является вода.

Гидраты имеют эмпирические формулы: для метана - $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$; этана - $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$; пропана - $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$ и др. Для каждого углеводорода характерна максимальная температура (критическая температура гидратообразования), выше которой нельзя вызвать образование гидратов никаким повышением давления. Для метана она равна $21,5^\circ\text{C}$; этана - $14,5^\circ\text{C}$; пропана - $5,5^\circ\text{C}$; бутана - $1,4^\circ\text{C}$.

Чем тяжелее углеводородный газ, тем легче он образует гидраты. Но, начиная с пентана, углеводороды гидратов не образуют.

Гидратообразование происходит не только в процессе эксплуатации и транспорта газа, но и в пористой среде осадочного чехла с формированием гидратных залежей. Гидратообразование приурочено к районам распространения многолетних мерзлых пород, где глубина промерзания горных пород достигает 500-700 м и более.

3.2.3. Газоконденсаты

Газоконденсатными называют залежи, при эксплуатации которых добывается газ и жидкие углеводороды - конденсат, представляющий собой смесь бензиновых и более тяжелых фракций.

Под **конденсатностью** понимают содержание жидких углеводородов в газе в пластовых условиях г/см^3 , $\text{см}^3/\text{см}^3$. **Газоконденсатный фактор** - величина, обратная конденсатности.

Различают сырой и стабильный конденсаты.

1. **Сырой** конденсат - углеводороды, при стандартных условиях находящиеся в жидком состоянии с растворенными в них газообразными компонентами (метаном, этаном, пропаном, бутаном).

2. **Конденсат**, состоящий только из жидких углеводородов (от пентанов и выше) при стандартных условиях, называют **стабильным**.

Газоконденсатные залежи характеризуются тем, что газ и конденсат в пластовых условиях находятся в однофазовом газообразном состоянии. Они отличаются как от нефтяных, так и от газовых наличием в состоянии обратного испарения жидких углеводородов и неуглеводородных соединений (парафина, смол), которые при изотермическом снижении давления конденсируются, давая жидкость, называемую **конденсатом**.

Газоконденсатные системы находятся на разных глубинах от 1350-1500м до 5500-6000м. Конденсаты залежей, расположенных на больших глубинах, приближаются по свойствам к нефтям (Уренгойское, Астраханское и другие месторождения).

Условно принимают, что газовый фактор менее $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ возможен в нефтяной залежи; а более $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - характерен для газоконденсатной системы.

Ниже приводятся некоторые сведения по классификации нефтей.

<u>По плотности:</u>	г/см ³
– Очень легкие нефти	< 0,80
– Легкие нефти	0,80-0,84
– Средние нефти	0,84-0,88
– Тяжелые нефти	0,88-0,92
– Очень тяжелые нефти	> 0,92

<u>По содержанию серы - S:</u>	%
– Малосернистые нефти	< 0,5%
– Сернистые нефти	0,5-2,0 %
– Высокосернистые нефти	> 2,0%

<u>По содержанию парафина:</u>	%
– Малопарафинистые нефти	0-5%
– Парафинистые нефти	5-10%
– Высокопарафинистые нефти	> 10 %

Дж. Хант приводит состав “типичной” нефти, имеющей плотность $0,850 \text{ г/см}^3$

Таблица № 5

Фракция	Объемная доля, %
Бензин C ₅ - C ₁₀	27
Керосин C ₁₁ - C ₁₃	13
Дизельное топливо C ₁₄ - C ₁₈	12
Тяжелый газойл C ₁₉ - C ₂₅	10
Смазочные масла C ₂₅ - C ₄₀	20
Остаток C ₄₀	18
ИТОГО	100

3.2.4. Природные битумы

Словом “*битум*” в латинской и греческой литературе обозначаются нефть, твердые битумы, мальты и др. В 1908 г. немецкий исследователь Г. Потонье все горные породы и минералы, богатые органическим веществом и способные гореть, назвал “*каустобиолитами*”, что означает “камень биологического происхождения”. К каустобиолитам были отнесены вещества угольного и нефтяного рядов. Первый ряд включает торфы, каменный уголь, горючие сланцы, янтарь. Нефтяной ряд объединяет нефть, асфальты, озокериты и др.

Термин “*каустобиолит*” уже так устарел, что сейчас им никто не пользуется. Единой классификации битумов нет.

Термин “битум” используется в трех смыслах:

1. Битум в генетическом значении - к нему относятся газы, нефть, смолы, горный деготь, смолистый деготь или мальта (вязкая жидкость), горный воск, озокерит, горная смола, асфальт, смесь битумов с другими веществами.

2. Битум (аналитическое значение) - вещества, извлекаемые из горных пород органическими растворителями. Вассоевич Н.Б. предложил для них слово “битумоид” (битумоподобный).

3. Битум (техническое значение) - это природные и искусственные вещества, применяемые в хозяйстве для покрытия дорог, гидроизоляции, приготовления лаков и др.

Природные битумы - это органические соединения с углеводородной основой, имеющие твердую, вязкую или вязко-жидкую консистенцию.

В составе битумов преобладает углерод, а также имеются водород, кислород, сера, азот.

Содержание углерода - 70-98 %, водорода - 1-14%, кислорода - 0,3-10%, серы - 0,2-10%, азота - 0,1-3%.

Важнейшим свойством твердых и жидких битумов является их способность растворяться в органических растворителях (хлороформе, бензоле, ацетоне, бензине), а также гореть.

Твердые битумы встречаются в природе в свободном состоянии в виде покровов, жильных образований, пластовых скоплений, а также в виде битумообразных пород (в рассеянном виде).

Одну из первых классификаций битумов предложил Г.Гефер в 1908 году, по фазовому состоянию. Он выделил:

– *твердые битумы*: черный воск (озокерит), горная смола, асфальт;

– *жидкие битумы*: нефть, мальта и др.

Наиболее распространено подразделение битумов по условиям образования. Выделяются следующие ряды битумов:

1. Гипергенный ряд битумов - формируется при окислении нефти. Например, при близповерхностных условиях, в зоне гипергенеза нефть дегазируется, подвергается воздействию поверхностных вод. Повышается ее плотность, вязкость, изменяется ее состав. Нефть превращается в мальту и асфальтовые битумы, которые заполняют трещины или образуют кировые покровы на поверхности.

Мальты представляют собой густую черную нефть, пахнущую сероводородом, обычно с высоким содержанием серы (до 9%), плотностью до $1\text{г}/\text{см}^3$. Они широко распространены в складчатых областях.

Когда легкие, метановые и нафтеновые нефти изливаются на поверхность, подвергаются выветриванию и окислению под действием кислорода воздуха, образуются кировы (кериты).

Асфальты являются более глубоко измененным продуктом окисления нефти. Внешне представляют весьма вязкое, эластичное вещество темного цвета плотностью до $1,1\text{г}/\text{см}^3$, с температурой плавления до 100°C . Встречаются в виде покровов (“озер”) асфальтоносных пластов.

Крупнейшим скоплением асфальта является тринидадское “озеро”; диаметром около 600 м, при мощности покрова 40м. Оно снизу подпитывается нефтью, которая превращается в мальту, потом в асфальт.

Окислительные процессы формируют огромное количество поверхностных нефтепроявлений. Таковы, например, закированные пески и песчаники в Восточной Сибири, занимающие огромные площади или выходы нефтеносных пластов в районах Азербайджана, Западной Туркмении, в Ферганской долине, на Мангышлаке и во многих районах мира.

2. **Фазово-миграционный ряд битумов** образуется при дифференциации нефтей в ходе их перемещения по порам и трещинам при изменении температуры и давления. При этом происходит выделение газа и легких углеводородов. В результате раствор становится перенасыщенным и твердые углеводороды выпадают из него, заполняют поры или трещины. В процессе восходящей миграции по слабопроницаемым породам, смолистые и асфальтовые компоненты теряют подвижность, оседают в пласте, образуя высоковязкие смолисто-асфальтовые нефти.

Примером залежей, возникших в результате фазовой дифференциации, являются скопления смолисто-асфальтовой нефти в кунгурских отложениях месторождения Карачаганак в северной части Прикаспийского бассейна, высоковязкой нефти - в сеномане Русского месторождения в Западной Сибири.

Характерной группой битумов фазово-миграционного ряда являются озокериты месторождений, в Предкарпатском прогибе (Бориславское), на полуострове Челекен и др.

3. **Термально-метаморфический ряд битумов** формируется при деструкции органических веществ в условиях контактового метаморфизма. При этом образуется сложный спектр битумов: пиробитумы, нафтоиды в угольных шахтах.

Асфальтиты отличаются от асфальтов твердостью, хрупкостью, тугоплавкостью. Они хорошо растворяются в хлороформе. Для них характерны жильные формы нахождения (месторождения Садки в Оренбургской области).

Озокериты внешне представляют собой воскообразное вещество от мазеобразной до плотной консистенции. Цвет - от коричневого до темно-зеленого и черного в зависимости от содержания асфальто-смолистых веществ. Озокерит хорошо растворяется в органических растворителях, воспламеняется при температуре 220°C. Он образуется в результате выпадения незначительной части парафина парафинистых нефтей при снижении температуры в процессе дегазации нефти.

Кериты по внешнему виду и физическим свойствам похожи на каменные угли. Они не растворяются в органических растворителях.

Природные твердые битумы образуют скопления: пластовые, жильные (трещинные), покровные и рассеянные.

Пластовые скопления битумов возникают при окислении нефти. Битумы являются оставшейся частью нефти. Поэтому форма залежи аналогична форме залежи нефти.

Крупнейшее месторождение битума - Канадский асфальтовый пояс на юго-западном склоне Канадского щита. Здесь имеется знаменитое месторождение Атабаска с запасами более 100 млрд. тн, несколько других гигантов - Коулд-Лейк (26 млрд.тн.), Вабаска (8 млрд.тн.), Пис-Ривер (8 млрд.тн.) и др.

На месторождении Атабаска битуминозные высокопористые (30-35%) и высокопроницаемые (до 5 мкм²) пески нижнего мела. Содержание битума (18-20% от массы породы) уникально и указывает на то, что битумом заполнено примерно 80% пустотного пространства. Иначе говоря, вся нефть превратилась в асфальтит.

Атабаска занимает самое высокое гипсометрическое положение в группе месторождений этого региона. По мере погружения на юго-запад, глубина возрастает, соответственно снижается плотность битума от 1,029 г/см³ на Атабаске до 0,959 г/см³ на месторождении Ллойдминстер, а на нефтяных месторождениях Беллхил-Лейк и Пембина плотность нефти соответственно составляет 0,808 и 0,849 г/см³. Здесь отчетливо виден переход нефти в твердые битумы по восстанию пластов.

Аналогичные условия залегания высоковязких нефтей и битумов, наблюдаются в Венесуэле - в бассейне нижнего течения реки Ориноко. Там месторождения высоковязких нефтей связаны с меловыми и палеогеновыми песчаниками, залегающими на докембрийском фундаменте. К северу, на погружении кристаллического фундамента расположены нефтяные месторождения, в т.ч. крупное - Офисина.

У нас битумы имеются на склонах Анабарского и Оленекского массивов на Сибирской платформе, где выходят на поверхность пермские песчаники. На склонах Южно-Татарского свода, а также на Токмовском своде Восточно-Европейской платформы пластовые битумы имеются в верхнепермских отложениях. Они известны также в Эмбинском районе.

Скопления битума жильного типа имеются на территории Оренбургской области на Садкинском месторождении. Здесь асфальтовая жила толщиной 18 м прослежена на глубину около 400 м и по простиранию на 680 м.

Покровные битумы известны на Апшеронском, Керченском, Тиманском полуостровах, на Сахалине.

Битумы используются как источники топлива, в дорожном строительстве, а также для получения ценных металлов: ванадия -V, никеля - Ni.

Ограниченность нефтяных ресурсов в Канаде, Венесуэле заставляет разрабатывать месторождения битумов.

На месторождении Атабаска в Канаде имеется установка, с помощью которой предусматривается получить 13-32 млрд. тн "облагороженной" нефти. Битумы содержат ценный концентрат редких металлов, что

позволяет организовать их добычу. Битумы используются как покрытия, изоляторы и для других целей.

3.3. Происхождение нефти

Вопрос происхождения нефти – очень сложный и является проблемой не только для геологии нефти и газа, но и проблемой для всего естествознания. Эта проблема не решена.

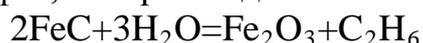
Решение вопроса происхождения нефти имеет не только теоретическое, но и большое практическое значение. Наш знаменитый геолог-нефтяник – академик Губкин И.М. еще в тридцатых годах прошлого столетия написал, что только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре сформируются её залежи, будем знакомы со всеми структурными формами и литологическими особенностями пластов, благоприятными для скоплений нефти, мы сможем наиболее целесообразно организовать поиск и разведку месторождений нефти.

С самого начала развития нефтяной геологической науки наметились два основных направления в решении проблемы происхождения нефти: органическая теория происхождения нефти, которая связывает образование нефти с живым веществом и неорганическая теория, которая считает, что нефть и газ возникли в результате синтеза углерода и водорода в условиях высоких давлений и температур в глубинных зонах земной коры.

3.3.1. Неорганическая теория происхождения нефти

В плане историзма неорганическая теория возникла раньше органической. До середины XIX века нефть использовалась там, где имелись её выходы на поверхности – в Средиземноморье, в Калифорнии, Венесуэле и др. Ряд ученых того времени – Гумбольдт А., например, немецкий естествоиспытатель, связал образование нефти и асфальта с вулканами.

Во второй половине XIX века химикам удалось в лабораторных условиях синтезировать ацетилен – C_2H_2 , углеводороды метанового ряда. Знаменитый химик Менделеев Д.И. создал свою известную «карбидную» теорию происхождения нефти и выступил на заседании Русского химического общества в 1877 году, причем его гипотеза была обоснована на большом фактическом материале и сразу же завоевала популярность. Менделеев Д.И. указал, что открытые к тому времени месторождения нефти сконцентрированы в окраинах горно-складчатых сооружений, линейно вытянуты, тяготеют к зонам крупных разломов. Через эти разломы вода проникает вглубь Земли, вступает в реакцию с углеродистыми металлами – с карбидами металлов, в результате чего возникает нефть, которая поднимается вверх, образует залежи:



Этот процесс по Менделееву Д.И., происходил не только в прошлые геологические периоды, но и происходит сейчас.

Карбидную теорию критиковал академик Губкин И.М. Для карбидного варианта происхождения нефти необходимо существование проводящих путей воды к жидким карбидам и обратно, из очагов генерации к местам скопления нефти и газа. Губкин И.М. показал невозможность существования подобных трещин – проводящих путей от ядра Земли к верхней твердой оболочке. Препятствием является, по Губкину И.М., пластичный базальтовый пояс, затрудняющий как проникновение воды вниз, так и обратный восходящий поток нефти и газа. Кроме того, в качестве аргумента против карбидной теории Губкин И.М. ссылался на тот факт, что образованные неорганическим путем нефти оптически неактивны, в то время, как природная нефть оптически активна, способна вращать плоскость поляризации светового луча.

Кроме карбидной известна **космическая теория** происхождения нефти. Автор этой теории русский геолог Соколов Н.А. выдвинул её в 1892 г. Он считал, что углеводороды изначально существовали в первозданном веществе Земли или образовались на ранних высокотемпературных стадиях её образования. С охлаждением Земли нефть поглощалась и растворялась в жидкой расплавленной магме. Впоследствии, когда возникла земная кора, из магмы выделились углеводороды, которые по трещинам в земной коре поднимались в верхние части, сгущались и там образовали скопления.

Соколов Н.А. в качестве аргумента своей теории принял факты обнаружения углеводородов в метеоритах.

Академик Губкин И.М. критикуя эту теорию, написал, что она основана лишь на теоретических рассуждениях и не подтверждается геологическими наблюдениями. Губкин И.М. считал, что в природе в очень небольших количествах можно допускать образование нефти неорганическим путем, но это не имеет практического значения, основная масса скоплений нефти имеет все-таки органическое происхождение.

Необходимо все-таки сказать о некоторых наших крупных ученых-нефтяниках, которые в середине XX века выступили с наиболее обоснованной теорией неорганического происхождения нефти. Эти ученые – Кудрявцев Н.А., Порфирьев В.Б., Кропоткин П.Н. и их сторонники.

Кудрявцев Н.А. считал, что из углерода и водорода, имеющих в магме, образуются радикалы CH , CH_2 , CH_3 , которые выделяются из магмы, как и кислород и служат исходным материалом для образования нефти в более холодных зонах земной коры. По мнению Кудрявцева Н.А. нефть, газы из мантии Земли по глубинным разломам поднимаются вверх в осадочную оболочку Земли.

Порфирьев В.Б. считал, что нефть поступала с глубинных зон Земли не в форме углеводородных радикалов, а со всеми свойствами, присущими естественной нефти. Флюиды поднимались в сильно нагретом состоянии и под огромным давлением прорвались в пористые породы. Таким путем образовались все нефтяные месторождения. Где и на каких глубинах находилась нефть до её миграции по разломам? Остается неясным. Несомненно

одно – считает Порфирьев В.Б. – в подкоровых зонах.

В качестве основных аргументов для подкрепления неорганической теории происхождения нефти сторонники её приводят следующие факты:

1. Наличие месторождений в кристаллических породах фундамента.
2. Нефтегазопроявления, нахождение углеводородов в продуктах деятельности вулканов, в космосе, «в трубках взрыва».
3. Факты получения углеводородов лабораторным путем, в условиях высоких температур и давлений (реакция Фишера-Тропша).
4. Присутствие углеводородных газов и жидких углеводородных флюидов в глубоких скважинах, вскрывших кристаллический фундамент (в Татарстане Миннибаевская и Новоелховская скважины, скважина Гравберг в Швеции и др.).
5. Невозможность объяснения с позиций органической теории – огромных концентраций нефти в гигантских месторождениях мира, невозможность объяснения как происходит отрыв рассеянных углеводородов от материнской толщи (эмиграция).
6. Молодой – (кайнозойский) возраст залежей газа и постпалеозойский – преимущественно кайнозойский возраст залежей нефти на древних платформах.

Порфирьев В.Б. считал, что все известные в мире нефтяные месторождения образовались недавно – в промежутке времени от миоцена до четвертичного периода. Аширов К. Б. также считал, что все залежи нефти недавно формировались, в результате альпийских тектонических движений.

7. Связь нефтяных месторождений с глубинными разломами и т.д.

В последнее время появились публикации, где используются новые данные, например, обнаружение жидкой нефти в спрединговых зонах океанов, появление других новых фактов, которые будто бы на первый взгляд не находят объяснение с позиции органической теории. Однако надо признать: неорганическая теория происхождения нефти слабо обоснована, в общем, имеет очень мало сторонников. Подавляющее большинство геологов у нас и за рубежом является сторонником органической теории происхождения нефти. В чем её сущность?

3.3.2. Осадочно-миграционная теория происхождения нефти

В основе органической, биогенной теории нефтеобразования лежит представление о происхождении нефти из биогенного органического вещества подводных (субаквальных) отложений. Этот процесс, по мнению сторонников органической теории, носит стадийный характер. Нефть представляет собой продукт превращения органического вещества.

Уже давно было установлено, что большинство осадочных отложений морского (субаквального) происхождения содержит определенное количество рассеянных органических веществ: остатки растительного и животного мира. В количественном отношении органическое вещество осадочных отложений

составляет от граммов на 1 м³ породы в соленосных отложениях до 6 кг на 1 м³ в горючих сланцах. В глинах содержание ОВ составляет 300-500 грамм/на 1 м³, в алевролитах 200 грамм на 1 м³, в известняках 250 грамм на 1 м³ породы. Кларковое значение органического вещества принимается 400 грамм на 1 м³ породы. Различают органическое вещество сапропелевого типа и гумусового типа. Если накопление и изменение органического вещества происходит под водой при недостаточном доступе воздуха, оно сводится к процессу **перегнивания**, возникают углеводы. Это **гумусовые** вещества (главная часть почвы). Если же изменение органического вещества происходит под водой, без доступа кислорода, то происходит процесс гниения – это восстановительный процесс в химическом отношении (еще Потонье Г. назвал «медленную перегонку»). Губкин И.М. писал в своей книге «Учение о нефти», что «мелкие застойные бассейны являются типичными районами отложения органического вещества углеводородного состава. В огромных количествах здесь развиваются сине-зеленые водоросли, мелкие членистоногие и другой планктон. Умирая последние вместе с остатками других растений падают на дно бассейна, образуя мягкий, иногда мощный слой органического ила, который называется «сапропель» (гнилой ил).

Накопления сапропеля - отмечает Губкин И.М. - происходит в прибрежных частях морей (в лагунах, лиманах). Сапропель при перегонке дает до 25% жирных масел похожих на нефть [«Учение о нефти», 1937 г., стр. 25].

Нефтеобразование сложный процесс, который происходит в недрах земли за большой промежуток времени. Мы видим только фиксированные результаты – в виде залежей и месторождений нефти. Эти процессы происходили в нефтематеринских свитах. Нефтематеринскими являются самые разнообразные отложения, формировавшиеся под водой и содержащие рассеянное органическое вещество не ниже кларкового. Наиболее высокопотенциальные нефтематеринские формации - это глинисто-карбонатные образования, содержащие сапропелевое органическое вещество в количестве почти на порядок выше кларка – это так называемые «доманикиты» – они присутствуют во всех системах фанерозоя, отмечаются в докембрийских толщах. Они прослеживаются на разных континентах на одних и тех же стратиграфических уровнях. Наиболее значительные по масштабам накопления органического вещества отмечены на границе венда-кембрия, в конце девона – начале карбона, в конце юры – начале мела. Величина органического вещества за счет продукции фитопланктона (растительный планктон, обитающий в воде на глубинах 100-200м, «блуждающий» зоопланктон – в основном фораминиферы с известковой раковиной, радиолярии и т.д.) в мировом океане составляет 18 млрд. тонн в год.

Первичная жизнь зародилась на Земле 3,5 млрд. лет назад. В кембрийской эпохе в водной оболочке Земли уже были разнообразные формы жизни. В раннем палеозое огромные пространства Земли были заняты океанами и морями, животный мир был представлен беспозвоночными организмами и водорослями. Уже в силуре органический мир начал осваивать сушу, появились первые наземные растения.

Наиболее благоприятные условия для развития жизни в водоемах находятся в интервале глубин 60-80 м. Это шельфовая часть подводных окраин континентов. Накопление органического вещества в водоемах зависит от типа бассейна - океан ли это, озеро, или эпиконтинентальное море. В отложениях внутриконтинентальных морей, от берега дальше в направлении центра, содержание органического вещества нарастает. Считается, что 50% всего органического вещества приходится на подводные окраины континентов. Как отметил в своей книге «Учение о нефти» академик Губкин И. М., наилучшие условия для накопления органического вещества имеются в прибрежных частях морей – в заливах, бухтах, лиманах, в открытом море недалеко от берега, где осадконакопление идет в пресной и в соленой воде, где идет борьба между морем и сушей, где происходит чередование отложений: осадки глинистого характера, содержащие богатый органический материал, сменяются песком. В этой части бассейна отлагаются те отложения, которые являются нефтематеринскими. «Как мы видим, родина нефти не в пресноводных бассейнах, не в болотах, а в областях древних мелководных морей, их заливах и прочих частях...» – (Губкин И.М. «Учение о нефти», 1937г. стр. 445).

В основе всего живого лежат 6 элементов: углерод – С; кислород - О; фосфор – Р; водород – Н; азот – N; сера – S. Основными биохимическими компонентами живых организмов являются белки; углеводы, липиды, лигнин, целлюлоза, причем углеводы и белки составляют 90% живого организма.

Обогащенные органическим веществом нефтематеринские толщи, погружаются, попадают в область высоких температур и давлений.

Еще академик Губкин И.М. написал в своей известной книге, что нефтеобразование идет стадийно. На первой стадии в органическом веществе осадков происходят биохимические процессы, в результате которых возникает «кероген» – нерастворимое органическое вещество (для большинства наших ученых кероген – это органическое вещество в целом, для зарубежных ученых под «керогеном» понимается часть органического вещества, нерастворимая в органических растворителях). На стадиях седиментогенеза и диагенеза формируются нефтематеринские и газоматеринские осадки, формируется исходное органическое вещество. Образуется много газообразных продуктов, но они рассеиваются. Часть газа растворяется в воде и захороняется, и при повышенных концентрациях может представлять интерес для промышленной добычи (в водах острова Киву в одном из рифтовых озер Африки, в глубоководной части содержатся 50 млрд. м³ метана). В Японии из плиоцена и плейстоцена, в пластовых водах которых много метана, производится добыча газа в составе которого метана – 90-97%, углекислого газа – 1-8%, азота – 0,5-3%. Но, в целом, на этой стадии нефти пока нет.

Дальнейшее погружение приводит к тому, что нефтематеринские породы попадают в зону катагенеза (катагенез - это изменение осадочных пород в условиях повышенных температур и давлений), где происходит образование от исходного органического вещества газообразных (углекислый газ, метан, сероводород, аммиак) и жидких продуктов углеводородов.

В 1967 году Вассоевич Н.Б. выступил с утверждением, что

нефтеобразование происходит на стадии среднего катагенеза при глубине отложений 2-3 км и температуре 80-150° С. Он назвал этот интервал «главной фазой нефтеобразования», в которой решающим фактором является температура. Это наиболее оптимальные условия нефтеобразования. За рубежом этот интервал называют «нефтяным окном».

Газообразование более распространенный процесс и происходит с разной интенсивностью – на стадиях диагенеза и катагенеза.

Еще Соколов В.А. в 1948 г. выделил в осадочных отложениях несколько зон по их способности к нефтегазогенерации:

Зона I – глубина 0-150 м – *биохимическая*. Характеризуется развитием биохимических процессов в органическом веществе с выделением газов.

Зона II – глубина 1-1,5 км – *переходная* – биохимические процессы затухают.

Зона III – глубина от 1,5 до 6 км – *термокаталитическая* – самая важная для нефтеобразования.

Зона IV - глубина 6 км и более – *газовая* – в ней образуется преимущественно метан.

Указанные Соколовым В.А. глубины были ориентировочные, но они свидетельствовали о намечаемой вертикальной зональности в распределении месторождений углеводородов в осадочной толще.

Итак, процесс нефтеобразования согласно органической теории – стадийный. На стадиях осадконакопления и диагенеза (становления осадка) – формируются нефтегазоматеринские породы, обогащенные органическим веществом. На стадии катагенеза реализуются потенциальные возможности нефтегазоматеринских пород генерировать газ, нефть, конденсат. Процесс начинается с образования газа, которое сопутствует нефтеобразованию и завершает его. Это видно из прилагаемых рисунков 1, 2.

Процесс интенсивного образования нефти Вассоевич Н.Б. назвал Главной фазой нефтеобразования, а глубинный интервал – Главной зоной нефтеобразования (ГЗН). Температура в Главной зоне нефтеобразования 60-150°С. Такие температуры в среднем существуют на глубинах 2-4 км, в зависимости от геотермического градиента. При температуре 150°С из керогена интенсивно генерируется нефть, конденсат и жирный газ.

Конторович А.Э. подсчитал, что в Главной зоне нефтеобразования из одной тонны органического вещества **сапропелевого** типа образуется 37 кг битумоида, а в случае **гумусового** типа – 16-19 кг.

Ведущими факторами превращения нефтематеринских пород в нефтепроизводящие являются температура, давление, геологическое время и тектонические движения. Под действием этих факторов происходит катагенез.

Погружение нефтематеринских пород до глубин с температурой 200-300°С приводит к тому, что кероген генерирует метан. Нижняя зона метанообразования не установлена, бурением подошвы этой зоны, по мнению французских ученых Тиссо Б. и Вельте Д., не может быть достигнута.

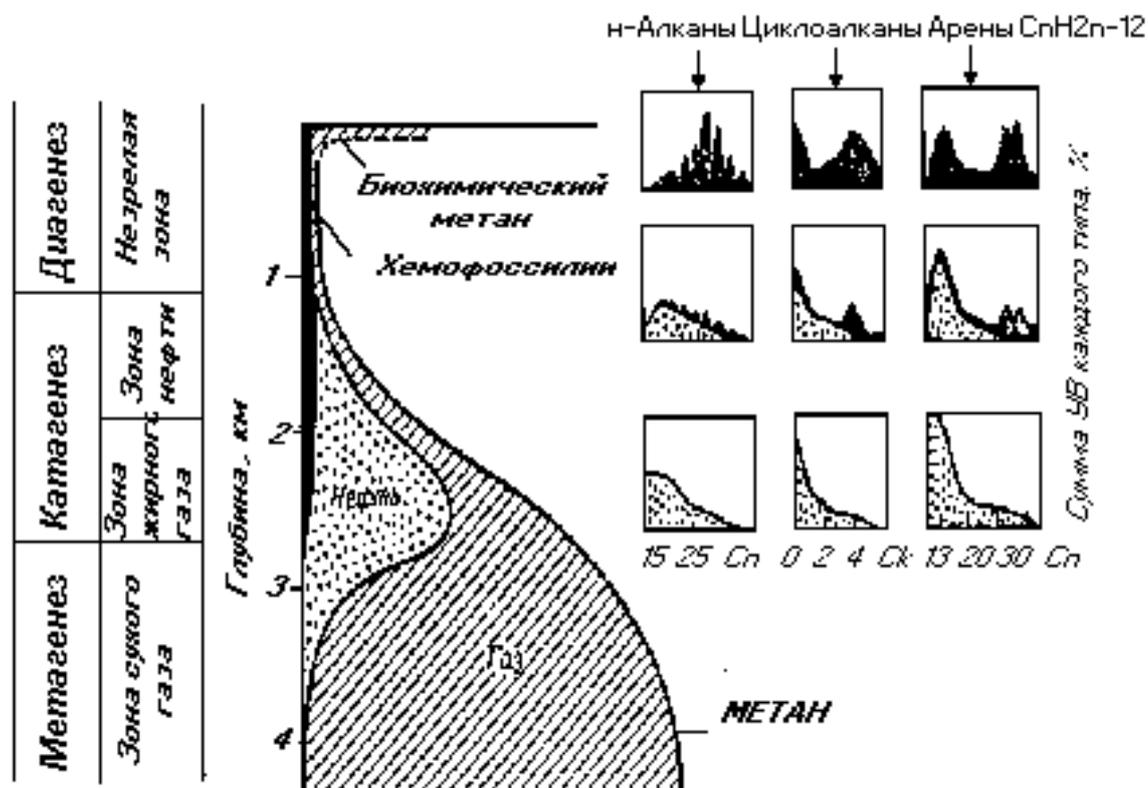


Рис.1. Общая схема образования УВ при погружении нефтематеринских пород (по Б. Тиссо, Д. Вельте). C_n - число атомов углерода в молекуле; C_k - число колец

Итак:

1. Органическая теория происхождения нефти считает первым доказательством нефтеобразования за счет органического вещества – приуроченность месторождений нефти и газа к осадочным бассейнам. Причем имеется связь между запасами нефти и газа с объемом нефтегазоматеринских отложений, находившихся в очаге генерации.

2. Второе доказательство связи нефти с живым веществом – присутствие в нефти реликтовых углеводородов – или хемофоссилий – которые являются биологическими маркерами между нефтью и исходным органическим веществом.

3. Оптическая активность или способность нефти вращать плоскость поляризованного света связана с присутствием в молекуле асимметричного атома углерода, все валентности которого насыщены различными атомами или радикалами, что свойственно только биологическим системам.

Получается, что на сегодня **органическая** теория происхождения нефти лучше аргументирована, чем **неорганическая**.

Но все же на сегодня вопросы происхождения нефти, миграции, аккумуляции, формирования месторождений являются нерешенными, дискуссионными, в силу наличия совершенно противоположных мнений.

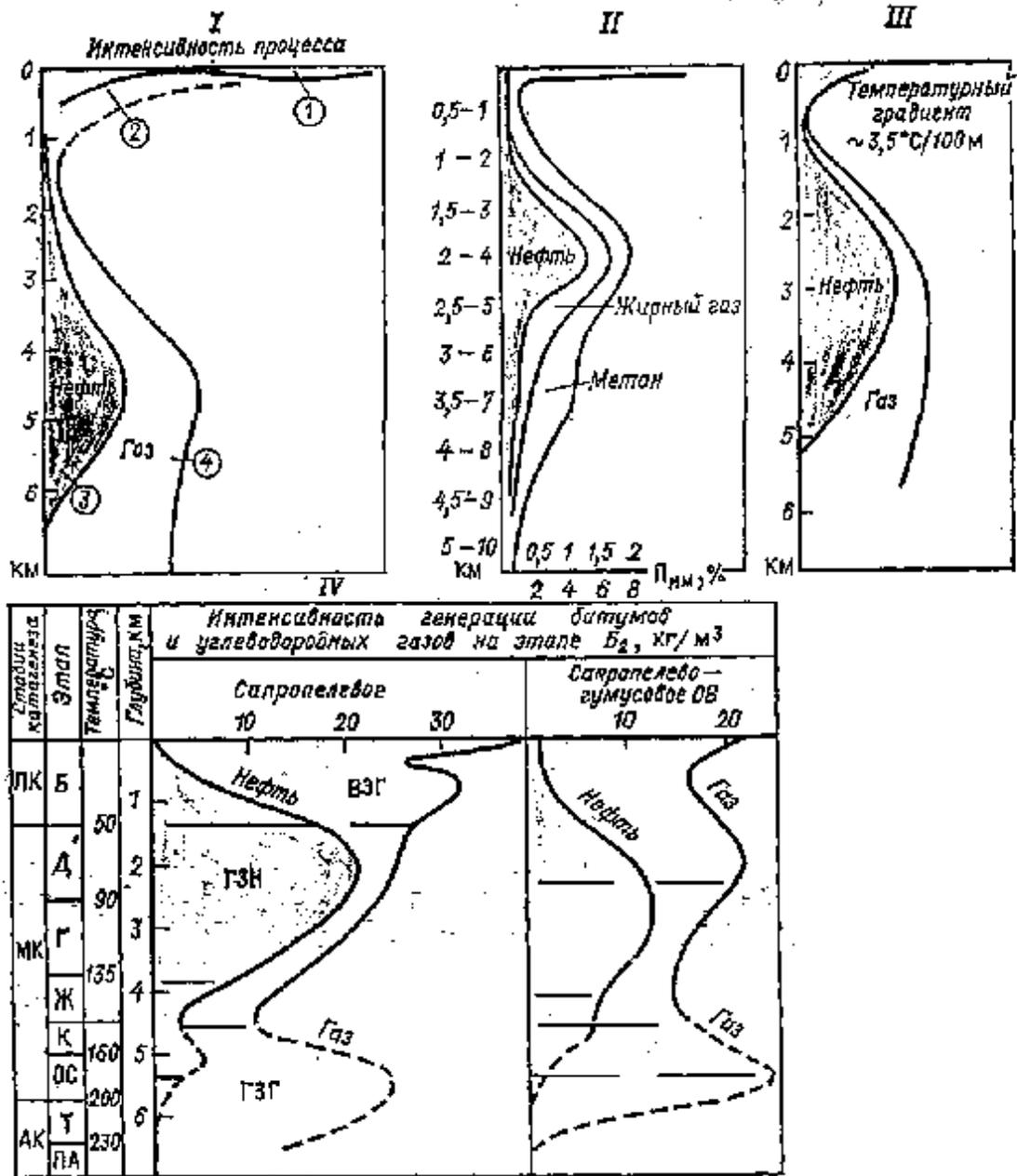


Рис. 2. Схемы вертикальной зональности образования УВ

I — зональность образования нефти и углеводородного газа по разрезу осадочной толщи по В. А. Соколову; II — принципиальная схема вертикальной зональности генерации метана, жирного газа (C₂ — C₄) и нефти органическим веществом в процессе литогенеза по Н. Б. Вассоевичу, А. М. Акрамходжаеву, А. А. Геодекяну (глубинный масштаб, основанный на данных о мезозойских и палеозойских материнских породах, весьма условный и может варьировать в зависимости от природы исходного ОБ, истории погружения и геотермического градиента); III — зоны образования нефти и газа по Дж. Ханту; IV — интенсивность генерации битумоидов и углеводородных газов органическим веществом в зоне катагенеза по А. Э. Конторовичу, О. Н. Изосимовой, П. А. Трушкову.

Цифры в кружках: 1 — образование биохимического метана при погружении отложений; 2 — образование биохимического метана при поднятии отложений вследствие возможного привноса ОБ с поверхности вместе с водой по пористым пластам; 3 — образование нефти в результате термokatалитических процессов; 4 — образование сухого газа.

П_{НМ} — нефтематеринский потенциал (выход УВ на данном этапе катагенеза), % от содержания C_{Орг}; ВЗГ — верхняя зона интенсивного газообразования; ГЗН — главная зона нефтеобразования; ГЗГ — глубинная зона интенсивного газообразования.

3.4. Условия залегания нефти и газа Коллекторы и флюидоупоры

подавляющее большинство месторождений нефти и газа находится в осадочных отложениях и только небольшое количество месторождений найдено в трещиноватых изверженных, метаморфических породах.

Нефть и газ заполняют пустоты в терригенных породах – песках, песчаниках, алевролитах или в карбонатах – известняках, доломитах, мергелях. Вместе с нефтью и газом в пустотном пространстве пород находится вода.

Пустотное пространство осадочных пород представлено либо порами, либо трещинами, либо кавернами. Какая-то часть пустот возникла в результате жизнедеятельности организмов, речь идет о пустотах в рифовых или биогермных известняках.

Поры – это пустоты между зернами, минералами и обломками в жестком каркасе пород. Они имеют размер менее 1 мм. Каверны – это разнообразные пустоты размером более 1 мм, трещины – это вся совокупность разрывов, рассекающих горные породы, возникших при формировании пород, а также в результате горообразовательных тектонических движений, когда одни участки земной коры погружались, другие воздымались и т.д.

Пустоты в осадочных породах могут быть изолированными друг от друга, или объединенными в общую систему каналами различной протяженности, формы, сечения и т.д. Все эти параметры или емкостно-фильтрационные свойства породы зависят от литологии породы, формы и размера зерен, характера их укладки, наличия цемента и его состава. По емкостно-фильтрационным свойствам горные породы делятся на коллекторы и флюидоупоры.

Коллекторы – это породы, обладающие пустотным пространством, проницаемостью, в которых возможно перемещение воды, нефти, газа под действием силы тяжести и перепада пластового давления.

Коллекторские свойства главным образом определяются пористостью и проницаемостью. Именно пористость и проницаемость определяют способность породы отдавать нефть и газ при разработке, т.е. обеспечивают возможность движения нефти и газа.

Коллектор ограничивается экраном, **флюидоупором** – горной породой, не содержащей пустот и каналов, либо содержащей пустоты и каналы столь незначительных размеров, что делают невозможным перемещение жидкости и газа.

По форме пустот коллекторы делятся на две группы: поровые и трещинные. Имеются трещинно-поровые, каверно-поровые и другие переходные формы названий коллекторов. «Коллектор» и «флюидоупор» относятся к конкретному участку с конкретными условиями. Потому что одна и та же порода в разных случаях может быть коллектором для газа и флюидоупором для нефти.

Емкостно-фильтрационные свойства пород характеризуются тремя параметрами: пористостью, проницаемостью, водонасыщенностью.

Пористость – это наличие в породе пустот, пор, каверн, трещин, не заполненных твердым веществом. Различают три вида пористости: общую, открытую и эффективную.

Общая пористость – (абсолютная пористость, физическая, полная пористость) – это объем всех пустот породы, связанных и не связанных между собой. Общая пористость выражается коэффициентом пористости (m):

$$m = V_n / V$$

где V_n – объем пустот, V – общий объем породы.

Определяют её путем измерения плотности образца породы и удельной плотности раздробленной её части.

Коэффициент пористости зависит от взаимного расположения и укладки зерен, их формы, степени окатанности, отсортированности и т.п.

Открытая пористость – это объем сообщающихся между собой пор. Она меньше общей пористости на величину объема изолированных пор. Газ, нефть, вода, если содержатся в изолированных порах, не могут двигаться.

Открытая пористость определяется путем насыщения высушенной породы керосином. В песках открытая пористость близка к общей пористости. В плотных песчаниках, алевролитах часть пустот бывает изолированной из-за цементации. Особенно много изолированных пор, каверн в известняках, доломитах, туфах; в них разница между общей и открытой пористостью значительная.

Чем больше пористость породы, тем меньше её плотность. Чем глубже погружена порода, тем больше на неё давят вышележащие породы. Увеличение давления приводит к уменьшению пористости.

Эффективная (динамическая, полезная) пористость нефтегазонасыщенной породы – это объем нефтегазонасыщенной части свободно сообщающихся пустот. Это разность между открытой пористостью и суммарным объемом воды, почти всегда находящейся в коллекторе залежи, т.е. объем пустот, занятых нефтью и газом. Осадочные породы, состоящие из изометричных зёрен, имеют большую пористость, чем породы состоящие из удлиненных или плоских частиц, зёрен.

Пористость осадочных отложений изменяется в широких пределах. В нецементированных песках общая пористость достигает 43%, а открытая – 40%. Нижний предел пористости нефтеносных песков составляет обычно 6-8%. При меньшем значении они теряют коллекторские свойства.

Породы всегда рассечены трещинами. Выделяют первичные, диагенетические и вторичные тектонические трещины. Первичные трещины многочисленны, но тектонические, вторичные трещины имеют бóльшую протяженность. Суммарный объем трещинных пустот невелик, составляет 0,1-1%, редко 2-3% от межзерновой пористости, но трещиноватые пустоты имеют сильное влияние на фильтрационные свойства коллектора.

Наибольшим распространением среди коллекторов нефти и газа пользуются терригенные, обломочные отложения, характеризующиеся определенным гранулометрическим составом.

Проницаемость – это свойство породы пропускать жидкость или газ при определенном перепаде давления. Абсолютно непроницаемых пород нет, т.к.

любая порода при больших градиентах давления может пропускать жидкость и газ. На практике непроницаемые породы – те породы, которые при существующих в верхней части земной коры перепадах давления не пропускают нефть и газ.

Они могут содержать воду, нефть и газ, но их извлекать трудно. **Проницаемость** определяет только **способность** перемещения жидкости и газа в породе.

В 1856 году Дарси опубликовал результаты опытов по фильтрации воды в песке («закон Дарси» или «закон фильтрации»). Опытным путем Дарси установил, что скорость фильтрации V прямо пропорциональна гидравлическому уклону: $\frac{h_1 - h_2}{\Delta l}$ (Рис.3).

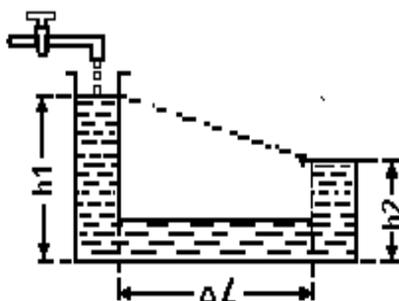


Рис.3. Экспериментальная установка для изучения коэффициента фильтрации.

$$V = K_{\Phi} \cdot \frac{h_1 - h_2}{\Delta l}$$

Коэффициент пропорциональности K_{Φ} – называется коэффициентом фильтрации. Он зависит от свойства проходящих веществ, их плотности d и вязкости μ и от свойств самой породы:

$$K_{\Phi} = K_{\text{пр}} \cdot \frac{d}{\mu} \text{ см/сек}$$

$K_{\text{пр}}$ – это коэффициент проницаемости. Гидравлический уклон $\frac{h_1 - h_2}{\Delta l}$ можно выразить через перепад давления:

$$h_1 = \frac{P_1}{d}; \quad h_2 = \frac{P_2}{d}; \quad \frac{h_1 - h_2}{\Delta l} = \frac{P_1 - P_2}{d \cdot \Delta l}, \text{ тогда закон Дарси примет вид:}$$

$$V = K_{\text{пр}} \cdot \frac{P_1 - P_2}{\mu \cdot \Delta l}$$

Коэффициент проницаемости имеет размерность площади (м^2) и отражает площадь сечения пор. Обычно его выражают в микрометрах: $1 \text{ мкм}^2 = 10^{-12} \text{ м}^2$.

В международной системе единиц СИ за единицу проницаемости (м^2) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой, площадью поперечного сечения 1 см^2 , длиной 1 см при перепаде давления $0,1 \text{ МПа}$ расход жидкости вязкостью $1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ составляет 1

см³/с.

Проницаемость породы зависит от размеров и формы поровых каналов и извилистости. Величина пор и каналов в свою очередь определяется размером зерен. Проницаемость снижается пропорционально квадрату уменьшения диаметра пор или размера частиц. При уменьшении размера зерен идеальной породы в 100 раз (от крупнозернистого песчаника до мелкозернистого алевролита) проницаемость уменьшается в 10 тысяч раз. Проницаемость коллекторов нефти и газа меняется в широких пределах - от 0,005 мкм² до 2 мкм², но наиболее часто - от 0,05 до 0,5 мкм².

Фазовая проницаемость – В нефтяном пласте практически всегда находятся нефть и вода, которые мешают друг другу перемещаться по каналам. Для каждой из них порода имеет свою, фазовую проницаемость. Чем выше вязкость жидкости, тем меньше фазовая проницаемость, значит меньше скорость фильтрации. Поэтому менее вязкая жидкость в пласте будет оттеснять более вязкую и мешать ей фильтроваться. При движении нефти, газа и воды для каждой из них у породы будет своя проницаемость.

Проницаемость в сильнейшей степени зависит от наличия трещин, которые создают в пласте направление фильтрации. Между пористостью и проницаемостью нет прямой связи. Но можно сказать, что для сходных гранулометрических разностей пород проницаемость уменьшается с уменьшением пористости. Установлено также увеличение проницаемости от алевролитов к песчаникам. При эффективной пористости 15 %, проницаемость алевролитов составляет 0,08 мкм², мелкозернистых песчаников – 0,75 мкм², средне- и крупнозернистых песчаников – более 2 мкм². Авдусин П.П., Батурич В.П. показали экспериментально, что лучшими фильтрационными свойствами обладают кварцевые пески.

Формирование порового пространства коллекторов и их фильтрационные свойства во многом зависят от состава и содержания глинистых минералов. Глинистые частицы обладают высокой сорбционной емкостью и удерживают воду и нефть, сужая сечение пор.

В пластовых условиях емкостные свойства терригенных коллекторов существенно отличаются от замеренных на поверхности, зависят не только от пластового давления, но и соотношения горного и пластового давлений. При увеличении давления при погружении порода уплотняется, из нее отжимается вода. Глинистые породы больше уплотняются, чем песчаные.

Температура прямо не влияет на емкостно-фильтрационные свойства пород.

Водонасыщенность – одна из важных характеристик коллекторов. В нефтегазоносных горизонтах в ловушке вода занимает часть пустотного пространства. Эта часть воды, оставшаяся при формировании залежи нефти и названная остаточной водой, удерживается силами молекулярного притяжения (капиллярной силой). Иногда в нефтегазоносном пласте присутствует и свободная вода,двигающаяся вместе с нефтью и газом.

Водонасыщенность определяется отношением объема пор, занятых водой, к общему объему пор (в процентах – % или долях единицы).

Соответственно нефтенасыщенность – это доля объема пор, занятых нефтью, а газонасыщенность – доля объема пор, занятых газом. В сумме они составляют 100 %. Водонасыщенность коллектора обычно определяется экспериментально, а нефтенасыщенность – обычно по разности $K_n=1-K_v$, где K_n и K_v – соответственно коэффициенты нефтенасыщенности и водонасыщенности. Если в коллекторе есть нефть, газ и вода, то определяют водонасыщенность, затем нефтенасыщенность и по разности – газонасыщенность: $K_g=1-(K_v+K_n)$. Определение количественного соотношения нефти, газа и воды в коллекторе имеет большое практическое и теоретическое значение и необходимо для подсчета запасов нефти и газа, для проектирования разработки залежей.

3.4.1. Типы коллекторов и флюидоупоров

По составу выделяют два основных типа коллекторов: терригенные (песчано-алевритовые) и карбонатные. Кроме того, выделяют коллекторы связанные с вулканогенно-осадочными, глинистыми и редко-кристаллическими породами.

Терригенные коллекторы – занимают главное место среди других: с ними связано 58 % мировых разведанных запасов нефти и 77 % газа. Достаточно сказать, что в таком уникальном бассейне, каким является Западно-Сибирский, практически все запасы газа и нефти находятся в терригенных, обломочных коллекторах. Литологически терригенные коллектора – пески, песчаники, алевриты, характеризуются гранулометрией – размером зерен.

Размер частиц	крупнозернистых песков	-	1-0,25 мм,
	мелкозернистых песков	-	0,25-0,1 мм,
	алевритов	-	0,1-0,05 мм

Емкостно-фильтрационные свойства терригенных отложений очень разные. Пористость нефтеносных песчаных коллекторов составляет в среднем 15-20 %, проницаемость – обычно десятые и сотые доли, редко единицы квадратных микрометров (мкм^2).

Коллекторские свойства терригенных пород определяются структурой порового пространства, межгранулярной пористостью. Глинистые минералы, вообще глинистость ухудшает коллекторские свойства.

Карбонатные коллекторы – по значимости занимают II место. С ними связано 42 % мировых запасов нефти и 23 % запасов газа.

Карбонатные коллекторы принципиально отличаются от терригенных тем, что в них прежде всего два основных породообразующих минерала: кальцит и доломит. Во-вторых, в карбонатных коллекторах фильтрация нефти и газа обуславливается преимущественно трещинами, кавернами. Основные процессы, формирующие пустотное пространство в карбонатах, связаны либо с биогенным накоплением, либо с выщелачиванием и карстообразованием, либо с тектоническими напряжениями, приведшими к образованию развитой сети трещин, микротрещин и т.д.

С карбонатными коллекторами связаны крупнейшие месторождения, расположенные в бассейне Персидского залива, во многих нефтегазоносных бассейнах США и Канады, в Прикаспийском бассейне.

Коллекторы обнаружены в вулканогенных и вулканогенно-осадочных породах. Представлены они эффузивными породами – лавами, пемзами и вулканогенно-осадочными – туфами, туфобрекчиями, туфопесчаниками. Коллекторы в эффузивных породах связаны с ультраосновными породами. Пустоты в них возникли при дегазации излившейся магмы, либо в процессе эрозии, тектонического дробления и др. Имеются месторождения на Кубе, связанные с туфопесчаниками, месторождение Келебия в Югославии - в риолитового типа эффузивах. Коллекторские свойства вулканогенных пород связаны часто с вторичным изменением пород, возникновением трещин. В целом эти коллекторы слабо изучены.

Глинистые коллекторы. Месторождения нефти и газа связанные с глинистыми коллекторами были известны давно в США, в Калифорнии в бассейне Санта-Мария в начале XX века. Коллекторы представлены там кремнистыми, битуминозными глинами верхнего миоцена.

Среди глинистых коллекторов особое место занимают битуминозные глины баженовской свиты в Западной Сибири. На Салымском, Правдинском и других месторождениях баженовские глины залегают на глубинах 2750-3000 м при пластовой температуре 120-128°C, имеют мощность 40 м. Возраст – волжский век и берриас (юра и мел). Дебиты нефти – от 0,06 до 700 м³/сут. Проблема глинистых коллекторов очень интересна не только в связи с характером и генезисом пустот, но и с точки зрения изучения происхождения нефти и формирования залежей.

Непроницаемые породы – «покрышки». Покрышки или флюидоупоры – это породы, которые или препятствуют уходу нефти, газа и воды из коллектора. Они перекрывают коллектор сверху – в ловушках, но могут и замещать коллектор по простираению, когда, например, глины замещают песчаники вверх по подъему пласта.

Понятие «покрышка» относительное, потому, что если покрышка не пропускает жидкость – нефть и воду, то одновременно может пропускать через себя газ, который имеет меньшую вязкость. В то же время при больших перепадах давления жидкости будут фильтроваться через непроницаемую породу – покрышку.

По площади развития выделяют региональные и локальные покрышки. Например, кыновские (тиманские) глины являются региональным флюидоупором, покрышкой девонских залежей по всему Волго-Уральскому бассейну.

По литологическому составу покрышки представлены глинистыми, карбонатными, галогенными, сульфатными и смешанными типами пород. Наиболее полно изучены глинистые покрышки (Клубова Т.Т.), затем карбонатные.

Наилучшие по качеству покрышки - это **каменная соль и пластичные глины**, так как в них нет трещин. В каменной соли вследствие её пластичности

нет открытых пустот и трещин, каналов фильтрации, поэтому она является прекрасным экраном на пути движения нефти и газа. Но если в каменной соли есть примесь песчаника, то фильтрация газа возможна в надсолевые отложения. У гипсов и ангидритов экранирующие свойства хуже, чем у каменной соли.

Глинистые покрывки – наиболее часто встречаются в терригенных нефтегазоносных комплексах. Экранирующие свойства их зависят от состава минералов, имеющих различную емкость поглощения.

По мере погружения происходит обезвоживание глин, снижается их пластичность, увеличивается трещиноватость пород. Иногда глина – аргиллит – превращается в трещинный коллектор. Пример такого коллектора – баженовская свита верхней юры Западной Сибири. Мелкозернистые **известняки и доломиты** также экранируют, служат покрывкой для залежей нефти, но примесь небольшого глинистого и песчаного материала в несколько раз ухудшает их экранирующие свойства.

На глубинах более 4,5 км надежными «покрывками» могут служить, в основном, мощные толщи каменной соли и сульфатно-галогенных пород, обладающих высокой пластичностью.

Усиливает экранирующие свойства «покрывки» превышение напоров вод в пласте над «покрывкой», затрудняя вертикальную миграцию; обратное соотношение, т.е. превышение напоров воды в пласте под «покрывкой», наоборот, ухудшит экранирующее качество «покрывки» под залежью.

Таким образом экранирующие свойства «покрывок» зависят от литологии пород, тектонической, гидрогеологической обстановок, от свойства нефти, газа, градиента давления и других факторов.

При изучении **коллекторских свойств** нефтегазоносных комплексов важным является параметр гидропроводности, который характеризует фильтрационные свойства коллектора: $K_{пр} \cdot h / \mu$ – где $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, m^2 ; h – мощность коллектора, см; μ – динамическая вязкость, мПа·с.

Физическая величина параметра гидропроводности показывает способность пласта – коллектора пропускать жидкость определенной вязкости в единицу времени при перепаде давления 0,1 МПа. Сведения о гидропроводности пласта получают промысловыми исследованиями (по кривым восстановления давления или индикаторным кривым).

Но часто это невозможно. Тогда у каждой скважины на плане расположения надписывают сведения о проницаемости пласта, эффективной мощности пласта, вязкости пластовой нефти и по этим данным строят изолинии гидропроводности.

3.4.2. Природные резервуары, ловушки нефти и газа

В земной коре, в природных условиях нефть и газ занимают пустотное пространство горных пород. Пористые проницаемые породы способные принимать и отдавать нефть, газ, воду при разработке - это коллекторы. Для нефти и газа природной емкостью служит коллектор, заключенный в плохую

проницаемых породах. Такой коллектор в неколлекторе, имеющий определенную форму, является как бы своеобразным сосудом. Брод И.О. вслед за Вильсоном Р. называет его природным резервуаром.

Природный резервуар - это природная емкость для нефти и газа, внутри которого они могут циркулировать и форма которого обусловлена соотношением коллектора с плохо проницаемыми породами.

Американский геолог-нефтяник Леворсен А. под природным резервуаром понимает лишь ту часть коллектора, в которой нефть и газ способны образовать скопления.

В природном резервуаре нефть, газ, вода находятся совместно. Поскольку нефть и газ легче воды, то они выплывают кверху. Поэтому при рассмотрении природного резервуара особенно большое внимание уделяется характеру перекрытия его непроницаемыми породами сверху - крышке. Крышка важна и в другом плане: создание в резервуаре артезианской, водонапорной системы возможно только при наличии крышки. Конечно, существенное значение имеет также наличие нижней ограничивающей водоупорной поверхности. Находящиеся в природном резервуаре нефть, вода, газ образуют энергетическую систему. На распределение нефти, газа, воды в природном резервуаре большое влияние оказывает сам характер коллектора - его мощность, однородность, степень расслоенности непроницаемыми прослоями и др.

Характеризуя тот или иной природный резервуар отмечают прежде всего следующие его особенности: тип коллектора, слагающего резервуар (поровый, трещинный), соотношение коллектора с ограничивающими его непроницаемыми породами, емкость резервуара, условия залегания резервуара.

Брод И.О. в 1951 году по характеру однородности коллекторов и по форме геологического тела выделил три типа природных резервуаров:

I - Пластовые резервуары.

II - Массивные резервуары.

III - Резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон.

Пластовый резервуар представляет собой пласт-коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. (Рис. 4).

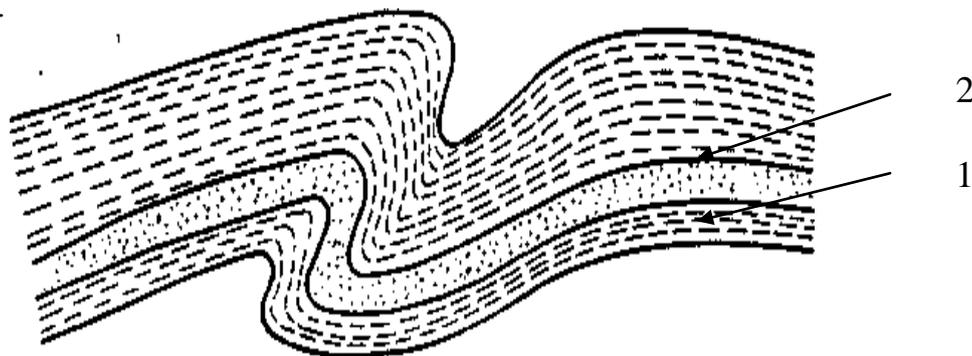


Рис. 4. Принципиальная схема пластового резервуара.
1- коллектор (песок); 2- плохопроницаемые породы (глины)

Пласт - элемент слоистой осадочной толщи, литологически однородный, ограниченный двумя параллельными поверхностями. Это - слой, небольшая группа слоев, выделяемая по какому-либо признаку из смежных слоев (например, по наличию нефти, газа и т.д.).

В таком пластовом резервуаре мощность пласта более или менее выдерживается на больших расстояниях. Коллектор в пластовом резервуаре - литологически однородный, но может быть и представлен тонким пере-слаиванием пород, причем породы - коллекторы - песчаники, например, могут быть отделены друг от друга незначительными по мощности глинистыми прослоями, пропластками, иногда выклинивающимися на небольших расстояниях.

В пластовом резервуаре существует единая гидродинамическая система, давление в которой закономерно изменяется в зависимости от положения областей питания и разгрузки вод. Жидкость и газ в пластовом резервуаре двигаются по пласту из пониженных участков с высоким давлением в приподнятые участки с меньшим давлением.

Массивный природный резервуар - представляет собой мощную толщу проницаемых пород, перекрытую сверху и ограниченную с боков плохо проницаемыми породами (рис. 5).

Коллекторы, слагающие массивный резервуар, бывают литологически однородными или неоднородными. Они могут состоять из стратиграфически разновозрастных пород, разделенных перерывом.

Массивный резервуар может состоять из чередования различных литологических пород (песчаников, доломитов, изверженных пород - серпентинитов), образующих единый резервуар.

Пористость и проницаемость таких коллекторов обусловлена наличием в них каверн и трещин. Зоны пористости и проницаемости в массивных резервуарах не имеют строгой стратиграфической приуроченности. Огромное большинство массивных резервуаров на платформах представлено карбонатными коллекторами - известняками, доломитами, в которых могут быть отдельные изолированные зоны с хорошей пористостью и проницаемостью, и наоборот - зоны - с невысокими коллекторскими свойствами. Для массивного резервуара очень важна форма кроющей поверхности. В них перемещение жидкости и газа в горизонтальном направлении не может происходить на большие расстояния, потому что ограничено непроницаемыми зонами.

Резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон - это такие резервуары, в которых коллектор со всех сторон окружен практически непроницаемыми породами. Движение жидкости или газа в них ограничено размерами самого резервуара (рис.6).

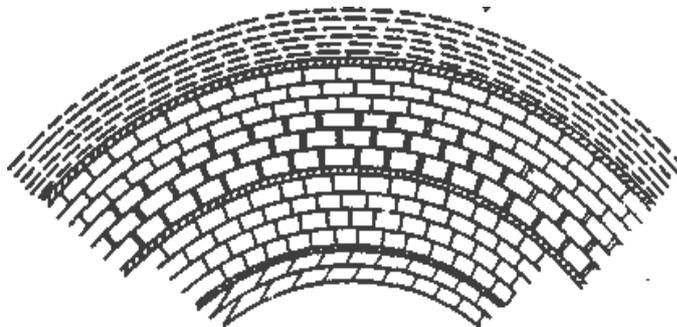


Рис.5. Схема однородного массивного резервуара

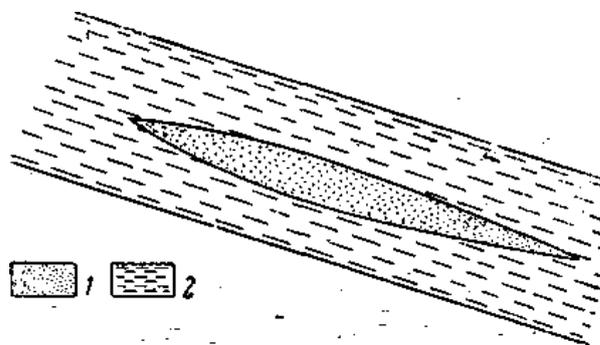


Рис. 6. Схема резервуара, ограниченного со всех сторон плохо проницаемыми породами. 1- песок; 2- глина

Моделью такого резервуара является линза нефтеносных песчаников, заключенная в глинистой толще.

Такие резервуары встречаются в трех разновидностях:

1. Резервуары неправильной формы, ограниченные со всех сторон непроницаемыми породами. Например, «шнурковый» песчаник тульского горизонта на Покровском месторождении в Самарской области.

2. Резервуары, ограниченные со всех сторон породами, насыщенными водой.

Такой резервуар встречен в Аппалачском бассейне США, где грубозернистый песчаник заполнен нефтью, в окружении тонкозернистого песчаника, заполненного водой.

3. Встречаются резервуары, ограниченные и водой и литологически, т.е. комбинация вышеописанных типов.

В природном резервуаре нефть и газ мигрируют, движутся и всплывают к кровле. Дальнейшее движение возможно, если кровля резервуара имеет наклон. Если же на пути движения встретится барьер, экран, то нефть и газ будут скапливаться, образуя залежь.

Часть природного резервуара, в которой может образоваться и сохраниться залежь нефти и газа называется ловушкой.

В пласте-коллекторе, ограниченном плохо проницаемыми породами препятствие движению нефти и газа создают разные причины:

1) Сводовая форма изгиба пласта-коллектора и пласта-покрышки. Это - результат тектонических движений. Это наиболее простая ловушка - пласт-коллектор в антиклинали. Основные параметры, определяющие форму и

объем такой ловушки следующие: ее площадь, ее высота, толщина пласта-коллектора.

2) Образование ловушки возможно и тогда, когда проницаемый пласт вверх по восстанию полностью выклинивается в непроницаемых породах, или замещается непроницаемыми породами. Нередки случаи, когда ловушка образуется в результате стратиграфически несогласного перекрытия пласта-коллектора непроницаемыми породами более молодого возраста.

Наиболее распространенные в природе ловушки нефти и газа можно разделить на три типа:

1. Ловушки структурных дислокаций или структурные ловушки.
2. Ловушки литологически ограниченные.
3. Ловушки стратиграфически экранированные.

В практике поисков нефти последние два типа ловушки - это неантиклинальные ловушки, а структурные ловушки - это антиклинальные ловушки.

В образовании литологических и стратиграфических ловушек главным фактором являются процессы седиментации. В процессе осадконакопления в прибрежных частях палеоморей возникают линзообразные тела песчаников, или, например, если имеется древнее русло реки извилистой формы, при заполнении

песчаниками формируются «шнурковые» тела песчаников. Есть ловушки комбинированных типов: в их формировании участвовали и литологический и стратиграфический факторы.

К сожалению, на сегодня единой классификации ловушек нефти нет. Иногда ловушки и залежи идентифицируются и классификация ловушек и залежей совпадает.

Один из ученых - нефтяников Оленин В.Б. ловушки с нефтью или газом по форме делит на четыре группы:

1. Изгибы.
2. Выступы.
3. Ловушки экранированные.
4. Линзы и линзовидные ловушки.

Среди ловушек I группы он выделяет: изгибы бокового сжатия, изгибы, образованные над ядром диапира, отраженные изгибы, изгибы, образованные над разрывом.

Во второй группе им выделены биогермные и эрозионные выступы.

Группа ловушек экранирования содержит шесть разновидностей:

1. Ловушки экранирования по разрыву.
2. Ловушки экранирования по поверхности несогласия.
3. Ловушки выклинивающиеся.
4. Ловушки экранирования жерлом грязевого вулкана.
5. Ловушки экранирования ядром диапира.
6. Ловушки запечатывания асфальтом.

Четвертая группа охватывает:

- седиментационные линзы;
- линзы выветривания;
- линзы тектонической трещиноватости.

Имеются еще ловушки гидродинамического экранирования - «висячие» залежи, когда залежь прижимается к кровле пласта напором движущейся воды.

Американский геолог-нефтяник Леворсен А. выделяет: а) структурные ловушки, у которых верхняя ограничивающая поверхность изогнута выпуклой стороной вверх в связи с какой-либо деформацией коллекторского пласта.

б) стратиграфические ловушки, основным фактором формирования которых являются некоторые отклонения в стратиграфических соотношениях или в литологическом составе пластов, или и то и другое вместе. К этим отклонениям относятся: фаціальное замещение, локальное изменение проницаемости, выклинивание пласта-коллектора по восстанию, независимо от того, чем оно обусловлено.

в) комбинированные ловушки - комбинация двух типов ловушек описанных выше.

Разнообразие геологических процессов обуславливает разнообразие, множество форм ловушек.

Изучение морфологических типов различных ловушек нефти и газа позволяет разрабатывать оптимальную методику их выявления, картирования, разведки. Выясняя же генезис, происхождение ловушек мы можем знать, где их искать, а это - уже другая задача.

Как видим, изучение морфогенеза различных ловушек имеет и теоретическое и практическое значение.

3.5. Миграция углеводородов и формирование залежей

Миграция нефти и газа – это их перемещение в земной коре. Ученые выделяют первичную миграцию из нефтематеринских пород в природные резервуары и вторичную миграцию – передвижение нефти и газа в природных резервуарах (внутрирезервуарную миграцию). Первичную миграцию называют эмиграцией. Она происходит под действием температуры и давления на материнскую толщу. Новообразованные углеводороды растворяются в воде и вместе с ней отжимаются в коллекторы. Известный геолог-нефтяник Высоцкий И. В. считает, что с глубин 3,5-4,0км начинается газовая эвакуация углеводородов, т.е. будто бы имеется две зоны эвакуации - водяная верхняя и газовая- нижняя. Углеводороды попадают в коллектор либо в воднорастворенном, либо в газорастворенном, либо в свободном состоянии, перемещаясь из зон с высоким давлением в зоны с меньшим давлением.

Различают латеральную (боковую) и вертикальную миграцию. Нет единства в мнениях ученых о путях миграции углеводородов. Одни ученые признают только вертикальную миграцию, другие являются сторонниками только латеральной миграции углеводородов.

Вертикальная миграция происходит поперек напластования, по трещинам, зонам разрывных нарушений, которые возникают при тектонических движениях земной коры. Латеральная миграция происходит по пластам – коллекторам.

Коллекторские свойства пород не остаются постоянными, изменяются. Например, емкостно-фильтрационные свойства гранулярных коллекторов вначале улучшаются в интервале глубин 1,5-3,5км, а затем ухудшаются до полного исчезновения. Область оптимальных коллекторов находится в интервале 1,5-2,0км. Получается, что главная фаза нефтеобразования и зона оптимальных коллекторов почти совпадают; если не совпадают, то находятся в сходных условиях.

Ниже 1,5-2,0км уменьшается пористость, проницаемость коллекторов за счет цементации порового пространства. С глубиной глинистые покрышки ухудшаются, они теряют пластичность, растрескиваются.

Миграция углеводородов в природном резервуаре завершается их поступлением в ловушку, а в пределах наиболее приподнятой части ловушки происходит их накопление. Наилучшие условия для нефти создаются при встрече с пластовой сводовой ловушкой, так как формирование залежи здесь происходит в результате миграции углеводородов по всему периметру поднятия, и ловушка быстро наполняется. В худших условиях находятся тупиковые ловушки, где аккумуляция углеводородов происходит лишь с одной стороны. Для формирования нефтяной залежи надо, чтобы ловушка на пути движения углеводородов находилась в зоне генерации жидких углеводородов (в главной зоне нефтеобразования, в интервале 2,0-4,0км).

Вопросы о дальности миграции углеводородов также не находят однозначного решения среди ученых. Значительная группа ученых считает, что дальность латеральной миграции не превышает 100-150км на платформах. Предполагается, что вертикальная миграция характерна для бассейнов, структуры которых разбиты крупными и протяженными разрывными нарушениями. Глубинный диапазон нефтегазоносности бассейнов обычно не превышает 3,0км, чем и определяется возможная дальность вертикальной миграции жидких и газообразных углеводородов. Для газа миграция по пласту – коллектору на моноклинали может превышать 340км (по Высоцкому И.В.).

Формирование залежей углеводородов при вертикальной миграции по разрывному нарушению возможно при условии, если разрывное нарушение где-то наверху замыкается. В такой «ловушке» вверху будет газ, ниже жидкие углеводороды.

Если месторождение углеводородов многопластовое (Кулешовское месторождение нефти в Самарской области включает 20 залежей), то при сходстве состава и свойств нефти в разрезе, при наличии разрывных нарушений можно предполагать о формировании его путем вертикальной миграции углеводородов. Очень часто нефтематеринские породы контактируют с разрывными нарушениями, по которым нефть и газ поднимаются к ловушкам.

Сформировавшиеся залежи имеют различный фазовый состав в зависимости от положения ловушек относительно генетических зон распределения углеводородов в земной коре (вертикальная зональность).

На первом этапе формирования залежей наиболее заполненными углеводородами должны быть ловушки наиболее погруженные, а расположенные выше будут заполнены водой.

Вопрос времени и продолжительности формирования залежей нефти и газа тоже является предметом дискуссий. Существуют две диаметрально противоположные точки зрения: одни ученые считают, что месторождения нефти и газа имеют позднее формирование, связанное с движениями альпийского тектогенеза в неогене и в кайнозое, другие считают, что месторождения нефти и газа формировались в прежние эпохи, в девоне, карбоне и др. По мнению известного ученого Порфирьева В. Б. (1966г.) все месторождения нефти и газа образовались в промежутке геологического времени от миоцена до четвертичного периода.

Продолжительность формирования месторождения нефти и газа колеблется от 1млн. лет до 10-12млн. лет, а скорость формирования – от 12тонн до 700тонн в год (по Высоцкому И. В.).

3.5.1. Типы залежей нефти и газа

Поиски, разведка и разработка месторождений нефти и газа невозможно представить без четких знаний об их свойствах, условиях залегания в земной коре и закономерностях их пространственного размещения.

Для того чтобы формировалась залежь нефти или газа нужны, по крайней мере, три условия.

1. **Нужен коллектор.** Это пористая, проницаемая порода, способная принимать, отдавать нефть, газ, воду. Например, песчаники, известняки.

2. **Нужен природный резервуар** – естественная емкость для нефти, газа и воды, форма которого обуславливается соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами.

Природный резервуар – это коллектор, ограниченный непроницаемыми породами.

3. Третье условие – **нужна ловушка** – часть природного резервуара, в которой может формироваться или уже формировалась залежь нефти и газа.

Под залежью нефти и газа подразумевают единичное скопление нефти и газа. Иногда такое скопление называют элементарным, локальным, изолированным и т.д. Это одно и то же. Если запасы нефти или газа большие, и их разработка экономически оправдана, то они имеют промышленное значение, если невелики – их относят к забалансовым.

Игнатий Осипович Брод – один из учеников академика Губкина И.М. в 1951 году по характеру природного резервуара выделил три типа залежей, которые прочно вошли в теорию и практику поисковых работ на нефть и газ: 1. Пластовые залежи. 2. Массивные залежи. 3. Литологически ограниченные со всех сторон залежи.

Автор удачно выделил эти три типа залежей и они выдержали испытание временем.

Пластовая залежь – это скопление нефти и газа в пласте-коллекторе, ограниченном в кровле и подошве непроницаемыми породами.

Ловушка для нефти и газа создается сводовыми изгибами пласта. По

характеру ловушки выделяют *пластовые сводовые* и *пластовые экранированные* залежи.

Пластовые сводовые залежи – это залежи в антиклинальных структурах, они чаще всего встречаются на практике. Ловушка в пластовой сводовой залежи образована изгибом перекрывающей покрывки.

На рис.7 приводится схема пластовой сводовой залежи. Линия пересечения поверхности водонефтяного контакта (ВНК) с кровлей пласта называется внешним контуром нефтеносности. Линия пересечения поверхности водонефтяного контакта с подошвой пласта называется внутренним контуром нефтеносности.

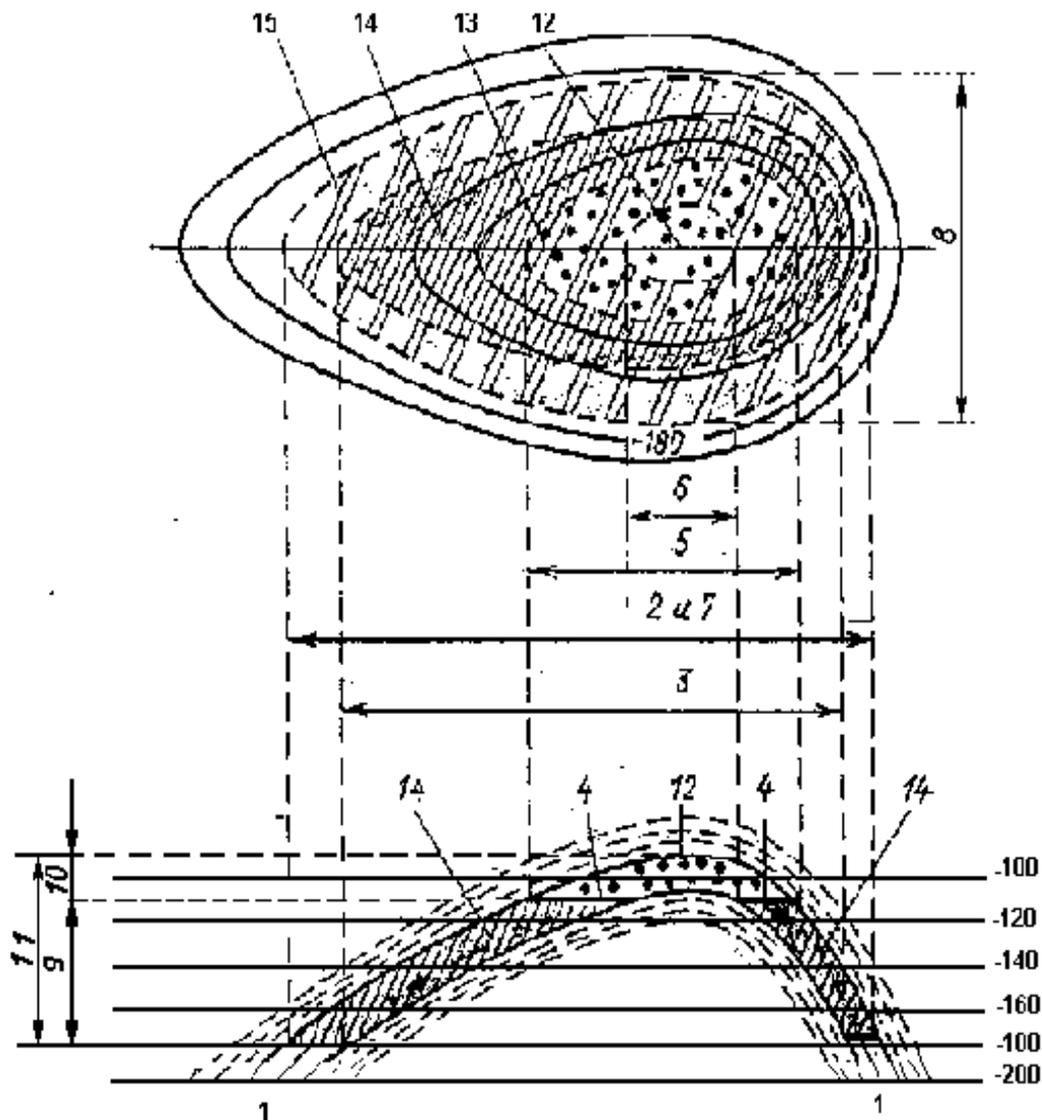


Рис. 7. Принципиальная схема сводовой пластовой залежи (по Еременко Н.А.):

1 – подошва нефтяной залежи (поверхность водонефтяного раздела); контур нефтеносности: 2- внешний, 3- внутренний; 4 – поертность газонефтяного раздела; контур газоносности; 5 – внешний (контур газовой шапки), 6- внутренний; 7, 8, 9 – соответственно длина, ширина и высота нефтяной залежи; 10 – высота газовой шапки; 11 – общая высота газонефтяной залежи; части залежи: 12- газовая, 13- газонефтяная, 14- нефтяная, 15 - водонефтяная

В случае горизонтального положения ВНК контур нефтеносности параллелен изогипсам кровли пласта и имеет форму кольца. Сводовые залежи связаны с антиклинальными поднятиями различного генезиса. Они могут быть нарушенными или ненарушенными, или осложненными криптодиапиром.

Пластовые залежи могут быть экранированными тектонически, стратиграфически, литологически. Тектоническое экранирование связано с разрывным нарушением, по которому пласт-коллектор как бы срезается. Нарушение - непроницаемое.

Стратиграфическое экранирование связано с несогласным залеганием одного комплекса отложений на другом. Оно возникает при перекрытии коллекторов, срезанных эрозией, непроницаемыми породами другого возраста. Имеются случаи, когда пласт-коллектор и снизу и сверху ограничен поверхностями размыва.

Одно из крупнейших месторождений мира – Ист-Тексас в США – с извлекаемыми запасами 810 млн.т нефти приурочено к структурному носу на Западном крыле поднятия Сабин (рис. 8).

Как пишет Леворсен А., пересечение двух поверхностей несогласия обусловило выклинивание проницаемых песчаников Вудбайн (верхний мел). Последовавшее затем формирование крупного поднятия Сабин вызвало деформацию зоны выклинивания проницаемых пород и способствовало образованию ловушки с крупнейшей залежью.

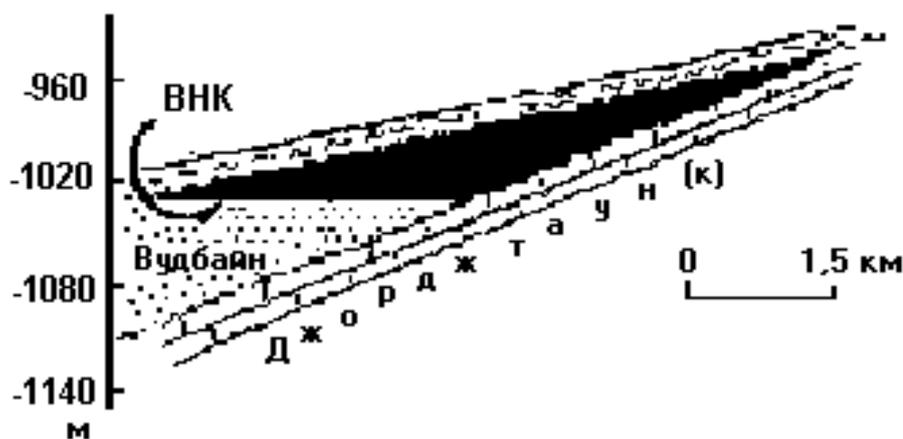


Рис. 8. Разрез месторождения Ист-Тексас (по Леворсену А.)

Песчаники Вудбайн несогласно перекрыты непроницаемыми отложениями более молодого возраста.

Литологически экранированные залежи формируются в основном при сокращении вверх по восстанию на склонах региональных поднятий мощности коллектора до практически полного его исчезновения или в результате ухудшения коллекторских свойств пласта: пористости, проницаемости и т.д. (рис.9).

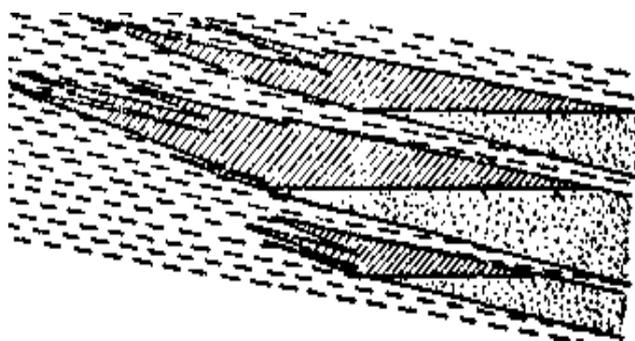


Рис. 9. Принципиальная схема пластовых литологически экранированных залежей.

Массивные залежи. Массивные резервуары представлены мощной толщей, состоящей из многих проницаемых пластов, не отделенных один от другого плохо проницаемыми породами.

Массивные залежи связаны с массивными резервуарами. Для формирования массивных залежей имеет значение форма кроющей поверхности резервуара. Нефть и газ насыщают массив в возвышающейся части. Форма ловушки определяется формой изгиба кровли. Массивные залежи чаще всего образуются в выступах карбонатных пород. Водонефтяной контакт сечет все тело массива независимо от состава и стратиграфической принадлежности неоднородного коллектора.

Группа массивных залежей связана со структурными, эрозионными и биогенными выступами.

Структурные выступы - антиклинали, своды, купола.

Газовые залежи в сеноманских отложениях Уренгойского месторождения и других – Медвежьего, Ямбургского, Заполярного - приурочены к толще из множества чередующихся песчаных и глинистых пластов, перекрытых мощной покрывкой глин турона и вышележащих ярусов верхнего мела и палеогена. Песчаники заполнены газом и имеют единый газоводяной контакт. Высота сеноманской газовой залежи на Уренгое – составляет 200 м, а количество газоносных пластов исчисляется десятками.

Эрозионные выступы – часто встречаются. Они связаны с останцами древнего рельефа. Например, толща известняков и доломитов размылась и была покрыта глинами. В процессе эрозии возник выступ, который позже захоронился. В нем образовалась залежь нефти.

Биогермные выступы – это рифы, которые широко распространены в Самарской, Оренбургской, Ульяновской областях и связаны с Камско-Кинельской системой прогибов. Для массивных залежей характерно неравномерное распределение пористых и проницаемых зон в массиве. На рис. 10 показан рифовый массив.

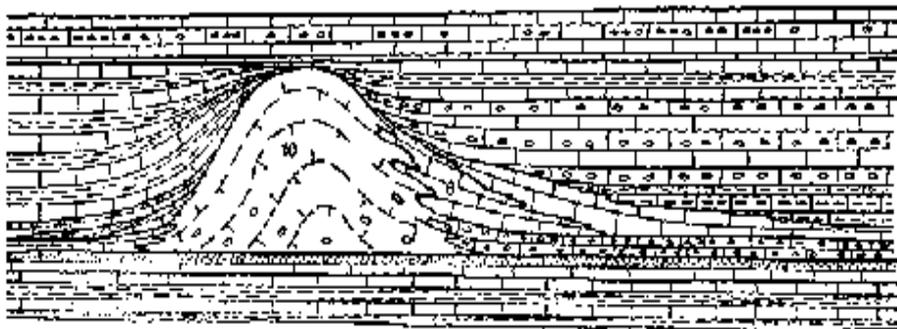


Рис. 10. Разрез одного из типичных биогермов (по Леворсену А).

Литологически ограниченные со всех сторон залежи. К этой группе относятся залежи нефти и газа в резервуарах неправильной формы, ограниченных со всех сторон слабо проницаемыми породами. Вода в этих залежах играет пассивную роль, не является причиной передвижения нефти и газа к скважинам в случае эксплуатации.

Это многочисленные песчаные бары, береговые валы, линзы песчаников. Запасы нефти в них обычно невелики.

Значительное число литологически ограниченных залежей связано с погребенными руслами палеорек. У нас, в Самарской области, имеется шнурковая залежь на Покровском месторождении.

Песчаные бары возникают в условиях пологого побережья, когда незначительные колебания уровня воды приводят к осушению больших площадей (рис. 11).

В Венесуэле, в Маракайбском бассейне известны залежи Лагунильяс на месторождении Боливар, с запасами 2,3 млрд.т нефти, связанные с баровыми ловушками в песчаниках миоцена.

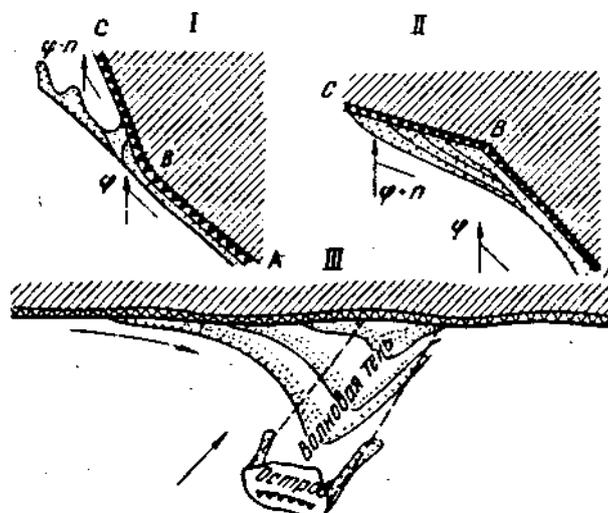


Рис. 11. Схема образования некоторых аккумулятивных форм при различном направлении подхода волн к берегу (по Зенковичу В.П.); А, В, С – положение береговых линий; I – коса при повороте береговой линии от моря; II – примкнувшая аккумулятивная терраса при повороте берега к морю (заполнение угла); III – томболо, или перейма, при блокировке участка берега островом.

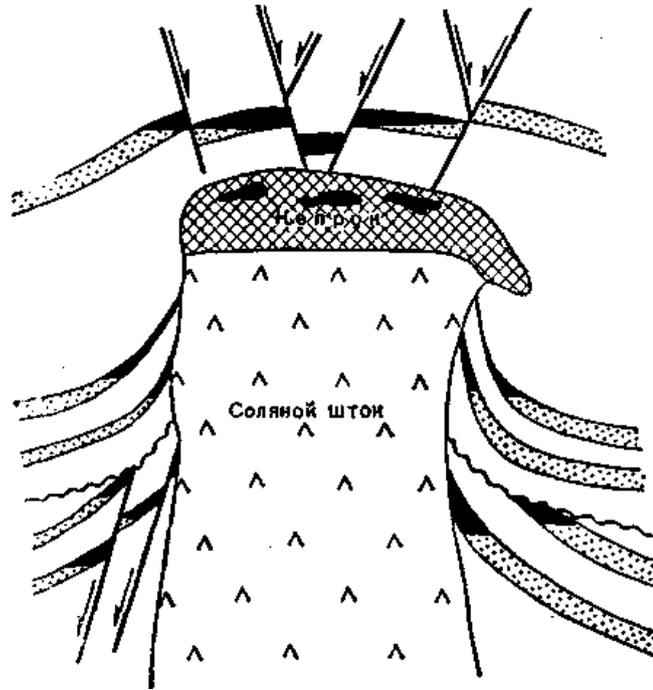


Рис. 13. Идеализированный разрез солянокупольного нефтяного месторождения в бассейне Галф-Кост (по Леворсену А.)

Ниже приводится классификация залежей нефти и газа по Бакирову А.А. (рис. 14-21).

3.5.2. Типы месторождений нефти и газа

Месторождение нефти и газа – это совокупность залежей в пределах единой структуры, единого антиклинального поднятия чаще всего. На месторождении залежи в вертикальном разрезе расположены одна над другой в пределах единой структуры.

На одном и том же месторождении встречаются залежи самых различных типов: пластовые сводовые залежи, массивные залежи, литологические залежи и др.

Классификация месторождений нефти и газа должно, прежде всего, характеризоваться геологическим строением участка земной коры, к которому они приурочены и типами ловушек с залежами. Часто приводят такие сведения как структурное положение данного участка с месторождением по отношению к более крупному тектоническому элементу земной коры I, II порядка, соотношение структурных планов, т.е. имеется ли несоответствие между структурными планами различных этажей, количество залежей, запасы нефти, глубина залегания продуктивных пластов, фазовое состояние УВ в залежах, зональность в вертикальном разрезе залежей, проницаемость, пористость, дебиты нефти и газа и другие данные. Большинство предложенных классификаций месторождений нефти и газа проведено по тектоническому принципу.

Известный геолог-нефтяник Бакиров А. А. выделяет следующие типы месторождений:

1. Месторождения структурного типа.
2. Месторождения рифогенного типа.
3. Месторождения литологического типа.
4. Месторождения стратиграфического типа.
5. Месторождения литолого-стратиграфического типа.

Эта классификация основана на генетических принципах и отражает особенности формирования ловушек.

I. Месторождения нефти и газа структурного типа

К структурному типу относятся месторождения, приуроченные:

- к антиклинальным структурам простого и ненарушенного строения;
- к антиклинальным структурам, характеризующимся смещением сводовых частей отдельных горизонтов;
- к антиклинальным структурам, осложненным разрывной дислокацией;
- к антиклинальным структурам, осложненным соляной тектоникой;
- к моноклиналям;
- к синклиналям.

Месторождения нефти и газа в антиклинальных структурах, пожалуй, самые распространённые во всем мире, во всех нефтегазоносных бассейнах.

Уже давно геологи знают, что нефть и газ приурочены к антиклинальным,

локальным поднятиям. «Антиклинальная теория» в геологии нефти и газа актуальна и сегодня. Сейсморазведка, например, ежегодно готовит структуры для поискового бурения – это локальные антиклинальные поднятия.

Для большинства месторождений структурного типа характерны сводовые залежи.

В синклиналях формирование месторождений возможно в безводных пластах, под действием сил гравитации. Обычно они приурочены к крыльевым частям синклинали. В США есть пример таких месторождений (Кевин-Крик).

II. Месторождения нефти и газа рифогенного типа

Они связаны с рифовыми карбонатными массивами. Благоприятные условия для развития рифов в прошлые геологические эпохи существовали в краевых прогибах платформ, в определённых палеогеографических, фациальных и палеотектонических условиях. Например, месторождения Ишимбаевской группы в Башкирском Приуралье приурочены к рифам нижней перми, а в Канаде во впадине Альберта – месторождения приурочены к рифогенным поднятиям девона.

Для месторождений рифового типа характерны сводовые залежи в массивных резервуарах.

III. Месторождения нефти литологического типа

Одна группа месторождений приурочена к участкам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пород непроницаемыми.

Такие месторождения чаще всего расположены на бортах платформенных впадин, на склонах сводовых поднятий, на бортах краевых частей погружения платформ, или на платформенных бортах предгорных прогибов, в бортовых частях межгорных впадин.

Эти месторождения широко распространены в нефтегазоносных бассейнах Канады, США, Венесуэлы. Месторождение Пембина (Канада) – типичный пример. Оно приурочено к зонам выклинивания песчаников юры и мела по восстанию слоев, на борту Альбертской впадины.

Месторождение Хьюгтон является одним из крупнейших газовых месторождений США. Приурочено к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми на моноклинали западного борта впадины Додж-Сити. Карбонатные коллекторы по восстанию слоев замещаются здесь глинистыми отложениями.

Залежи являются литологически экранированными.

Группа месторождений, приуроченных к песчаным образованиям в прибрежных частях древних морей.

В этой группе может быть выделено две подгруппы.

Для первой подгруппы ловушкой служат песчаники ископаемых русел

палеорек. Это шнурковые залежи. Впервые академик Губкин И.М., работая молодым геологом в 1911 г., открыл такой тип месторождений на Северном Кавказе: песчаные пласты, которые содержали нефть представляли собой отложения русел палеорек, впадавших в Майкопское море. Они образовались в прибрежной зоне, заполняли рукавообразные углубления в размытом ложе нижележащих отложений.

Характерные особенности – это извилистая форма залегания, неоднородность песчаного материала прибрежных дельтовых отложений.

Для второй подгруппы ловушкой для месторождений, приуроченных к ископаемым валоподобным образованиям – барам, служат песчаные бары прибрежных зон палеоморей. Песчаные линзы вытянутые, типа прибрежных валов. Месторождения известны в США – в Мичиганском, Иллинойском, Предаппалачском бассейнах. Песчаный ископаемый вал протянут на 90 км при ширине от 1 до 3-3,5 км (Западная Виргиния, месторождение Спенсер-Ричардсон). Иногда песчаные линзы залегают гнездообразно и окружены со всех сторон непроницаемыми породами.

IV. Месторождения стратиграфического типа

Эти месторождения приурочены к участкам стратиграфически несогласного перекрытия непроницаемыми породами пласта-коллектора. Поверхность несогласия – это неровная поверхность, по которой соприкасаются два комплекса стратиграфически разновозрастных отложений.

Поверхность несогласного перекрытия возникает или в результате размыва денудационными процессами более древних отложений, на которых затем отлагаются более молодые по возрасту слои, или при разрывных нарушениях, когда соприкасаются по нарушению два разновозрастных комплекса. Залежи формируются в отложениях ниже поверхности несогласия, но нередко в природе встречаются месторождения, залегающие выше поверхности стратиграфического несогласия.

V. Месторождения литолого-стратиграфического типа

Образование этих месторождений обусловлено сочетанием одновременно стратиграфического и литологического факторов. Месторождения приурочены к зонам выклинивания литолого-стратиграфических комплексов, несогласно перекрытых непроницаемыми породами более молодого возраста.

Типичный пример – месторождение Ист-Тексас (США), о котором выше было сказано. Газовое месторождение Монро в США также относится к этому типу.

Методика поисков и разведки выделенных типов месторождений имеет свои особенности. Так, поиски месторождений структурного типа связаны с выявлением и подготовкой локальных структур – антиклинальных поднятий. Для поисков литологических месторождений, прежде всего, нужно детально

изучить палеогеографию, палеотектонику, литологию отложений участков, территорий, характер перерывов и др. Следовательно, типы месторождений требуют различный подход при поисках, разведке и разработке.

Ниже приводится классификация месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов, принятая в России:

	Нефть, млн.т	Газ, млрд.м ³
Уникальные	>300	>500
Крупные	30-300	30-500
Средние	10-30	10-30
Мелкие	<10	<10

3.5.3. Зональность распределения месторождений нефти и газа в земной коре

Несмотря на то, что месторождения нефти и газа распределены неравномерно, имеются определенные закономерности в их распределении в земной коре.

1) Существует вертикальная, глубинная зональность нефти и газа. Впервые ее установил Соколов В. А. в 1948 г. Сверху-вниз он выделил четыре зоны по характеру биохимических процессов превращения органического вещества и образования углеводородов.

I зона – 0-0,50 м - При глубине погружения до 50 м происходят только биохимические процессы преобразования органического вещества захороняемого в осадочных отложениях, с выделением газообразных продуктов.

II зона – 50-1000 м - При погружении отложений от 50 м до 1000 м биохимические процессы постепенно затухают, сменяются процессами гидрогенизации и термокатализа.

III зона - 1000-6000 м. При глубине погружения от 1000 м до 6000 м, активно развиваются термокаталитические процессы превращения органического вещества, в результате которых образуются углеводороды нефти и газа.

IV зона - более 6000 м. При глубине погружения более 6000 м, где температура достигает 200°C и выше, обнаруживаются только газовые месторождения.

По заключению Соколова В.А. залежи нефти распространяются лишь до глубины 5-6 км, глубже обнаруживаются только газовые залежи, причем он считает, что главную роль играет температура.

Американский ученый Хадсон Г. в 1960 году обобщил материалы по распределению залежей углеводородов в Пермском бассейне США, отчасти в бассейне Мексиканского залива, пришел к выводу, что глубже 2-3 км резко сокращается количество залежей нефти, а на глубинах свыше 6000 м встречаются только газовые залежи. Он также установил, что с глубиной

размеры залежей нефти и газа уменьшаются, значит, запасы тоже уменьшаются.

Таким образом, идеальная схема вертикальной зональности - верхняя зона сухого газа → зона нефти с газом, газоконденсатом → нижняя зона сухого газа в реальной природной обстановке редко встречается, потому что под действием различных процессов такая зональность затушевывается, черты стираются. В целом же глубинная вертикальная зональность месторождений нефти и газа подтверждается.

2) По нефтегазоносным бассейнам мира наблюдаются некоторые закономерности изменения свойств нефти и газа по разрезу, глобального значения. Общая закономерность в том, что в верхних частях разреза плотность нефти (уд.вес) увеличивается под влиянием гипергенеза.

3) Наблюдается латеральная зональность распределения месторождений нефти и газа. Она выражается в преимущественной нефтеносности одних бассейнов или их частей и газоносности других.

Например, в Западно-Сибирском бассейне центральная и южная части нефтеносные, северная часть - газоносна.

4) Установлены некоторые закономерности в распределении нефтегазоносности в стратиграфическом аспекте.

Запасы нефти и газа мира распределены следующим образом, в %:

		Нефть	Газ
Кайнозой	-	35%	9%
Мезозой	-	55%	60%
Палеозой + докембрий	-	10%	31%

В целом доминирующий комплекс на земле - мезозойский. В мезозойских отложениях находятся залежи бассейнов Мексиканского залива, Северного моря, почти все месторождения Западной Сибири. Запасы мезозоя значительно превосходят запасы отложений кайнозоя и палеозоя. Некоторая увеличенная доля запасов нефти в отложениях кайнозоя связана с гигантскими месторождениями Маракайбского бассейна, отчасти Персидского залива. Палеозойские отложения нефтеносны на древних платформах.

В мезозойских отложениях главные нефтегазоносные комплексы - это юрский и меловой.

Распределение запасов месторождений по геоструктурным элементам: платформы содержат 90% нефти и 66% газа.

Интересно распределение ресурсов нефти и газа в морских (подводных) и континентальных фациях.

		Нефть, %	Газ, %
Морские	-	24,0	6,8
Мелководно-морские	-	24,4	11,0
Прибрежные	-	38,9	5,4
Переходные	-	12,1	1,7

Начиная с каменноугольного периода, в связи с массовым развитием высшей наземной растительности, произошел качественный скачок в процессах накопления органического вещества.

Таковы некоторые закономерности распределения нефти и газа в земной коре.

Некоторые исследователи объясняют латеральную зональность в размещении месторождений нефти и газа с принципом их дифференциального улавливания в процессе струйной миграции. Авторы этой теории дифференциального улавливания - канадский ученый Гассоу В. и наш Максимов С.П.

Сущность теории дифференциального улавливания углеводородов заключается в следующем.

При региональном подъеме пласта, вдоль которого расположены структуры, одна выше другой, но с прогибом между ними, в первой более глубоко погруженной ловушке скапливается газ, нефти не будет.

Если свободный газ весь будет израсходован на заполнение первых двух ловушек, то в следующей третьей, более высоко залегающей, скопится нефть или нефть с газовой шапкой. В следующей ловушке выше, скопится чистая нефть с растворенным газом. Если вся нефть будет израсходована, то последующие ловушки на пути движения будут заполнены водой. Все это происходит там, где пластовое давление ниже давления насыщения газа. Если же давление насыщения газа будет меньше пластового давления (или пластовое давление больше давления насыщения), то разделение нефти и газа в ловушках не произойдет. В этом случае самые погруженные участки - ловушки будут заполнены нефтью с растворенным газом. При дальнейшей миграции по цепочке постепенно повышающихся ловушек нефть попадает в область, где пластовое давление будет меньше давления насыщения газа, тогда газ будет выделяться и будут либо чисто газовые залежи, затем выше нефть с газовой шапкой, и т.д., т.е. самые погруженные ловушки будут с нефтью, средние - газом или нефтью с газовой шапкой, выше по региональному подъему пласта ловушка снова будет заполнена нефтью с повышенной плотностью, а самые верхние ловушки заполнены водой (рис. 22).

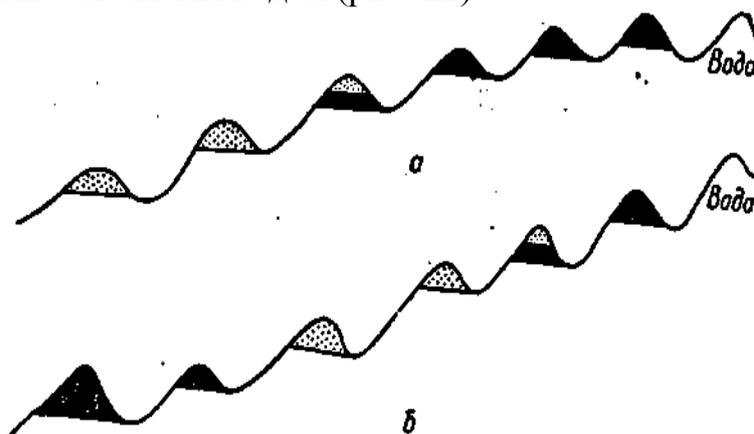


Рис. 22. Схема дифференциального улавливания нефти по Максиму С.П. (1954г.)

Такое распределение залежей нефти и газа встречено во многих районах, у нас и за рубежом, но есть ученые, которые не разделяют универсальность этого принципа. В действительности процесс происходит в сложных условиях, и отклонения от этой схемы есть. Максимов С.П. склонен считать отклонения от этой схемы как результат последующих изменений.

При миграции не только могут образовываться залежи нефти и газа, но и разрушаться за счет диффузии, внерезервуарной фильтрации, внутрирезервуарной фильтрации и др.

3.5.4. Воды месторождений нефти и газа

При поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа большое значение имеет изучение пластовых вод. Это область гидрогеологии нефтегазовых месторождений.

Региональные гидрогеологические исследования имеют цель прогнозировать нефтегазоносность районов, а промысловая гидрогеология решает вопросы доразведки и разработки залежей. В любом нефтегазоносном бассейне гидродинамические исследования имеют задачу установить величину, характер распределения и природу пластовых давлений, направления движения подземных вод по площади и в вертикальном разрезе, т.е. гидродинамическую обстановку.

Вода заполняет пустоты осадочных пород, окружает, подпирает залежи нефти и газа. Это – пластовые воды. По положению относительно залежей нефти и газа выделяют:

1. Верхние воды, выше залежей.
2. Краевые или контурные воды, заполняющие нефтеносные пласты, ниже ВНК (водонефтяного контакта).
3. Промежуточные воды в линзах, пропластках внутри залежей.
4. Подошвенные воды, подстилающие нефть в массивных залежах.
5. Нижние пластовые воды (под залежью).
6. Тектонические воды, движущиеся по разрывным нарушениям (Рис.23).

В газовых залежах при распаде газоконденсатной системы или снижении пластового давления, температуры, происходит конденсация паров воды – возникают конденсационные воды, которые либо смешиваются с законтурными водами, либо выносятся с газом, и т.д.

Состав вод позволяет определить принадлежность её к стратиграфическому горизонту, определить при испытании пластов: «своя» вода или «чужая», качество цементации и др. При разработке применяют методы законтурного и внутриконтурного заводнения с целью поддержания пластового давления. Определение принадлежности вод к тем или иным горизонтам позволяет установить области питания, разгрузки, одним словом режим бассейна в целом. В разрезе земной коры имеется зональность распространения подземных вод.

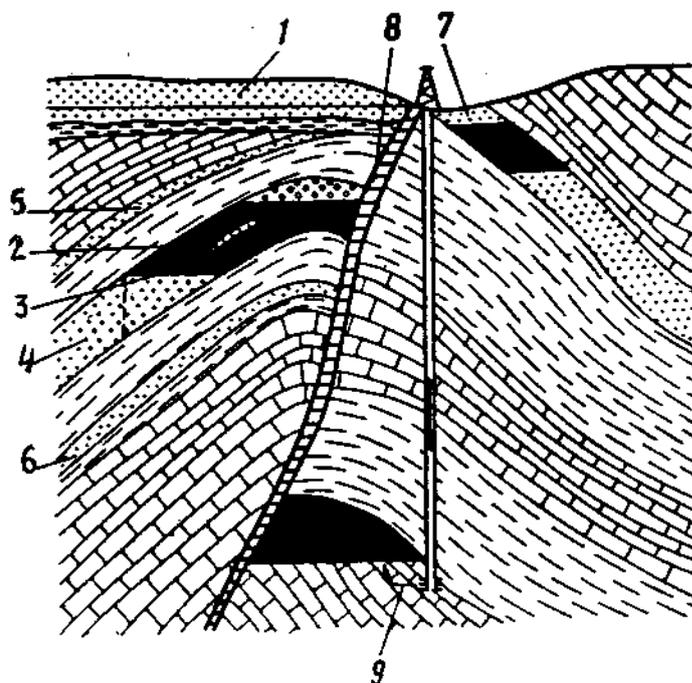


Рис.23. Промысловая классификация вод:

- 1 — грунтовая; 2 — промежуточная; краевая нижняя;
 3 — подошвенная; 4 — законтурная; 5 — верхняя; 6 — нижняя;
 7 — краевая верхняя; 8 — тектоническая; 9 — техногенная

По условиям залегания выделяют верховодки, грунтовые воды, артезианские воды.

Верховодки – это воды в зоне аэрации в виде небольших линз, среди рыхлых наносов, имеют сезонный характер.

Грунтовые воды снизу имеют водоупор, а сверху у них – зеркало вод (уровень).

Артезианские воды (от французской провинции Артуа) сверху и снизу имеют водоупор, эти воды напорные. Все подземные воды ниже грунтовых – артезианские (лишь в ограниченных участках имеются безнапорные воды).

Все природные воды – это растворы содержащие соли, ионы, коллоиды, газы. Химический состав вод – это состав растворенных в воде веществ. В воде найдено более половины известных элементов из таблицы Менделеева.

Главными ионами являются шесть:

Хлор ион Cl^-	Ион натрия Na^+
Сульфат ион SO_4^{--}	Ион кальция Ca^{++}
Гидрокарбонат ион HCO_3^-	Ион магния Mg^{++}

Обычно в пресных водах преобладают HCO_3^- и Ca^{++} , в соленых водах - Cl^- и Na^+ .

Кроме них имеются карбонат-ион CO_3^- , калия ион K^+ , железа ион Fe^{++} и Fe^{+++} . Под ионным составом вод обычно понимают содержание вышеперечисленных шести ионов, пренебрегая другими. В водах имеются и микроэлементы: Sr^{++} , Li^+ , Br^- , J^- .

Суммарное содержание в воде растворенных ионов солей и коллоидов и есть минерализация воды.

Пресные воды характеризуются минерализацией менее 1 г/л, минеральные воды – 1-50 г/л, при минерализации >50г/л речь идет о рассолах.

Содержание и состав растворенных в воде газов для гидрогеологии нефтегазовых месторождений также имеет значение. Основное значение имеет содержание азота – N_2 , двуокиси углерода – CO_2 , метана – CH_4 . Кроме того, определяют содержание O_2 , H_2S , аргона, этана – C_2H_6 , пропана – C_3H_8 , бутана – C_4H_{10} . Этан, пропан и бутан - углеводородные газы более тяжелые, чем метан, обычно связаны с нефтеносными отложениями.

Количество каждого растворенного газа в воде выражается в объемных единицах $см^3/л$. Общая газонасыщенность воды – это сумма объемов всех растворенных в данной воде газов.

Состав подземных вод и их минерализация формируются в результате действий процессов растворения, окисления, диффузии, испарения, смешения, гидрации, доломитизации и др.

Общий химический анализ обычно делается для общей характеристики воды. В настоящее время обязательно определение пяти главных ионов: Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{++} , Mg^{++} (Na^+ определяют по разности). Анализ этих 6-и главных ионов, (часто к ним добавляют ионы CO_3^{2-} , Fe^{++} , Fe^{+++}) удельного веса, и рН воды, называют стандартным или шестикомпонентным.

рН – реакция среды – т.е. щелочно-кислотные свойства воды, определяется концентрацией водородных ионов. В кислых средах присутствуют соли железа, а в щелочных – сода.

Результаты химического анализа подземных вод выражают в виде содержания отдельных ионов в ионно-весовой, эквивалентной и процентно-эквивалентной формах:

Весовая ионная форма – это содержание в воде весовых количеств ионов – в миллиграммах к литру или кг, или 100 граммах воды.

Эквивалентная форма выражения состава вод дает более точное представление о химизме. Ионы реагируют между собой в определенных количествах, зависящих от веса и валентности. Например: Na^+ реагирует с Cl^- не в количестве 1 г Na^+ + 1 г Cl^- , а в эквивалентных соотношениях – 1 экв. Na^+ на 1 экв. Cl^- . Эквивалентный вес – или эквивалент – это частное от деления ионного веса на валентность. Эквивалент Na^+ равен 23/1, а эквивалент Cl^- =35,5/1, следовательно на 23 весовые единицы иона Na^+ приходится 35,5 весовых единиц Cl^- .

Для перехода от весовой ионной формы к эквивалентной, необходимо содержание иона в миллиграммах или граммах разделить на величину эквивалента иона.

Разделив величину содержания иона в воде на эквивалент иона (таблица № 6) получают содержание иона в миллиграмм-эквивалентах (мг-экв.) или в грамм-эквивалентах (г-экв.) на то же количество воды. Так, содержание иона Ca^{++} равно 40 мг на 100 г воды, в эквивалентной форме будет равно 2 мг-экв. Ca^{++} на 100 г воды. Если содержание какого-либо иона выражают в эквивалентной форме, то перед символом иона ставят знак г (реагирующая величина), например $гNa^+$, $гCa^{++}$ и др. Сумма катионов в эквивалентной форме

равна соответственно выраженной сумме анионов: $\sum r \cdot k = \sum r \cdot a$.

Таблица № 6.

Ион	Эквивалент	Ион	Эквивалент
Na ⁺	23,0	Cl ⁻	35,5
Mg ⁺⁺	12,2	SO ₄ ⁻⁻	48,0
Ca ⁺⁺	20,0	HCO ₃ ⁻	61,0
K ⁺	39,1	Br ⁻	79,9
NH ₄ ⁺	18,0	J	126,9
Fe ⁺⁺	18,6	HS ⁻	33,0
Fe ⁺⁺⁺	27,9	CO ₃ ⁻⁻	30,5

Процент – эквивалентная форма может быть получена из эквивалентной формы. Она показывает относительную долю ионов во всей ионно-солевой массе.

Сумму всех ионов в эквивалентах принимают за 100% (или 200%): $\sum r a + \sum r k = \sum r = 100\%$ экв. (или 200% экв.).

Следовательно, сумма анионов и сумма катионов будет по 50 % экв. каждая (100%). Затем вычисляют процент для каждого иона – содержание ионов в процент – экв. форме. Например, содержание Na⁺ в воде в процент–эквивалентной форме. (%rNa⁺) находят по формуле: $\%rNa^+ = \frac{rNa^+}{\sum r} \cdot 100$. Эта

формула наглядно показывает ионно-солевой состав воды, соотношения между ионами, позволяет при сравнении выявить черты сходства вод, различающихся по минерализации.

В нефтепромысловой практике пользуются также характеристикой вод по Пальмеру. Выделяется 6 солевых групп – S₁ – первая соленость, S₂ – вторая соленость, первая щелочность – A₁, вторая – A₂, третья соленость S₃, третья щелочность – A₃.

Характеристика вод по Пальмеру – это солевые группы, полученные путем комбинирования отдельных ионов и выражающие химические свойства вод – соленость, жесткость, щелочность, кислотность.

Комбинируют ионы по правилам Фрезениуса – в порядке убывания их химической активности. Главные анионы: Se⁻, SO₄⁻, HCO₃⁻; главные катионы: Na⁺, Mg⁺⁺, Ca⁺⁺; ион J⁻ следует после Se⁻, HS⁻ после HCO₃⁻, K⁺ перед Na⁺, NH₄⁺ после Na⁺. По правилу Фрезениуса Se⁻ соединяют с ионом Na⁺, при избытке хлора его остаток с Mg⁺⁺, при избытке Na⁺ соединяют остаток последнего с SO₄⁻ и т.д.

Первая соленость представлена солями сильных оснований и сильных кислот: хлоридом натрия и сульфатом натрия.

Вторая соленость представлена солями щелочноземельных металлов и сильных кислот – это хлориды и сульфаты кальция и магния. Это постоянная жесткость воды.

Первая щелочность представлена солями щелочных металлов и слабых кислот – питьевая сода (NaHCO₃). При наличии соды вода имеет щелочную

реакцию. Если есть S₂ вода жесткая, если есть A₁ вода - щелочная (мягкая).

Вторая щелочность – соли щелочноземельных металлов и слабых кислот (гидрокарбонаты кальция и магния). Это устранимая жесткость воды

Третья соленость получается при соединении сильных анионов с очень слабыми катионами - ионами трехвалентных металлов: хлориды и сульфаты железа, алюминия, свободная серная и соляная кислоты. Вода кислая, кислотная.

Третья щелочность соответствует соединениям слабых анионов с трехвалентными катионами. Значение её ничтожно.

У нас и за рубежом пользуются классификацией вод по Сулину А.В.

Все воды делятся на четыре типа по соотношениям между главнейшими ионами.

В основу классификации Сулина А.В. положены генетические коэффициенты:

$$\frac{rNa}{rCl} \qquad \frac{rNa-rCl}{rSO_4} \qquad \frac{rCl-rNa}{RMg}$$

Таблица № 7.

Химическая классификация вод по Сулину А.В.

Типы вод по Сулину А.В.	Коэффициенты		
	$\frac{RNa}{rCl}$	$\frac{rNa-rCl}{rSO_4}$	$\frac{rCl-rNa}{rMg}$
1. Сульфатно-натриевый	>1	<1	<0
2. Гидрокарбонатно-натриевый	>1	>1	<0
3. Хлоридно-магниевый	<1	<0	<1
4. Хлоридно-кальциевый	<1	<0	>1

Сульфатно-натриевый и гидрокарбонатно-натриевый типы соответствуют континентальным условиям, хлоридно-магниевый тип - морской обстановке, хлоридно-кальциевый тип – глубинной обстановке, отсюда и генетический тип воды (в общих чертах).

Наиболее распространенные типы вод нефтяных месторождений – гидрокарбонатно-натриевый и хлоридно-кальциевый, свойственный обстановке затрудненного и весьма затрудненного водообмена и восстановительным условиям. Главную роль в составе вод нефтяных месторождений играют среди анионов – хлор, среди катионов – натрий. В составе растворенных газов в водах преобладают азот, метан, реже углекислота.

3.6. Районирование нефтегазоносных территорий

Для изучения всеобщих закономерностей размещения залежей нефти и газа в земной коре проводят нефтегеологическое районирование территорий. Сущность такого районирования заключается в том, что исследуемая территория расчленяется на различные по размерам и по рангу части,

отличающиеся друг от друга характером нефтегазоносности.

Нефтегеологическое районирование территорий проводится на тектонической основе, т.е. составляются тектонические карты, на которых с определенных теоретических позиций в обобщенном виде показывают современные тектонические структуры различного порядка.

Тектоническое районирование означает расчленение исследуемой территории на отдельные участки, различающиеся друг от друга по тектоническому строению и истории развития. Изучением структур занимается раздел геологической науки – геотектоника. Поскольку месторождения нефти и газа, да и любого полезного ископаемого связаны с теми или иными структурами, необходимо вкратце ознакомиться с классификацией тектонических структур.

В масштабе Земли, прежде всего выделяются крупнейшие структуры – это континенты и океаны. В пределах континентов выделяют **платформы, эпигеосинклинальные орогены и эпиплатформенные орогены.** («Эпи» означает после).

В пределах океанов выделяют **океанские платформы и срединно-океанические хребты.**

В зоне перехода континент-океан выделяются **геосинклинальные пояса.** Например, Тихоокеанский пояс. Эти 6 структур являются основными структурами земной коры. Эпигеосинклинальные орогены это горные сооружения, возникшие на геосинклинальной основе в неоген-четвертичное время (Кавказ, Карпаты, Альпы).

Эпиплатформенные орогены формировались также в неоген-четвертичное время, но после периода платформенного развития (Тянь-Шань, Алтай, Саяны, Западная и Восточное Забайкалье и т.д.).

К континентам приурочены так называемые пассивные и активные окраины. В подводных окраинах континентов выделяют шельф-равнина слегка наклонная, имеет глубину 100-200 м в редких случаях 300 м. Дальше идет континентальный склон от бровки шельфа до глубин 2-2,5 км. Уклон его 3-5°, местами 25-40°. Между ложем океана и континентальным склоном выделяется континентальное подножье до глубины 3-5 км. Дальше уже - ложе океана, где выделяются срединно-океанические хребты (1,5-2 км ниже поверхности океана).

Пассивная окраина выглядит так: континентальный шельф → континентальный склон → континентальное подножье → ложе океана (рис. 24).

Активная окраина («тихоокеанская») имеет такие переходные элементы: континент → впадина окраинных морей (Охотское, Японское) → глубоководный желоб → ложе океана. Выделяют еще андский (активный) тип окраин, где переход от горных сооружений Анд к ложу океана осуществляется через Перуанско-Чилийский желоб.

Для котловинных окраинных и внутриконтинентальных морей (Охотское, Японское, Черное, Средиземное), приуроченных к активным тектоническим зонам характерны: шельф → континентальный склон и глубокие котловины - впадины (от 2000 до 4000-4500 м). Баренцево море, Карское, Северное, Балтийское моря -

эпиконтинентальные, их глубина близка к глубине шельфа, они представляют собой опущенные под воду участки суши.

Платформы - основной структурный элемент континентов. Платформы характеризуются спокойным рельефом, слабой дислоцированностью осадочного чехла, пологими формами структур. Это стабильные, устойчивые, консолидированные складчатостью, метаморфизмом и интрузиями крупнейшие глыбы литосферы. Древние платформы – это Восточно-Европейская, Сибирская, Африканская, Северо-Американская. Если платформа древняя, это означает, что её фундамент сформировался в архее. Платформы имеют двухэтажное строение: первый этаж - кристаллический фундамент архейский, второй этаж - осадочный чехол.

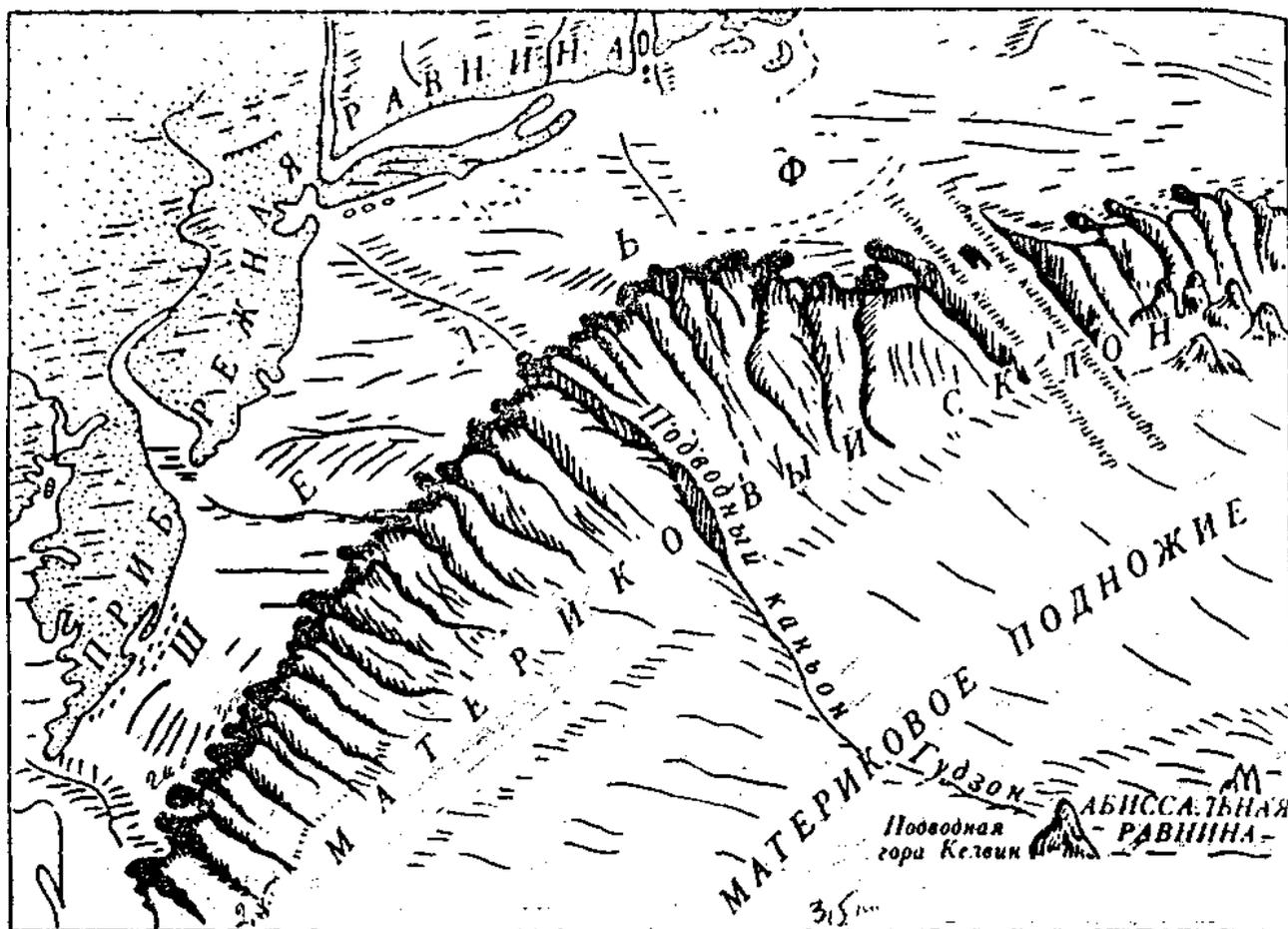


Рис. 24. Схема Атлантической подводной окраины Северной Америки: шельф; материковый (континентальный) склон, расчлененный каньонами; материковое подножие.

Молодые платформы сформировались на байкальском, каледонском или герцинском фундаменте. Они характеризуются большей дислоцированностью осадочного чехла. Их фундамент моложе архея - (Западно-Сибирская, Тимано-Печорская и др.). Молодые платформы возникли на месте каледонских, герцинских и мезозойских складчатых зон и обычно обрамляют древние платформы или занимают территорию между ними. Они называются эпикаледонскими, эпигерцинскими и т.д. Молодые платформы характеризуется еще тем, что их

структура осадочного чехла унаследована от структуры фундамента и лучшее у них соответствие структурных планов вплоть до локальных поднятий.

Среди структурных форм платформ, прежде всего, выделяют *изометрические* или *округлые* с отношениями длины к ширине меньше 3:1 и *линейные* структуры, вытянутые, с отношениями длины к ширине больше 3:1.

Среди региональных структур выделяют: изометричные структуры - **щиты и плиты** и линейные структуры - **кряжи и перикратонные погружения**. С одной стороны как бы «положительные» структуры, с другой - «отрицательные».

Щиты - крупные до 1 000 км и более в поперечнике выходы на поверхность кристаллического фундамента. Например, Балтийский щит Восточно-Европейской платформы, Канадский щит Северо-Американской и Алданский щит Сибирской платформ.

Менее крупные, чем щиты участки выходов фундамента называются массивами (Анабарский массив, Воронежский массив и т.д.). Фундамент иногда здесь залегает неглубоко, под осадочными отложениями небольшой мощности.

Плиты - обширные области платформ сплошного развития осадочного чехла. Осадочный чехол здесь имеет большую мощность.

Плиты - это основные структуры платформ (Русская плита, Сахарская плита, Аравийская плита и т.д.).

Кряжи - линейные аналоги *щитов*. Они представляют собой области линейных выходов на поверхность кристаллического фундамента подобно хребту. Например, Донецкий кряж, Кряж Большого Каратау и т.д.

Перикратонные погружения - это линейные аналоги *плит*. Это -краевые прогнутые участки платформ, в пределах которых кристаллический фундамент располагается на значительной глубине, и мощность докембрия весьма значительна.

Это обширные погружения краевых частей платформ, примыкающих геосинклиналям (Западно-Уральское).

Крупнейшими, надпорядковыми структурами плит являются: среди изометричных - антеклизы и синеклизы, среди линейных – гряды и желоба (большие авлакогены).

Антеклизы представляют собой крупные, пологие поднятия в пределах плит, где осадочный чехол отличается сокращенной мощностью, обилием перерывов. Протяженность до 1000 км.

Синеклизы - это крупные, пологие впадины, имеющие синклинальное строение. Размеры их значительны. Наибольшая мощность осадочного чехла наблюдается в синеклизах. Например, в Прикаспийской синеклизе мощность осадочного чехла - более 20 км.

Гряды являются линейными аналогами антеклиз. Это линейные выходы кристаллического фундамента на поверхность, длиной более 100 км.

Желоба, большие авлакогены являются линейными аналогами синеклиз. Авлакогены - это «бороздой рожденные», грабен - прогибы в теле фундамента, протяженностью 1000 км и шириной 100-150 км. Глубина залегания кристаллического фундамента в авлакогенах достигает до 8-10 км и

более. Состоят из желобов и цепочек впадин, разделенных поднятиями. Например, Серноводско-Абдулинский, Вятский авлакогены.

Структуры I порядка платформ имеют линейные размеры 50-200x150-500км, площадь от 6-10 до 60-100тыс.км². Изометричные структуры – это своды и впадины. Линейные их аналоги – это мегавалы и прогибы.

Своды – это крупные куполовидные структуры, характеризующиеся сокращенной мощностью осадочных отложений. Например, Жигулевско-Пугачевский, Южно-Татарский своды.

Впадины – это крупные отрицательные структуры, в которых фундамент находится на большой глубине и перекрыт мощной толщей осадочных отложений. Например, Бузулукская, Мелекесская впадины. Мегавалы – это наиболее крупные валы, протяженностью до 500км. Прогибы – это пологие синклинали, сопровождающие валы. Например, Ставропольский прогиб.

Среди структур II порядка выделяют положительные – куполовидные поднятия, выступы, и отрицательные – котловины. Они – изометричные. Их линейные аналоги – это валы и депрессии. Куполовидные поднятия, выступы – это антиклинали с изометрическими очертаниями: изгиб слоев в них обращен выпуклостью вверх. В котловинах, имеющих синклинальное строение, изгиб слоев обращен выпуклостью вниз.

Валы – это узкие, протяженные цепочки локальных поднятий, генетически связанных с выступами фундамента, осложняющие актеклизы, синеклизы, своды, впадины (Жигулевский вал). Депрессии – это вытянутые в плане прогибы (Борская депрессия в Бузулукской впадине). К структурам II порядка относятся грабенообразные прогибы и горстовидные поднятия, ограниченные разрывными нарушениями.

Структуры III порядка – это наиболее часто встречающиеся в практике поисков нефти и газа структуры, известные под названием локальное поднятие или просто «структура» Их размеры изменяются от 3км до 20км. Среди положительных изометричных структур выделяют купола, среди линейных – брахиантиклинали. Среди отрицательных выделяют мульды – изометрические, а линейный аналог последних – брахисинклинали. «Брахи» – означает короткий.

Выделяют сочленяющие структуры, среди которых: I порядка это – седловина, II порядка – перемычка, и III порядка – пережим. Седловина – это антиклиналь в виде поперечной перемычки между смежными впадинами (например, Сокская седловина, которая разделяет Бузулукскую и Мелекесскую впадины).

Среди незамкнутых структур выделяют структурный нос, структурный мыс – это участки более пологого залегания слоев, площадки на фоне моноклинали. Это – полуантиклинали. Отрицательный их аналог – это структурный залив, структурная ложбина, представляющие собой полусинклинали.

В практике поисков и разведки нефти и газа встречаются и однокрылые структуры:

1. Моноклиналь – структура, в которой слои наклонены в одну сторону.

2. Уступ – участок более крутого падения слоев на фоне моноклинали.
3. Флексура – «коленообразный» перегиб слоев.

Терминами свободного пользования являются: структура, складка, вершина, опускание и др.

В таблице № 8 приводится классификация платформенных структур.

В настоящее время при районировании нефтегазоносных территорий, у нас и за рубежом, в качестве главного элемента принимают нефтегазоносный бассейн. Основатель учения о нефтегазоносных бассейнах Брод О.И. под этим термином подразумевал область крупного и длительного прогибания в современной структуре земной коры, с которой связаны многочисленные зоны нефтегазонакопления и питающие их нефтесборные площади.

Нефтегазоносность - это свойство осадочного бассейна, которое закономерно проявляется на определенных этапах его существования. В ходе развития осадочный бассейн становится вначале газоносным, затем - нефтегазоносным. Если процессы нефтегазообразования замирают, то бассейн превращается в остаточно-битуминозный, в котором распространены залежи тяжелой нефти и битуминозных пород.

Все более или менее крупные впадины в земной коре с мощностью осадочной толщи свыше 3,5 км являются нефтегазоносными.

Основной критерий выделения нефтегазоносности бассейна - наличие мощных осадочных пород. Минимальная мощность осадочной толщи бассейна 3 - 3,5 км (Англо-Парижский), максимальная - 15-20 км (Южно-Каспийский, Мексиканского залива, Персидского залива).

Эволюция осадочного бассейна и его превращение в нефтегазоносный определяется тектоникой, контролирующей формирование платформенных, геосинклинальных и океанических структурных элементов земной коры.

Сейчас уже как будто стало очевидным фактом, что формирование земной коры идет в направлении от структуры океанского ложа через геосинклинальные зоны окраинных морей и островных дуг, к эпигеосинклинальным орогенам, платформам и эпиплатформенным орогенам. Этот глобальный процесс сопровождается созданием нефтегазоносных бассейнов, приуроченных к тектоническим впадинам, депрессиям. Эти бассейны располагаются как во внутренних частях платформ и геосинклиналей, складчатых областей, так и в зонах, пограничных между этими элементами. Особенно благоприятными условиями для образования нефтегазоносных бассейнов характеризуются зоны сочленения различных типов структур земной коры: стыки *платформа - океан, геосинклиналь - платформа, эпигеосинклинальный пояс – платформа*.

Все особенности нефтегазоносных бассейнов определяются прежде всего условиями зарождения, направленностью геологического развития и современным структурным планом тектонического элемента, в пределах которого они расположены.

Итак, нефтегазоносный бассейн – основной, главный элемент нефтегеологического районирования. Считаются общепринятыми выделять в качестве следующих, внутренних элементов районирования - нефтегазоносные области,

нефтегазоносные районы, а в пределах последних зоны нефтегазонакопления.

Под нефтегазоносной областью понимается структурно обособленная часть бассейна, отличающаяся от остальной территории по геологическому строению и развитию, условиям формирования зон нефтегазонакопления и месторождений.

В пределах нефтегазоносных областей выделяют нефтегазоносные районы - часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную группу зон нефтегазонакопления и выделяющаяся или по геоструктурному или по географическому положению.

Далее выделяются месторождения нефти и газа и ловушки нефти и газа в качестве низших элементов нефтегеологического районирования территорий.

В настоящее время существует много классификаций нефтегазоносных бассейнов. Удачной является, на наш взгляд, классификация бассейнов по тектоническому принципу известного ученого-нефтяника Соколова Б.А. По тектоническому положению он выделяет платформенные, геосинклинально-складчатые и океанские бассейны (таблица № 9).

На территории России в настоящее время выделяются 34 нефтегазоносных и 16 возможно нефтегазоносных бассейнов. Среди них выделяются Западно-Сибирский, Лено-Тунгусский, Волго-Уральский, Прикаспийский нефтегазоносные бассейны и др.

3.6.1 Нефтегазоносность подводных окраин континентов

Известно, что если океаны занимают 71% поверхности Земли, то 23% от этого количества падает на подводные окраины континентов. Подводные окраины континентов характеризуются континентальным типом земной коры. Граница между ними и океанскими плитами проводится по выклиниванию континентальной коры.

Сейчас твердо установлено, что подводные окраины континентов являются основными областями нефтеобразования и нефтенакпления.

Нефтегазообразование связано с регионами длительного, мощного прогибания земной коры, компенсированного мощным осадконакоплением. Нефтегазосность осадочных бассейнов формируется стадийно: осадочный бассейн в ходе своего развития становится вначале газоносным, потом нефтегазоносным.

Для того, чтобы органическое вещество нефтематеринских осадочных пород стало генерировать нефть, им необходимо погружаться на глубину 2-4 км, где температура достигает 80°-120°С. Зона действия таких температур получила название главной зоны нефтеобразования. Последующее погружение в зону более высоких температур 150°-250°С на глубине 4-6 км и более, приводит к газообразованию. Это - главная зона газообразования.

Только при погружении нефтегазоматеринских пород на глубину 3-7 км и более они имеют возможность реализовать свой нефтегазогенерирующий потенциал. Значит, только мощные осадочные бассейны могут вмещать

значительное количество крупных месторождений нефти и газа. Причем эти месторождения могут формироваться лишь на том этапе существования бассейна, когда нефтематеринские породы достигнут главной зоны нефтеобразования.

Изучение крупнейших нефтегазоносных бассейнов мира показало, что для них характерны: мощность осадочных отложений не менее 5-10 км, скорость формирования свыше 80 м за 1 млн.лет, значения геотермического градиента более 3,5°C на 100 м.

Мощное осадконакопление и интенсивный прогрев пород характерны именно для подводных окраин континентов. Подводные окраины континентов - своеобразные прогибы, возникшие в условиях дробления и растяжения земной коры.

Формирование подобных прогибов связано с рифтогенезом. Вначале, согласно современным геотектоническим концепциям, возникают мантийные диапиры, континентальная кора подвергается дроблению, раздвигу. Возникают рифтовые и геосинклинальные прогибы, в которых быстро накапливаются отложения большой мощности, которые интенсивногреваются из-за близости мантийного диапира, нагретого до температуры свыше 1200°C.

При растяжении возникают трещины, пути, по которым снизу-вверх перемещаются горячие флюиды, пары воды, углекислого газа, водорода, гелия, метана, как продуктов дегазации верхней части мантии. Это очевидно из того, что в рифтовых зонах океанов обнаружены выходы горячих (до 350°C) струй воды, несущих водород, метан, углекислый газ, сульфиды и др.

Можно считать законом, что в осадочных бассейнах нефтегазоносность определяется тем этапом развития, когда соблюдаются три условия:

а) погружение отложений в условиях растяжения коры; б) значительная мощность отложений; в) интенсивный прогрев восходящими газоводяными потоками.

Именно к такой категории относятся осадочные бассейны подводных окраин континентов. Имеется несколько типов подводных окраин: пассивные, активные, коллизионные и др.

Пассивные окраины характерны для Атлантического, Северного Ледовитого, Индийского океанов («атлантический» тип окраин).

Формирование пассивных окраин начинается континентальным рифто-генезом, накоплением терригенных осадков и проявлением щелочно-базальтового, реже толеитового вулканизма. Растяжение достигается до 20-40 км, кора утоняется до 25-30 км, тепловой поток повышается. Континентальная кора в центральной части утоняется в 2 раза и насыщаясь магмой превращается в кору переходного типа, как это имеет место в районе Афар (северо-восток Африки). При утонении континентальной коры в 1,5-2 раза наступает ее разрыв, и рифтинг сменяется спредингом. В начальной стадии спрединга образовывается межконтинентальный рифт, типа Красного моря. Тепловой поток здесь достигает максимума, о чем свидетельствует наличие подводных высокотемпературных гидротерм, установленных на дне Красного моря, а также Калифорнийского залива, где то же самое происходит.

Эволюционно-токтоническая классификация
нефтегазовых бассейнов

Таблица № 9

Тип	Подтип	Класс	Бассейны
Платформенный	Внутри платформенный	Рифтовый	Суэцкий, Рейнский
		Синеклизный	Североморский, Западно-Сибирский, Среднерусский, Мичиганский, Балтийский
		Платформенно-орогенный: одностороннее обрамление	Южно-Мангышлакский, Денвер, Паудер-Ривер
		многостороннее обрамление	Бассейны Скалистых гор, Ферганский
	Окраинно-платформенный	Окраинно-рифтовый	Камбейский, Святого Лаврентия, Восточно-Канадский
		Перикратонный	Ливийский, Северо-Черноморский, Маккензи
		Периконтинентально-платформенный	Бассейны Атлантического побережья Африки и Южной Америки
		Складчато-платформенный	Волго-Уральский, Персидского залива Лено-Виллюйский, Азово-Кубанский; Тимор-Бонапарт, Мексиканский залив
		Наложенно-синеклизный	Северо-Каспийский, Иркутский
Геосинклинально-складчатый	Геосинклинальный	Периокеанский: фронтально-дуговой, внутридуговой, тылодуговой	Тонга, Барбадос, Вогелкоп, Сулавеси, Тайваньский, Южно-Охотский
		Орогенный	Северо-Сахалинский, Андаманский, Свердлов
	Орогенный	Межгорный	Южно-Каспийский, Паннонский, Маракаибский, Камбейский, Адриатического моря, Венский
		Периконтинентально-складчатый	Западного побережья Америки, Сент-Элиас, Гуаякильский
		Наложенно-рифтовый	Лос-Анджелес, Грейт-Валли
Океанский	Микрократонный	Внутриблоковый	Брокен, Хаттон-Роколп
		Межблоковый -	Роколл

На дне Красного моря температура достигает 65°C.

Все это способствует началу интенсивного преобразования органического вещества в осадках и возникновению зон нефтенакопления. В межконтинентальных бассейнах проникновение морской воды создает условия для соленакопления. Если спрединг продолжается, то морской бассейн расширяется, превращаясь в океан. На оси спрединга возникает срединный хребет. С этого времени начинается охлаждение континентальной окраины, это приводит к общему погружению и т.д. Погружение обуславливает смену континентальных осадков лагунными, мелководно-морскими и, наконец, пелагическими. Погружение - следствие утонения коры, ее охлаждения при смене рифтинга спредингом, массы накапливающихся осадков. При интенсивном переносе с суши обломочного материала, что характерно для дельты Ганга, Инда, Нила, Миссисипи, Нигера и других рек, происходит выдвигание (проградация) шельфа. Типичный пример - Мексиканский залив, а в Африке - дельта Нигера. Все это способствует созданию значительной нефтегазоносности, что и наблюдается в указанных регионах.

Таким образом, на пассивных окраинах континентов в обстановке интенсивного погружения и прогрева, накапливаются значительные объемы осадочных отложений, обогащенных органическим веществом, что в конечном итоге приводит к мощному нефтегазообразованию.

Заключение

Российская геология нефти и газа традиционно занимает передовые позиции в мире. В настоящее время, в новых экономических условиях основная задача геологической науки по нефти и газу – правильно ориентировать геологоразведочные работы с целью открытия новых месторождений. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн еще долго будет основным нефтедобывающим регионом России, но предстоит освоить новые нефтегазоносные районы на севере и востоке страны в сложных, необустроенных, отдаленных регионах. Тем не менее потребность в нефти и газе будет стимулировать развитие геологической науки по нефти и газу. На первый план выходят задачи повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ путем развития новых методов сейсморазведки, без которой невозможен технический прогресс в нефтегазовом комплексе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бакиров А.А. и др. – Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М., «Высшая школа», 1976г., 416с.
2. Брод И.О. – Залежи нефти и газа. М. Гостоптехиздат, 1951г., 350с.
3. Еременко Н.А. – Геология нефти и газа. М., «Недра», 1968г., 385с.
4. Леворсен А. – Геология нефти и газа М., «Мир», 1970г., 639с.
5. Соколов Б.А. – Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М., «Недра», 1980г., 280с.