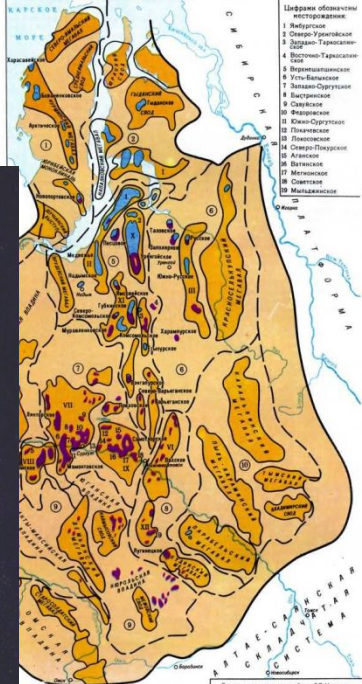
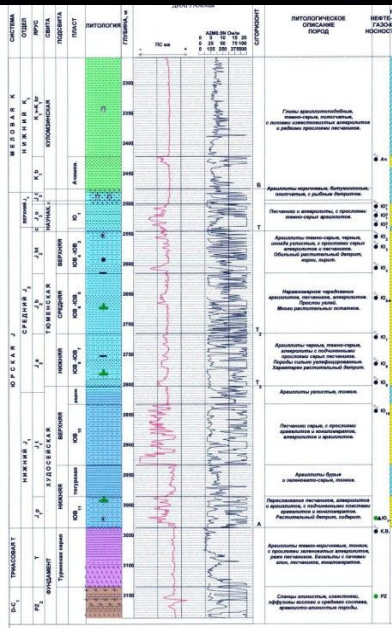




ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА

Геолого-разведочный процесс определяется как

совокупность взаимосвязанных действий в

определенной последовательности производственных работ и научных исследований, которые должны обеспечить открытие, геолого-экономическую оценку и подготовку к разработке нефтяных и газовых месторождений в соответствии с Основами законодательства РФ и СНГ - Закона "О недрах",

"Положения о порядке лицензирования пользования недрами" «Положением об этапах и стадиях ГРР»

Цель геологоразведочного процесса – открыть

местоскопление нефти и газа, количественно и

качественно оценить его запасы, подготовить их к

Главнейшими критериями прогноза, поиска и разведки месторождений являются:

1. Тектонические и палеотектонические критерии, определяющие местоположение, формы и размеры региональных, зональных и локальных ловушек, а также тип нефтегазоносных бассейнов, глубины погружения, мощность осадочного чехла. Наличие ловушек является одним из главных необходимых условий для образования залежей и месторождений нефти и газа.

2. Литолого-формационные, фациальные и палеогеографические критерии, определяющие типы, объемы осадочных пород, коллекторов, покрышек, количество и мощности нефтегазоносных комплексов и др. *Наличие пластов коллекторских пород* является вторым необходимым условием для образования скоплений нефти и газа в недрах Земли.

3. Промыслово-геофизические критерии, определяющие коллекторские свойства пород-коллекторов, экранирующие свойства пород-покрышек и их изменения в плане и по разрезу. Наличие пластов-покрышек является третьим необходимым условием для образования залежей нефти и газа.

4. Гидрогеологические, определяющие типы артезианских бассейнов, законтурных вод и их динамику.

5. Геохимические критерии, определяющие закономерности распределения рассеянного органического вещества различных типов по разрезу и по площади, выявляющие

Условия нахождения нефти и газа в земной коре

- Наиболее благоприятные условия для образования залежей нефти и газа в земной коре существуют там, где горные породы образуют структурные формы, приемлемые для скопления нефти и газа. К благоприятным природным условиям относятся: мощность пород-коллекторов, высокие показатели пористости, трещиноватости и проницаемости этих пород.
- Сохранность нефтяных и газовых залежей обеспечивается наличием плохо проницаемых для нефти и газа пород (глин, глинистых сланцев и др.), подстилающих и перекрывающих породы-коллекторы
- Формирование нефтяных и газовых залежей: из нефтематеринских пород образовавшиеся нефть и газ эмигрируют в ближайшие в геологическом разрезе коллекторы: пески, песчаники, трещиноватые известняки и другие породы.
- Для аккумуляции нефти и газа, находящихся в рассеянном состоянии в песчаных или трещиноватых породах, и образования их залежей должны существовать условия динамичности флюидов, а для этого необходимы благоприятные структурные формы (антиклинали, купола, моноклинали и пр.).
- Горные породы обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке, называются коллекторами.
- Абсолютное большинство пород-коллекторов имеют осадочное происхождение. Коллекторы нефти и газа являются как терригенные (пески, алевроиты, песчаники, алевролиты, некоторые глинистые породы), так и карбонатные (известняки, мел, доломиты) породы.

Одна из самых простых антиклинальных складок изображена на рисунке. В таких складках нефть газ и вода располагаются соответственно плотностям: в верхней части пласта находится газ, ниже нефть, а еще ниже вода. В некоторых случаях в пласте может быть только газовая залежь или только нефтяная

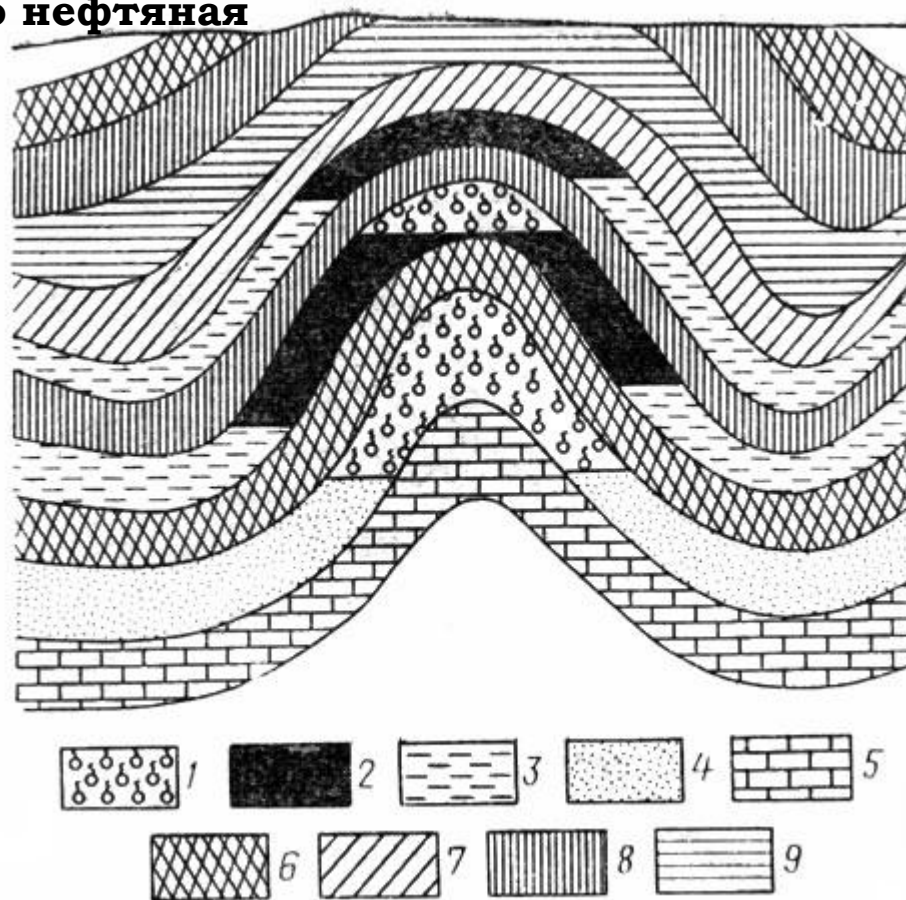


Рис. Антиклинальная складка (Антиклиналь - складка земной коры, у которой перегиб слоев выпуклой частью обращен кверху) : 1 - газ, 2 - нефть, 3 - песчаники, насыщенные водой, 4 - песчаники, 5 - известняки, 6-9 - глины различного состава

Породы-коллекторы нефти и газа.

- **Коллекторы нефти и газа это горные породы, которые обладают емкостью, достаточной для того, чтобы вмещать УВ разного фазового состояния (нефть, газ, газоконденсат), проницаемостью, позволяющей отдавать их в процессе разработки.**

Среди коллекторов нефти и газа преобладают осадочные породы.

Все коллекторы по характеру пустот подразделяются на 3 типа:

- **гранулярные или поровые (только обломочные породы);**
- **трещинные (любые горные породы);**
- **каверновые (только карбонатные).**

Емкость порового пространства коллектора называется пористостью.

- **Для характеристики пористости употребляется коэффициент, который показывает, какую часть от общего объема породы составляют поры.**

Пористость бывает:

- **Свехкапиллярная ($>0,5\text{мм}$)** в порах вода, нефть и газ свободно перемещаются под действием гравитационных сил
- **Капиллярная ($0,5-0,0002\text{мм}$)** движение жидкости затруднено вследствие проявления сил молекулярного сцепления
- **Субкапиллярная ($<0,0002\text{мм}$)** характерны для глинистых пород, которые являются водо- и нефтегазоупорными

Различают:

- общую (абсолютная)

$$K_p = V_1 / V_2.,$$

- открытую

$$K_{o.p.} = V_0 / V_2$$

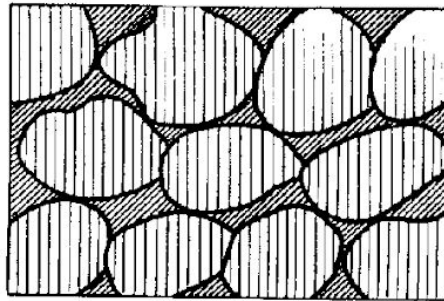
- эффективную пористость

$$K_{э.п.} = V_{эф} / V_2$$

V_0 - суммарный объем открытых пор; V_1 - объема всех пор,

V_2 - объему образца породы,

$V_{эф}$ - объема пор, через которые возможно движение жидкости или газа при определенных температуре и градиентах давления



1 – минеральные зерна; 2 – поровое пространство породы, занятое жидкостью или газом



Каверны - поры, образованные в результате растворения составных частей хемогенных или биогенных пород или разложения соединений, неустойчивых в определенных термобарических обстановках.

Разделяются на мелкие - 0,1-10 мм;

крупные (микрополости) - 10-100 мм и пещеристые полости - > 100 мм.

Проницаемость – важнейший показатель коллектора

характеризует свойства породы пропускать жидкость и газ при наличии перепада давления.

- В Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в 1 м² принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м² и длиной 1 м при перепаде давления 1 н/м² расход жидкости вязкостью 1 н • сек/м² составляет 1 м³/сек.***
- Проницаемость нефтеносных песчаников зависит от размера и конфигурации пор, от плотности укладки и трещиноватости пор.***
- Абсолютная проницаемость** - характеристики только физических свойств пород
- Эффективная или фазовая проницаемость** - при наличии или движении в порах многофазных систем
- Относительная проницаемость пористой** среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

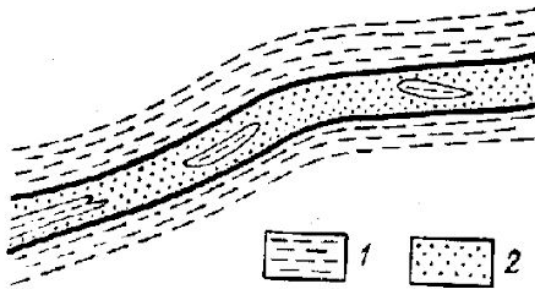
- Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным **законом фильтрации Дарси**, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:
- где Q — объемный расход жидкости в единицу времени; u — скорость линейной фильтрации; μ — динамическая вязкость жидкости; F — площадь фильтрации; Δp — перепад давления; L — длина пористой среды.
- Способность породы пропускать сквозь себя жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности **k** , который называют **коэффициентом проницаемости**:

$$u = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L}$$

$$k = \frac{QL\mu}{\Delta p F}$$

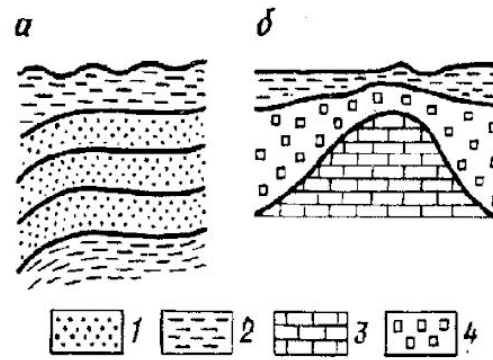
- Сохранение скоплений нефти и газа в породах-коллекторах невозможно, если они не будут перекрыты непроницаемыми для флюида (нефть, газ, вода) породами. Перекрывающие нефтяные и газовые залежи плохопроницаемые (глины, соли, гипсы, ангидриды некоторые карбонатные породы) породы называют **покрышками**.
- **Различают региональные, субрегиональные, зональные и локальные покрышки.**
- Региональные покрышки имеют широкое площадное распространение, характеризуются литологической выдержанностью, значительной мощностью.
- Зональные покрышки выдержаны в пределах отдельной зоны поднятия.
- Локальные покрышки (в пределах местоскопления), которые обуславливают сохранность отдельных залежей.
- В земной коре вместилищем нефти, газа и воды (НГВ) служат породы-коллекторы, заключенные в плохопроницаемые породы.
- Естественное вместилище для НГВ, внутри которых НГВ могут циркулировать называются **природными резервуарами** (И.О. Брод).
- **Выделяются три основных типа природных резервуаров: пластово-сводовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон.**

- **Пластово-сводовые резервуары** представлены породами-коллекторами, значительно распространенными по площади (сотни тыс. кв.км), характеризующимися небольшой мощностью (от доли метров до десятков метров), сложены как карбонатными, так и терригенными образованиями, могут быть неоднородными по строения как в вертикальном так и в горизонтальном направлениях.
- **Массивные природные резервуары** представляют собой мощную (несколько сот метров) толщу пластов-коллекторов различного или одинакового состава. Все пласты сообщаются и представляют единый природный резервуар
- **Литологически ограниченные природные резервуары** , практически со всех сторон окружены непроницаемыми породами.



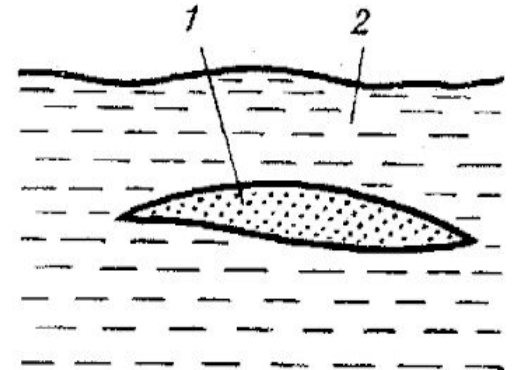
1 – глины; 2 – песчаники

Пластовый природный резервуар с включением линзовидных тел глинистых пород



1 – песчаники; 2 – глины; 3 – известняки; 4 – соль

Массивные природные резервуары, связанные с толщей пластов-песчаников (а), и с рифом (б)

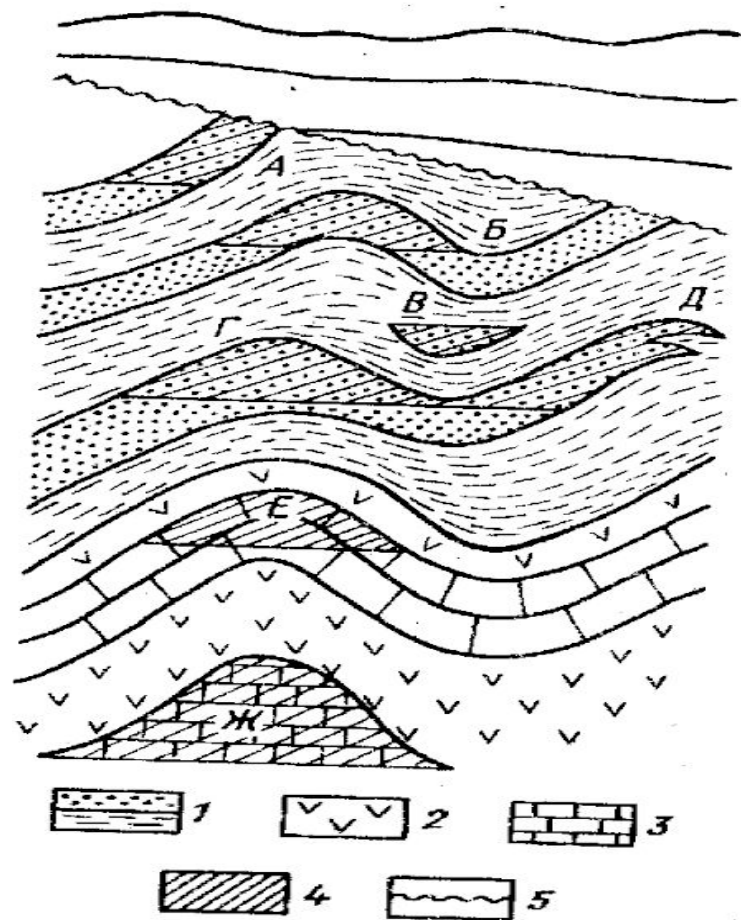


Линза песков (1) в толще глины

Литологически ограниченный природный резервуар

Часть природного резервуара, в котором могут экранироваться нефть и газ и может образоваться их скопление, называется ловушками.

- По происхождению различают следующие ловушки:
- структурные – образованные в результате изгиба слоев (Б, Г, Е) или изгиба их сплошности;
- стратиграфические (А) – сформированные в результате эрозии пластов-коллекторов во время перерыва в накоплении осадков (в эпоху восходящих движений) и перекрытия их затем непроницаемыми породами (в эпоху нисходящих движений). Это простые структурные формы залегания;
- литологические ловушки – образованные в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми (В, Д);
- рифогенные – сформированные в результате отмирания организмов рифостроителей (кораллов, мшанок), накопления их скелетных остатков и форме рифового тела (Ж) и последующего его перекрытия непроницаемыми породами.
- Около 80 % залежей в мире связано с ловушками структурного плана.



Породы: 1 – терригенные; 2 – хемогенные; 3 – карбонатные; 4 – ловушки; 5 – поверхность стратиграфического несогласия

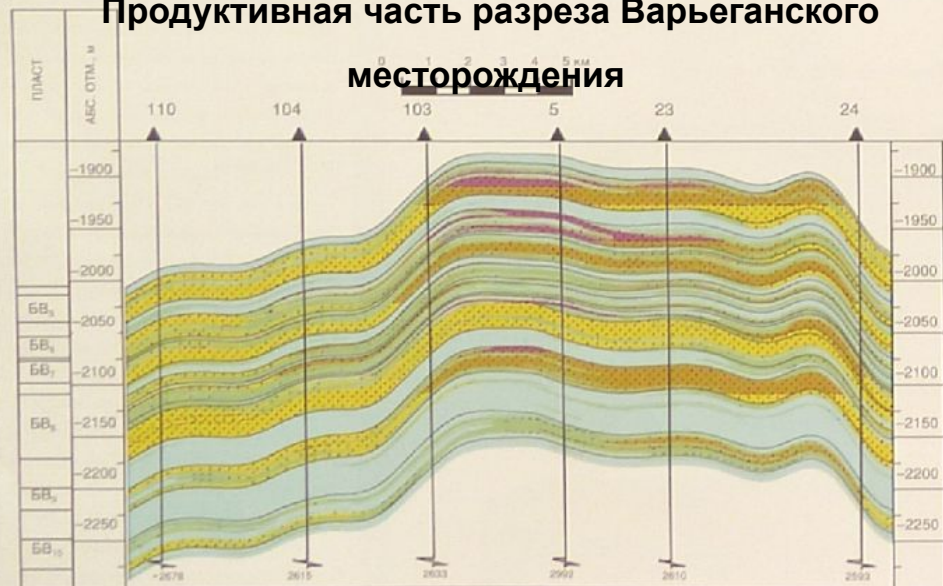
Ловушки нефти и газа в пластовых (А, Б, Г), массивных (Е, Ж) и литологических (В, Д) природных резервуарах.

Локальные и региональные скопления нефти и газа в земной коре

- Скопления нефти и газа подразделяются на две категории: локальные и региональные.
- В категорию локальных скоплений включаются залежи и местоскопления (месторождения) нефти и газа.
- Залежь нефти и газа представляет собой естественное локальное (единичное) скопление нефти и газа в ловушке.
- Местоскопление (месторождение) нефти и газа – это совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам в недрах одной и той же ограниченной по размерам площади, контролируемой единым структурным элементом.
- В категорию региональных скоплений углеводородов (УВ) включаются зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные области и провинции (нефтегазоносный бассейн).

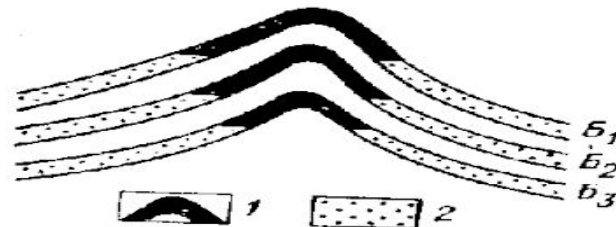
Продуктивная часть разреза Варьеганского

месторождения



Продуктивная часть разреза

местоскопления



1 - нефтяные залежи в пластах Б₁, Б₂, Б₃;

2 - пласт-коллектор за и нефтяной залежью, насыщенный водой

- В категорию региональных скоплений углеводородов (УВ) включаются зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные области и провинции (нефтегазоносный бассейн).
- **А.А. Бакиров разработал классификацию региональных нефтегазоносных территорий и соподчиненность различных единиц нефтегазогеологического районирования. Основываясь на тектоническом принципе в качестве основных единиц нефтегазогеологического районирования рекомендовал выделять в платформенных и складчатых территориях нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления.**
- Нефтегазоносные провинции – единая геологическая провинция, объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей и характеризующаяся общностью стратиграфического положения основных регионально нефтегазоносных отложений в разрезе. По стратиграфическому возрасту продуктивных отложений нефтегазоносные провинции подразделяются на провинции палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления.
- Нефтегазоносная область – территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов, характеризующихся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных отрезков геологической истории.
- Зона нефтегазонакопления – ассоциация смежных и сходных по геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе связанных между собой локальных ловушек. В зависимости от генетического типа оставляющих зоны нефтегазонакопления ловушек они подразделяются на структурные, литологические, стратиграфические и рифогенные.

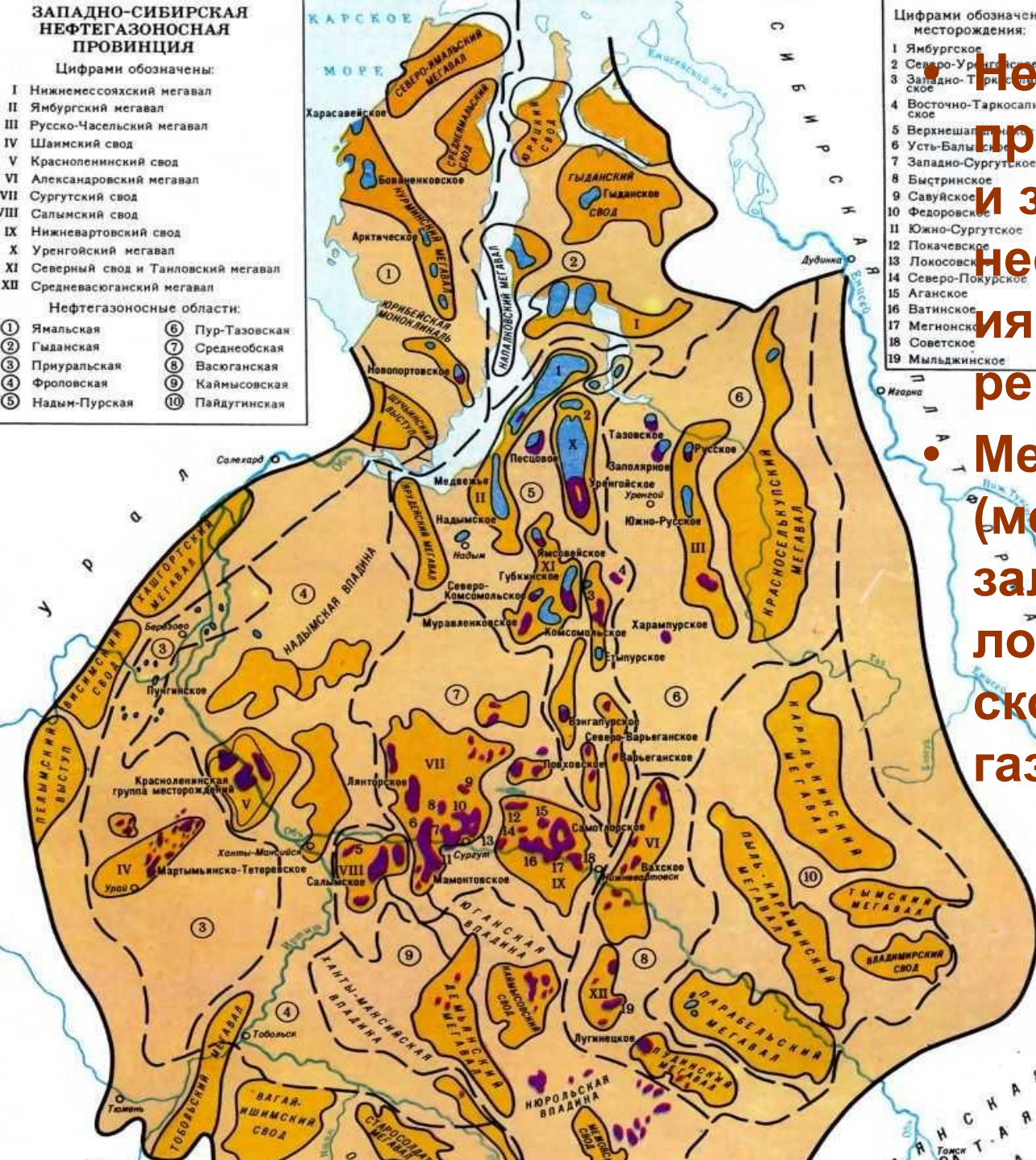
ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Цифрами обозначены:

- I Нижнеиссояхский мегавал
- II Ямбургский мегавал
- III Русско-Часельский мегавал
- IV Шаймский свод
- V Красноленинский свод
- VI Александровский мегавал
- VII Сургутский свод
- VIII Салымский свод
- IX Нижневартовский свод
- X Уренгойский мегавал
- XI Северный свод и Танловский мегавал
- XII Средневазганский мегавал

Нефтегазоносные области:

- | | |
|-----------------|-----------------|
| ① Ямальская | ⑥ Пур-Тазовская |
| ② Гыданская | ⑦ Среднеобская |
| ③ Приуральская | ⑧ Вазюганская |
| ④ Фроловская | ⑨ Каймысовская |
| ⑤ Надым-Пурская | ⑩ Пайдугинская |



Цифрами обозначены
месторождения:

- 1 Ямбургское
- 2 Северо-Уренгойское
- 3 Западно-Туркменское
- 4 Восточно-Таркосалинское
- 5 Верхнешапальское
- 6 Усть-Балышское
- 7 Западно-Сургутское
- 8 Быстринское
- 9 Савуйское
- 10 Федоровское
- 11 Южно-Сургутское
- 12 Покачевское
- 13 Локозовское
- 14 Северо-Покурское
- 15 Аганское
- 16 Ватинское
- 17 Мегонское
- 18 Советское
- 19 Мильджинское

- Нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления относятся к региональным
- Местоскопления (месторождения) и залежи – к локальным скоплением нефти и газа.

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Цифрами обозначены:

- I Нижнеиссояхский мегавал
- II Ямбургский мегавал
- III Русско-Часельский мегавал
- IV Шаимский свод
- V Красноленинский свод
- VI Александровский мегавал
- VII Сургутский свод
- /III Салымский свод
- IX Нижневартовский свод
- X Уренгойский мегавал
- XI Северный свод и Танловский мегавал
- XII Средневазюганский мегавал

Нефтегазоносные области:

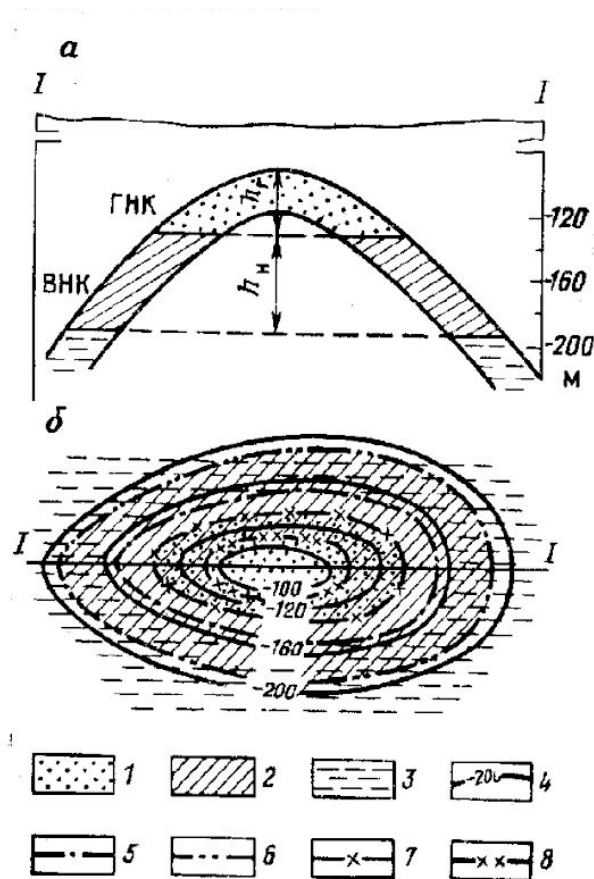
- | | |
|-----------------|-----------------|
| ① Ямальская | ⑥ Пур-Тазовская |
| ② Гыданская | ⑦ Среднеобская |
| ③ Приуральская | ⑧ Вазюганская |
| ④ Фроловская | ⑨ Каймысовская |
| ⑤ Надым-Пурская | ⑩ Пайдугинская |

Цифрами обозначены
месторождения:

- 1 Ямбургское
- 2 Северо-Уренгойское
- 3 Западно-Таркосалинское
- 4 Восточно-Таркосалинское
- 5 Верхнешапшинское
- 6 Усть-Балыкское
- 7 Западно-Сургутское
- 8 Быстринское
- 9 Савуйское
- 10 Федоровское
- 11 Южно-Сургутское
- 12 Покачевское
- 13 Локосовское
- 14 Северо-Покурское
- 15 Аганское
- 16 Ватинское
- 17 Мегионское
- 18 Советское
- 19 Мыльджинское

Классификация структур, благоприятных для создания ловушек.

- Газ, нефть и вода располагаются в ловушке в соответствии с их плотностью. Газ, как наиболее легкий находится в кровельной части природного резервуара под покрывкой. Ниже поровое пространство заполняется нефтью, ещё ниже – водой.



а – геологический разрез; *б* – структурная карта. 1 – газовая шапка; 2 – нефтяная часть залежи; 3 – водоносная часть пласта; 4 – изогипсы по кровле пласта, м; контуры нефтеносности: 5 – внутренний, 6 – внешний; контуры газоносности: 7 – внешний; 8 – **Поверхности контактов газа и нефти, воды и нефти** зовой шапки; h_n – высота нефтяной залежи; $h_{гн}$ – высота залежи

называются поверхностями газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов.

На рисунке приведены

принципиальные схемы (карта и разрез) залежей нефти с газовой шапкой, приуроченной к сводовому изгибу пласта-коллектора пластового природного резервуара.

-Линия пересечения поверхности ВНК(ГНК) с кровлей продуктивного пласта называется **внешним контуром нефтеносности (газоносности)**.

-Линия пересечения поверхности водонефтяного (гаzoneфтяного) раздела с подошвой пласта называется **внутренним контуром нефтеносности (газоносности)**.

-Длина, ширина и площадь залежи определяют по её проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газоносности).

-Высота залежи (нефтяной части включая газовую шапку)

Согласно классификации А.А. Бакирова, учитывающей главные особенности формирования ловушек, с которыми связаны залежи, выделяются четыре основных класса локальных скоплений нефти и газа – класс структурных залежей, класс литологических залежей, класс рифогенных залежей, класс стратиграфических залежей.

- Согласно классификации А.А. Бакирова, учитывающей главнейшие особенности формирования ловушек, с которыми связаны залежи, выделяются четыре основных класса локальных скоплений нефти и газа – класс сруктурных залежей, класс литологических залежей, класс рифогенных залежей, класс стратиграфических залежей.

Класс	Группа	Тип	Вид лавушки
Структур- ные	Антиклина- лей и куполов	Сводовые	Антиклинали и купола: - простого ненарушенного строения - осложненные пазрывными нарушениями - осложненные диапиризмом и грязевым вулканизмом Солянокупольные структуры Структуры, осложненные вулканогенными образованиями
		Висячие	Структуры: - простого и сложного строения - осложненные диапиризмом и грязеавм вулканизмом
		Тектонически экранирован-ные	Структуры, осложненные разрывными нарушениями, диапиризмом и грязевым вулканизмом Солянокупольные структуры, осложненные вулканогенными образованиями Поднадвиговые структуры
		Блоковые	Сильно нарушенные структуры
		Приконтур-ные	Пласты экранированные: - соляным штоком - диапировым ядром или образованиями грязевого вулканизма
	Моноклина- лей	Нарушенных моноклиналей	Экранированные разрывными нарушениями моноклинали

Класс	Группа	Тип	Вид лавушки
Рифогенные	Рифовых массивов		Рифогенные образования
Литологические	Литологические экранированные	Выклинивающих или замещенных коллекторов	Участки:
			- выклинивания коллекторов вверх по восстанию пластов
			- замещения проницаемых пород непроницаемыми
		Экранированные	Экранирование отложениями асфальта и битума
	Литологические ограниченные	Шнурковые или рукавообразные	Песчаные образования ископаемых русел палеорек
			Прибрежно-дельтовые образования палеорек
		Баровые	Песчаные валоподобные образования ископаемых баров
		Линзовид-	Линзовидно- или гнездообразно залегающие

Класс структурных залежей

- К этому классу относятся залежи, приуроченные к различным видам локальных тектонических структур.
- Наиболее часто встречающиеся залежи этого класса – сводовые, тектонически экранированные и приконтактные.
- **Сводовые залежи** формируются в сводовых частях локальных структур.

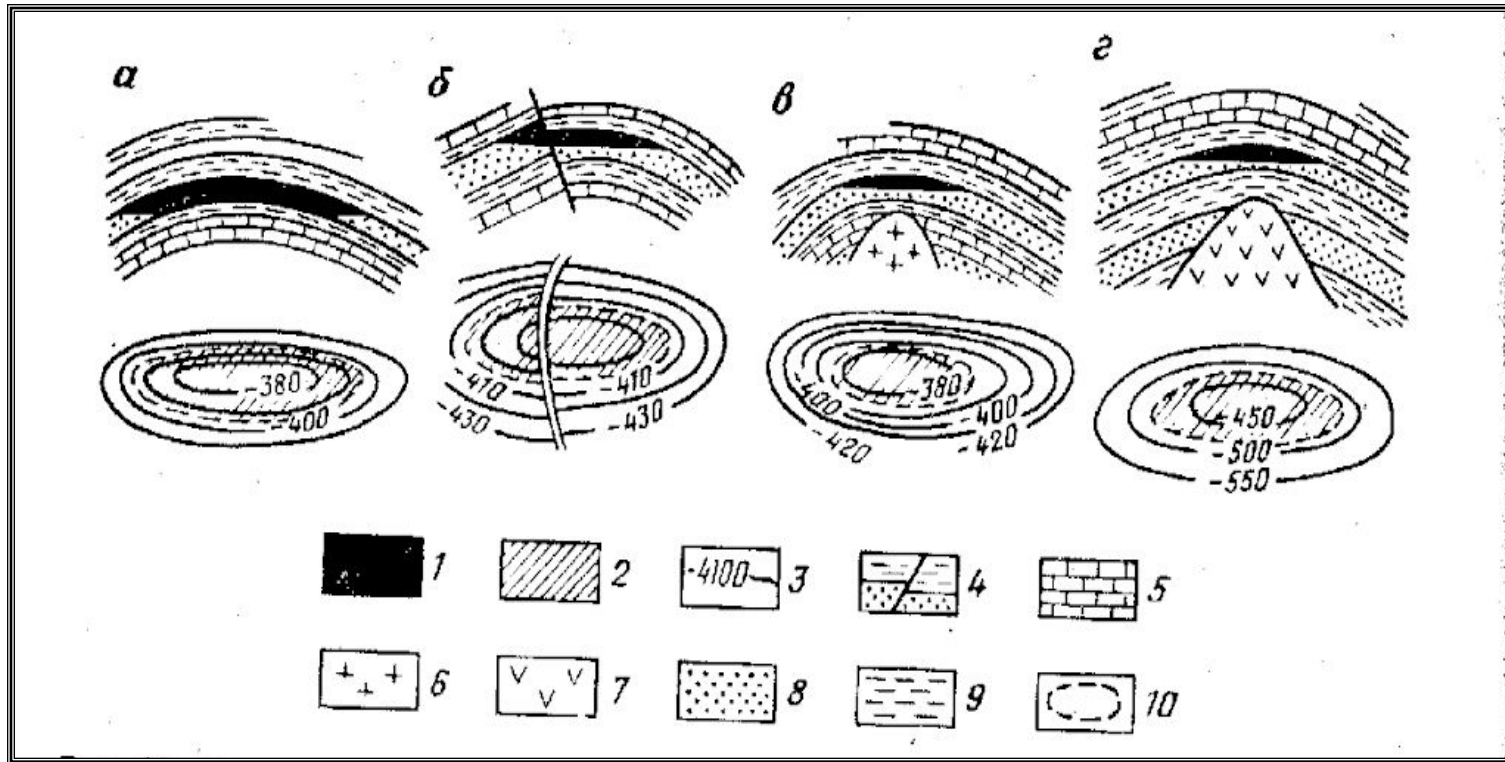


Рис. Сводовые залежи в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову)

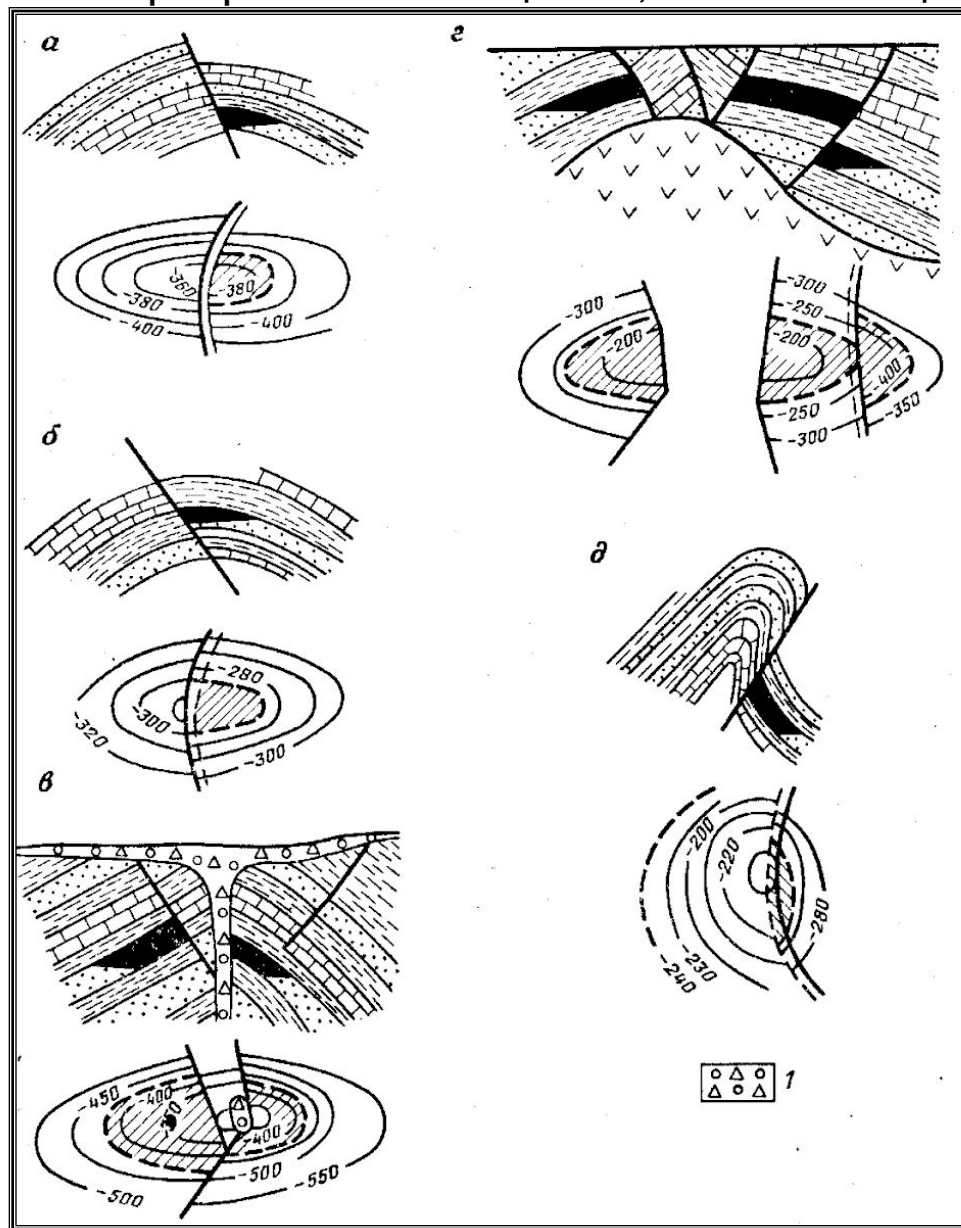
а – ненарушенные, б – нарушенные; в – структурах осложненных:

в – криптодиapiroм или вулканогенными образованиями, г – соляными куполами.

1,2 – нефть на профиле и плане, 3 – стратозигогипсы по кровле продуктивного пласта, 4 – нарушения, 5 – известняки, 6 – вулканогенные образования, 7 – соляной шток, 8 – песчаные породы, 9 – глины, 10 – контур нефтеносности.

- **Тектонически экранированные** залежи формируются вдоль разрывных смещений, осложняющих строение локальных структур.

(по А.А. Бакирову)



а – присбросовые

б – привзбросовые; структур осложненных

в – диапиризмом или грязевым вулканизмом

г – соляными куполами

д – полнадвиговые

1 – грязевой вулкан

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

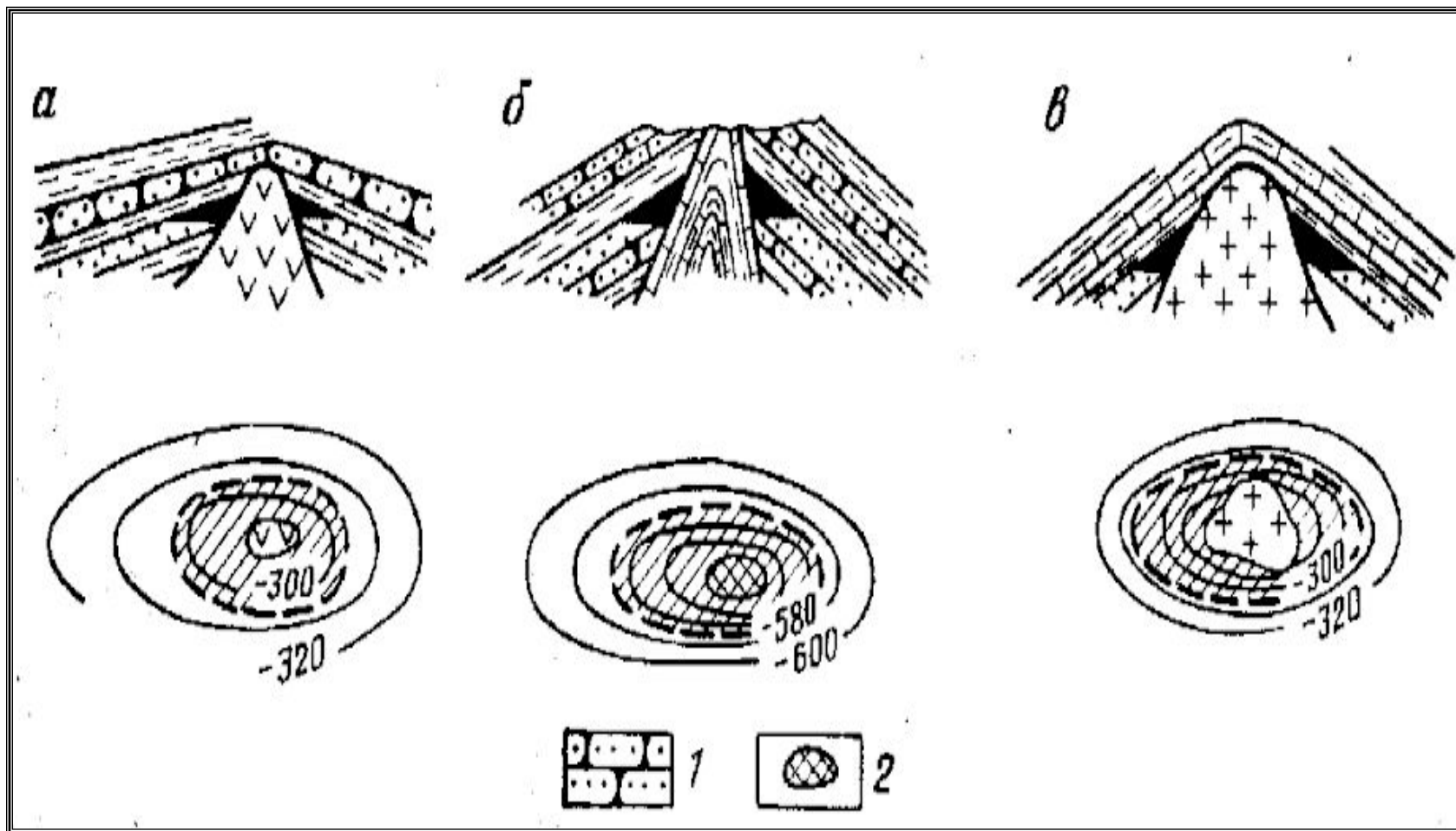


Рис. Приконтактные залежи в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову)

*а – с соляными штоками, б - с диапировыми ядрами или грязевулканическими образованиями,
 в – с вулканогенными образованиями.*

1 – песчаные породы, 2 – диапировое ядро складки

Класс литологических залежей

- В составе этого класса выделяются две группы залежей: литологически экранированных и литологически ограниченных.
- Залежи литологически экранированные, располагаются в участках выклинивания пласта коллектора.

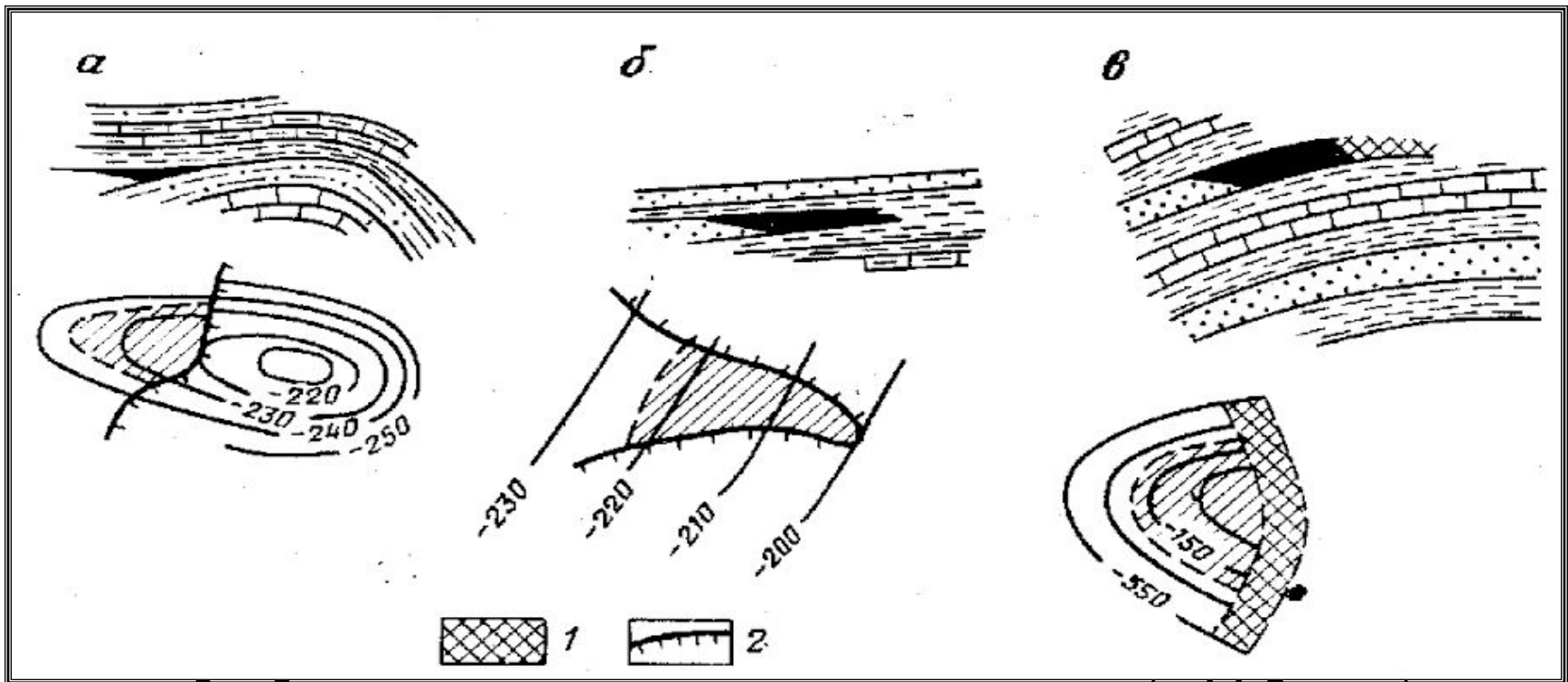


Рис. Литологически экранированные залежи в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову)

а – связанные с выклиниванием пласта-коллектора по восстанию слоев, б – связанные с замещением проницаемых пород непроницаемыми, в – запечатанные асфальтом.

1 – асфальт, 2 – линия выклинивания пласта-коллектора

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

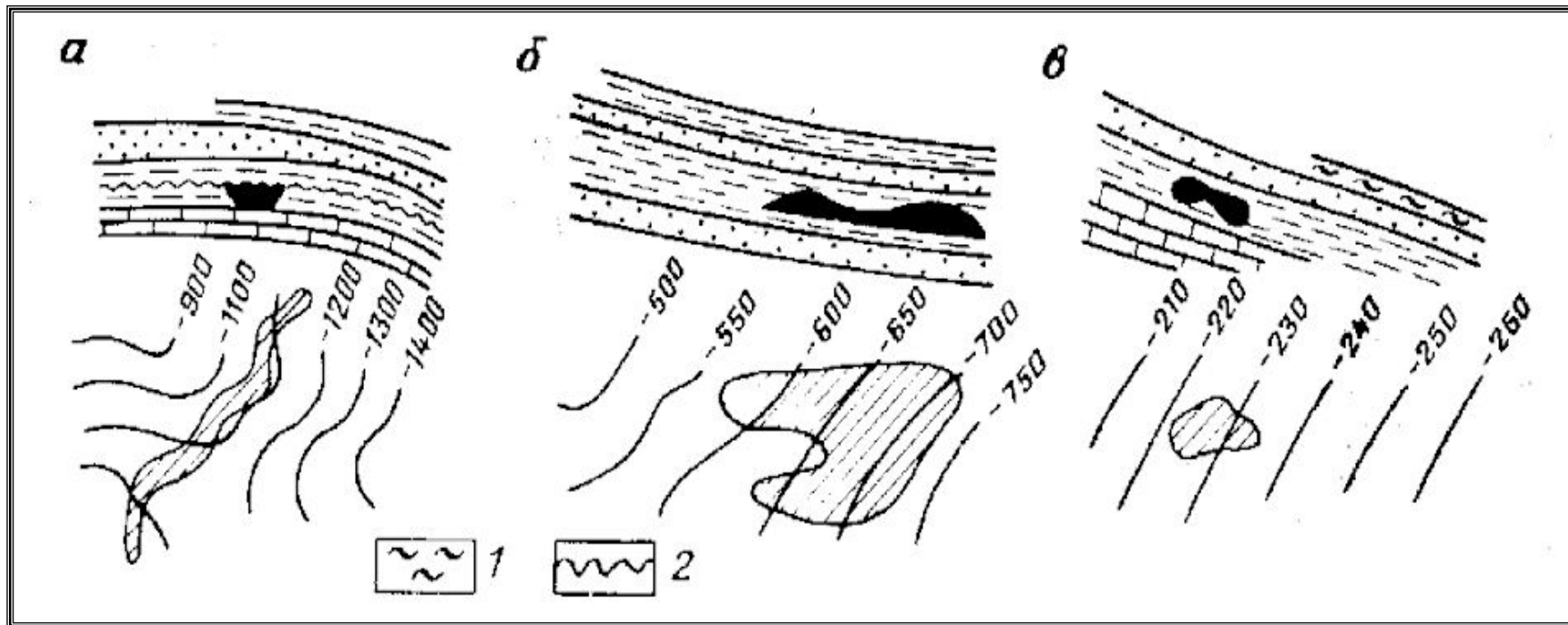


Рис. Литологически ограниченные залежи в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову)

а – в песчаных образованиях ископаемых русел палеорек – шнурковые или рукавообразные, б - в прибрежных песчаных валоподобных образованиях ископаемых баров (баровые), в – в гнездообразно залегающих песчаных коллекторах, окруженных со всех сторонплохопроницаемыми глинистыми образованиями.

1 – мергели, 2 – поверхность несогласия

- **Класс рифогенных залежей**

- Залежи этого класса образуются в теле рифовых массивов.

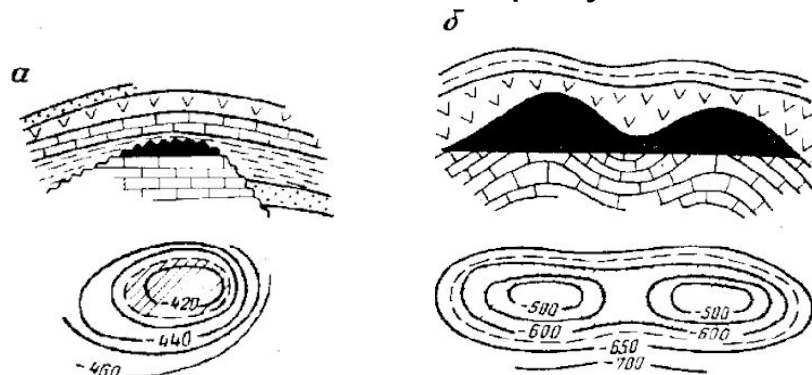


Рис. Залежи рифогенных образований в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову)

а – в одиночных рифовых массивах,
б - в группе (ассоциации) рифовых массивов

- **Класс стратиграфических залежей**

- Формирование залежей этого класса происходило в пластах-коллекторах, срезанных эрозией и стратиграфически несогласноперекрытых непроницаемыми слоями более молодого возраста.
- Залежи стратиграфического класса могут быть обнаружены в антиклинальных, куполовидных и моноклиналильных структурах (вариант а).
- К ним относятся и залежи, приуроченные к выветрелой части погребенных выступов кристаллических пород фундамента (вариант б).

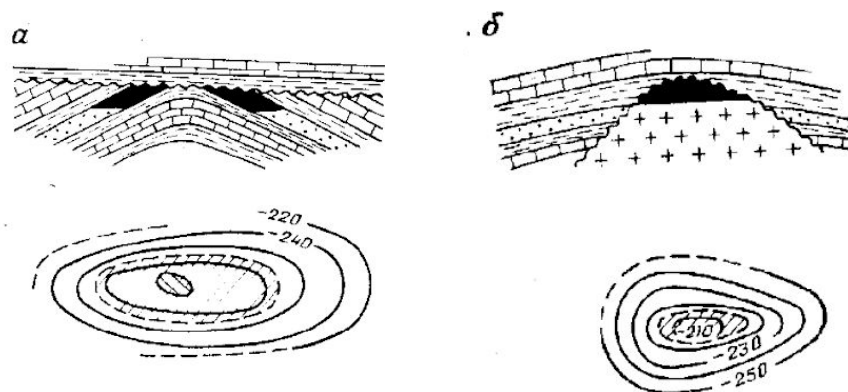


Рис. Стратиграфические залежи в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову)

а – в пределах локальных структур,
б - в погребных выступах кристаллических массивов

Классификация скоплений нефти

- Скопления нефти и газа подразделяются на две категории: локальные и региональные.
- В категорию локальных скоплений включаются залежи и местоскопления нефти и газа.
- В категорию региональных скоплений углеводородов (УВ) включаются зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные области и провинции (нефтегазоносный бассейн).
- Под залежью нефти и газа мы понимаем любое естественное их скопление, приуроченное к природной ловушке.
- Залежи подразделяются на промышленные и непромышленные.
- Под месторождением понимают одну залежь или группу залежей, полностью или частично совпадающих в плане и контролируемых структурой или ее частью.

- **Большое практическое и теоретическое значение имеет создание единой классификации залежей и месторождений, в числе других параметров включающей также размеры запасов.**
- При классификации залежей нефти и газа учитываются такие параметры, как углеводородный состав, тип коллектора, тип резервуара, форма рельефа ловушки, тип ловушки, тип покрышки и значения рабочих дебитов.
- **По углеводородному составу залежи подразделяются на 10 классов:** нефтяные, газовые, газоконденсатные, эмульсионные, нефтяные с газовой шапкой, нефтяные с газоконденсатной шапкой, газовые с нефтяной оторочкой, газоконденсатные с нефтяной оторочкой, эмульсионные с газовой шапкой, эмульсионные с газоконденсатной шапкой.
- **По типу коллектора** - гранулярные или поровые (только обломочные породы); трещинные (любые горные породы); каверновые (только карбонатные).
- **По типу природного резервуара:** пластово-сводовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон.
- **Форма рельефа ловушки** является одним из основных параметров, который необходимо учитывать при комплексной классификации залежей. Практически она совпадает с поверхностью подошвы экранирующих залежь пород. Форма ловушек может быть антиклинальной, моноклинальной, синклинальной и сложной.
- **По типу ловушки** выделяются четыре основных класса локальных скоплений нефти и газа – класс структурных залежей, класс литологических залежей, класс рифогенных залежей, класс стратиграфических залежей.
- **По типу залежи** Класс структурных залежей - сводовые, тектонически экранированные и приконтактные.
- Класс литологических залежей - литологически экранированных и литологически ограниченных.
- Класс рифогенных залежей - образуются в теле рифовых массивов.
- Класс стратиграфических залежей - формирование залежей этого класса происходило в пластах-коллекторах, срезанных эрозией и стратиграфически несогласно перекрытых непроницаемыми слоями более молодого возраста.
- **По значениям рабочих дебитов** выделяется четыре класса залежей: высокодебитная, среднедебитная, малодебитная, непромышленная

Классификации залежей и месторождений

По углеводородному составу залежи

(нефтяные, газовые, газоконденсатные, эмульсионные, нефтяные с газовой шапкой, нефтяные с газоконденсатной шапкой, газовые с нефтяной оторочкой, газоконденсатные с нефтяной оторочкой, эмульсионные с газовой шапкой, эмульсионные с газоконденсатной шапкой)

По типу коллектора

(гранулярные или поровые (только обломочные породы);
трещинные (любые горные породы);
каверновые (только карбонатные))

По типу

природного резервуара

(пластово-сводовые, массивные
и литологически ограниченные
со всех сторон)

По типу ловушки

(выделяются четыре основных
класса локальных скоплений нефти и газа
– класс структурных залежей,
класс литологических залежей,
класс рифогенных залежей,
класс стратиграфических залежей)

По типу залежи

(класс структурных залежей,
класс литологических залежей,
класс рифогенных залежей,
класс стратиграфических залежей)

По значениям

рабочих дебитов

выделяется четыре класса залежей:
высокодебитная, среднедебитная,
малодебитная, непромышленная.

Происхождение нефти и газа и образование их залежей.

Изучением происхождения нефти и газа стали интересоваться еще до возникновения нефтяной промышленности.

О генезисе нефти и газа нет единого мнения.

Существуют две теории происхождения нефти:

-теория органического или биогенного происхождения

-теория неорганического (абиогенного) происхождения.

Многие вопросы генезиса нефти и газа до сих пор окончательно не решены.

Геологический материал, накопленный более чем вековую историю промышленного освоения углеводородных ресурсов, проведенных геохимических лабораторных исследований и др. исследовательских работ служит убедительным доказательством биогенного происхождения нефти и углеводородных газов.



Биогенная (органическая) теория образования нефти и газа.

- Начало целенаправленной разработки идеи об органическом происхождении нефти было положено более двухсот лет назад М. В. Ломоносовым, предложившим гипотезу об образовании нефти в результате подземной перегонки содержащегося в породах органического вещества (уголь, торф).
- Современная концепция органического происхождения нефти восходит к монографии И.М.Губкина «Учение о нефти». В соответствии с этой моделью, нефть образуется следующим образом:
- Исходное вещество для образования нефти – органическое вещество морских илов, состоящее из животных и растительных организмов. Перекрывающие илы осадки предохраняют его от окисления. Погруженный на глубины до 50 м он перерабатывается анаэробными микробами. При погружении в глубокие недра горные породы, содержащие РОВ (рассеянное органическое вещество) попадают в область давлений 15-45 МПа и температур 60 - 150°. Такие условия находятся на глубинах 1,5 – 6 км. Под действием возрастающего давления нефть вытесняется в проницаемые породы (коллекторы), по которым она мигрирует к месту образования будущих залежей.
- Отечественная нефтегазовая геология подтвердила положения И.М.Губкина
- Основные аргументы в пользу биогенного происхождения нефти следующие:
- Приуроченность 99,9% промышленных скоплений нефти к осадочным породам.
- Сосредоточение наибольших запасов в отложениях геологических периодов с наибольшей активностью биосферы.
- Сходство элементного, и, главное, - изотопного состава живого вещества и нефтей.
- Оптическая активность нефтей.

Концепции неорганического происхождения нефти

- *Идея возможности неорганического происхождения нефти была выдвинута в XIX веке замечательным естествоиспытателем А. Гумбольтом.*
- *Широкую известность получила теория, сформулированная Д.И. Менделеевым (1876 год). По его мнению, вода, проникая по разломам в глубинные недра Земли, вступает во взаимодействие с карбидами металлов. Образовавшиеся при этом взаимодействия углеводородные пары по тем же разломам поднимаются в верхние части земной коры, где конденсируются, образуя скопления нефти.*
- *В 1889 году в Московском обществе испытателей природы В.Д. Соколов доложил свою концепцию неорганического происхождения нефти.*
- *Сущность же теории сводилась к следующему:*
- *1. Углеводороды возникают в космических телах на ранних стадиях их развития из углерода и водорода, количество которых во всех космических телах, в том числе и в Земле огромны.*
- *2. Возникшие таким образом углеводороды на Земле поглощаются расплавленной магмой.*
- *3. При остывании магмы и кристаллизации магматических горных пород, углеводороды отделяются от нее, и мигрируют по трещинам и разломам.*
- *4. Попадая в верхние части литосферы, и конденсируясь, углеводороды дают основной материал для образования различных битумов.*

- ***В настоящее время имеется много различных моделей неорганического происхождения нефти. Они основываются на следующих фактах.***
- ***- Многочисленные месторождения приурочены к зонам разломов.***
- ***- Встречаются месторождения в магматических и метаморфических горных породах.***
- ***- Углеводороды встречаются в веществе, извергающемся из вулканов, в ультраосновных породах (кимберлитах) алмазоносных трубках взрыва, в метеоритах и хвостах комет, атмосфере планет и в рассеянном космическом веществе.***
- ***На эти аргументы можно возразить следующее:***
- ***1. Не все месторождения приурочены к зонам разломов.***
- ***2. В магматические и метаморфические горные породы углеводороды могли попасть из осадочных пород в результате миграции.***
- ***3. Углеводороды космоса и магматических проявлений существуют в единичных молекулах и совершенно незначительных примесях. Никто не спорит, что углеводороды образуются химическим путем. Однако крупные скопления таким образом сформироваться не могут.***
- ***Важным достоинством концепций неорганического происхождения нефти является ее оптимистичность. Количество воды и углекислого газа в мантии по человеческим меркам неисчерпаемо и это дает нам надежду на то, что ресурсы нефти и газа на Земле значительно больше разведанных сегодня, и продолжают пополняться, то есть теоретически безграничны.***

Формирование залежей нефти и газа.

- Современная модель образования залежей нефти и газа.

Стадия	Состояние и формы нахождения ОВ и УВ	Геологические условия среды, формирующей скопления	Источники энергии, преобразующие ОВ, УВ и их скопления.
Накопление и захоронение ОВ	Исходное органическое вещество осадков в диффузно - рассеянном состоянии	Водная среда с анаэробной геохимической обстановкой.	Биохимическое воздействие организмов и ферментов, действие каталитических свойств минералов
Генерация УВ	УВ нефтяного ряда в рассеянном состоянии	Потенциально нефтегазоматеринские толщи с анаэробной геохимической средой	Геостатическое давление, температура недр, высвобождающаяся внутренняя химическая энергия ОВ при перестройке в УВ, радиация из вмещающих пород.
Миграция УВ	УВ в свободном и водогазорастворенном состоянии	Породы-коллекторы	Гравитация, геодинамическое давление, гидродинамические процессы, капиллярные силы, диффузия.
Аккумуляция УВ	Скопления УВ	Породы-коллекторы и покрышки, ловушки.	Гравитация, геодинамическое давление, гидродинамические процессы, капиллярные силы, диффузия.
Консервация УВ	Скопления УВ	Породы-коллекторы и покрышки, ловушки, восстановительная геохимическая среда, застойный режим пластовых вод, благоприятные давления и температуры.	

- **Аккумуляция рассеянного органического вещества (РОВ)**
- Органическое вещество накапливается в осадках в диффузно- рассеянном состоянии и разлагается под воздействием биохимических процессов и микроорганизмов (процесс протекает до глубины 50 м).
- Породы, и способные в подходящих условиях генерировать углеводороды называются **нефтематеринскими**.
- Такие породы содержат в повышенных (до 0,5%) концентрациях органическое вещество, накапливаются в условиях относительно устойчивого погружения бассейна седиментации (**более всего обогащены таким веществом темные глинистые толщи типа олигоцен-миоценовой майкопской серии Кавказа, девонского доманика Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов, карбонатные (рифогенные) формации**).
- Общей особенностью осадочных толщ, вмещающих залежи нефти - их **субаквальное** происхождение, то есть осаждение в водной среде. Нефтедержащие толщи должны обладать не менее чем 2-3 километровой мощностью. Толщи такой мощности могут накапливаться в крупных впадинах земной коры, для чего требовалось длительное и устойчивое погружение соответствующих участков земной коры. Такие участки называются **нефтегазоносными бассейнами**.
- **Преобразование рассеянного органического вещества в углеводороды.**

- По мере погружения осадков, при повышении температуры до 80-100°C. (10-30%) органического вещества (ОВ) преобразуется в нефть. На большей глубине (6 км) при 120 ° C – в газ
- В различных тектонических условиях геотермическая ступень различна.
- Нефтеобразованию существенно способствуют поступающие из мантии флюиды. Это особенно заметно в молодых рифогенных бассейнах типа

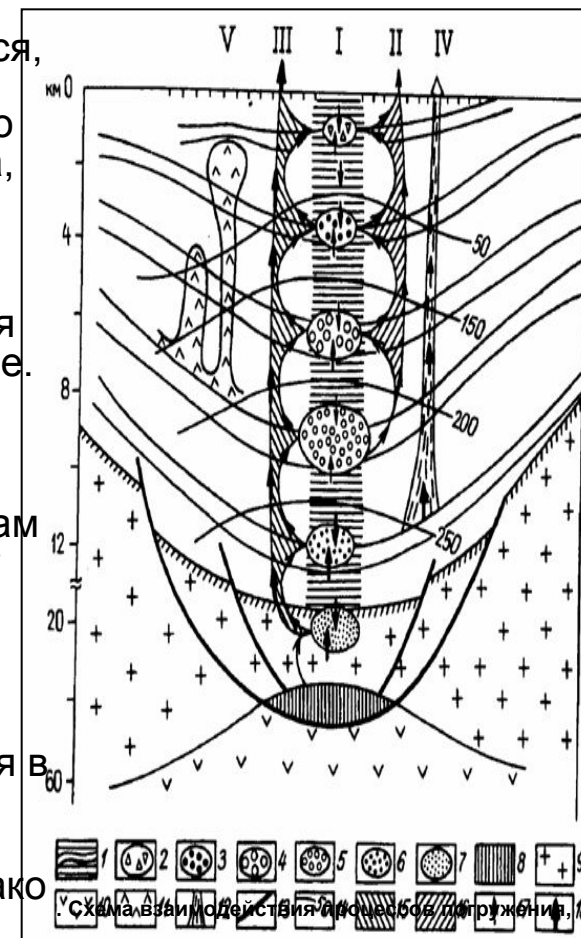


• Миграция. Природные резервуары.

- Под действием высокого давления недр углеводороды отжимаются, **эмигрируют** из нефтематеринских пород в породы-коллекторы. Происходит эмиграция, или **первичная миграция** нефти. Гораздо чаще коллекторы залегают выше по разрезу осадочного бассейна, чем нефтематеринские толщи, или замещают их по простирацию. Так образуются **нефтегазоносные комплексы – сочетания нефтематеринских пород, коллекторов и флюидоупоров.**
- Вместе с нефтью, или раньше из материнской породы отжимается вода. Поэтому породы-коллекторы практически всегда водоносные. Вода может быть захоронена вместе с осадками (погребенная), проникать с поверхности (инфильтрационная), или поступать из глубин (ювенильная).
- В свободном, или растворенном состоянии УВ мигрируют по порам и трещинам по природному резервуару (**внутрипластовая, или межпластовая миграция**). Если миграция осуществляется по пласту, она называется **боковая**, или **латеральная**, вверх – **вертикальная**. Миграция происходит либо в растворе с водой (**молекулярная**), либо в свободном состоянии – **фазовая**.
- Миграция углеводородов идет из областей повышенного давления области пониженного давления. Принцип может быть нарушен по причинам:

- **Сила тяжести.** Вода может увлекать нефть своим потоком. Однако на ее перемещение действуют кроме перепада давлений силы гравитации, направленные вниз. В спокойном же состоянии углеводороды, наоборот, всплывают над водой.

- - **Капиллярные силы**, удерживающие воду и нефть в порах.
- - **Диффузия**, ориентированная перпендикулярно градиенту концентрации вещества и направленная в сторону меньших концентраций. Особенно активно диффузия действует в газах, что ведет к разрушению залежей.
- Порода-коллектор в обрамлении пород - флюидоупоров, по которому может перемещаться флюид, называется **природным резервуаром (пластовые, массивные, пластово-массивные и литологические природные резервуары).**



конвекционного прогрева и нефтеобразования в осадочных бассейнах. 1 – осадочный разрез в условиях погружения, флюидонасыщенные зоны разуплотнения (I); 2 – нефтегазовая, 3 – газонефтяная, 4 – газовая, 5 – термального газа, 6 – кислых газов, 7 – газорудная, 9 – астеносфера, 0 – земная кора, 10 – верхняя мантия, 11 – соляные купола (V), 12 – грязевые диапиры (IV), 13 – разломы, 14 – изотермы, 15 – перемещение неуглеводородных теплоносителей (III), 16 – перемещение углеводородных потоков (II), 17 – направление движения УВ, 18 – направление

движения волно-углекислых флюидов

- Углеводороды перемещаются по пласту - коллектору до тех пор, пока не встретят и не заполнят **ловушку**. Тогда они образуют **залежи** - естественные, единичные, скопления нефти и газа в коллекторе.
- Классификации ловушек: **структурные, литологические, стратиграфические, рифогенные, структурно-стратиграфические.**
- Классификация покрышек: **региональные, субрегиональные, зональные и локальные**
- Залежи могут формироваться из рассеянных углеводородов, (**первичные**), или из разрушенных залежей – (**вторичные**)
- Ловушки: **традиционные (антиклинальные складки), нетрадиционные (неантиклинальные), жильные залежи, связанные с зонами трещиноватости**
- **Элементы залежей.**
 - **Кровля Подошва** - граница пород-коллекторов нефтяного, или газового пласта с надстиляющими и подстиляющими их породами-флюидоупорами.

-**Водонефтяной контакт (ВНК)** граница между нефтью и водой,

- **Газоводяной контакт (ГВК)** - граница между газом и водой,

- **Газонефтяной контакт (ГНК)** - граница между газом и нефтью,

-**Внешний контур нефтеносности (газоносности)** – линия пересечения водонефтяного (газоводяного) контакта с кровлей пласта

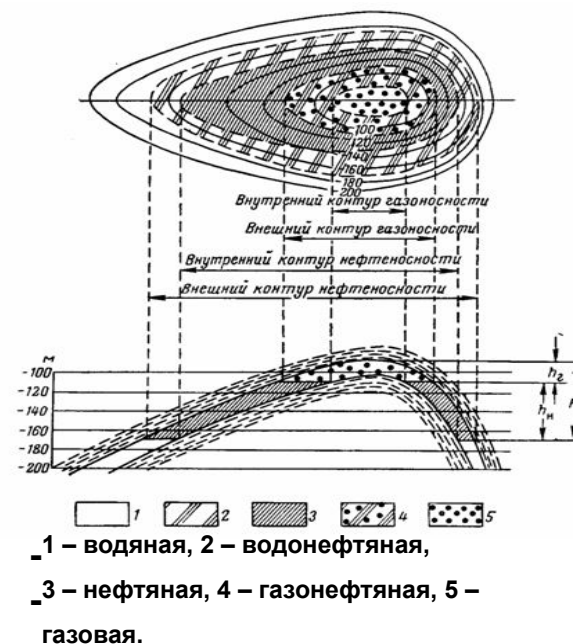
-**Внутренний контур нефтеносности (газоносности)** – линия пересечения водонефтяного (газоводяного) контакта с подошвой пласта

-**Высота залежи (h)** разница абсолютных отметок между водонефтяным (газонефтяным) контактом и самой высокой точкой залежи. Полная высота залежи складывается из высот нефтяной и газовой частей.

- **Длина** залежи - максимальное расстояние по прямой, соединяющее наиболее удаленные точки самой нижней замкнутой стратозиогипсы.

Генетическая классификация залежей: **структурные, литологические, рифогенные,**

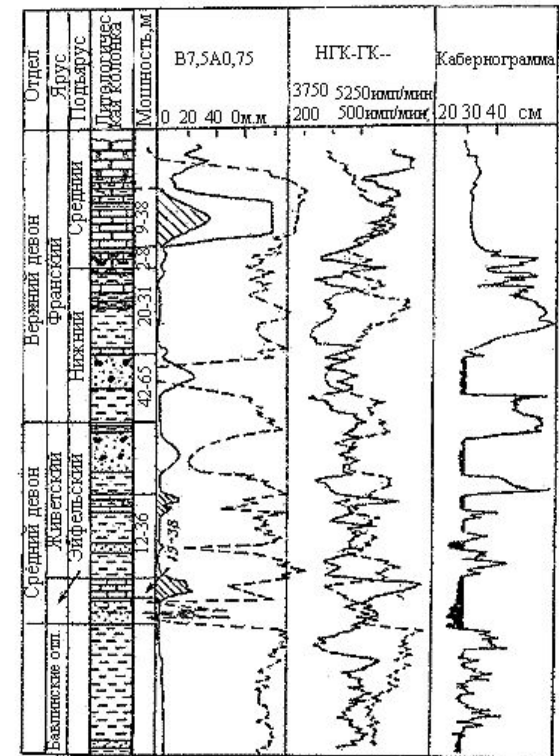
8. **Ширина** залежи минимальный диаметр, соединяющий точки самой нижней **стратиграфические.**



Применение комплексных данных промысловой геофизики для изучения геологического разреза скважин.

- Основные задачи при изучении геологического разреза нефтяных и газовых скважин следующие:
- расчленение разрезов на пласты различного литологического состава, определение мощности и глубины залегания пластов;
- выделение в разрезе коллекторов и оценка содержания в них нефти и газа.
- Общие исследования проводятся обязательным комплексом, включающим методы КС, стандартным зондом (при солевой промывочной жидкости вместо него применяют БК), ПС, ГК, НГК, кавернометрию (КВ). В поисковых скважинах комплекс дополняется геохимическими методами.
- Детальные исследования проводят тем же комплексом, дополненными БКЗ, ИК, БК, БМК, резистивиметрией, акустическими и геохимическими методами.
- В зависимости от решаемой задачи и характера используемой при этой информации различают оперативную и сводную интерпретацию промыслово-геофизических данных.
- Оперативная интерпретация состоит в выдаче в кратчайший срок после проведения исследований в скважине заключения о наличии в разрезе скважины нефтегазоносных пластов и рекомендаций по их опробованию.
- Сводная интерпретация проводится для каждого продуктивного пласта по всему месторождению с использованием геолого-геофизических данных о пласте по всем скважинам. В результате сводной интерпретации изучают геологическое строение и условия залегания продуктивных пластов и подсчитывают запасы нефти и газа.

- **Литологическое расчленение разрезов скважин.**
- Литологическое разделение проводят по комплексу диаграмм геофизических методов на основе типового для района геолого-геофизического разреза. Литологический характер пород определяют по сумме геофизических признаков, установленных по диаграммам разных методов
- **Выделение коллекторов.**
- **Оценка характера насыщения коллекторов.**
- **Определение коэффициента пористости (пустотности).**
- **Определение коэффициента нефтегазонасыщенности.**
- **Прогнозирование зон с аномально высоким пластовым давлением.**
- **Составление геологического разреза скважин**
- это один из основных отчетных документов о результатах выполненных геолого-разведочных работ. Разрезы первых разведочных скважин и всех опорных скважин составляются на основании описания кернового материала с последующим его сопоставлением с диаграммами геофизических методов исследования и кавернограммами.
- **Опорные пласты (реперы) - на диаграммах КС и ПС легко распознаются по тем или иным специфическим признакам**



Геолого-геофизический разрез:

а - песчаники; б - нефтеносность; в - аргиллиты; г - алевролиты; д - сланцы; е - известняки глинистые; ж - известняки; з - доломиты; и - геофизические реперы; к - глинистая корка против проницаемых пород.

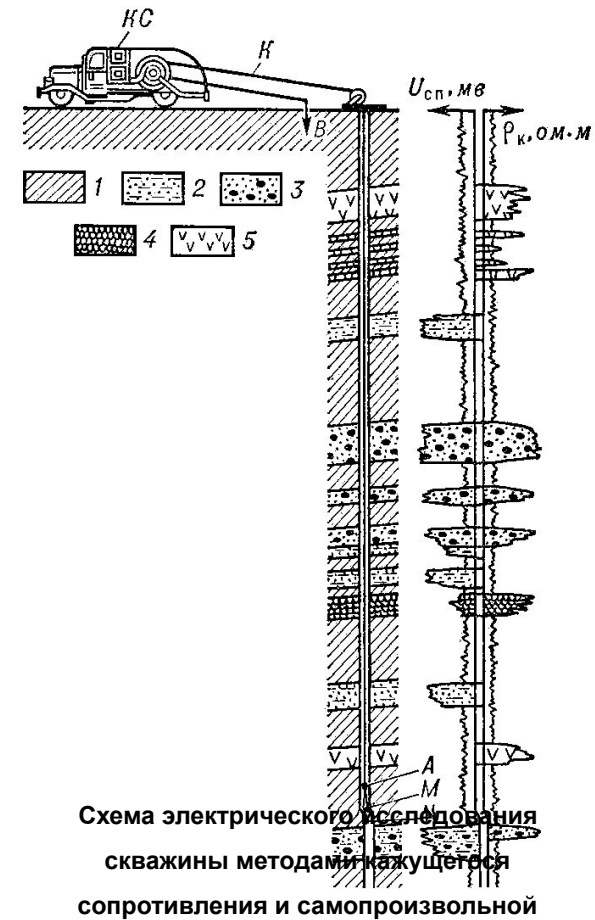
В процессе разведочного бурения составляют сводный геологический разрез, который уточняют путем сопоставления геологических и геофизических разрезов разведочных, а впоследствии и эксплуатационных скважин.

Сводный стратиграфический и литологический разрез месторождения, надежно увязанный с геофизическим разрезом, является основой построения различных карт, характеризующих

Геофизические методы изучения разрезов скважин.

Методы изображения геологического строения месторождения. Основные графические документы

- **Геофизические методы** применяют для изучения геологических разрезов скважин по физическим свойствам горных пород. С их помощью устанавливают глубину залегания, границы и литологию пластов; выделяют коллекторы и определяют характер насыщающего флюида (нефть, газ, вода); находят параметры коллекторов — коэффициенты пористости, глинистости, нефте-, газо-, водонасыщенности, проницаемости.
- **Геофизические исследования** скважин делятся на две весьма обширные группы методов - методы [каротажа](#) и методы [скважинной геофизики](#). Каротаж, также известный как промысловая или буровая геофизика, предназначен для изучения пород непосредственно примыкающих к стволу скважины (радиус исследования 1-2 м).
- Исследования ведутся при помощи [геофизического оборудования](#). Исследования ведутся при помощи геофизического оборудования. При геофизическом исследовании скважин применяются все методы разведочной геофизики ([электрические методы](#) ([электрические методы](#), [ядерно-геофизические методы](#) ([электрические методы](#), [ядерно-геофизические методы](#), [акустический каротаж](#) ([электрические методы](#), [ядерно-](#)



а — разрез скважины (КС — каротажная станция; К — кабель; А, М, N и В — электроды; 1 — глины; 2 — пористые водоносные пески или песчаники; 3 — пористые нефтеносные пески или песчаники; 4 — плотные песчаники; 5 — гипсы); 6 — диаграммы кажущегося сопротивления и самопроизвольной поляризации:

Классификация методов ГИС

Название групп методов	Название методов
Электрические	метод естественной поляризации (ПС)
	методы токового каротажа, скользящих контактов (МСК)
	метод кажущихся сопротивлений (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ) и др.
	резистивиметрия
	метод вызванных потенциалов (ВП)
	индуктивный метод (ИМ)
	диэлектрический метод (ДМ)
Ядерные	гамма-метод (ГМ) или гамма-каротаж (ГК)
	гамма-гамма-метод (ГГМ) или гамма-гамма-каротаж (ГГК)
	нейтронный гамма-метод (НГМ) или каротаж (НГК)
	нейтрон-нейтронный метод (ННМ) или каротаж (ННК)
Термические	метод естественного теплового поля (МЕТ)
	метод искусственного теплового поля (МИТ)
Сейсмоакустические	метод акустического каротажа
	сейсмический каротаж

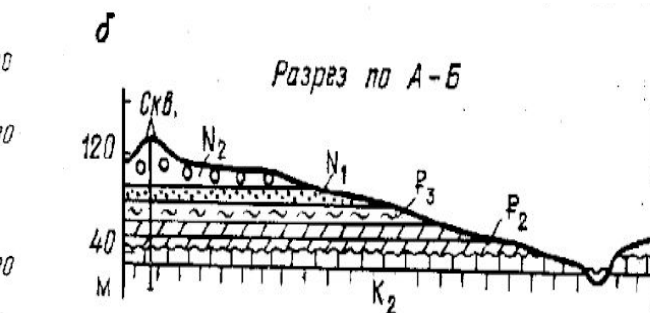
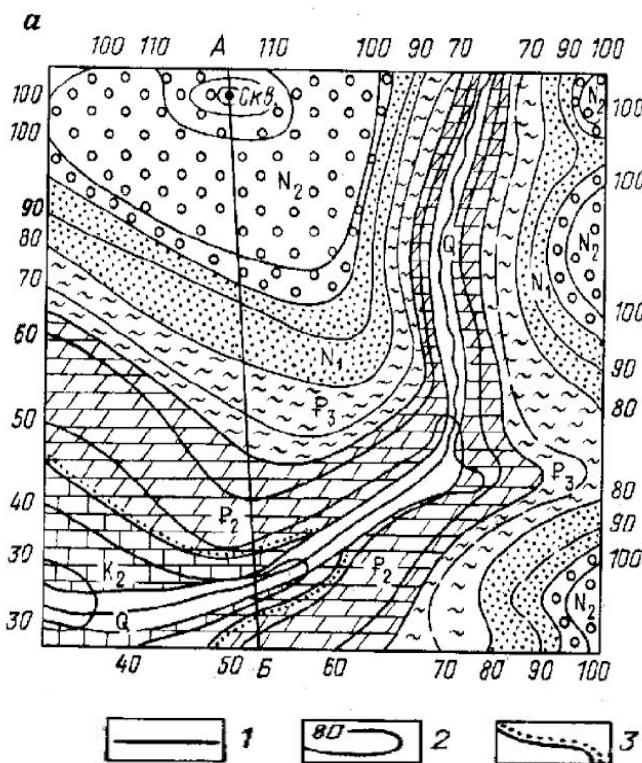
- **Изображения геологического строения** месторождения на основе полученных геологических данных осуществляется двумя методами: **основным и косвенным**
- **Основной метод**: составление геологических карт, разрезов, схем корреляции, стратиграфических схем и др. Для создания геологической карты геолог, наносит на топографическую карту и описывает выходящие на поверхность горные породы, определяет их свойства и возраст, элементы залегания.
- **Косвенные методы** (аэрокосмические, геофизические и геохимические – см. выше) восполняют отсутствие фактического материала графическими построениями, домыслами и предположениями.
- Чаще всего эти методы применяются комплексно. В результате строится графическая модель геологического строения – геологическая карта, геологический разрез, составляется геологическое описание
- **Основные графические документы после завершения ГРР:**
 - обзорная карта;
 - карта геолого-геофизической изученности;
 - карта тектонического районирования;
 - схема расположения профилей и скважин (карта фактического материала) на геологической и структурной основе;
 - геолого-геофизические разрезы скважин с выделением нефтегазоперспективных и нефтегазоносных комплексов и с результатами испытания;
 - корреляционные схемы разрезов скважин, нефтегазоносных и перспективных комплексов, горизонтов и пластов с результатами их испытания;

- опорные геологические разрезы, сейсмогеологические, временные и другие разрезы, проходящие через параметрические скважины;
- структурные карты по основным структурным этажам и ярусам;
- литолого-фациальные карты и палеосхемы перспективных комплексов и горизонтов;
- карта важнейших критериев нефтегазоносности основных комплексов;
- карта нефтегазогеологического районирования;
- подсчетные планы нефтегазоносных комплексов с выделением эталонных и расчетных участков и границами развития нефтегазоносных комплексов;
- карты перспектив нефтегазоносности и распределения плотности прогнозных ресурсов нефти и газа категорий Д1 и Д2.
- сводный геолого-геофизический разрез площади работ;
- геологические профили, временные, сейсмогеологические, геоэлектрические и другие разрезы;
- геолого-геофизические разрезы структурных скважин с выделением продуктивных, маркирующих, опорных горизонтов;
- структурные карты по целевым горизонтам с выделением первоочередных объектов;
- карты неантиклинальных ловушек, совмещенные со структурными картами по продуктивным или близким к ним горизонтам, с контурами предполагаемых залежей;
- карты сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических исследований;
- информационные карты по выявленным нефтегазоперспективным объектам, паспорта по объектам, подготовленным к поисковому бурению.
- **По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляется отчет о результатах поисково-оценочных работ. В случае открытия месторождения (залежи) проводится подсчет геологических и извлекаемых запасов УВ, а также сопутствующих компонентов в соответствии с действующими нормативными документами.**

Методы геологического картирования при поисках нефти и газа.

Графическое изображение геологических тел. Карты и разрезы

- Геологические карты** — графическое изображение на топографической основе границ распространения на земной поверхности различных по возрасту и составу горных пород



Геологический разрез по линии А-Б

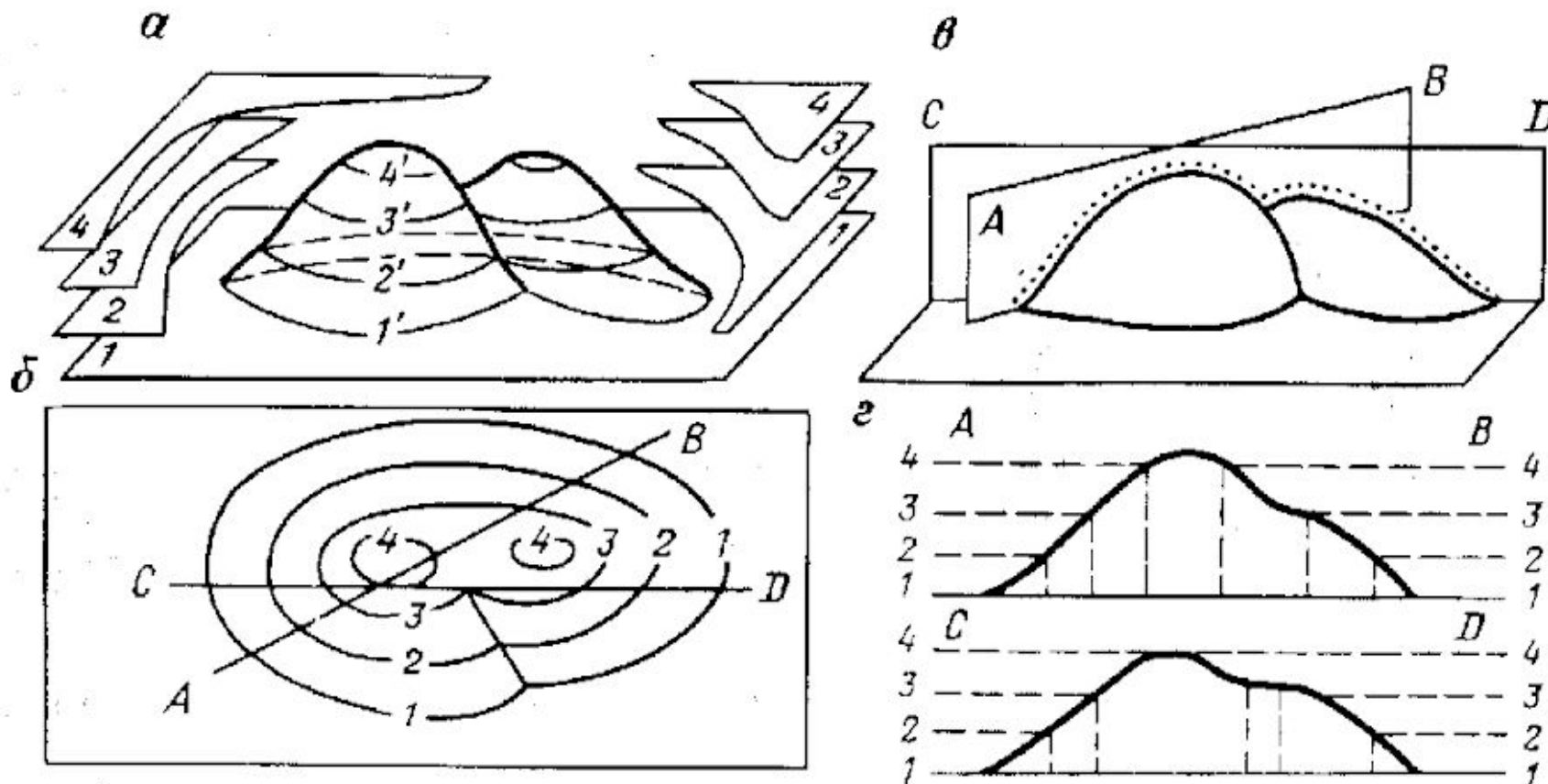
Система	Отдел	Индекс	Литологическая колонка	Мощность, м	Описание пород
Четвертичная		Q		0-2	Суглинки, супеси, пески, галечники
Неогеновая	Верхний	N ₂		35	Рыхлые галечники с прослоями крупнозернистых пород
	Нижний	N ₁		15	Слоистые светлые кварцевые пески
Палеогеновая	Верхний	P ₃		15	Бурые тонкослоистые глины
	Средний	P ₂		20	Серые слоистые песчанистые мергели, в основании крупнозернистые пески
Меловая	Верхний	K ₂		28	Темно-серые пористые грубослоистые известняки

Разрез скважины

Геологическая карта

- 1 - геологические границы,
- 2 - горизонталы рельефа,
- 3 - линии несогласия

- Для изображения форм геологических тел и положения их в пространстве широко применяются структурные карты, на которых с помощью линий одинаковых высот (изогипс) показывается характер залегания какой-либо геологической поверхности (кровли или подошвы).
- Структурные карты строят так же, как и топографические



Пример построения топографической карты и профиля

а – земная поверхность с двумя вершинами, рассеченная четырьмя горизонтальными плоскостями 1, 2, 3, 4; *б* – карта в горизонталях; *в* – та же поверхность рассеченная двумя вертикальными плоскостями AB и CD; *г* – профили по сечениям AB и CD.

• Построение карт в изолиниях (структурных)

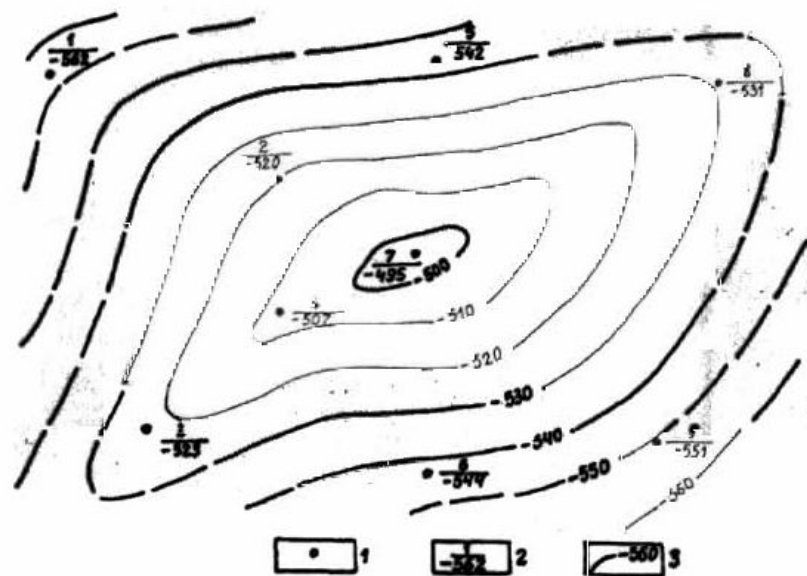
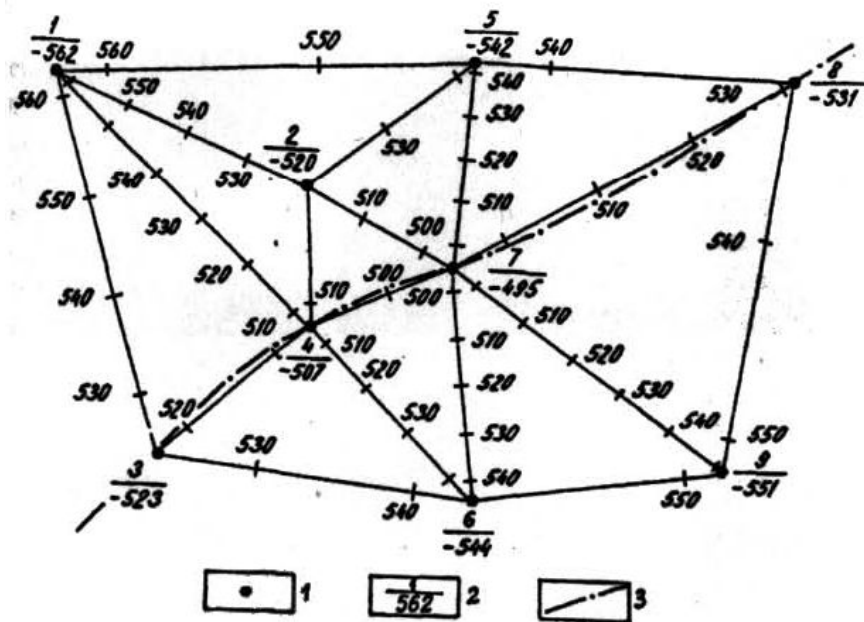
- Из всех видов карт в геологии нефти и газа чаще всего используются карты в изолиниях. В изолиниях изображаются нефтенасыщенность, коллекторские свойства пластов, их эффективные мощности, пластовые давления и многие другие параметры
- Структурные карты — одна из разновидностей геологических карт в изолиниях. Они отображают в стратоизогипсах положение геологической граничной поверхности (кровли или подошвы пласта) относительно уровня моря. **Стратоизогипсы** - это линии, соединяющие на плане точки с одинаковыми абсолютными отметками геологической граничной поверхности, проведенные через равные высотные интервалы

• Построение структурных карт методом инвариантных линий и скатов

- После определения сечения стратоизогипс и выбора высотных отметок последовательность работы следующая:
- Анализируют высотные отметки и выделяют инвариантные линии — как скелет изображаемой поверхности. Эти инвариантные линии соответствуют линиям «водоразделов», или «талвегов», на поверхности структуры (рис. 1а,б).
- Намечают линии скатов (склонов) будущей поверхности, в основном перпендикулярно линиям инвариант (рис. 1в). Удобно, если линии скатов проходят через скважины.
- На линиях инвариант и скатов путем линейной интерполяции отмечают точки, соответствующие выбранным для данной карты абсолютным отметкам стратоизогипс.
- Соединяют одноименные отметки плавными линиями, начиная от самой высокой или самой глубокой, следя за тем, чтобы стратоизогипсы не пересекались.
- Надписывают стратоизогипсы в их разрывах



- **Построение структурных карт методом треугольников**
- **Метод треугольников** - один из наиболее распространенных способов построения структурных карт в геологической практике. Этот метод заключается в том, что структурная форма представляется в виде системы плоскостей, каждая из которых строится по трем точкам.
- **Построение стратоизогипс.** Полученные на сторонах треугольников значения изогипс для удобства построения карты надписываются, и одноименные значения соединяются плавными линиями, начиная от максимальных или минимальных значений стратоизогипс.



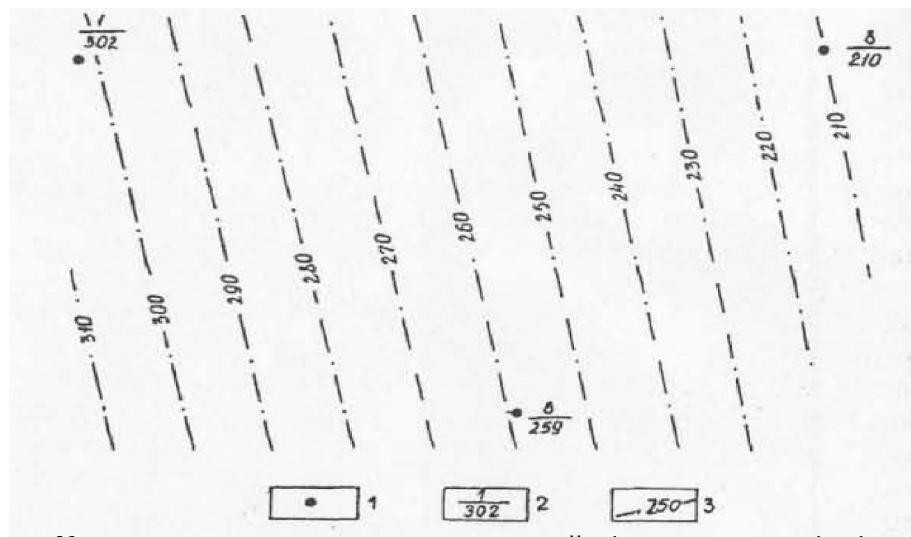
Разбивка площади на треугольники и интерполяция:

Построение стратоизогипс

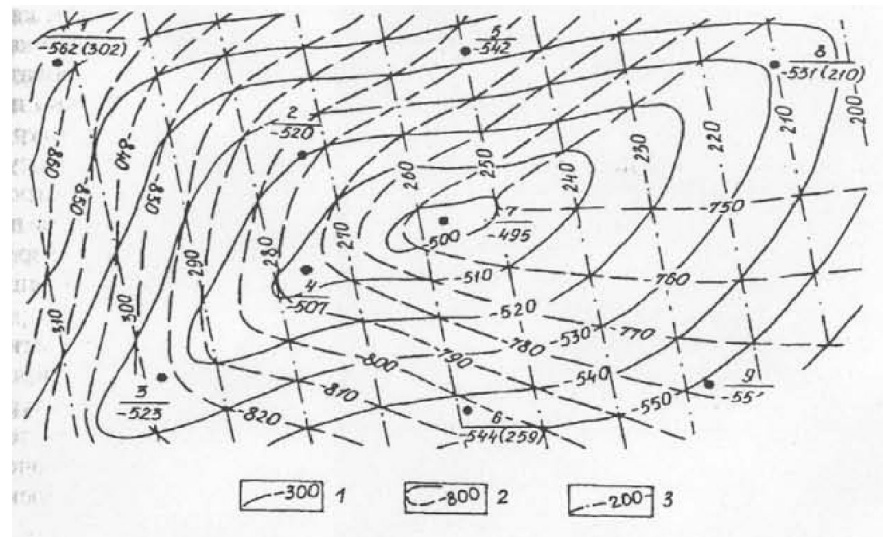
1- скважина, 2-номера скважин и абсолютная отметка маркирующего горизонта, 3- предполагаемая ось складки.

• Построение структурных карт методом схождения

- Предварительным этапом в построении структурной карты методом схождения является построение карты равных вертикальных мощностей (карты изохор)
- Построение:
- Разбить отрезки между скважинами на треугольники аналогично тому, как это делалось в предыдущей работе
- Провести интерполяцию между скважинами и соединить точки с одинаковыми значениями толщин плавными линиями, получая карту (изохор), отражающую закономерности изменения вертикальных расстояний между указанными поверхностями
- Совместить структурную карту верхней граничной геологической поверхности **А** с картой изохор
- Соединить плавными линиями точки, имеющие одинаковые приведенные глубины поверхности **Б**.

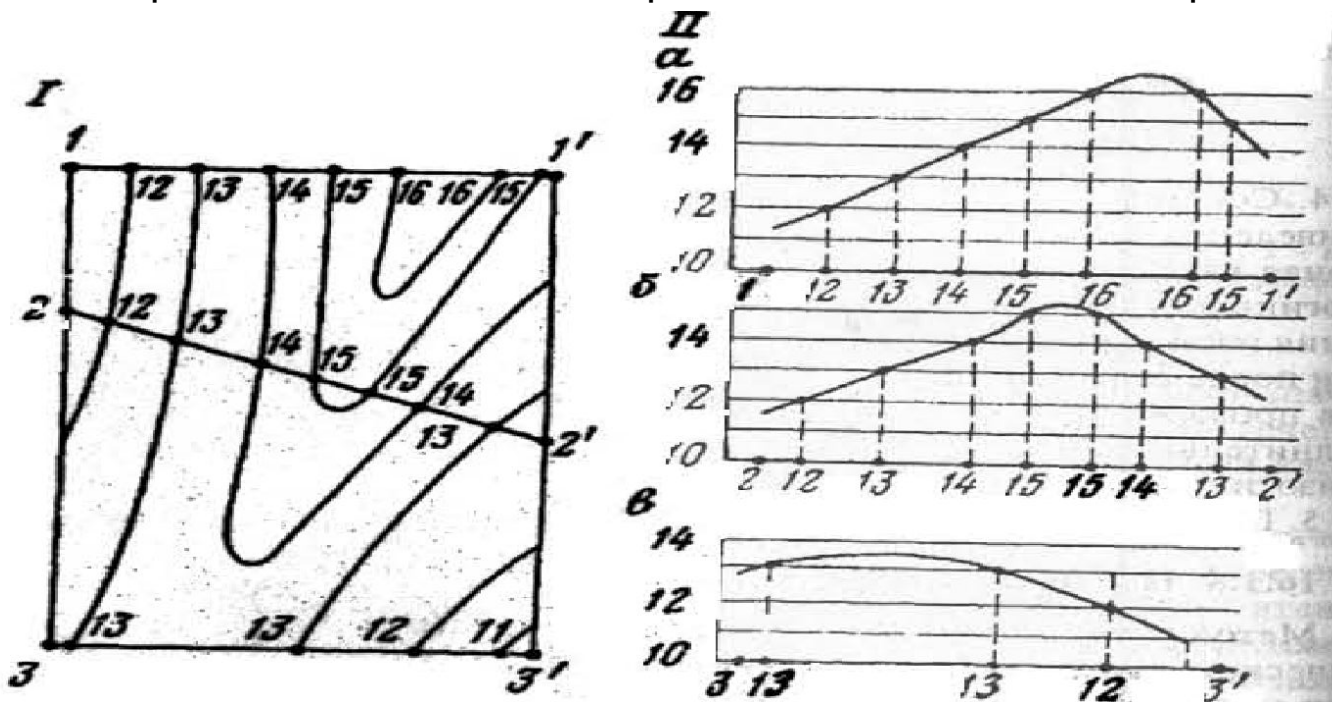


• Карта вертикальных мощностей (карта изохор): 1- скважины; 2- номера скважин и вертикальные мощности толщи, заключенной между поверхностями А и Б; 3- изохоры- линии равных вертикальных мощностей.



Структурная карта, построенная методом схождения: 1- стратоизогипсы поверхности А; 2-изохоры; 3- стратоизогипсы поверхности Б.

- **Построение структурных карт методом профилей**
- Метод профилей, как правило, применяется в сложных в тектоническом отношении районах, и является основным при построении структурных карт, так как и буровые скважины, и сейсмические работы проводятся в основном по профильной системе.
- **Построение:**
- На планшете (или плане местности), где обозначены точки расположения пробуренных скважин, показать линии расположения профилей.
- На каждую из линий профилей перенести абсолютные отметки маркирующего горизонта. Для этого отложить от края разреза расстояния, соответствующие точкам пересечения маркирующего горизонта последовательно со всеми пересекаемыми им горизонталями. Построить линии изогипс выбранной геологической поверхности.



Построение структурной карты I методом профилей.

Профили II:

а-1-1';

б-2-2';

в-3-3'

(по В.А. Букринскому).

- **Построение карт методом количественного фона**
- При составлении карт методом количественного фона сначала составляется карта в изолиниях. Затем промежутки между изолиниями закрашиваются в принятые для этих интервалов значений цвета или заполняются соответствующим крапом. При этом следует учитывать физиологические особенности восприятия изображений. Число одноцветных градаций (оттенков) на карте не должно превышать семи. Если необходимо показать большее количество градаций, можно сделать двухцветную шкалу.
- **Построение карт методом качественного фона**
- При составлении карт методом качественного фона сначала карту наносятся точки (области), в которых известен картируемый признак. Затем промежутки между одинаковыми признаками зашиваются в принятые для данного признака цвета или заполняются соответствующим крапом. Граница между областями с различными признаками проводится на середине расстояния, между ними или ищутся дополнительные косвенные признаки картируемых границ или проводятся дополнительные исследования по поиску картируемой границы. Если картируются выходящие на дневную поверхность породные тела, большую помощь при составлении карты оказывают материалы аэрокосмических съемок (МАКС).
- **Построение карт по геологическим описаниям**
- **Последовательность работы:**
- 1. Выделить структурные ярусы - комплексы согласно залегающих толщ, разделенных несогласиями.
- 2. Определить заложение для толщ верхнего структурного яруса. По данным заложения построить геологические границы.
- 3. Построить геологические границы нижнего структурного яруса. Для этого необходимо определить заложение для его толщ и по полученной его величине построить геологические

- ***К настоящему времени работа по геологическому картированию в том, или ином масштабе, уже проделана. Однако ее результаты зачастую не удовлетворяют современного нефтяника, и геологические партии вновь возвращаются на уже заснятые территории с новыми задачами, инструментами и специализированными методами, со свежими теориями, на основе которых делаются современные домыслы и предположения, то есть создаются геологические модели. Чем детальнее и надежнее сведения о недрах, тем дороже они обходятся. Вот почему геолог стремится использовать все уже***

Основы сиквенс - стратиграфии.

Понятие парапоследовательности.

Седименталогия и стратиграфия карбонатных пород

- **Основы сиквенс - стратиграфии**
- Секвенс - это стратон, сформированный за один цикл колебания уровня моря. Его внутренняя структура определена расположением трактов (латеральных рядов) осадочно-породных систем. Секвенс является вещественным откликом на изменение седиментационного пространства между уровнем воды и дном моря. Это цикл заполнения со специфической вещественной организацией.
- **Секвенс** — относительно согласная последовательность генетически связанных слоев, ограниченная несогласиями и коррелятивными им согласными поверхностями. Это достаточно общее определение затрудняет отчетливое представление об объекте исследований. Тем не менее, из сути самой концепции можно прийти к выводу, что «генетически связанные слои» обозначают внутреннюю седиментационную структуру стратона, обусловленную одним колебанием относительного уровня моря.
- Таким образом, определение секвенсной стратиграфии можно сформулировать следующим образом. **Секвенсная стратиграфия** (секвенс-стратиграфия) — это раздел геологии, занимающийся хроностратиграфической корреляцией выявлением седиментационной структуры циклических последовательностей, ограниченных несогласиями и коррелятивными им согласными поверхностями, связанных с периодическими изменениями уровня моря.
- Одним из ключевых в секвенс-стратиграфии является понятие *седиментационного пространства* — пространства между поверхностью грунта и уровнем моря. Секвенс является отражением изменения этого пространства, откликом на колебание уровня моря.
- Время формирования секвенсов (циклов 3 порядка) в мелу не превышала 4,5 млн. лет, в кайнозое - 4 млн. лет, обычно составляя 1-2 млн. лет. Так как продолжительность формирования секвенсов уже ощутима, то практически везде наблюдается диахронность их границ. Но эта диахронность незначительна и, как правило, не превышает половины объема секвенса. Таким образом, секвенсы - это дробные протяженные стратиграфические подразделения с хронозначимыми границами и отчетливой вещественной специализацией элементов.

- **Седиментология**
- Для понимания геологических процессов и оценки нефтегазового потенциала участка работ используется новое направление науки геологии – **седиментология**, занимающаяся восстановлением обстановок осадконакопления в классических секвенсах, направленных на прогноз развития резервуаров УВ и распределения качеств коллектора как в региональном, так и в локальном масштабах.
- В центре внимания седиментологов находится вопрос о происхождении, переносе, отложении и захоронении осадочного материала. Понимание процессов формирования осадочного чехла способствует повышению эффективности поиска и разработки месторождений УВ:
 - Геометрия песчаных тел может быть предсказана если понимать обстановку осадконакопления осадка;
 - Осадочные процессы контролируют первоначальную пористость и проницаемость резервуара;
 - Диагенетические стадии (это значит уплотнение и цементация осадка) позволяют предсказывать конечное распределение пористости и проницаемости.

- **Особенности поисков и разведки залежей нефти и газа в карбонатных коллекторах**
- Карбонатные отложения в ряде нефтегазоносных провинций слагают значительную часть разреза осадочного чехла, а в таких районах, как Башкирия, Татария, Куйбышевская, Пермская, Саратовская и Оренбургская области, Коми АССР, составляют 60 — 75 % разреза.
- Специфика поисков и разведки скоплений нефти и газа в карбонатных коллекторах обусловлена сложностью их строения. Емкостно-фильтрационные свойства карбонатных пород определяются наличием в породах межзерновых и межкристаллических пор, а также каверн, карстовых пустот и трещин
- Сложность поисков и разведки нефти и газа в карбонатных коллекторах связана с невыдержанностью их свойств и с различной вследствие этого нефтёгазонасыщенностью пород.
- При поисках скоплений нефти и газа в карбонатных коллекторах в первую очередь определяются зоны их возможной повышенной трещиноватости
- Для обнаружения зон повышенной трещиноватости целесообразно проведение электроразведочных работ.
- Промыслово-геофизические исследования в скважинах, комплексируемые с исследованиями пластоиспытателями позволяют определять эффективные мощности пород-коллекторов в разрезе, положение контактов, свойства насыщающих флюидов. Газокаротажные исследования поисковых и разведочных скважин позволяют устанавливать интервалы продуктивности.
- Наилучшие результаты получаются при опробовании скважин открытым забоем.

