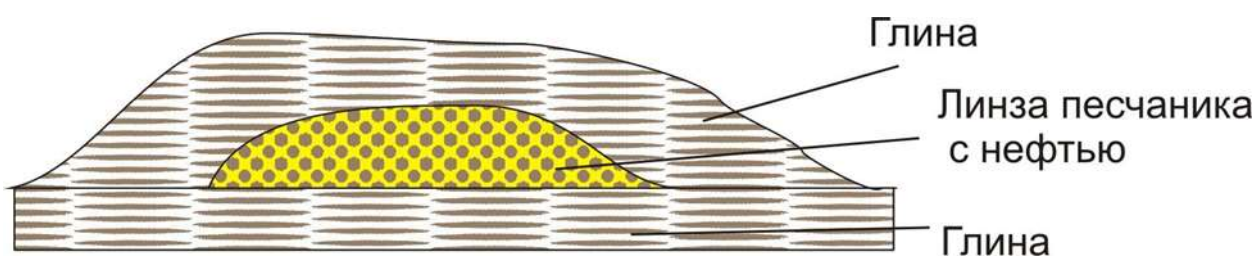


(Складка, выгнутая "спиной" вверх, называется антиклиналью. А если она похожа на чашу - это синклиналь, в синклиналиях нефть не задерживается).

А в плане они могут быть круглыми или овальными поднятиями. Размеры - от сотен метров до сотен километров. Одна или несколько таких ловушек, расположенных друг под другом, являются месторождением нефти.

Поскольку нефть легче воды, то всплывает вверх. Но чтобы нефть никуда больше не утекла (вправо, влево, вверх или вниз), пласт с ней должен быть ограничен породой-покрышкой сверху и снизу. Обычно это глины, плотные карбонаты или соли.

Откуда берутся изгибы внутри земной коры? Ведь породы откладываются горизонтально или почти горизонтально? (если они откладываются кучками, то эти кучки обычно быстро разравниваются ветром и водой). А изгибы - поднятия, опускания - возникают вследствие тектоники. Видели на картинке с разрезом Земли слова "турбулентная конвекция"? Эта самая конвекция двигает литосферные плиты, что приводит к образованию трещин в плитах, а следовательно, смещениям блоков между трещинами и изменениям во внутреннем строении Земли.



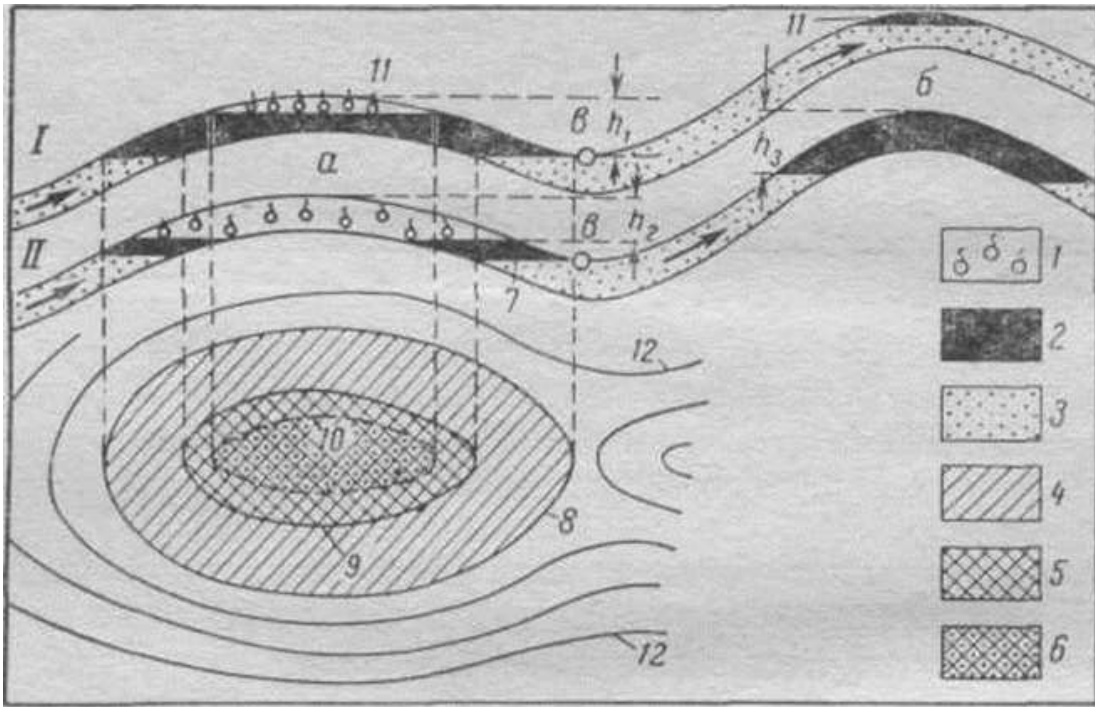
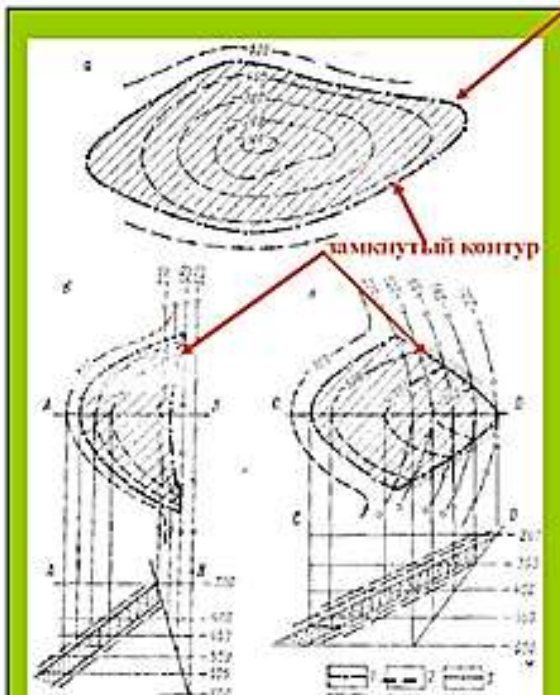


Рис. 1. Схема пластовых залежей нефти и газа, образовавшихся в результате латеральной миграции (по И.Г. Пермякову, Е.Н. Шевкунову, 1971).

Основное условие существования залежи

- **Замкнутый контур ловушки с нефтью и/или газом.**
- **а - простой, б, в — сложные.**

Для большинства ловушек характерен простой замкнутый контур, образованный одной из изогипс поверхности коллекторской части ловушки



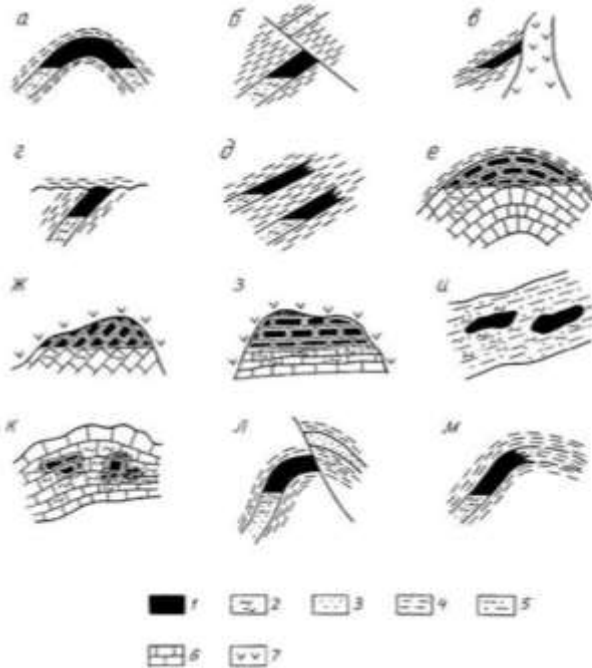
- 1 — замкнутый контур;
- 2 — линия пересечения кровли коллекторской части ловушки с экраном;
- 3 — линия пересечения подошвы коллекторской части ловушки с экраном;
- 4 — изогипсы кровли коллекторской части ловушки;
- 5 — изогипсы экрана;
- 6 — залежь нефти и/или газа

Замкнутый контур - линия, ограничивающая в плане максимальную возможную площадь залежи.

Замкнутые контуры образуются если на пути моноклиально залегающего пластового резервуара возникает экран

Типы залежей

• Брод И.О., Леворсен А.В.



Пластовые: а — сводовая;
б, в — тектонически экранированные;
г — стратиграфически экранированная;
д — литологически экранированная;

Массивные:

е — в сводовом выступе;

ж — в эрозионном выступе;

з — в рифогенном выступе;

Ограниченные со всех сторон:

и — в песчаных линзах среди плохо проницаемых пород;

к — в зонах повышенной проницаемости в известняках и доломитах;

Комбинированные:

л — пластово-сводовая тектонически экранированная;

м — пластово-сводовая литологически экранированная.

1 — нефть и (или) газ; 2 — вода;

3 — песчаные породы; 4 — глины;

5 — песчанистые глины;

6 — известняки и доломиты;

7 — соли, гипсы, ангидриты

“Ловушка обратного давления”

ЦЕНТРОБЕЖНАЯ



НАКЛОННЫЕ КОНТАКТЫ ОБУСЛОВЛЕНА ГИДРОДИНАМИКОЙ



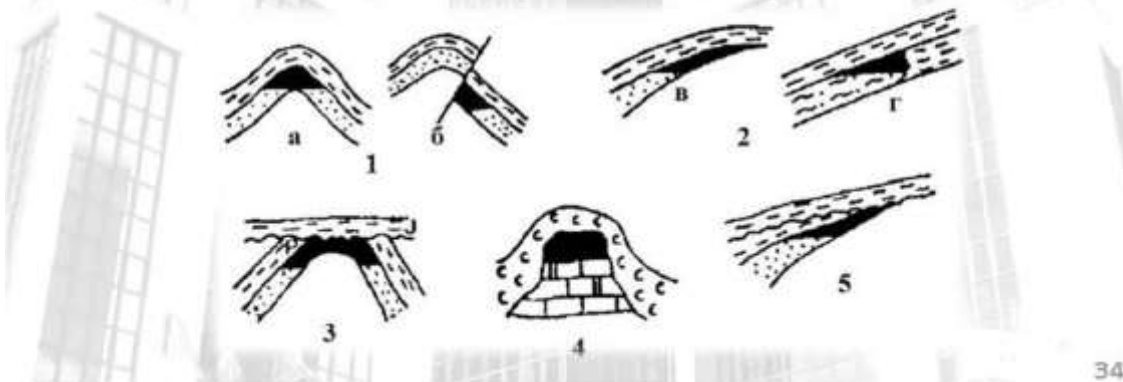
Ловушка нефти и газа



Ловушка нефти и газа (Н.С. Окнова) - часть природного резервуара, в котором благодаря наличию проницаемого коллектора и непроницаемой покрышки создаются благоприятные условия для улавливания, скопления и сохранения УВ.

Типы ловушек нефти и газа (по Э.А. Бакирову):

- Структурные (1)
- Литологические (2)
- Стратиграфические (3)
- Рифогенные (4)
- Литолого-стратиграфическая (5)



Классификация природных резервуаров нефти и газа

Пластовый резервуар



Классификация природных резервуаров нефти и газа

Пластовый резервуар

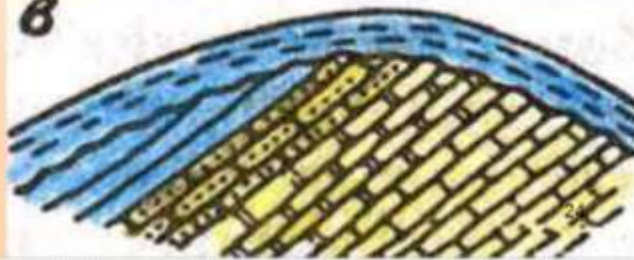
Классификация природных резервуаров нефти и газа

Массивный резервуар

Массивно -
однородный

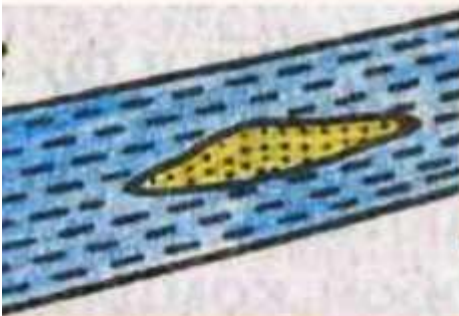


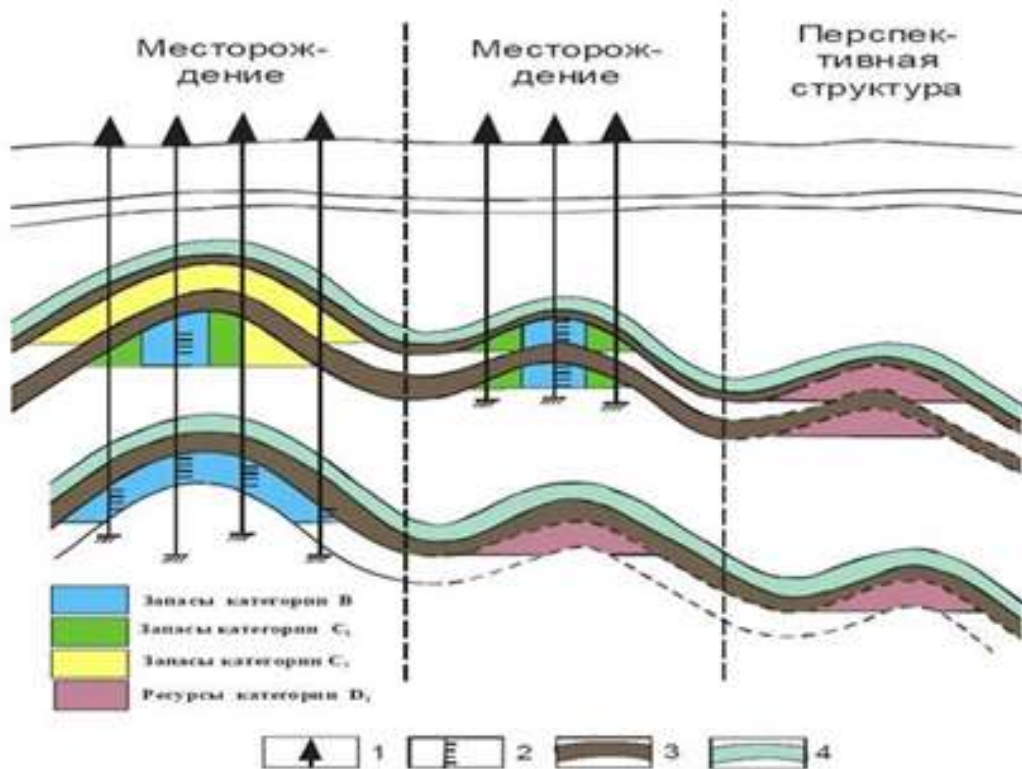
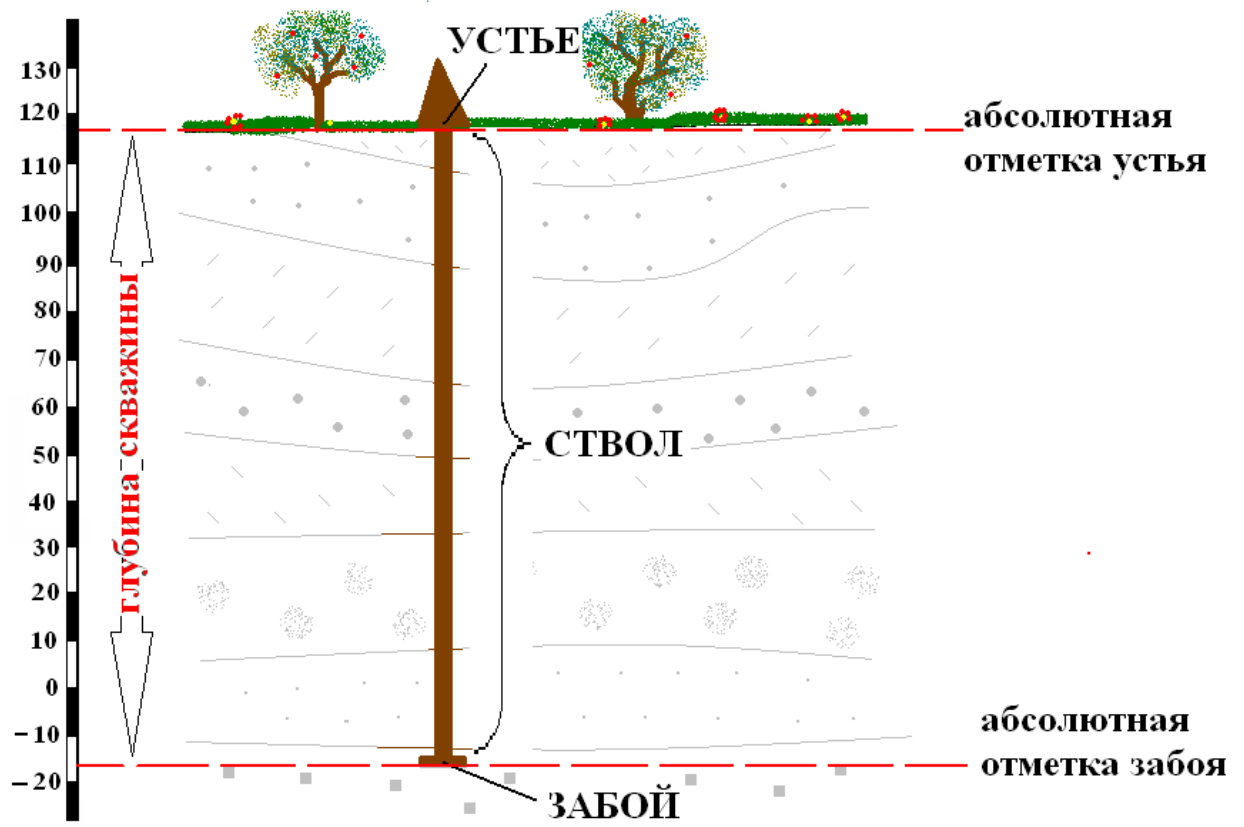
Массивно -
неоднородный



Классификация природных резервуаров нефти и газа

Резервуар неправильной формы или
литологически - ограниченный





Данная работа выполняется после изучения классификации залежей нефти и газа (по типу ловушек) и параметров залежей УВ, включая методику построения залежей в профиле и плане (на структурной основе).

I-я часть работы А заключается в построении залежи нефти и газа в профиле и плане по описанию (исходные данные по 14-ти вариантам приведены ниже). Вертикальный масштаб изображения 1 : 2 000 (в 1 см 20 м).

В задачу работы А входит: построение геологического профиля через указанную залежь сводового типа, соблюдая в масштабе мощность коллектора, покрышки и высоту залежи. Затем, по полученному профилю построить структурную карту, на которой показать положение залежи нефти и газа в плане. Глубину залегания продуктивного пласта, в том числе изогипсы, - выбрать произвольно (например, последние могут находиться на отметках от -1060 м до -1180 м; или от -1360 м до -1480 м и т.д.).

Исходные данные к лабораторной работе № 7 (часть А).

Вариант 1.

Сводовая газонефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор – известняк мощностью 40 м, покрышка – глинистая мощностью 20 м. Высота залежи – 100 м, в т.ч. газовой шапки – 20 м.

Вариант 2.

Сводовая газовая залежь в массивном резервуаре. Коллектор – известняк мощностью 80 м, покрышка – глинистый известняк мощностью 50 м. Высота залежи – 40 м.

Вариант 3.

Выкопировка из Сборника лабораторных работ по геологии нефти и газа Мстиславской Л.П., Труновой М.И. РГУНГ им. И.М. Губкина (в зеленом цвете).

Сводовая газонефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор и покрышка – терригенные, мощностью ~ 20 м. Амплитуда ловушки более 100 м. Высота залежи – 50 м, в т.ч. газовой шапки – 10 м.

Вариант 4.

Сводовая газовая залежь с нефтяной оторочкой в пластовом резервуаре. Коллектор – песчаник мощностью 10 м, покрышка – глина мощностью 25 м. Высота залежи – 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки – 15 м.

Вариант 5.

Сводовая газовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор и покрышка – карбонатные мощностью по 30 м. Высота залежи – 100 м.

Вариант 6.

Сводовая нефтяная залежь в пластово-массивном резервуаре. Коллектор – терригенный мощностью 100 м, покрышка – аргиллит мощностью 20 м. Высота залежи – 50 м.

Вариант 7.

Сводовая газоконденсатная залежь в массивном резервуаре. Коллектор – органогенный известняк мощностью 100 м, покрышка – гипсово-соленосная мощностью 50 м. Высота залежи – 50 м.

Вариант 8.

Сводовая газовая залежь в пластовом резервуаре. Коллектор – алевролит мощностью 50 м, покрышка – глина мощностью 20 м. Высота залежи – 100 м.

Вариант 9.

Сводовая газоконденсатная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор – алевролит мощностью 50 м, покрышка – глина мощностью 20 м. Высота залежи – 120 м.

Вариант 10.

Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор – доломит мощностью 100 м, покрышка – соль мощностью 30 м. Высота

залежи – 110 м, в т.ч. газовой шапки – 20 м.

Вариант 11.

Сводовая газонефтяная залежь в массивном резервуаре. Коллектор – известняк мощностью 100 м, покрывка – глинистая мощностью 50 м. Высота залежи – 60 м, в т.ч. газовой шапки – 10 м.

Вариант 12.

Сводовая газовая залежь с нефтяной оторочкой в массивном резервуаре. Коллектор – известняк мощностью 120 м, покрывка – аргиллит мощностью 20 м. Высота залежи – 80 м, в т.ч. нефтяной оторочки – 10 м.

Вариант 13.

Залежь нефтегазовая в пластовом резервуаре. Коллектор – песчаник мощностью 20 м, покрывка – глинистый известняк мощностью 40 м. Высота залежи – 100 м.

Вариант 14.

Сводовая нефтяная залежь в пластовом резервуаре. Коллектор – алевролит мощностью 40 м, покрывка – глинистая мощностью 20 м. Высота залежи – 100 м.

Методика выполнения работы (часть А).

1. Строим геологический профиль по описанию (см. варианты 1-14).
2. Под геологическим профилем строим структурную карту кровли продуктивного горизонта (в изогипсах). Для этого используем следующую методику построения. Рассекаем профиль вспомогательными параллельными линиями, отвечающими горизонтальным плоскостям, которые показывают гипсометрическое положение кровли продуктивного горизонта. Линии имеют одинаковое сечение, например, 10, 20 или 50 м. К примеру, для шага 10 м отметки на линиях могут составлять (сверху вниз): -1100, -1110, -1120, -1130, -1140, -1150, -1160, -1170, -1180 м.

3. На плане (под профилем) проводим линию профиля I-I, которая соответствует центральной части ловушки (антиклинали) и проведена вкрест простирания структуры. Далее проектируем точки пересечения кровли продуктивного пласта и горизонтальных плоскостей на линию I-I. Из полученных точек на плане с определёнными отметками проводим изогипсы пласта.

4. На построенной структурной карте аналогичным способом выявляем контуры нефтеносности и газоносности (точки пересечения ВНК и ГНК с кровлей пласта проектируем на линию I-I).

5. Определим коэффициент заполнения ловушки, т.е. сравним амплитуду структуры и высоту залежи УВ. Например, амплитуда структуры составляет 200 м, а высота залежи нефти и газа – 50 м. Следовательно, коэффициент заполнения ловушки (K_z) равен 0,25 (или 25 %).

