

- **ОБЪЕМНЫЙ МЕТОД ПОДСЧЕТА НАЧАЛЬНЫХ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА**

- Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного пространства пород-коллекторов залежей нефти и газа или их частей.
- Величину этих объемов получают путем умножения горизонтальной проекции площади залежей нефти на среднее значение вертикальной эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, на среднее значение коэффициента открытой пористости и на среднее значение коэффициента нефтенасыщенности.

- В пустотном пространстве пород-коллекторов, насыщенных нефтью, в пластовых условиях нефть содержит растворенный газ. Для приведения объема пластовой нефти к объему нефти, дегазированной при стандартных условиях, используется среднее значение пересчетного коэффициента  $\theta$ , учитывающего усадку нефти.

Начальные геологические запасы нефти подсчитываются по формуле:

$$Q = F \times h_{\text{эф.н}} \times K_n \times K_H \times \Theta \times \sigma$$

Где:

$Q$  – начальные геологические запасы нефти, тыс. т,

$F$  – площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>,

$h_{\text{эф.н}}$  – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (суммарная толщина нефтенасыщенных слоев-коллекторов), м,

$K_n$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.,

$K_H$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.,

$\Theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.,

$\sigma$  – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м<sup>3</sup>.

- При этом выражение  $F \times h_{\text{эф.н}}$  определяет объем коллекторов залежи,
- $F \times h_{\text{эф.н}} \times K_n$  - объем пустотного пространства пород,
- $F \times h_{\text{эф.н}} \times K_n \times K_H$  - объем пустотного пространства пород-коллекторов, насыщенных нефтью.

- Объемный метод можно считать практически универсальным для подсчета запасов любой залежи или ее части при любой степени изученности. Внешне он представляется довольно простым, однако эта простота таит в себе множество проблем.
- Основные проблемы объемного метода заключаются в своевременном выявлении особенностей геологического строения залежи и объективном определении параметров, характеризующих объем пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом.

- Любая залежь представляет собой сложный объект. Его сложность обусловлена типом пустотного пространства пород-коллекторов и условиями залегания их в ловушке, типом самой ловушки, характером насыщения пустотного пространства и его изменчивостью по площади и разрезу, взаимосвязанностью параметров, условиями залегания флюидов в недрах и т. п..
- По существу объективное выявление каждого из перечисленных факторов представляется проблемой, которая нередко усложняется недостаточностью и низким качеством фактических данных. Поэтому процесс изучения залежи идет непрерывно с момента ее открытия до завершения разработки.
- Тем самым первоначально созданные представления о строении залежей в виде статических моделей постоянно совершенствуются, а иногда и в корне меняются.

# Основные этапы подсчета запасов нефти и свободного газа объемным методом

На любой стадии изученности залежей процесс подсчета запасов нефти и свободного газа объемным методом включает три этапа последовательных работ:

- 1) детальную корреляцию разрезов скважин с целью выделения в разрезе литолого-стратиграфического комплекса нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков и непроницаемых разделов между ними, а также прослеживание их по площади залежи;

- 2) выделение типов коллекторов и определение параметров пласта и насыщающих его флюидов по пластовым пересечениям в скважинах;
- на этом этапе в каждой скважине выделяются эффективные и эффективные нефте(газо)-насыщенные толщины пласта, определяются коллекторские свойства пластовых пересечений, нефте(газо)-насыщенность, отметки ВНК и ГВК, параметры нефти в пластовых и поверхностных условиях, начальные пластовые давление и температура;



- 3) построение статической модели и подсчет запасов в соответствии со степенью изученности залежи;
- этим этапом предусматривается обоснование отметок ВНК и ГВК залежи в целом, обоснование и выделение границ залежи и подсчетных объектов и их геометризация, выбор варианта объемного метода и обоснование параметров подсчета; обоснование границ категорий запасов и составление подсчетного плана, подсчет балансовых (или забалансовых) запасов по каждому подсчетному объекту и залежи в целом.

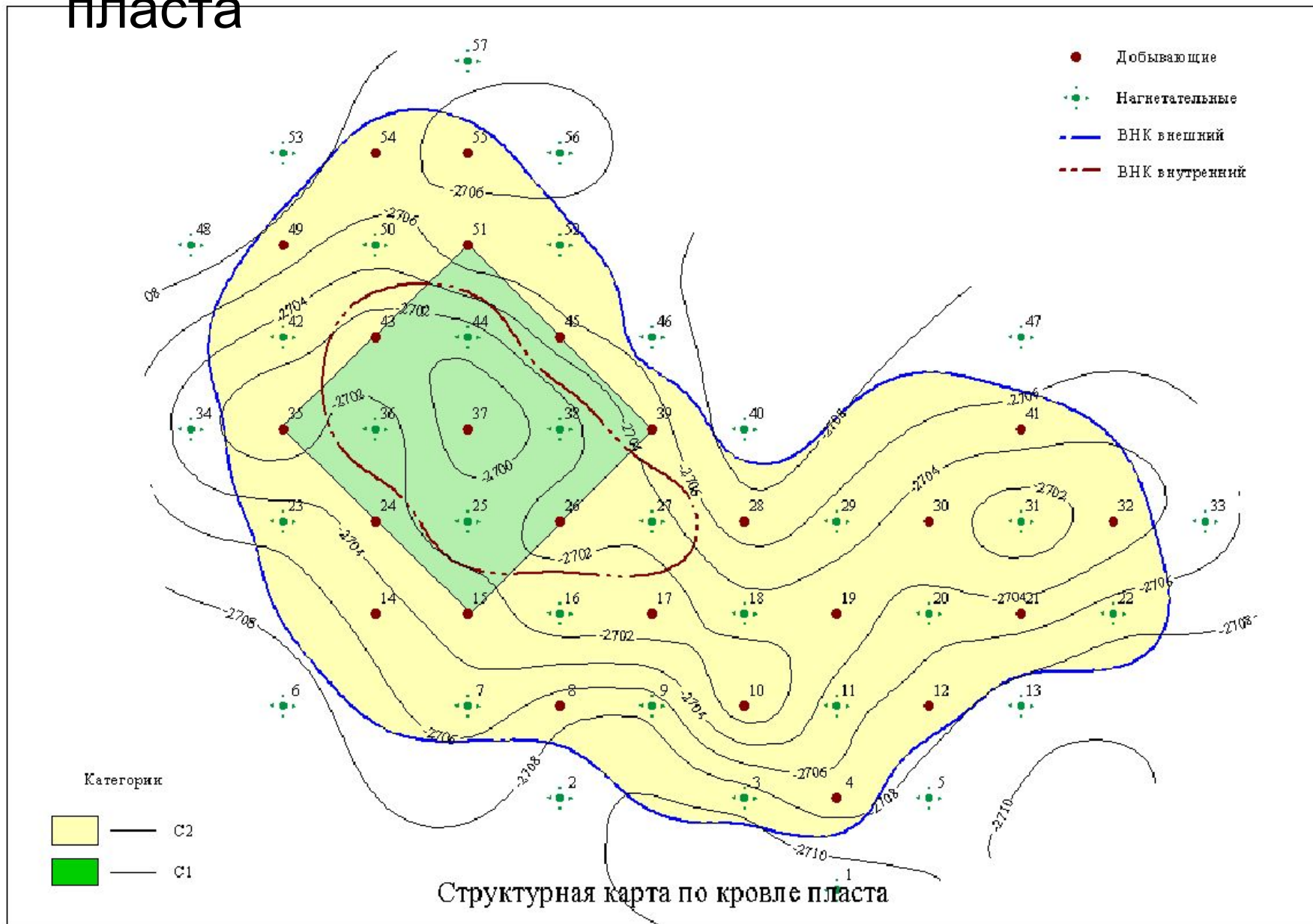
- **Площадь нефтеносности**

- Площадь нефтеносности для каждой залежи определяется исходя из принятых отметок ВНК на подсчетных планах, совмещенных со структурными картами по кровле коллекторов соответствующих пластов. Структурные карты по кровле коллекторов составляются с шагом исходя из отметок кровли верхнего и подошвы нижнего проницаемых прослоев продуктивных пластов.

- При структурных построениях учитываются все скважины, числящиеся на балансе месторождения, а также могут привлекаться скважины, расположенные за пределами границ лицензионного участка и числящиеся на соседних месторождениях.
- Границы залежи в приконтурных скважинах проводятся с учетом характера насыщения конкретно по каждой скважине.
- Достоверность определения площадей нефтеносности для залежей определяется, прежде всего, достоверностью структурных карт по кровле (подошве) коллекторов, а для залежей с литологическим экраном - от достоверности этого экрана.

- Внешние и внутренние контуры нефтеносности проводятся на структурных картах соответственно по кровле и подошве коллекторов, исходя из принятых при подсчете запасов положений ВНК по ближайшим скважинам.

# Оформление структурной карты по кровле пласта



## Построение структурных карт

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. Но самыми распространенными в нефтегазовой геологии являются 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.

- Аналогично горизонталям, отражающим характер рельефа на топографических картах, изогипсы представляют собой линии пересечения кровли или подошвы пласта условными горизонтальными плоскостями, равноудалёнными друг от друга.
- Высотные отметки изогипс подписываются в разрывах линий таким образом, чтобы «голова» каждой цифры была расположена в сторону изогипсы с большей абсолютной отметкой.

Другими словами, структурная карта - это карта подземного рельефа геологической граничной поверхности. Структурные карты хорошо поддаются алгоритмизации и последующему построению на ЭВМ. Методы построения структурных карт применимы для любых карт в изолиниях.

Структурные карты позволяют оценивать и анализировать условия залегания граничных поверхностей как в пределах крупных регионов, так и на отдельных разведочных площадях и месторождениях нефти и газа.



Две структурные карты - кровли и подошвы позволяют охарактеризовать строение и условия залегания одного слоя, прогнозировать наличие или отсутствие ловушек для залежей нефти и газа. Несколько структурных карт позволяют установить взаимное расположение различных геологических граничных поверхностей, например, совпадение или смещение сводов локальных поднятий.

При наличии разрывных дислокаций на структурной карте показываются линии пересечения структурной поверхности с ними.

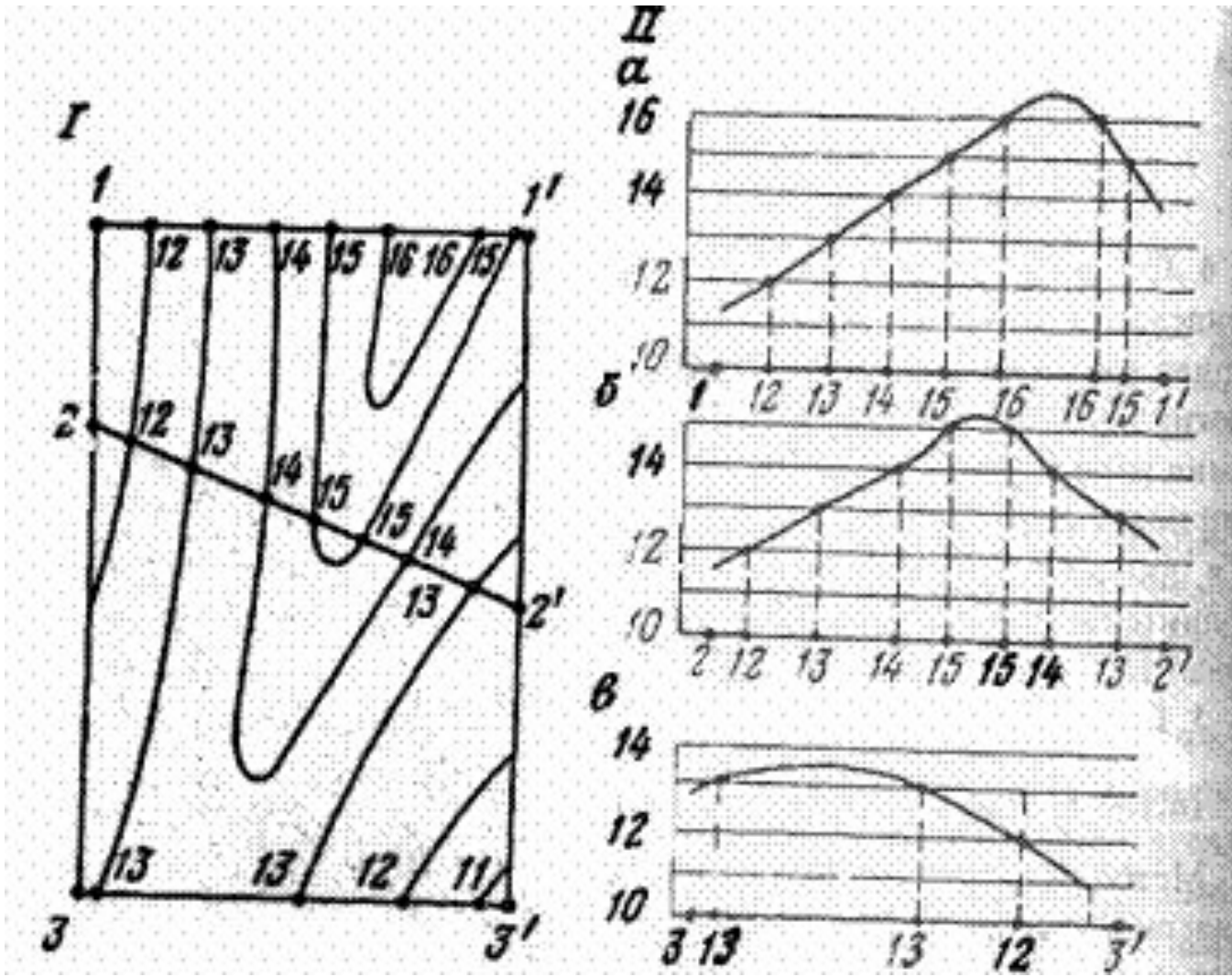
- Существуют различные подходы к выбору сечения стратоизогипс, но, в общем, необходимо, чтобы в зонах самого большого сгущения изогипс просвет между ними был бы не менее 2 мм, иначе они сольются.
- В тех случаях, когда стратоизогипсы оказываются слишком редкими, между ним на отдельных участках можно проводить дополнительные, с половинным сечением.
- Структурные карты строятся по данным бурения или по геофизическим профилям.
- В зависимости от качества и количества исходных данных, а также геологического строения района чаще всего пользуются следующими методами построения структурных карт: инвариант, способом треугольников, схождения и профилей.

- 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.
- Этот метод особенно важен при изучении геологического строения нефтяных и газовых месторождений, имеющих разрывные нарушения, так дает возможность трассировать на плане дизъюнктивные дислокации. А это, в свою очередь, позволяет правильно прогнозировать размещение залежей.

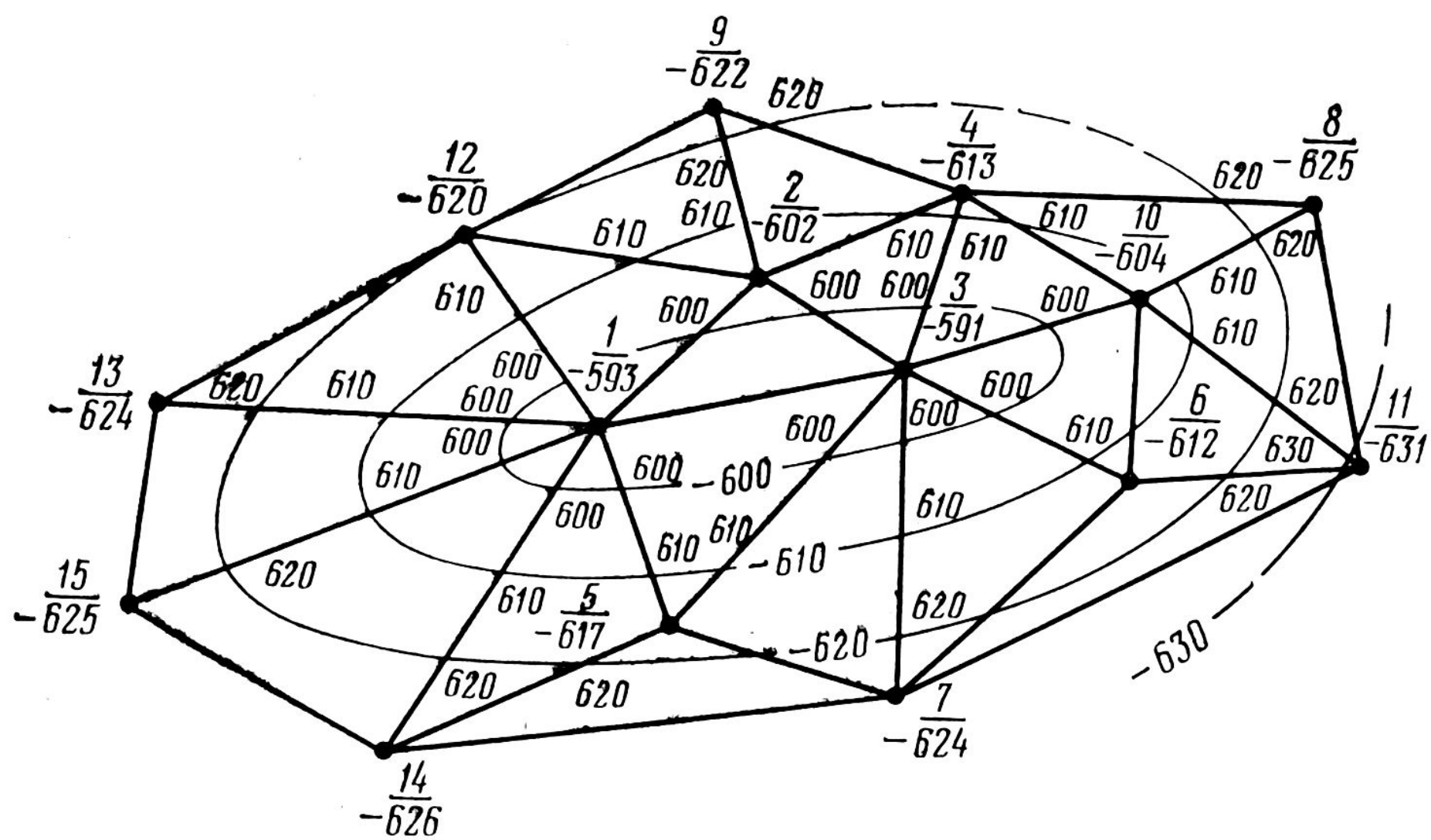
- Профили скважин закладываются обычно по ряду поперечных (вкрест предполагаемого простирания структур), реже - продольных профилей. Иногда эти ряды соединяются связующим профилем, располагаемым перпендикулярно им.
- Для построения структурной карты методом профилей необходимо иметь на изучаемой площади минимум три геологических профильных разреза, которые составляются по данным пробуренных скважин в масштабе строящейся карты.

- На разрезах исходя из целей и задач работы выделяется геологическая поверхность - кровля опорного (маркирующего) или продуктивного горизонта, по которой необходимо построить структурную карту (рис.).
- Если картируемая территория разбита разломом на два блока, то плоскость разрывного нарушения (за исключением случая его вертикального положения) дает на плане две проекции следов пересечения с ним кровли пласта, которые являются границами блоков локального поднятия (складки): одна — верхнего, а другая — относительно опущенного.
- Разрыв сплошности геологической поверхности на структурной карте отображается разрывом изогипс. Порядок построения структурной карты методом профилей следующий.

- 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).

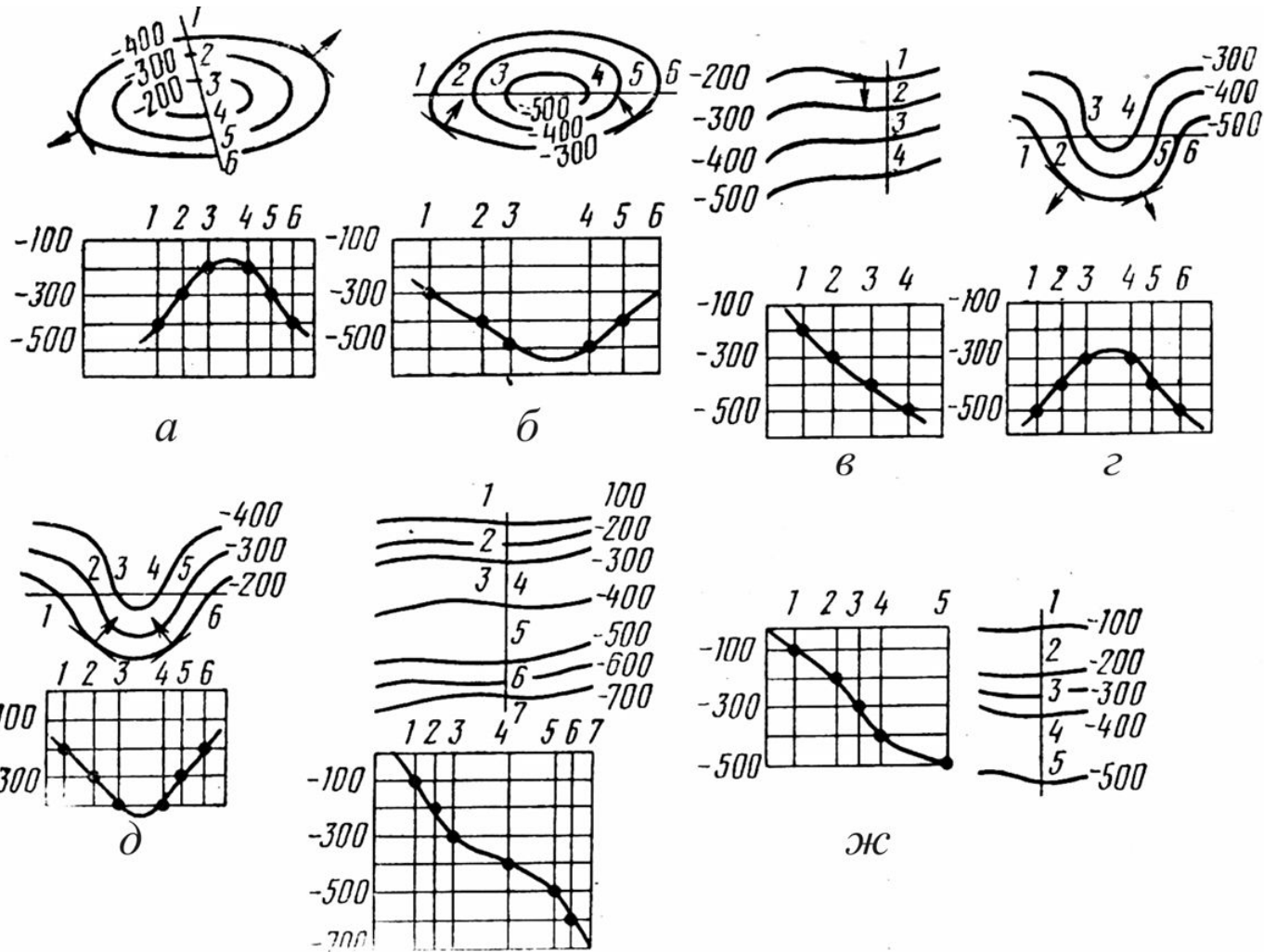


Построение структурной карты

по способу треугольников (числитель дроби – номер

скважины, знаменатель – абсолютная отметка скважины, м)





Изображение простейших структур с помощью структурной карты и профильных изображений: а – антиклиналь; б – синклинали; в – моноклинали; г – структурный нос, д – структурная впадина; е – структурная терраса; ж – флексурный изгиб

- **Средние нефтенасыщенные толщины**
- Выделение эффективных и нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов проводится с использованием всего комплекса геолого-геофизической информации, проведенного для каждой скважины на отдельном планшете с увязкой по глубинам в масштабе 1:200. Там же, кроме диаграмм ГИС, приводятся результаты испытания скважин, вынесенный керн, согласно описанию, и средние значения открытой пористости по данным лабораторного исследования керна

- После нанесения керна и первичному описанию проводится увязка его с каротажными диаграммами с целью определения его истинного положения в разрезе.
- В качестве количественных критериев разделения пород на коллекторы и неколлекторы используются критические (граничные) величины фильтрационно-емкостных свойств.

- При увязке керна с каротажем учитываются и другие лабораторные определения, выполненные на образцах керна: остаточная водонасыщенность, карбонатность и гранулометрический состав.
- Все определения физических свойств, сделанные на образце керна, характеризующие проницаемые разности и вошедшие в выделенные интервалы коллекторов, используются при оценке средних значений параметров продуктивных пластов.
- Отбивка границ проницаемых прослоев производится на геолого-геофизических разрезах с точностью  $\pm 0,2$  м. В соответствии с этим выделяются все проницаемые прослои толщиной 0,4 м и более.

- Отнесение выделенных эффективных толщин к нефтенасыщенным проводится с учетом всех имеющихся данных, прежде всего количественной интерпретации ГИС и опробования. В случаях, когда установление характера насыщения по этим данным было невозможно из-за малой толщины, нефтенасыщенными считались проницаемые прослойки, залегающие выше ВНК, принятого по данному объекту.
- По результатам определения суммарной толщины в скважинах по каждому подсчетному объекту строятся карты эффективных нефтенасыщенных толщин с сечением изопакит чаще всего через 1 м, 2 м или 4 м.

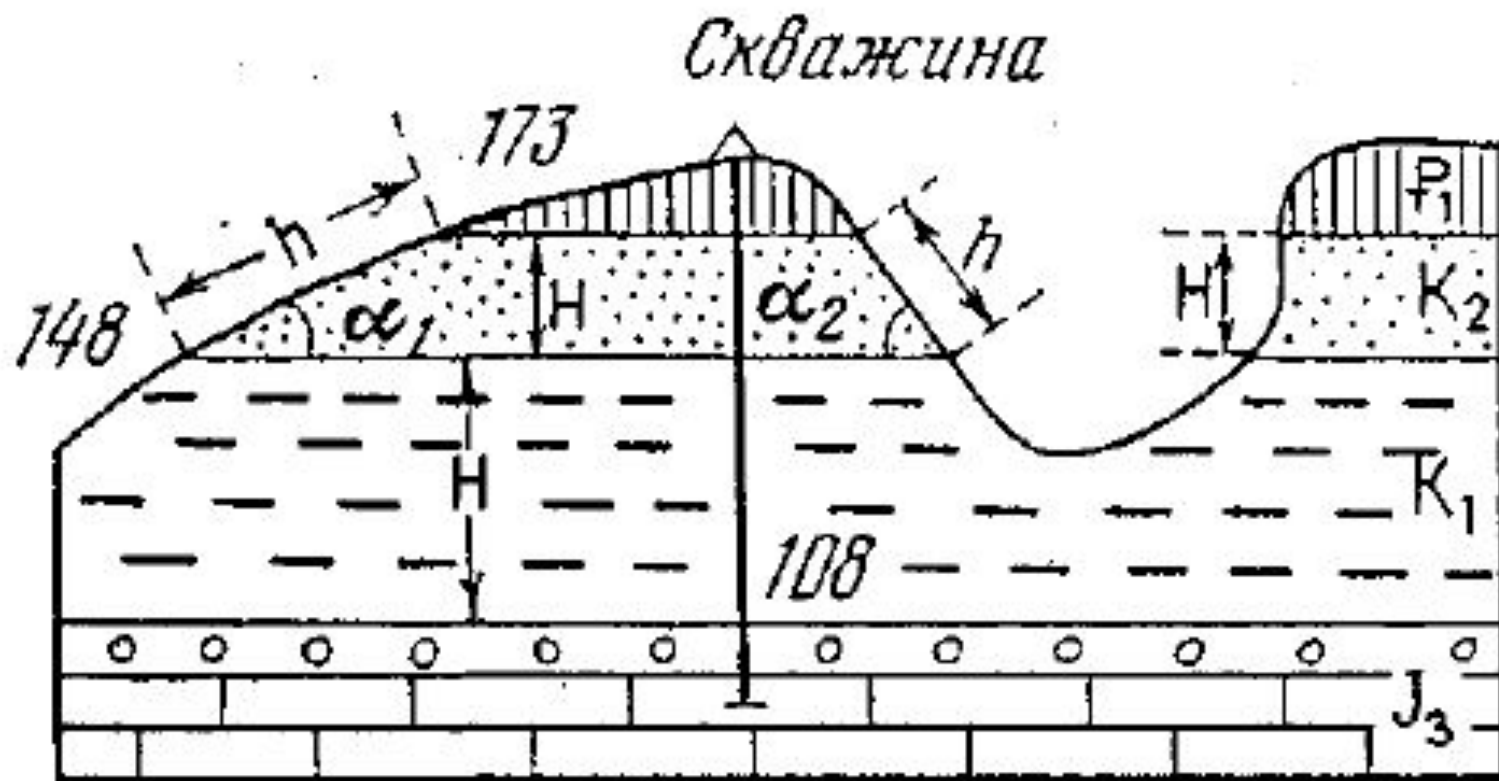
# Построение карт общих и эффективных толщин продуктивного пласта.

## *Толщина продуктивного пласта.*

Различают истинную и видимую толщины пластов.

Истинная толщина – расстояние от кровли до подошвы пласта по линии, перпендикулярной одной из этих поверхностей.

Видимая толщина – расстояние по вертикали от кровли до подошвы пласта (Рис.).



Определение толщины истинной ( $H$ ) и видимой ( $h$ )

- Для продуктивных пластов, имеющих в разрезе непроницаемые пропластки, различают общую толщину и эффективную.
- Общая толщина в этих случаях определяется, как показано выше (истинная), а эффективная как разность между общей и суммарной толщинами всех непрон



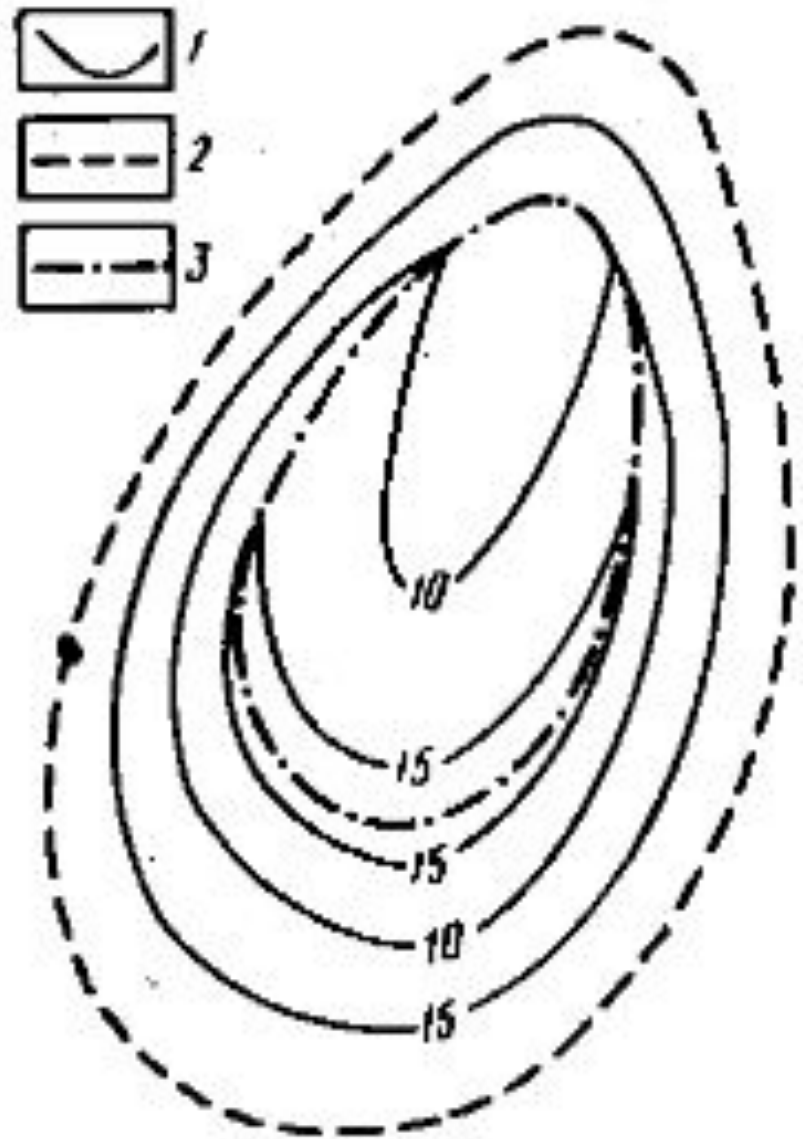
**К объяснению понятий  
истинной,  
видимой и эффективной  
толщин**



- Видимая толщина пласта в зоне ВНК на рисунке  $h=a+b$ , а эффективная нефтенасыщенная толщина равна  $a$  – расстоянию по вертикали от кровли пласта до плоскости ВНК. Для пласта, полностью насыщенного нефтью (газом), эффективная и общая толщины по величине совпадают.
- Толщина пласта коллектора (общая и эффективная), как правило, изменяется по площади его распространения. Для количественной характеристики ее изменения используют карту толщин (изопахит).

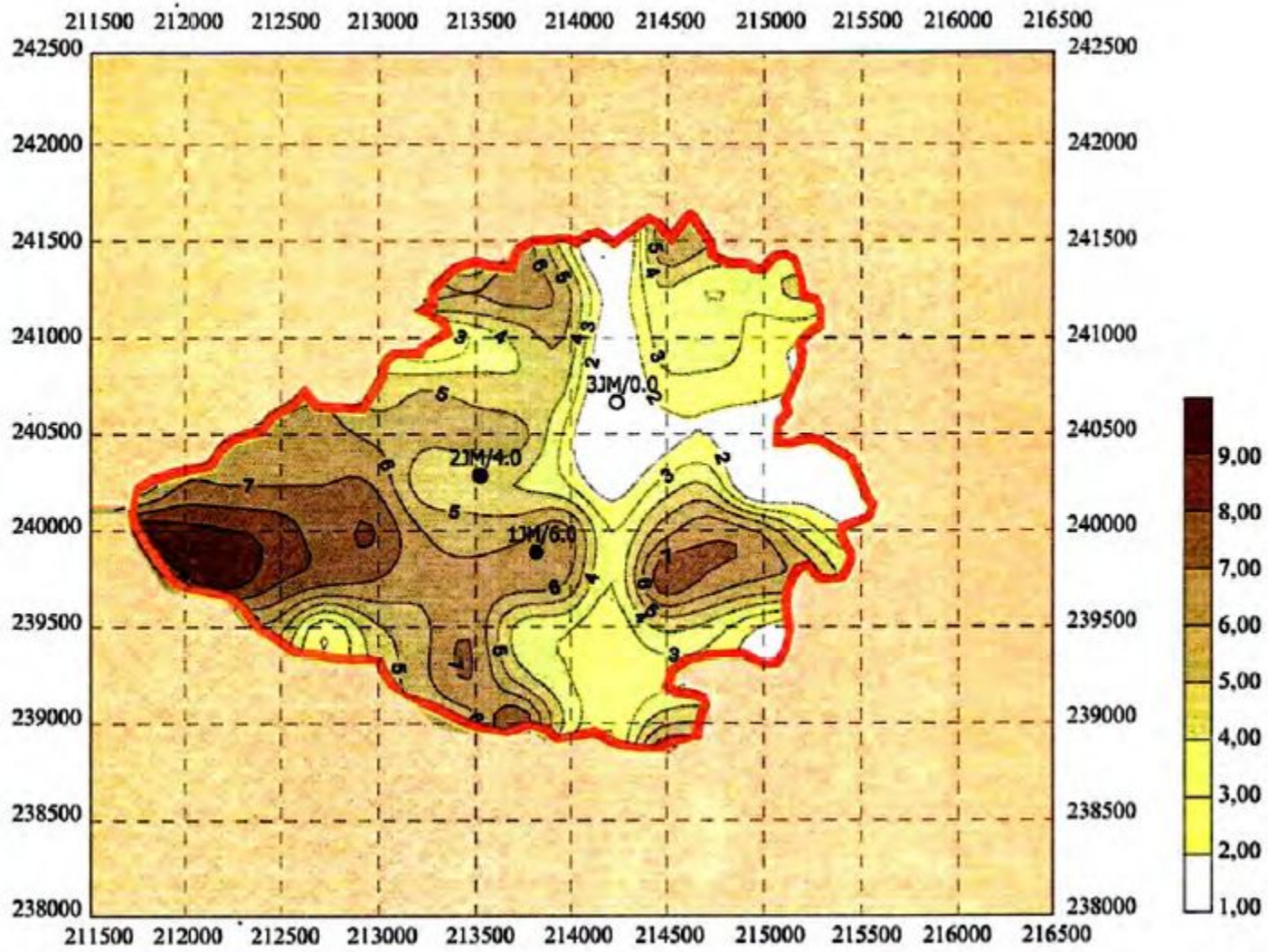
- **Карта толщин** - графическое изображение в том или ином масштабе распределения по площади значений толщин (продуктивного пласта).
- Основой графического изображения являются **изопахиты**, т. е. линии равных мощностей.
- Карты эффективных толщин строят для определения эффективного объема залежей нефти и газа.
- Карты общей толщины продуктивного пласта полезны при изучении условий формирования осадков, что дает дополнительный материал для изучения закономерностей распространения коллекторов на изучаемой площади и, кроме того, их строят, когда карты эффективных толщин получают перемножением карты общей толщины с картой коэффициентов доли коллекторов в разрезе.

**Карта эффективных  
толщин  
продуктивного пласта:**  
1 – изопакиты пласта (м);  
Контур нефтеносности:  
2 – внешний,  
3 – внутренний.



- Построение карт эффективных толщин
- Карты эффективных толщин можно строить несколькими методами.
- При построении карты вручную проводят интерполяцию значений эффективных толщин, выделенных в разрезе скважин по комплексу геофизических методов.
- Распространенным способом построения карт эффективных толщин является метод треугольников (см. предыдущее занятие). Однако линейная интерполяция при построении карт эффективных толщин по пластам, состоящим из нескольких прослоев-коллекторов, может привести к значительному искажению характера распределения эффективной толщины по площади.
- В этом случае рекомендуется карту сопровождать схематическими геолого-литологическими

- При использовании компьютерных программ наиболее распространенным методом является построение карты эффективных толщин продуктивного пласта перемножением карты общих толщин на карту коэффициента доли коллекторов в разрезе пласта (рисунок на следующем слайде).
- Полученная таким образом карта эффективных толщин лучше согласуется с картой общих толщин и учитывает внутреннюю неоднородность продуктивного пласта.



Карта эффективных толщин пласта,  
полученная  
перемножением карты общих толщин на  
карту

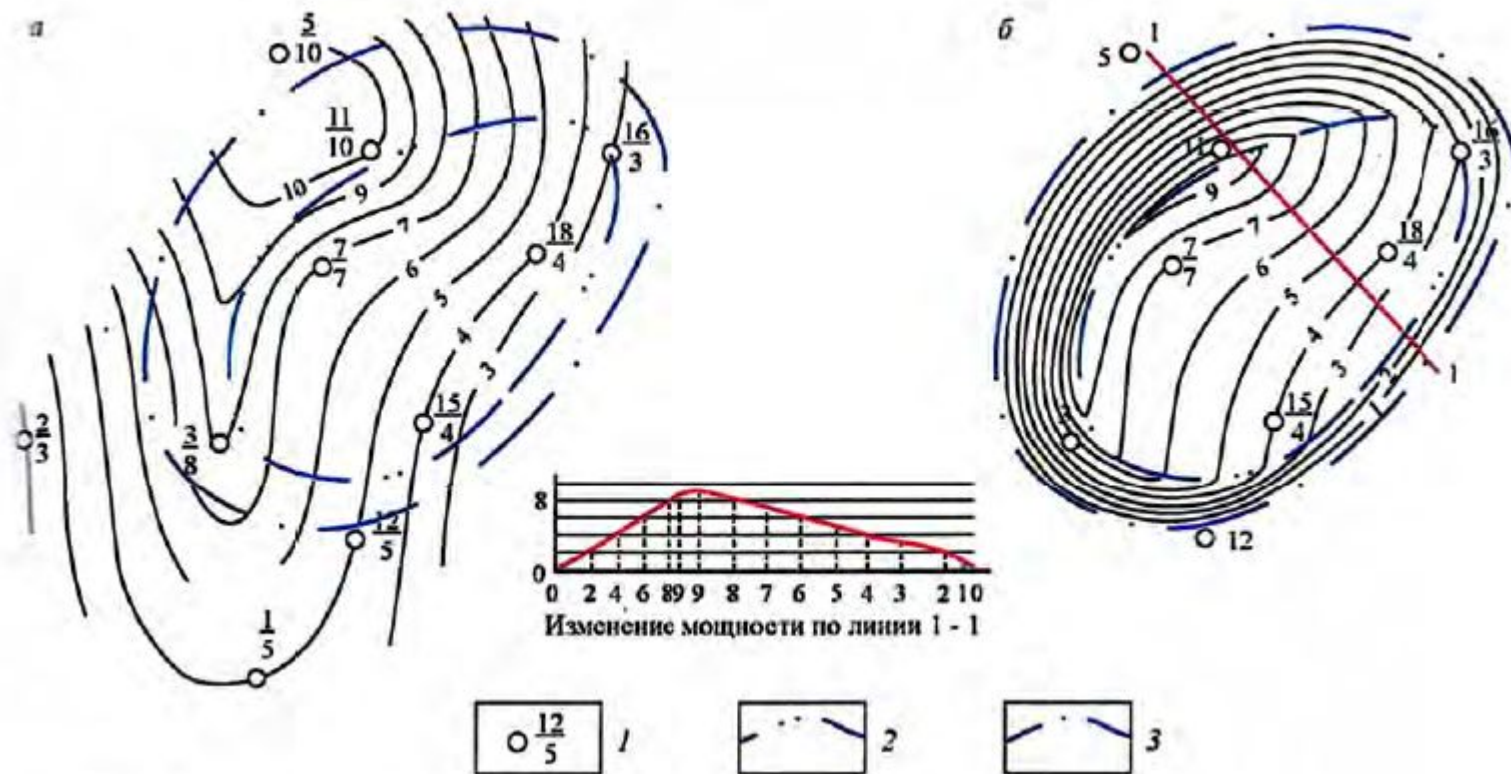
- В случае, если продуктивный пласт состоит из нескольких проницаемых прослоев, то для того, чтобы избежать завышения объема, можно составлять карты эффективных толщин для каждого пропластка в отдельности.
- Карту эффективных толщин пласта в целом в этом случае получают путем сложения карт эффективных толщин отдельных пропластков.
- Этот метод устраняет систематические ошибки определения объема залежи и позволяет учесть все особенности проведения границ в зонах выклинивания пропластков и избежать искажения объема

- При построении карт эффективных толщин залежей, приуроченных к неоднородным, литологически изменчивым коллекторам, необходимо решать две взаимосвязанные задачи. Первая – выбор способа проведения на карте границы между коллектором и неколлектором, а вторая – обоснованием граничных значений эффективных толщин.
- Если пласт характеризуется тем, что его толщина постепенно уменьшается в сторону скважины (или группы скважин), показавшей отсутствие пласта, то переход коллектора в неколлектор можно интерпретировать как выклинивание последнего проницаемого прослоя.



- В этом случае граница коллектор-неколлектор может быть определена на основании анализа градиента изменения толщины или связанного с ней какого-нибудь геофизического признака. Толщина коллекторов пласта по мере приближения к границе выклинивания уменьшается до нуля и соответствует следу пересечения структурных карт кровли и подошвы коллекторов.
- Для прогноза значений эффективных толщин в межскважинной зоне могут использоваться материалы сейсморазведочных работ. Обычно по данным динамической интерпретации материалов сейсморазведки для целевого пласта строится карта распределения сейсмического атрибута, а затем по установленным корреляционным зависимостям акустические разрезы пересчитываются в значения толщины коллекторов и с учетом этих данных строится карта эффективных толщин.

- Построение карт эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин.
- Для залежей пластового типа карты эффективной нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины строят отдельно для зоны полного нефтенасыщения и для водонефтяной (газоводяной) зоны.
- Вначале строят карту эффективной толщины, на которую наносят внутренний контур нефтеносности, ограничивающий зону полного нефтенасыщения пласта. Для водонефтяной зоны изопахиты проводят путем интерполяции между значениями нефтенасыщенной толщины на внутреннем контуре и нулевым значением на внешнем контуре с учетом значений этих толщин, установленных в отдельных скважинах этой зоны.



Построение карты эффективной нефтенасыщенной толщины.

а- карта эффективной толщины; б – карта эффективной нефтенасыщенной толщины;

1 – скважины: в числителе ромер, в знаменителе – эффективная толщина коллектора

в м; контуры нефтеносности: 2 – внутренний, 3 – внешний.

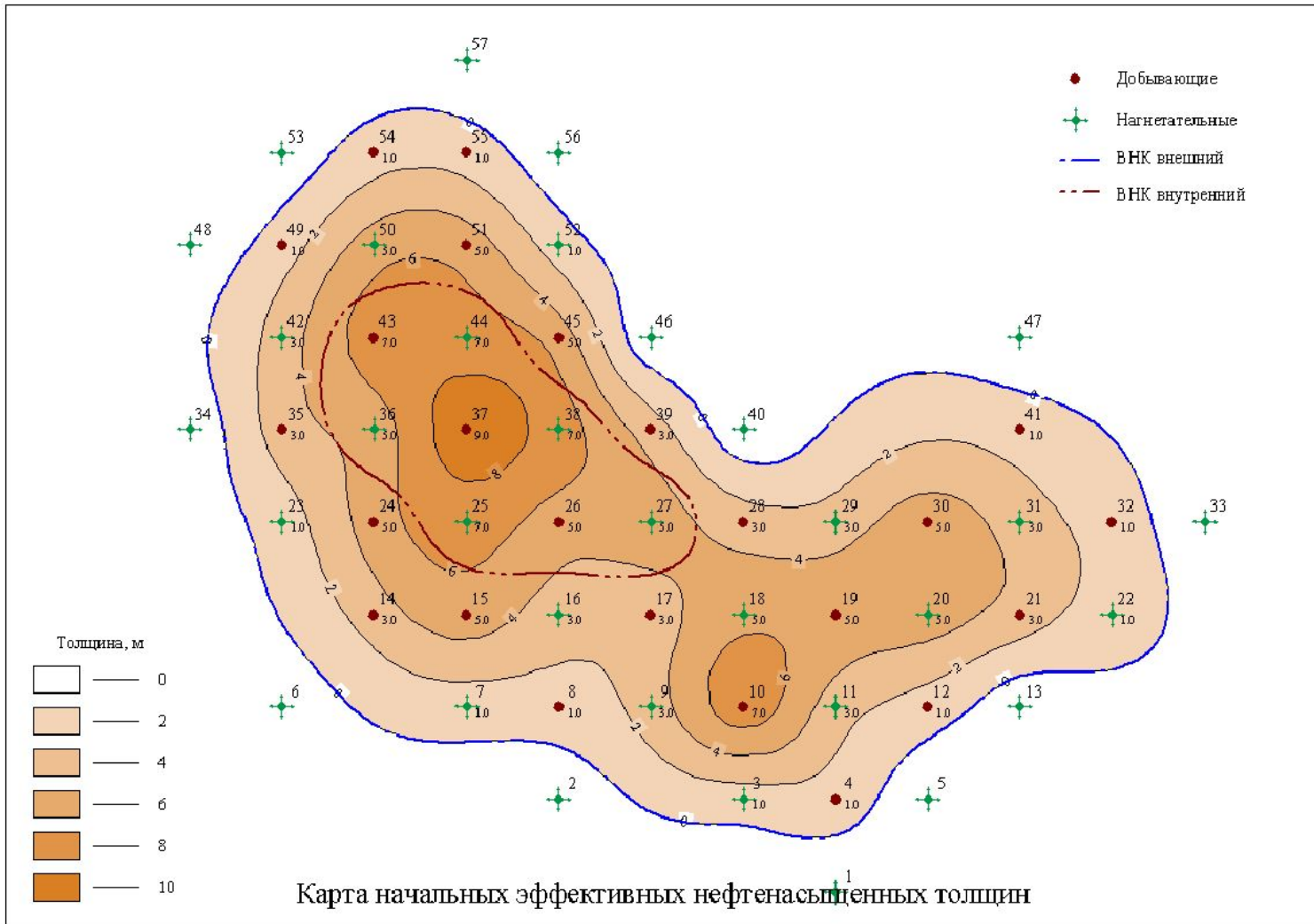
- Для массивных залежей, учитывая то, что величина эффективной насыщенной толщины, как правило, связана с высотой залежи, построение карты эффективных насыщенных толщин проводится следующим образом:



Схема построения карты эффективных нефтенасыщенных толщин для массивной залежи

- 1. Строится карта общих насыщенных толщин массивной залежи, которая получается вычитанием из карты кровли продуктивного пласта карты поверхности флюидального контакта.
- 2. В скважинах, находящихся в кровле залежи, определяется величина доли коллекторов в насыщенной части разреза и строится карта изменения доли коллекторов в пределах контура залежи. На линию внешнего контура так же насчитываются значения величины доли коллекторов.
- 3. Карты эффективных насыщенных толщин получаются перемножением карт общих насыщенных толщин и доли коллекторов в насыщенной части разреза.

# Оформление карты начальных эффективных нефтенасыщенных толщин



- **Коэффициент открытой пористости**
- коэффициент открытой пористости  $k_{по}$ :  
отношение объема сообщающихся пор  $V_{по}$  в образце породы к объему этого образца  $V_{обр}$
- Открытая пористость пород определяется двумя способами: прямым, непосредственно на образцах керна в лабораториях, и методами промыслово-геофизических исследований. Далее производится количественный и качественный анализ степени охарактеризованности продуктивной части пластов определениями пористости по керну и ГИС.

- Наибольшую охарактеризованность разреза определениями пористости имеют методы ГИС. Определенные по ГИС величины  $K_p$  сопоставляются с результатами анализов керна.
- Пористость определяется для каждого прослоя.
- Для более детальной оценки пористости по пласту по средневзвешенным значениям пористости по скважинам для каждого продуктивного пласта строятся карты равных значений пористости, которые используются при подсчете запасов.



- **Коэффициент нефтенасыщенности**
- Коэффициент нефтенасыщенности или газонасыщенности (oil or gas saturation factor) - отношение объема нефти (газа), содержащейся в порах (пустотах) пласта, к общему объему всех пор (пустот) нефтеносного (газоносного) пласта в пластовых условиях (М.А. Жданов, 1962; Ф.И. Котяхов, И.Х. Абрикосов, И.С. Гутман, 1970).
- Оценка коэффициента нефтенасыщенности проводится двумя способами: по результатам лабораторных исследований образцов керна, исходя из величины остаточной водонасыщенности и по результатам интерпретации ГИС.

- Данные кернa по новым скважинам позволяют получить актуальные петрофизические зависимости для количественной интерпретации материалов ГИС и определить достоверные значения нефтенасыщенности коллекторов.
- Значение нефтенасыщенности определяется для каждого продуктивного прослоя. По этим данным для каждого пласта строятся карты равных значений нефтенасыщенности.

- **Плотность нефти**
- Этот подсчетный параметр определяется по результатам исследования поверхностных и глубинных проб нефтей. В последнем случае плотность дегазированной нефти замеряется после однократной и ступенчатой сепарации.
- Поскольку реальный процесс разгазирования нефти на промысле соответствует ступенчатой сепарации, то при подсчете запасов величина плотности нефти, а также взаимосвязанные с ней параметры (объемный коэффициент и газосодержание), принимаются по результатам исследования глубинных проб нефти способом ступенчатой сепарации.

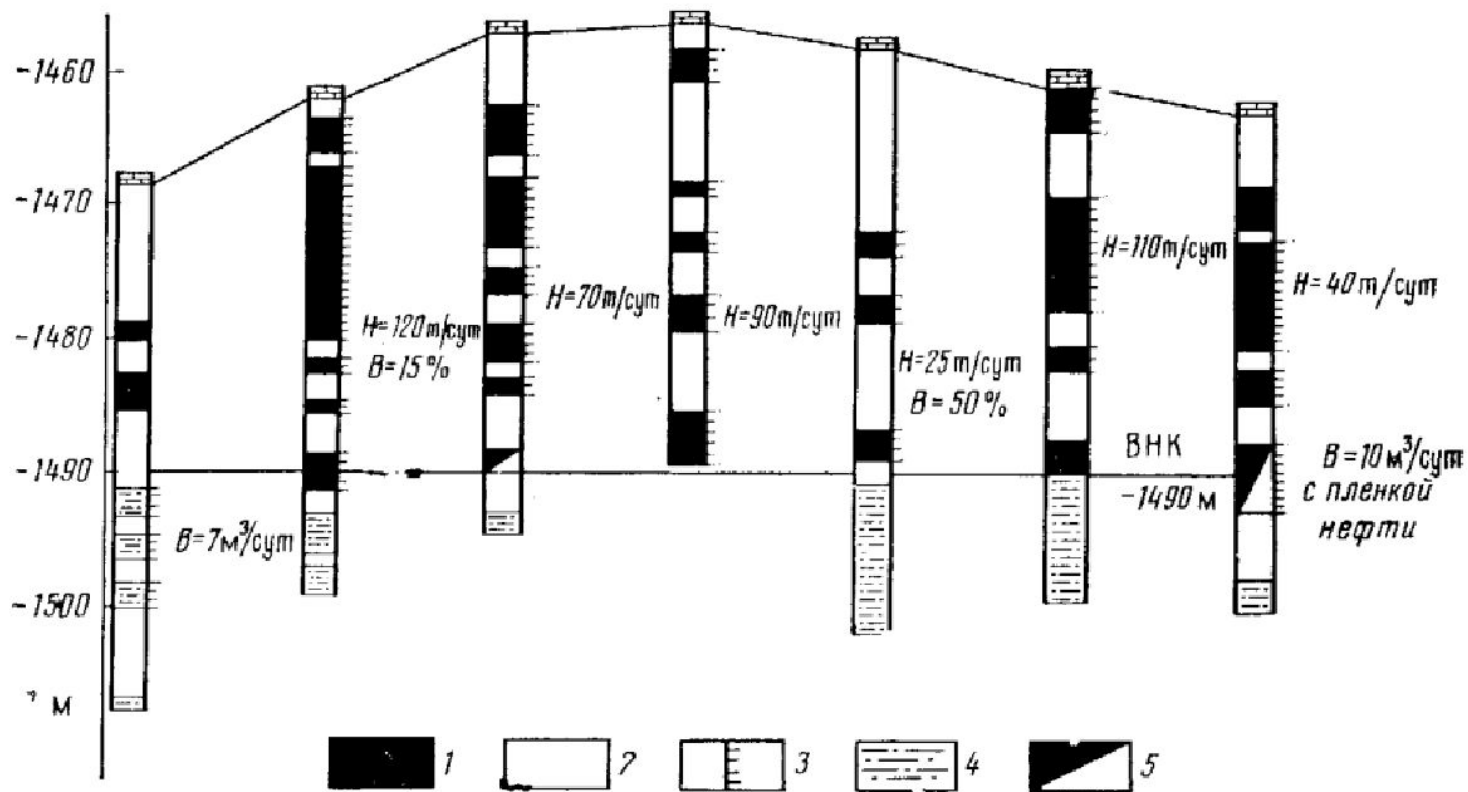
- **Пересчетный коэффициент**
- Для учета изменения объема нефти при переходе от пластовых к поверхностным условиям в формулу подсчета запасов вводится пересчетный коэффициент. Величина пересчетного коэффициента зависит главным образом от газосодержания и определяется по результатам исследования глубинных проб пластовых нефтей по величине объемного коэффициента или усадки, с которыми пересчетный коэффициент связан следующими соотношениями:

$$Q = \frac{1}{b} = 1 - \varepsilon$$

- - пересчетный коэффициент, доли единицы;- объемный коэффициент, доли единицы;
- $\varepsilon$  - усадка нефти, доли единицы.

- **Обоснование положения флюидалльных контактов**
- При построении геологической модели и при подсчете запасов нефтяной залежи устанавливается ВНК - водонефтяной контакт (для газовой залежи ГВК - газоводяной контакт), показывающий границу раздела в зоне двухфазной фильтрации и являющийся нижней границей залежи.
- Для установления положения контакта в разрезе скважин используют:
- прямую информацию о нефтегазонасыщенности разреза, получаемую в процессе проводки скважин - при интерпретации данных ГИС и прямых определений остаточной нефтенасыщенности по керну и шламy;

- прямую информацию о нефтегазонасыщенности разреза, получаемую при испытании пластов в процессе бурения и в колонне;
- результаты измерения пластового давления в открытом стволе с помощью приборов на каротажном кабеле;
- результаты интерпретации данных ГИС.
- Для обоснования положения контакта и проведения границ залежей строится схема опробования скважин и обоснования контактов. Для построения схемы используются скважины, в которых положение флюидального контакта можно определить по данным ГИС и опробования скважин. На схему (рис.1) наносятся колонки разрезов выбранных скважин с указанием их гипсометрического положения и характера насыщенности пластов (нефть, газ или вода) по данным ГИС, интервалы перфорации, сведения о результатах опробования, данные замеров гидродинамическими приборами, результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС).



. Схема обоснования абсолютной отметки ВНК залежи по данным РИГИС. Интервалы: 1-нефтенасыщенный, 2-непроницаемый, 3-перфорированный, 4-водонасыщенный, 5-с неясной характеристикой; Н - дебит нефти; В - обводненность нефти в % или дебит воды в м<sup>3</sup>/сут.



- Флюидалный контакт бывает горизонтальным, наклонным или представляет собой сложную поверхность.
- Внешний и внутренний контуры нефтегазоносности представляют собой линию пересечения поверхности контакта с кровлей и подошвой пласта. Построение контуров для залежей с горизонтальной поверхностью контакта затруднений не вызывает - линии контакта будут параллельны изогипсам. Установленные таким образом отметки контактов переносятся на карты поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей.
- Для построения внешнего (внутреннего) контура нефтегазоносности залежи с наклонным контактом используются структурная карта кровли (подошвы) пласта и карта поверхности соответствующего контакта. Линии внешнего и внутреннего контуров получают как линию пересечения структурной поверхности кровли