

# Корреляция пластов

**Корреляция** – выделение в разрезе и прослеживание по площади геологического пласта (пласта-коллектора, пласта-флюидоупора, пласта-покрышки и т.д.), выяснение условий его залегания, постоянства состава и толщины.

При детальной корреляции за основу берутся материалы ГИС, исследования керна, опробование скважин и др.

Для установления последовательности напластования при детальной корреляции особое значение имеет выделение реперов и реперных границ.

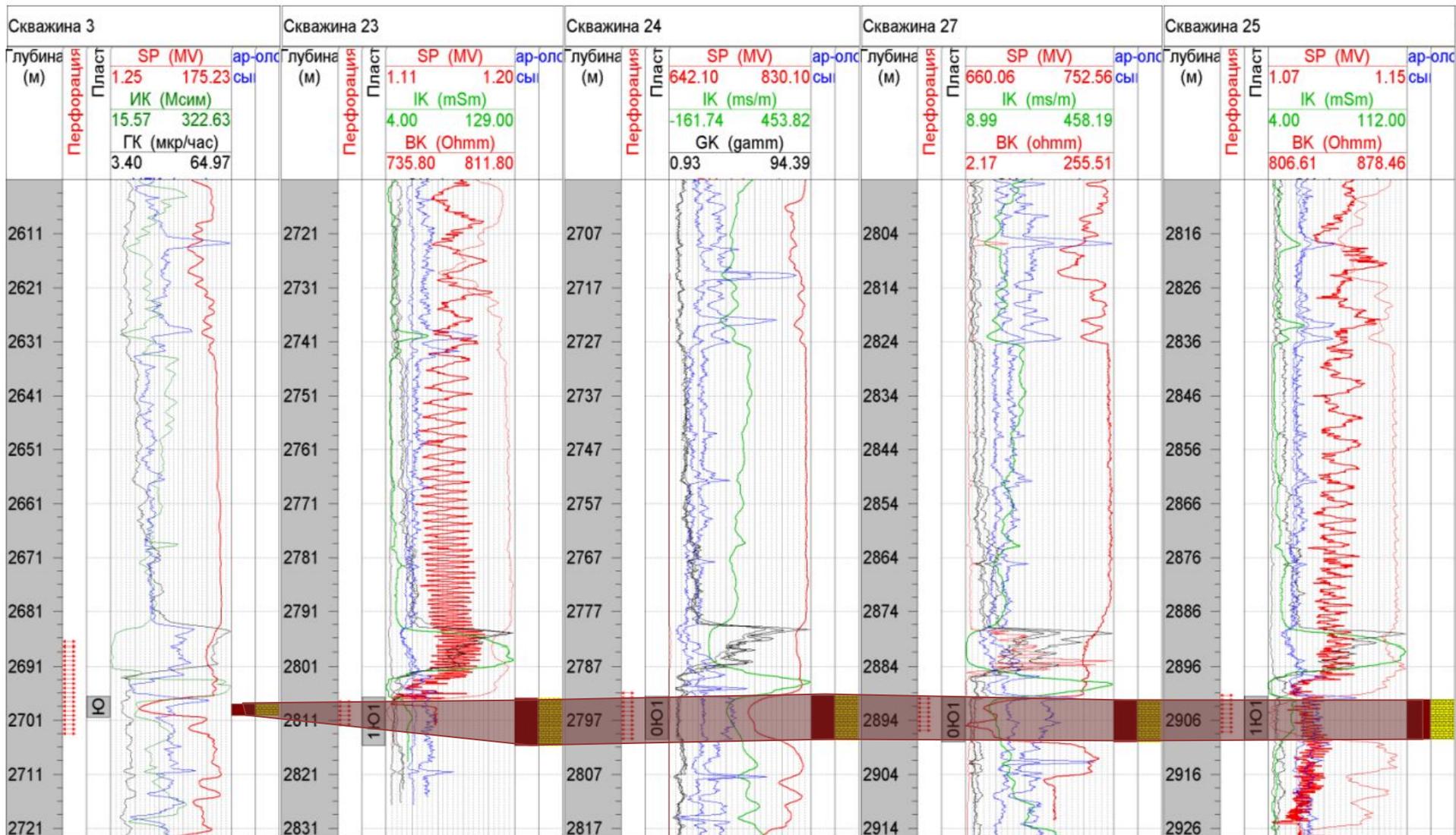
# Корреляция пластов

**Репером** называется достаточно выдержанный по площади и по толщине пласт (часто глина) отличающийся по свойствам от выше- и нижезалегающих пород и выделяемый на диаграммах ГИС по характерным участкам кривой.

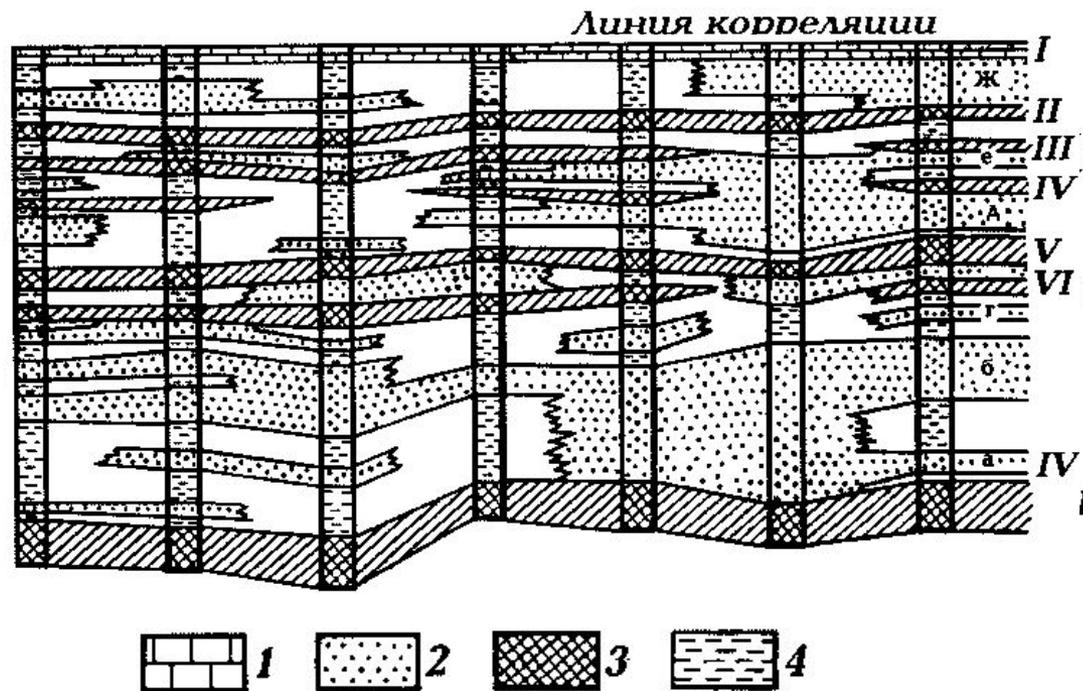
Результаты детальной корреляции широко используются при подсчете запасов для выделения пластов и их идентификации, а также проектировании и анализе разработки. Для выделения пластов используют (применяют) схему корреляций по какой-либо

линии скважин

# Корреляция разреза по линии скважин №№ 3, 23, 24, 25 Хвойного месторождения

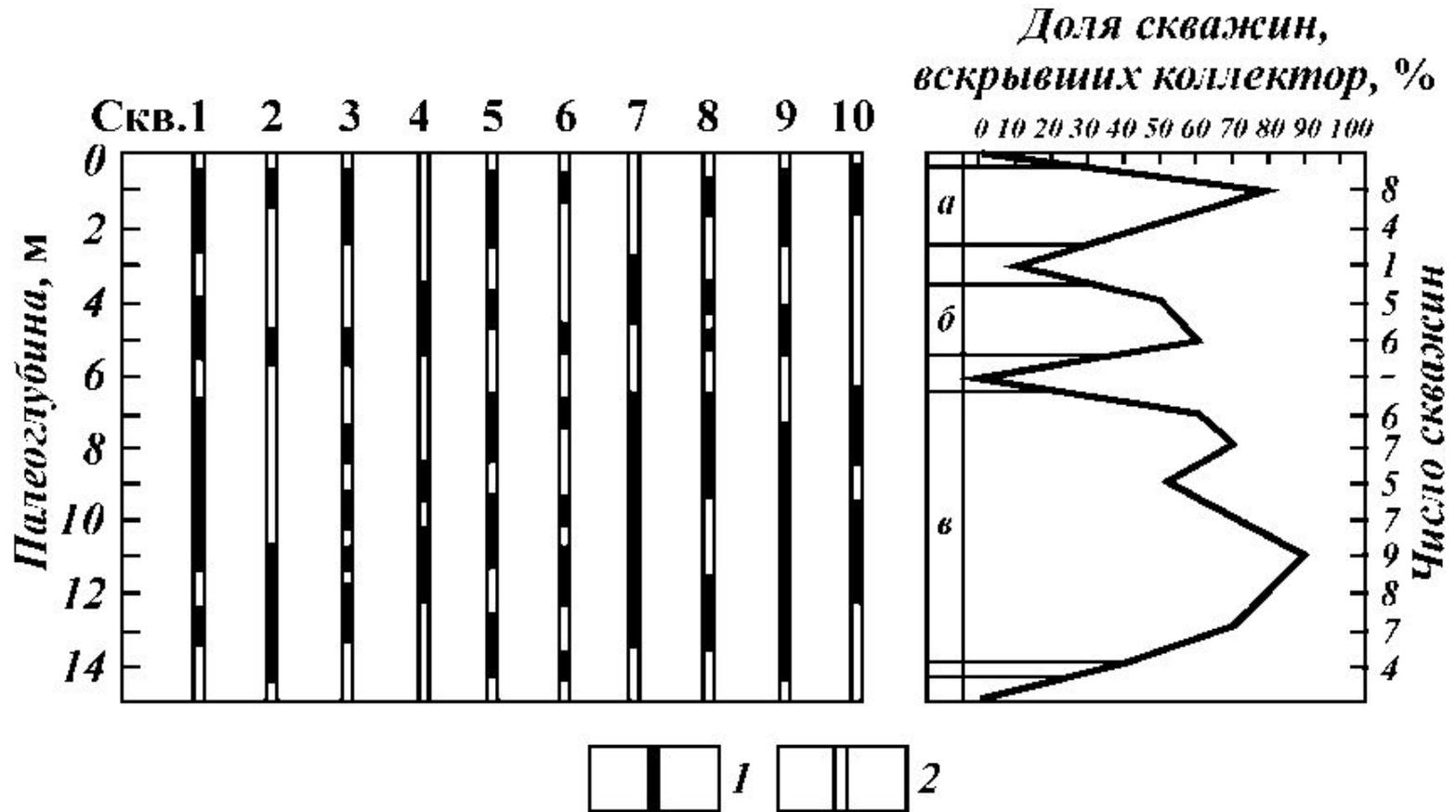


# Пример проведения корреляции



1 — «верхний известняк»; 2 — песчаники; 3 — глины; 4 — глинистые алевролиты; I—VII — реперы различных категорий; а — ж — индексы пластов в опорной скважине

# Пример построения геолого-статистического разреза (ГСР)



1 — коллекторы, 2 — неколлекторы;  
а - в — индексы пластов

# Групповые ГСР яснополянского надгоризонта

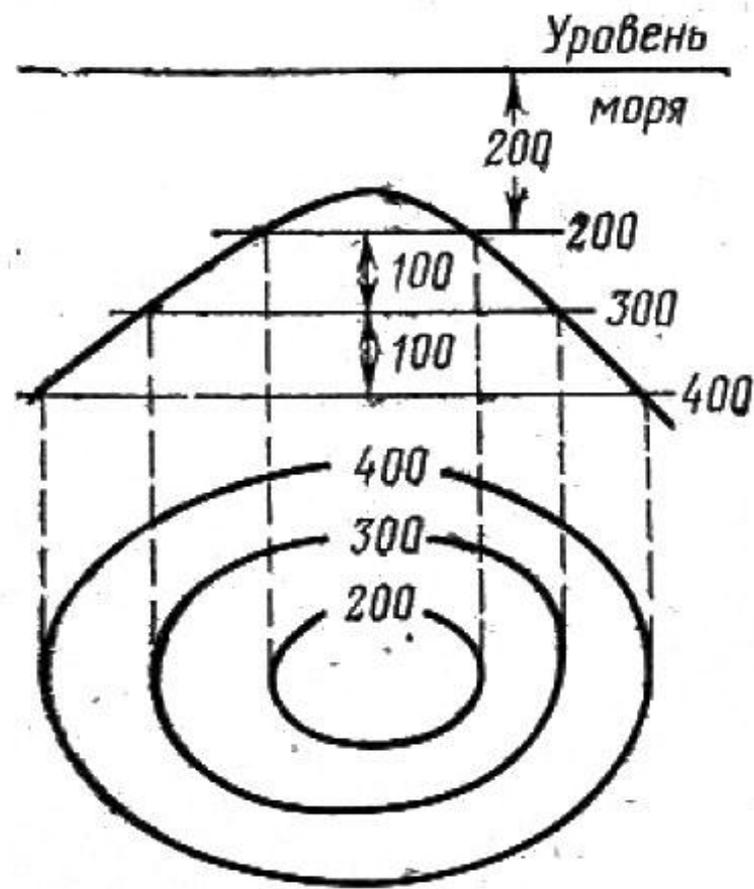
## Дипацкого месторождения



Толщина продуктивных отложений, м: а — 42-49, б — 38-41,9, в — 31-37,9. г — сводный ГСР

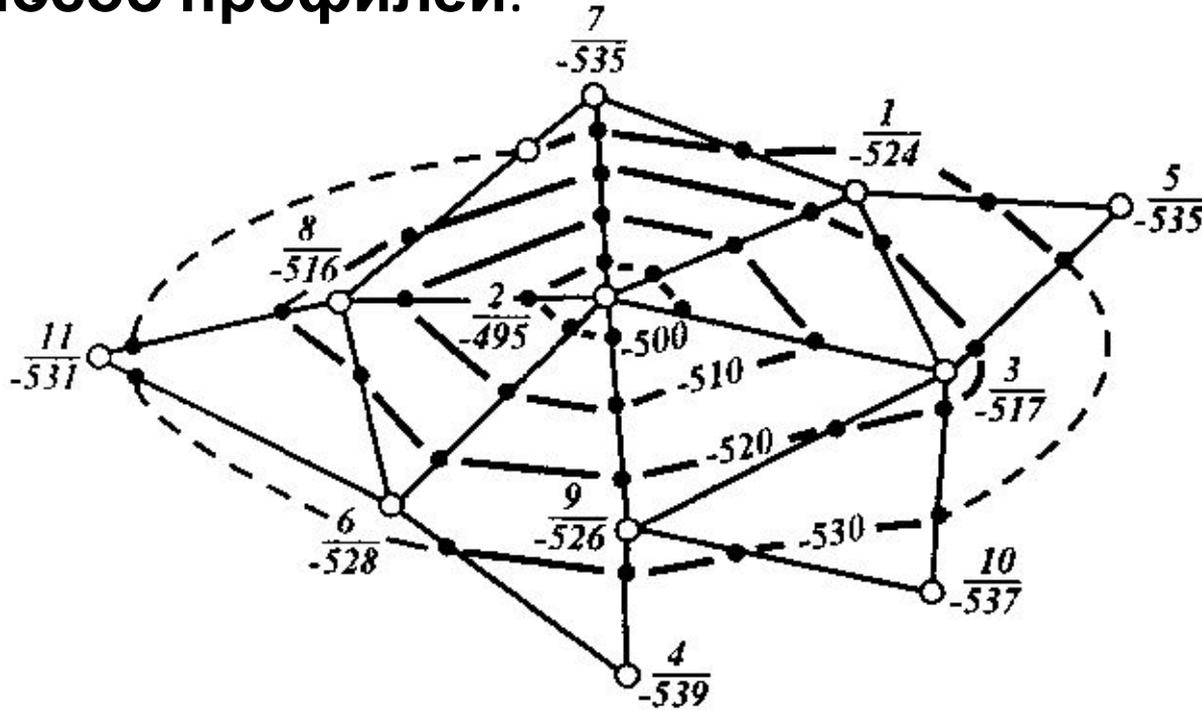
**Структурная карта** отображает в горизонталях подземный рельеф кровли или подошвы какого-либо горизонта. Она дает четкое представление о строении недр, обеспечивает наиболее точное проектирование эксплуатационных и разведочных скважин, облегчает изучение залежей нефти и газа, в частности исследование изменения свойств продуктивных пластов (толщин, пористости, проницаемости, распределения пластовых давлений и т. п.) в различных участках структуры.

При пологом залегании пластов (на месторождениях Русской платформы) сечение изогипс обычно берут равным 2-5 м, а в геосинклинальных областях, когда наблюдается крутое залегание пластов, 10-25 м и более.



В промышленной практике обычно применяли два основных способа построения структурных карт:

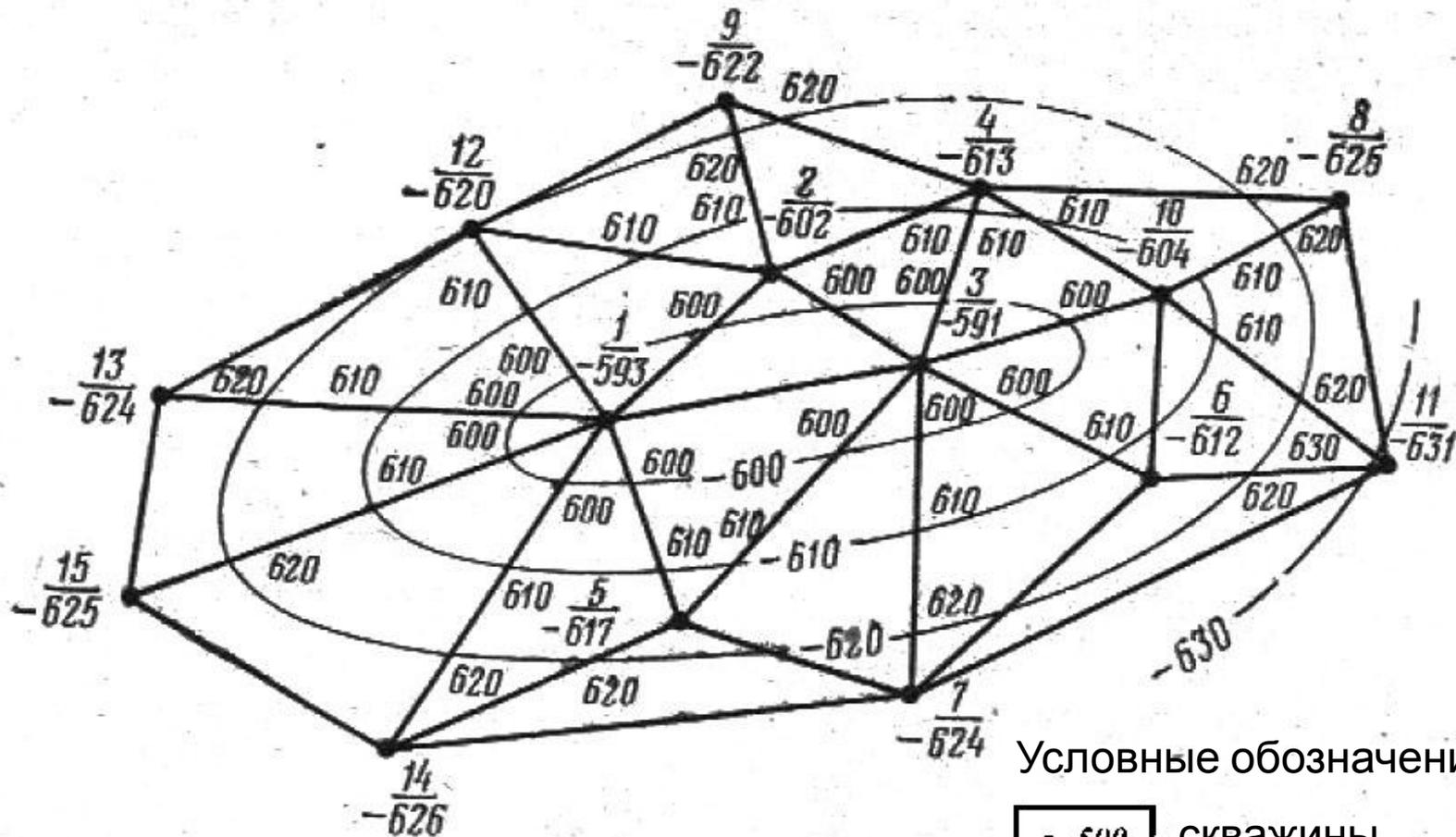
- 1) способ треугольников (линейная интерполяция);
- 2) способ профилей.



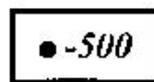
При построении системы треугольников следует руководствоваться имеющимися данными о региональном простирании пород, проводя длинные стороны треугольников примерно параллельно простиранию и избегая интерполяции между скважинами вкрест предполагаемой оси складки.

# Структурная карта по кровле продуктивного пласта Т

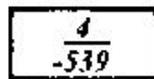
Масштаб 1:25 000



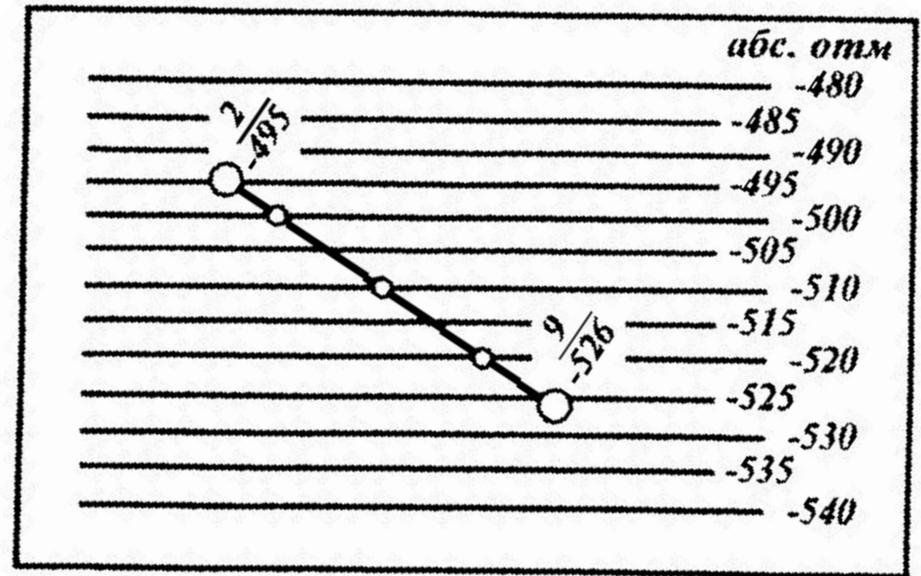
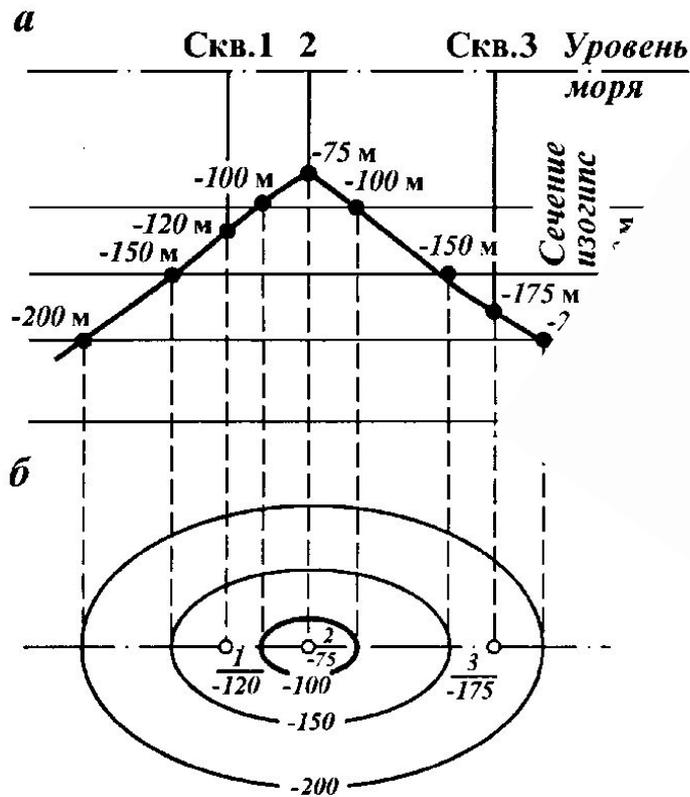
Условные обозначения:



скважины



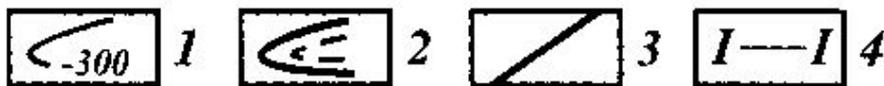
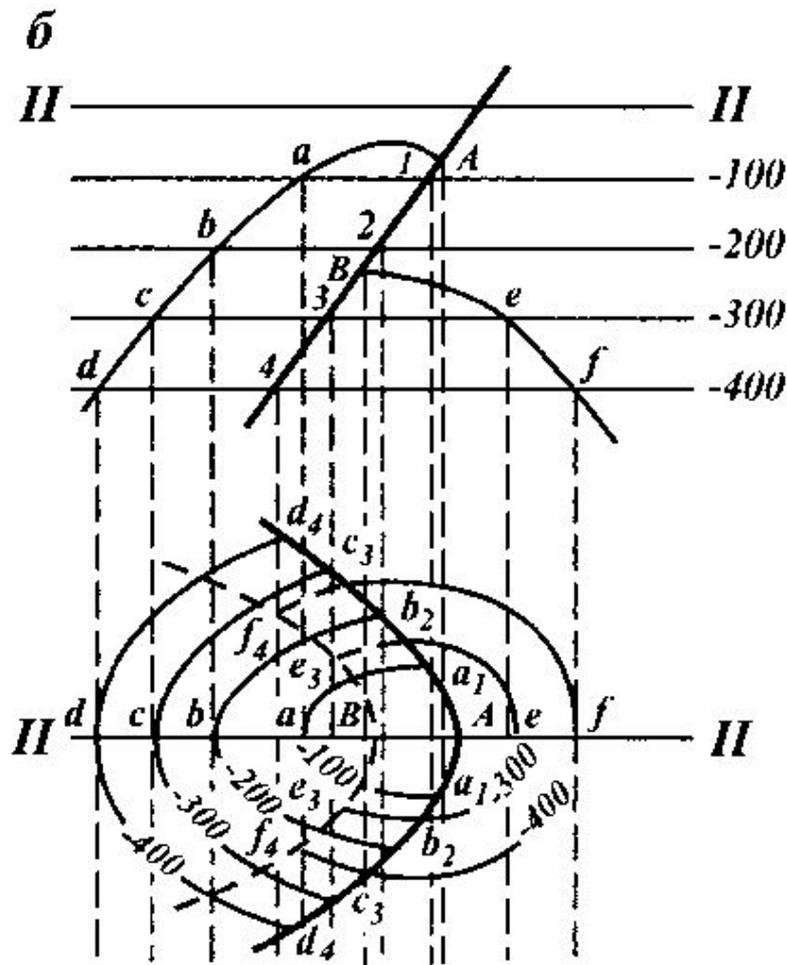
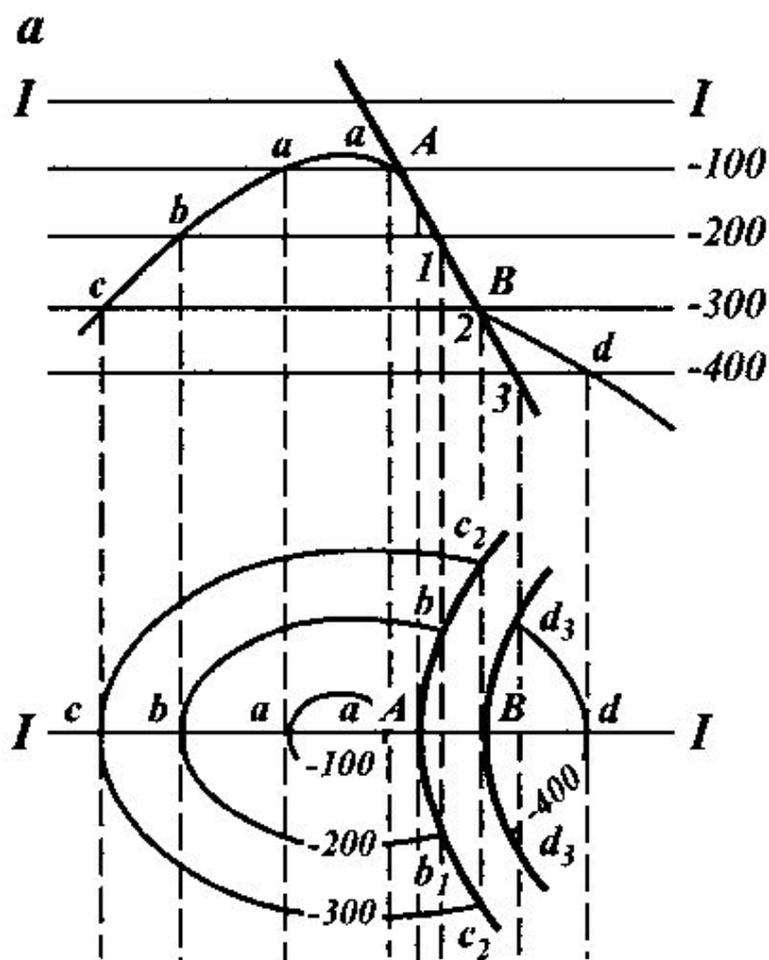
номера и абс. отметка



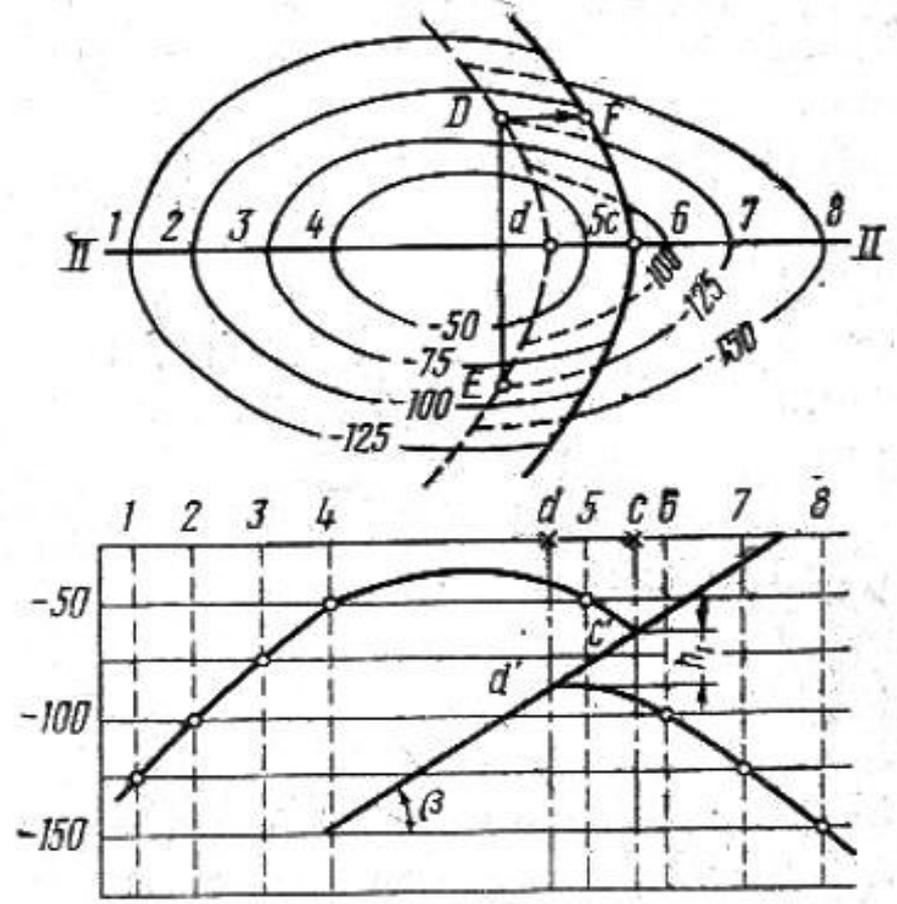
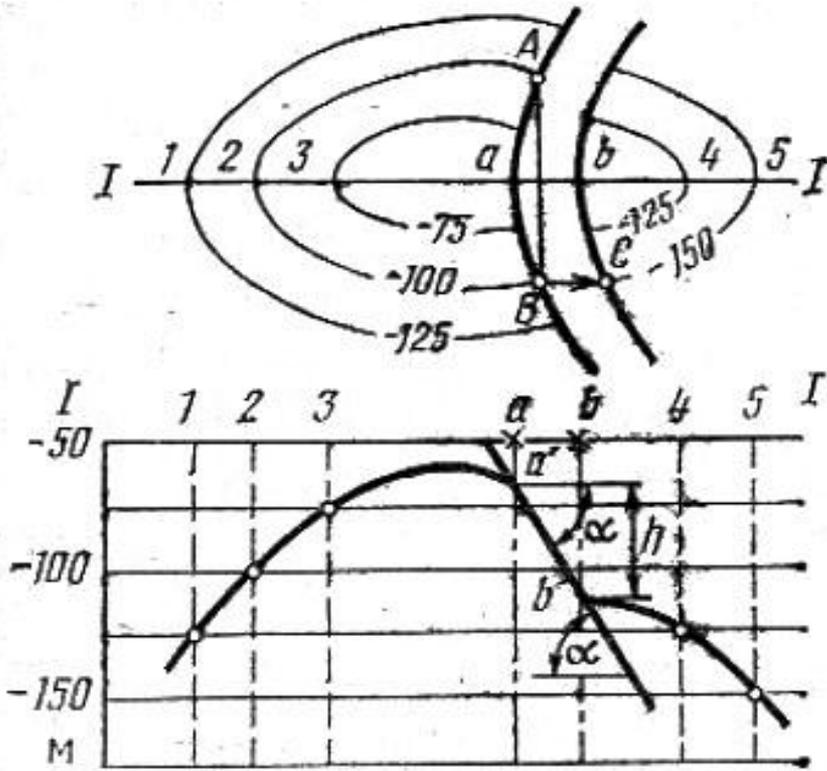
При построении структурной карты более трудоемкой частью работы является интерполяция между скважинами. Для ее облегчения следует пользоваться масштабной сеткой (высотной арфой), состоящей из ряда параллельных линий



Изображение с помощью структурной карты поднятий, осложненных разрывными нарушениями — сбросом (*а*) и взбросом (*б*)



# Построение профиля по структурной карте антиклинальной складки, осложненной: сбросом (I) и взбросом (II)

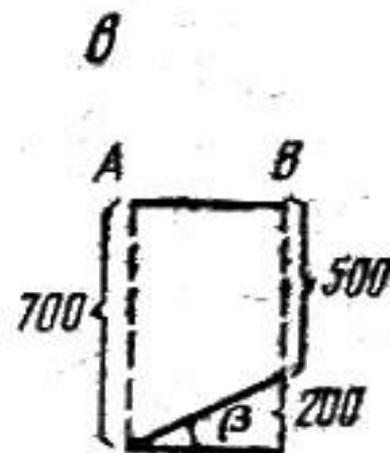
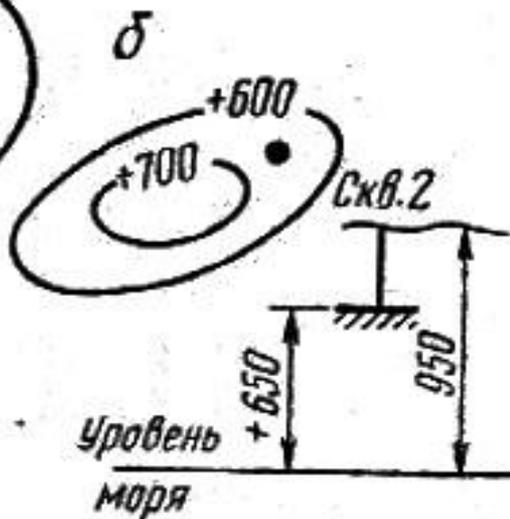
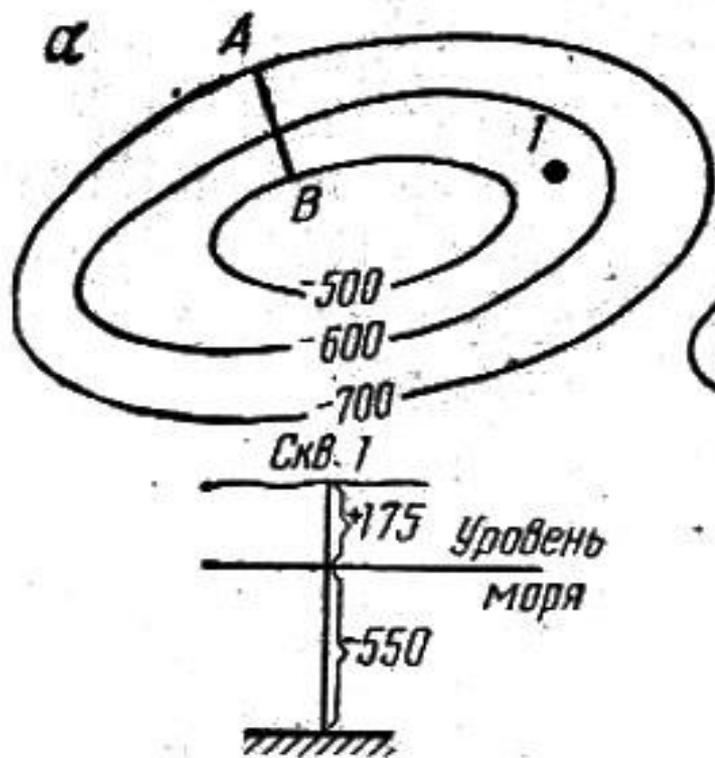


Определение угла падения и простирания поверхности несогласия

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{h}{BC} \quad \operatorname{tg} \beta = \frac{h_1}{DF}$$

На промыслах структурные карты используют для решения следующих частных вопросов:

1. Для определения проектной глубины скважины (а, б),
2. Для определения угла падения пластов (а и в)



$$\operatorname{tg} \beta = \frac{200}{AB}$$

Классификация и категории  
запасов углеводородов. Методы  
подсчёта запасов нефти и газа.

# Определение запасов

**Запасами нефти, газа или конденсата** называется их количество, содержащееся в породах-коллекторах в пределах изучаемой части геологического пространства.

В соответствии с этим определением можно говорить о запасах отдельного слоя, пласта, зонального интервала, блока, а также любой части указанных геологических тел в пределах залежи, месторождения, группы месторождений, нефтеносного пласта и т. п.

# Разновидности запасов

На практике выделяют геологические (ранее называли балансовыми) и извлекаемые запасы.

- **Геологические запасы** — общее количество содержащихся углеводородов в породах-коллекторах изучаемой части геологического пространства.
- **Извлекаемые запасы** — количество углеводородов, которое можно добыть из изучаемой части геологического пространства при использовании рациональной системы разработки на современном развитии техники и технологии добычи этих углеводородов.

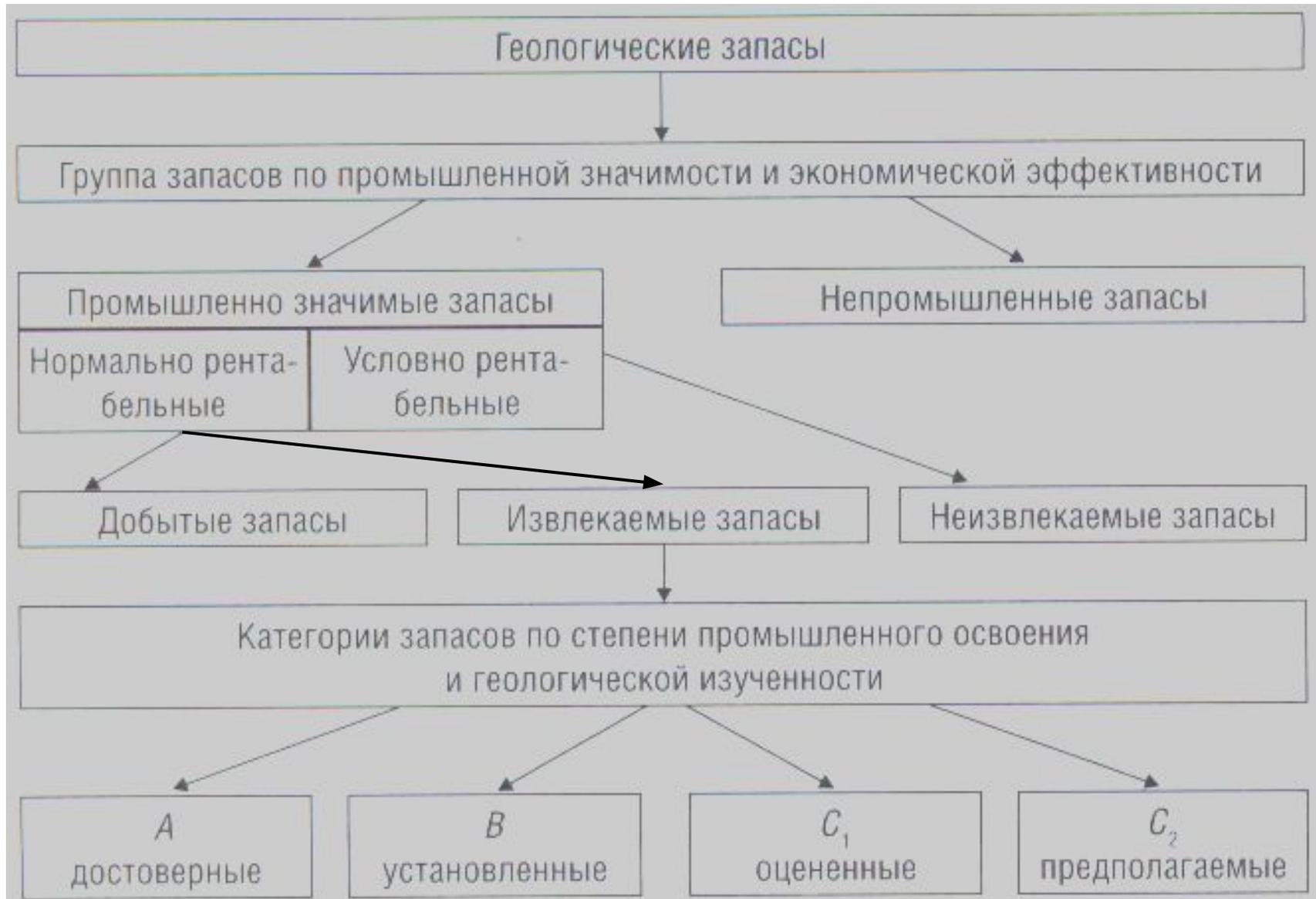
# Разновидности запасов

- **Начальные запасы** — запасы нефти, газа и конденсата находящиеся в пределах изучаемого геологического пространства на момент открытия скоплений углеводородов.
- **Текущими** или **остаточными** (обычно указывая дату) называют запасы изучаемого геологического пространства после ввода в разработку скоплений углеводородов и отбора некоторого их количества

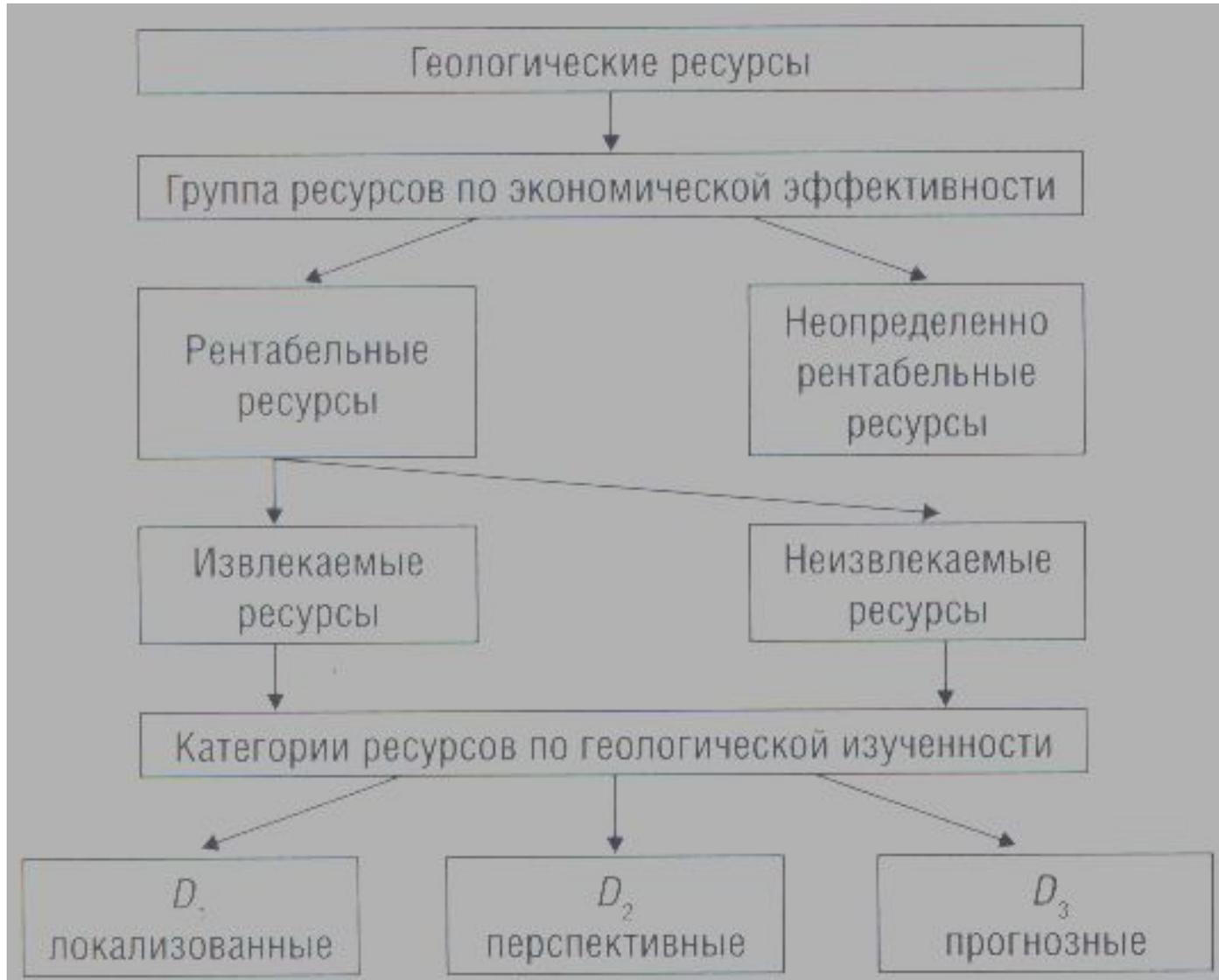
# Структура начальных ресурсов (классификация 2008 г.)



# Структура запасов нефти и газа



# Структура ресурсов нефти и газа



# Категорийность запасов нефти и газа

Запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по степени изученности подразделяются на четыре категории — А, В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Категория А** — запасы залежи изучены с детальностью, обеспечивающей полное знание геолого-физических параметров залежи и насыщающих её флюидов, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы залежи, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов, гидро- и пьезопроводность и т. д.).

**Категория В** — запасы залежи (или ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических и данных керна.

- **Изучены детально** параметры и свойства пластовых флюидов.
- **Изучены приблизительно** — геолого-физические параметры и основные особенности, определяющие условия разработки залежи (в степени, достаточной для проектирования разработки залежи).

По нефтяным залежам проведена пробная эксплуатация отдельных скважин. По газовым залежам установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность

**Категория  $C_1$**  — запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах и благоприятных промыслово-геологических данных в других скважинах, а также запасы части залежи, примыкающей к площадям с запасами более высоких категорий.

Геолого-физические параметры и основные особенности, определяющие условия разработки залежи **изучены, по отдельным скважинам или приняты по аналогии** с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями (при изучении используют проверенные для данного района методы геологических, геофизических исследований).

**Категория С<sub>2</sub>** — запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах в пределах нефтегазоносных районов, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований.

# Подсчет запасов

Процедуру определения количества УВ называют **подсчетом запасов**.  
Объект, в котором подсчитываются запасы, называют **подсчетным объектом**.  
Выделяют следующие методы подсчета запасов нефти:

## 1) Объемный метод.

$$Q_{\text{ИЗВ}} = F \cdot h_{\text{НН}} \cdot m \cdot K_{\text{НН}} \cdot \rho_{\text{Н}} \cdot \beta \cdot \eta$$

где  $Q_{\text{ИЗВ}}$  — извлекаемые (промышленные) запасы нефти, т;  
 $F$  — площадь нефтеносности, м<sup>2</sup>;  
 $h_{\text{НН}}$  — нефтенасыщенная толщина пласта, м;  
 $m$  — коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород;  
 $K_{\text{НН}}$  — коэффициент насыщения пласта нефтью (коэффициент нефтенасыщения);  
 $\eta$  — коэффициент нефтеотдачи;  
 $\rho_{\text{Н}}$  — плотность нефти на поверхности, т/м<sup>3</sup>;  
 $\beta$  — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти:  $\beta = 1/b$   
( $b$  — объемный коэффициент пластовой нефти).

## 2) Статистический метод.

## 3) Метод материального баланса.

Важнейшими факторами при выборе метода подсчета запасов являются режим работы залежи и степень его разведанности.

В зависимости от режима залежи необходимо иметь в виду следующее:

- 1) при *эффективном водонапорном режиме* возможно применение лишь объемного метода;
- 2) при *неэффективном водонапорном режиме* и при его сочетании с режимом растворенного газа (при падении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом) возможно применение всех **трех методов**
- 3) при *режимах газовой шапки и растворенного газа* возможно применение всех **трех методов**;
- 4) при *гравитационном режиме* следует применять лишь **объемный метод** или же его разновидность — объемно-весовой вариант.

#### **Методы подсчета запасов газа и газоконденсата:**

- Объемный метод подсчета запасов свободного газа.
- Метод подсчета запасов свободного газа по падению пластового давления.
- Подсчет запасов газа растворенного в нефти.
- Подсчет запасов газоконденсата в газоконденсатных залежах.
- Подсчет запасов сопутствующих газов.

# Объемный метод подсчета запасов свободного газа

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot (P \cdot \alpha - P_K \cdot \alpha_K) \cdot \beta_G \cdot \eta_G$$

где  $V$  — извлекаемые (промышленные) запасы газа на дату расчета, м<sup>3</sup>,  
 $F$  — площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м<sup>2</sup>;  
 $h$  — толщина пористой части газоносного пласта, м;  
 $m$  — коэффициент пористости;

$P$  — среднее абсолютное давление в залежи газа на дату расчета, МПа;

$P_K$  — среднее остаточное абсолютное давление (конечное) в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины абсолютного давления, равного 0,1 МПа,

$$P_K = P_{ATM} \cdot e^{1293 \times 10^{-9} \cdot H \cdot \rho_{Г}}$$

$\alpha$  и  $\alpha_K$  — поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля–Мариотта соответственно для давлений  $P$  и  $P_K$ ;

$f$  — поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре ( $t_{СТ}=20\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $T=273\text{ }^\circ\text{C}$ )

$$f = \frac{T + t_{СТ}}{T + t_{ПЛ}}$$

$\beta_G$  — коэффициент газонасыщенности с учетом содержания связанной воды;

$\eta_G$  — коэффициент газоотдачи.

## КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

**Нефтегазоконденсатоотдачей** называется мера полноты извлечения УВ из залежи при искусственном изменении начальных термодинамических условий.

Общее количество нефти и газа, которое может отдать конкретная залежь или отдельная ее часть, зависит от строения и режима залежи, от свойств коллекторов и УВ, от системы разработки и технологии добычи. Количественно нефтегазоконденсатоотдача характеризуется коэффициентами извлечения нефти, газа и конденсата.

**Коэффициентом извлечения нефти (КИН)** называется отношение количества нефти добытой из залежи или ее части в течение всего времени разработки, к геологическим запасам залежи или соответствующей ее части.

Коэффициент извлечения нефти по новой залежи может быть вычислен гидродинамическими методами с учетом параметров системы разработки или спрогнозирован по геолого-промысловым данным. В этом случае он называется **проектным**. Величина, вычисленная с использованием фактически добытого количества нефти, называется **фактическим коэффициентом извлечения нефти**.

Различают текущий и конечный коэффициенты извлечения нефти.

**Текущий коэффициент извлечения нефти** характеризует степень выработки геологических запасов залежи на определенную дату и, следовательно, текущее состояние разработки.

**Конечный коэффициент извлечения нефти** характеризует степень выработки геологических запасов залежи на момент окончания разработки.

При изучении проблем нефтеотдачи в условиях применения систем разработки с заводнением пользуются понятиями ***коэффициента вытеснения, коэффициента заводнения и коэффициента охвата пласта процессом вытеснения.***

Общие понятия о геологических  
основах разработки нефтяных и  
газовых месторождений.

**Под промышленной разработкой** нефтяного или газового месторождения понимается технологический процесс извлечения из недр нефти, природного газа и сопутствующих ценных компонентов для использования их в народном хозяйстве.

**Элементами разработки** являются:

- I. система разработки;
- II. техника и технологии добычи жидкости и газа;
- III. строительство скважин;
- IV. система сбора скважинной продукции, подготовки и транспорта воды, нефти и газа;
- V. охрана недр и окружающей среды;
- VI. контроль за разработкой месторождения и его регулирование.

**Система разработки месторождения** – совокупность инженерных решений, определяющих:

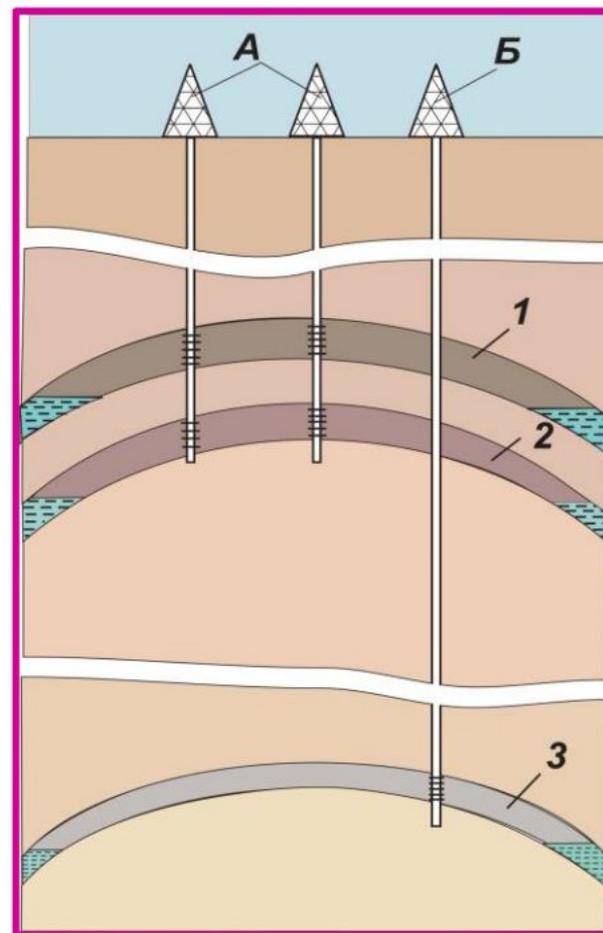
- 1) объекты разработки;
- 2) количество и расположение добывающих, нагнетательных, наблюдательных контрольных и резервных скважин;
- 3) наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа.

**Объект разработки** – это один или несколько пластов-коллекторов, вскрытых одной сеткой скважин для совместной эксплуатации.

**Критерии объединения пластов в один объект разработки:**

- совпадение залежей в плане;
- близость расположения ( $\pm 100$  м по глубине);
- близкие коллекторские свойства ( $k$ ,  $kh/\mu$ ,  $K_{\text{прод}}$ );
- одинаковое фазовое состояние (нефтяная+нефтяная, газовая+газовая);
- рентабельные дебиты;
- осложняющие факторы (высокий  $\Gamma_{\text{ф}}$ , высокопарафинистая нефть,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  и др.).

**Пример выделения объектов разработки**



Пласты 1 и 2 объединяются в один объект разработки. Пласт 3 разрабатывается своей сеткой скважин

# Режимы пластов. Системы разработки

Источниками пластовой энергии являются сам пласт и насыщающие его флюиды, находящиеся под давлением.

**Режим залежи** – характер проявления движущих сил в пласте, обуславливающих приток жидкостей и газов к забоям добывающих скважин. Другими словами - режим залежи, это проявление доминирующей формы пластовой энергии в процессе разработки залежи.

Источниками пластовой энергии являются:

- упругие силы пласта;
- упругие силы флюидов;
- напор краевых (подошвенных) вод;
- энергия выделения растворенного газа;
- энергия расширения свободного газа;
- гравитационные силы.

- **Режимы нефтяной залежи**

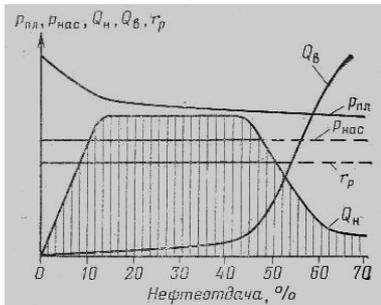
1. упругий;
2. водонапорный;
3. упруго-водонапорный;
4. растворенного газа;
5. газонапорный (режим газовой шапки);
6. газонапорный (режим техногенной газовой шапки);
6. 7. гравитационный;

- **Режимы газовой залежи**

1. газовый режим (для линзовидной залежи);
2. газоводонапорный.

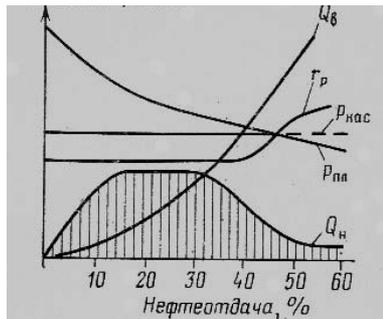
*Все вышеуказанные режимы естественные.*

но имеются еще искусственно создаваемые режимы ППД: жестко-водонапорный – при реализации системы заводнения.



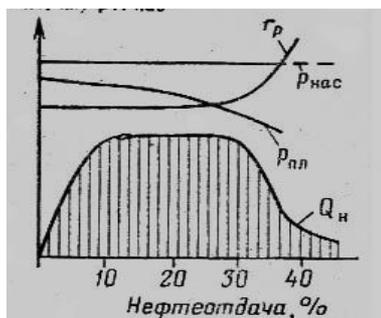
## ***Водонапорный режим -***

эффективность этого режима зависит от размеров водонапорной системы, коллекторских свойств пласта и гипсометрической разности (превышения) между глубиной залегания продуктивных пород и областью питания, а так же от темпа отборов жидкости из пласта.

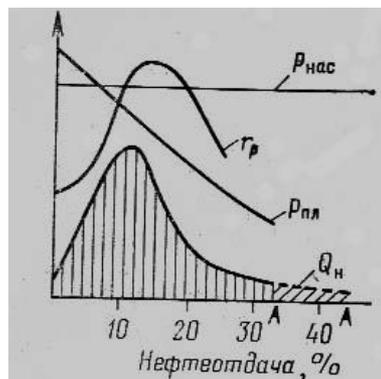


## ***Упруго-водонапорный режим -***

пластовое давление при этом режиме в каждый момент эксплуатации зависит и от текущего и от суммарного отбора жидкости из пласта.

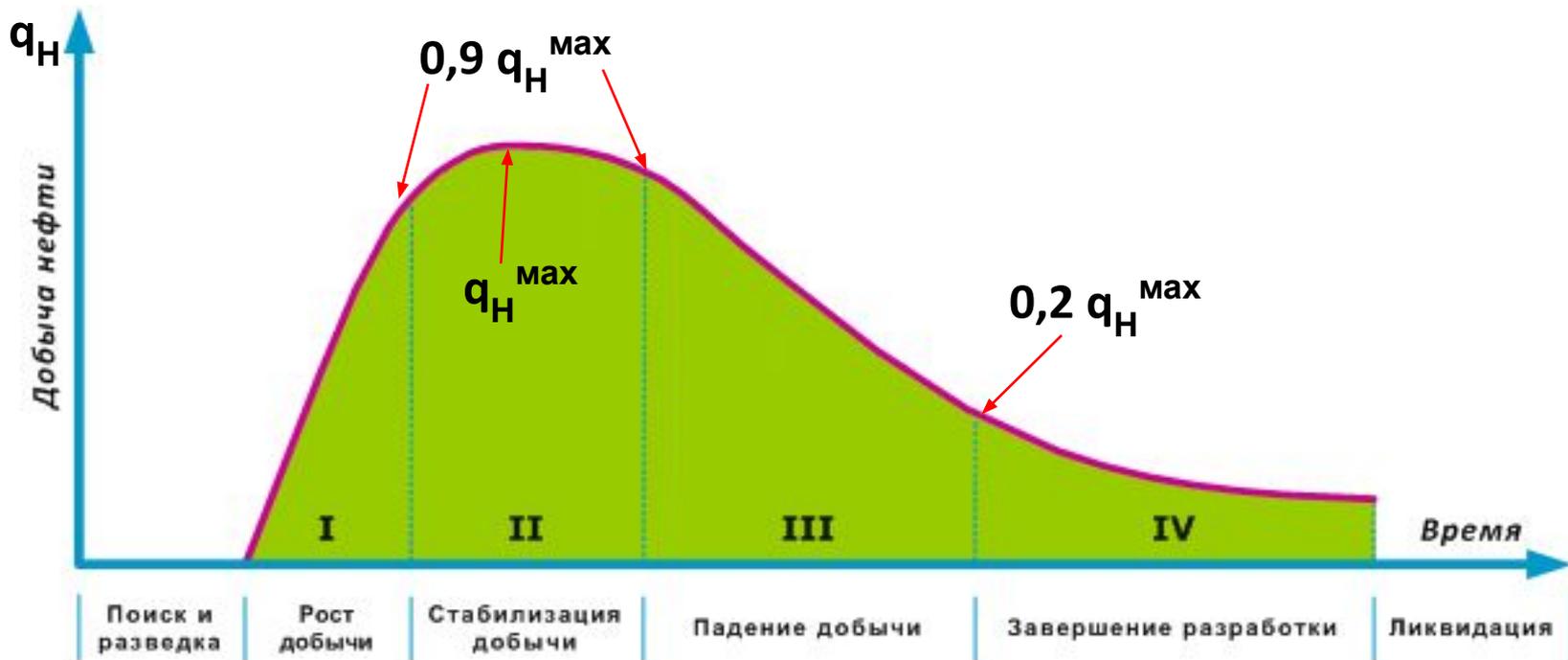


Эффективность **газонапорного режима** зависит от соотношения размеров газовой шапки и залежи нефти, а также от коллекторских свойств пласта и характера структуры.



В процессе эксплуатации залежи на **режиме растворенного газа** дебит (после достижения некоторого максимума) и давление непрерывно снижаются. Давление в каждый момент зависит от суммарного отбора нефти и газа из пласта.

# Стадии разработки месторождения



- Всего различают 4 стадии разработки месторождения нефти:
- **I стадия** – период интенсивного освоения нефтяного месторождения
- **II стадия** – период стабилизации добычи (максимальный уровень)
- **III стадия** – период падения добычи нефти
- **IV стадия** – поздняя (завершающая) стадия разработки

- **I стадия** характеризуется интенсивным разбуриванием месторождения. На этой стадии вводят в эксплуатацию основной проектный фонд скважин и организуют предусмотренную проектом систему разработки. I стадия характеризуется ростом добычи нефти. Нефть добывается, как правило, практически безводная, хотя возможна небольшая обводненность продукции скважин.

- **II стадия** – период сохранения достигнутого наибольшего годового уровня добычи нефти (8-10 % от начальных извлекаемых запасов). На этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия на пласты. С целью удержания добычи нефти на максимальном уровне выполняют комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки. Длительность этой стадии невелика - порядка 2-5 лет.

- **III стадия** – период падения добычи нефти вследствие извлечения из недр большой части запасов; на этой стадии с целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее развитие системы воздействия путем освоения под закачку воды дополнительных скважин, продолжают бурение резервных скважин, выполняют изоляционные работы в скважинах, начинают форсированный отбор жидкости из обводненных скважин, проводят другие мероприятия по управлению процессом разработки. На этой стадии с учетом большой изученности и проведения детальных исследований внедряются более эффективные геолого-технические мероприятия

**IV стадия** - завершает период разработки:

характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки; на этой стадии выполняют те же виды работ по регулированию разработки, что и на предыдущих стадиях.

Первые три стадии составляют ***основной период разработки.***

В это время отбирается 80-90% начальных извлекаемых запасов нефти месторождения.

Четвертую стадию называют ***завершающим периодом.***

Длительность каждой стадии и объемы добычи нефти определяются проектной документацией на разработку месторождения.