

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ месторождений





Пластовые флюиды

- Нефть
- Природные газы
- Газовый конденсат
- Пластовая вода
- Газогидраты

Нефть

Нефть – горючая, маслянистая жидкость, преимущественно темного цвета, представляет собой смесь различных углеводородов. В нефти содержится 82÷87 % углерода(C), 11÷14 % водорода (H), а так же кислород, азот, углекислый газ, сера, в небольших количествах хлор, йод, фосфор, мышьяк и т.п.

Природные газы

Природные углеводородные газы - представляют собой смесь предельных УВ вида C_nH_{2n+2} . Основным компонентом является метан CH_4 .

Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые углеводороды, а также неуглеводородные компоненты:

азот N ,

углекислый газ CO_2 ,

сероводород H_2S ,

гелий He ,

аргон Ar .

Группы природных газов

- ✓ Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ.
- ✓ Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений – это смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата.
- ✓ Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы).

Газовый конденсат

Газовым конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе

Газогидраты

Газогидраты - представляют собой твердые соединения, в которых молекулы газа при определенных давлении и температуре заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи.

Пластовая вода

Пластовая вода - неизменный спутник нефти и газа.

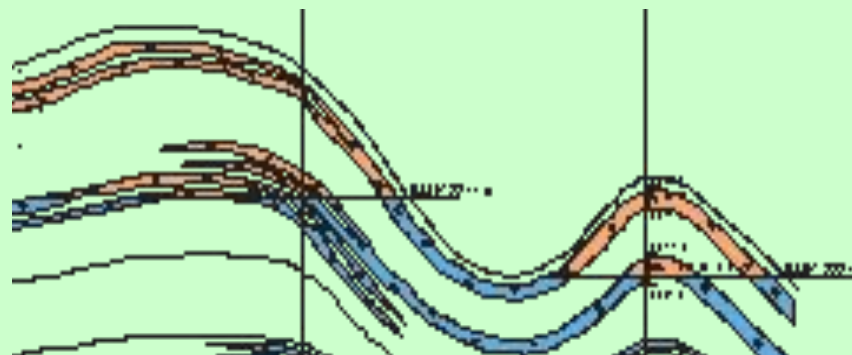
В состав вод нефтяных месторождений входят, главным образом, хлориды, бикарбонаты и карбонаты металлов натрия, кальция, калия и магния. Иногда встречается сероводород и в виде коллоидов окислы железа, алюминия и кремния. Часто присутствует йод и бром.

В процессе разработки вода может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по нефтегазоносному пласту, или поступать в скважины из других водоносных горизонтов.

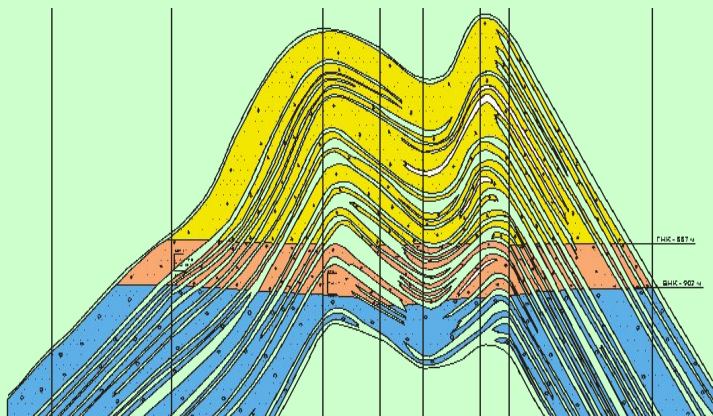
Виды пластовых вод

Воды нефтяных и газовых месторождений делятся на **собственные, чуждые и техногенные** (искусственно введенные в пласт).

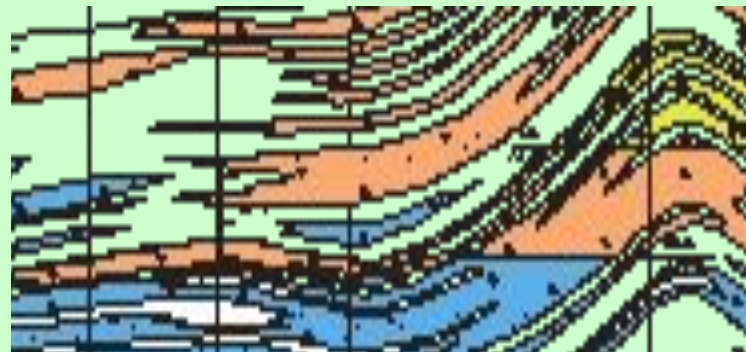
К **СОБСТВЕННЫМ** относятся остаточные и пластовые напорные воды, залегающие в нефтегазоносном пласте (горизонте). Они подразделяются на *контурные* (краевые), *подошвенные* и *промежуточные*.



контурные (краевые)



подошвенные



промежуточные

Породы-коллектора

**Коллекторами нефти и газа
называются горные породы,
которые способны вмещать нефть,
газ и отдавать их при перепаде
давления**

**порода-коллектор может быть насыщена
как нефтью или газом, так и водой**

Коллекторские свойства

- Пористость
- Проницаемость
- Гранулометрический состав
- Нефтегазоводонасыщенность
- Трещиноватость

Коллекторские свойства

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пор (пустот). Пористость определяет долю пустотного пространства в общем объеме породы.

- ***Поры*** – пространство между отдельными зернами, слагающими горную породу.
- ***Каверны*** – сравнительно крупные пустотные пространства, образовавшиеся в результате действия процессов выщелачивания.
- ***Трещины*** – разрывы сплошности горных пород, обусловленные в основном тектонической деятельностью.

Коллекторские свойства

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления

**ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД ЗАВИСИТ ОТ
СЛЕДУЮЩИХ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ**

- ✓ от размера поперечного сечения пор
- ✓ от формы пор
- ✓ от характера сообщения между порами
- ✓ от трещиноватости породы
- ✓ от минералогического состава пород

Коллекторские свойства

Гранулометрический состав горной породы характеризует количественное содержание в ней частиц различной величины.

От гранулометрического состава зависят коллекторские свойства пласта: пористость, проницаемость, удельная поверхность пористой среды.

Коллекторские свойства

Нефтегазоводонасыщенность - это отношение объема нефти, газа и воды, находящихся в пустотном пространстве, к объему пустотного пространства (пустот).

Трещиноватость горных пород (трещинная емкость) обуславливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом.



ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИРОДНОМ СОСТОЯНИИ

- Природные резервуары
- Ловушки

Природный резервуар

**Природный резервуар -
естественноеместилищенефти,
газа и воды (внутри которого
может происходить циркуляция
подвижных веществ)**

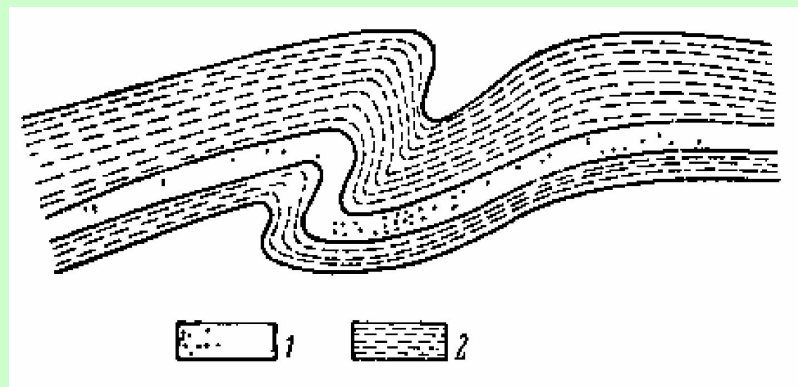
❖ *пластовый*

❖ *линзовидный (литологически
ограниченный со всех сторон)*

❖ *массивный*

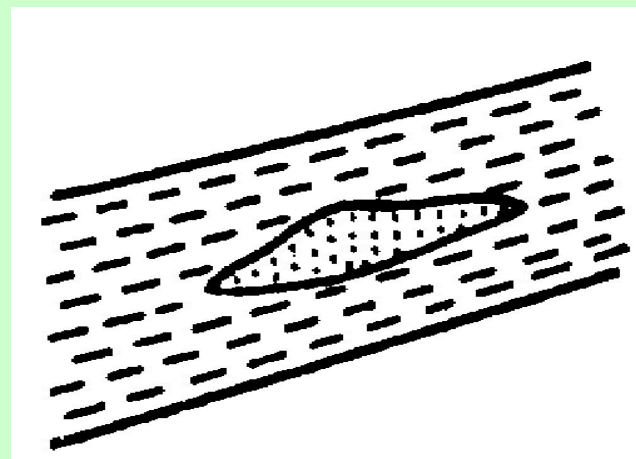
Пластовый и литологически ограниченный резервуары

Пластовый резервуар



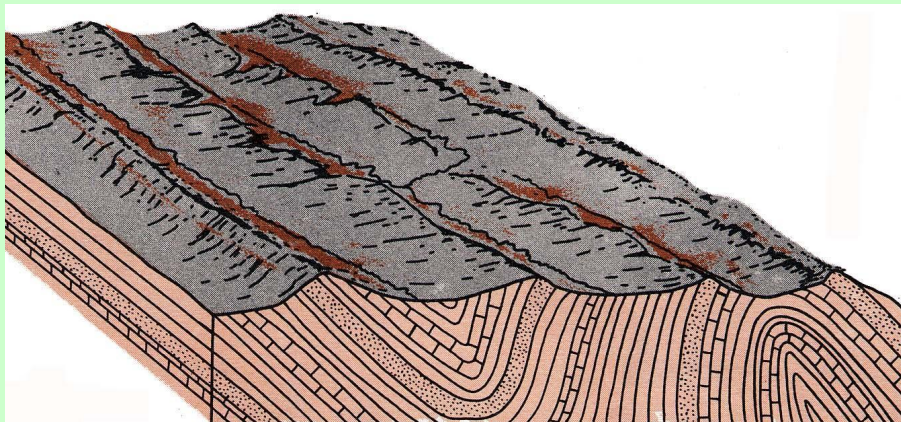
1 – коллектор (песок);
2 – плохо проницаемые породы (глины)

литологически ограниченные со всех сторон



Массивный резервуар

Под массивным резервуаром понимают мощные толщи пород, состоящие из многих проницаемых пластов, не отделенных один от другого плохо проницаемыми породами

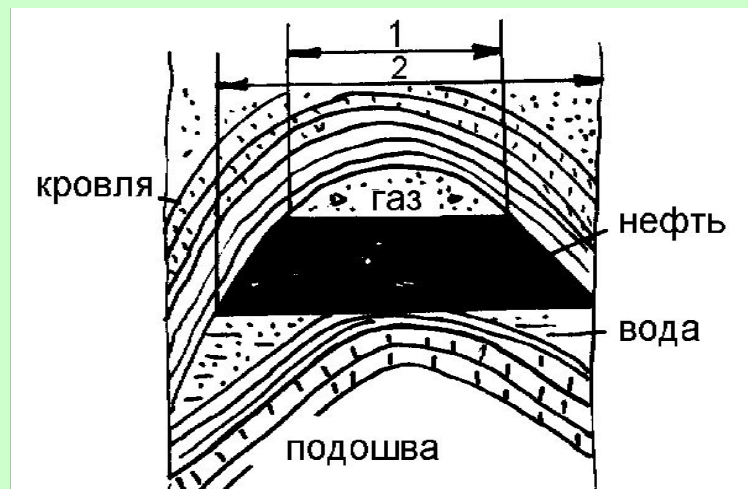


Ловушки

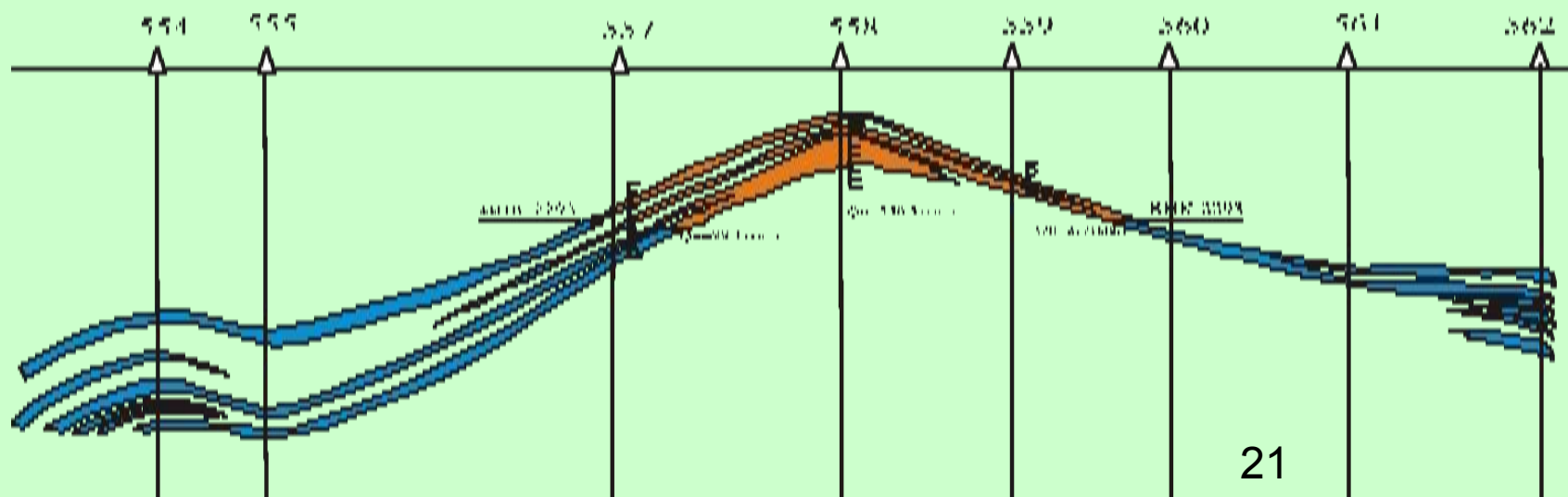
Ловушка - часть природного резервуара, в которой благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а так же тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

Виды ловушек

Структурная (сводовая)

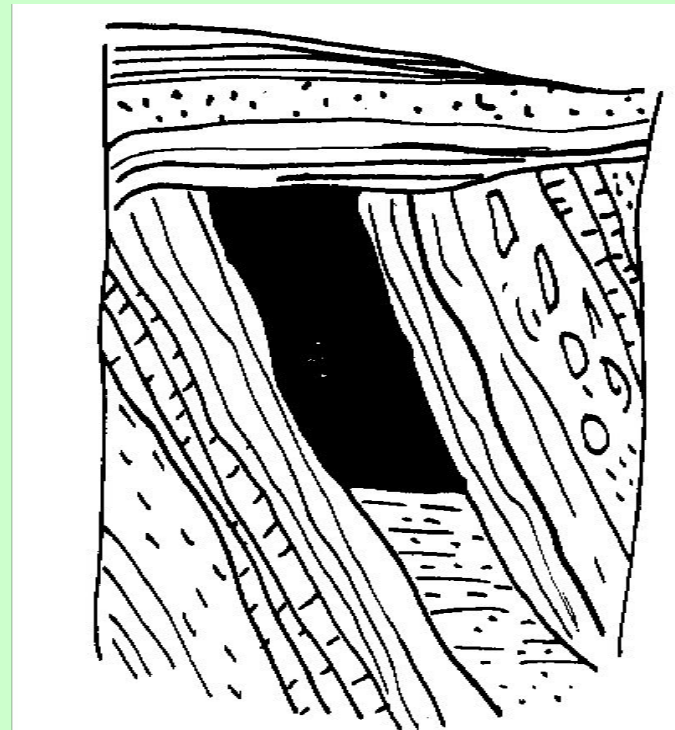
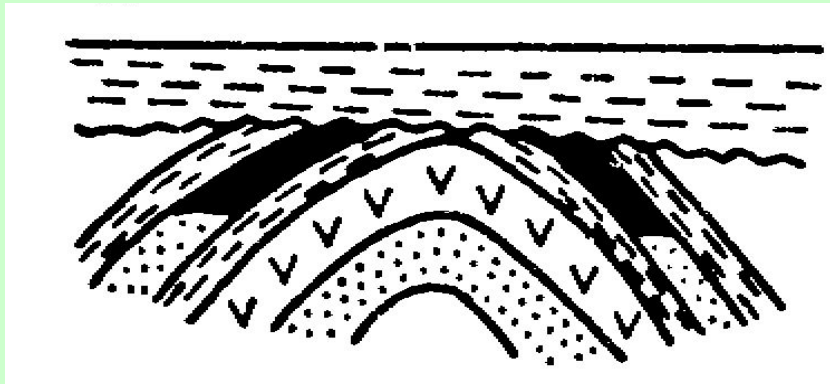


1 - внешний
контур
газоносности;
2 - внешний
контур
нефтеносности



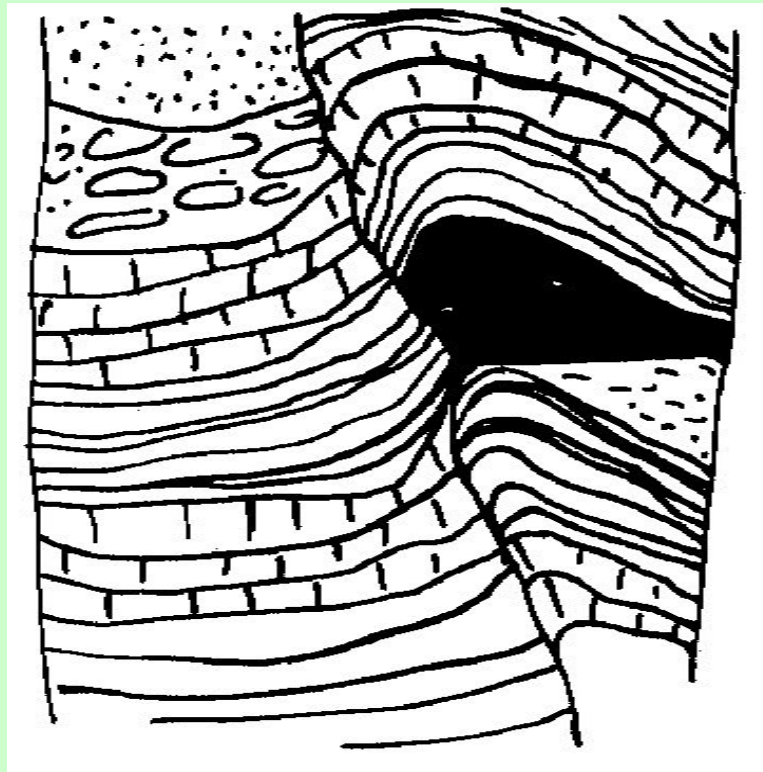
Стратиграфическая ловушка

Стратиграфическая



Тектоническая ловушка

Тектоническая



Литологическая ловушка

Литологическая

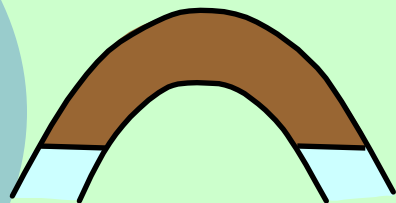


Залежь

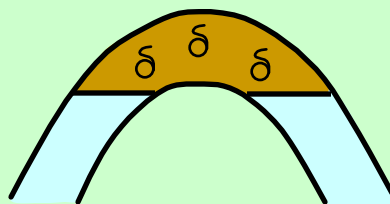
Под залежью нефти и газов понимается естественное скопление жидких и газообразных углеводородов, приуроченное к одному или нескольким пластам-коллекторам с единой гидродинамической системой

- ✓ ПЛАСТОВАЯ
 - ✓ МАССИВНАЯ
 - ✓ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННАЯ
 - ✓ СТРАТИГРАФИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННАЯ
 - ✓ ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭРАНИРОВАННАЯ

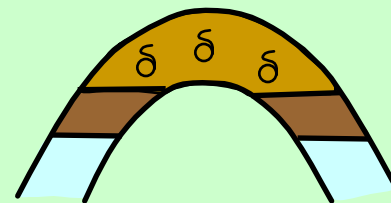
Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов



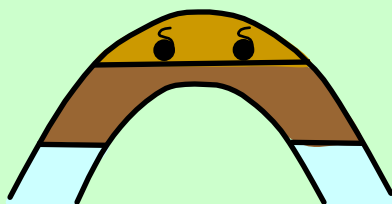
нефтяная



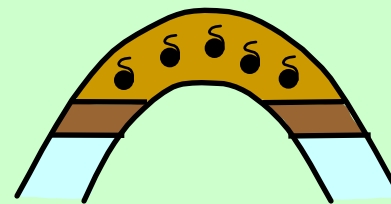
газовая



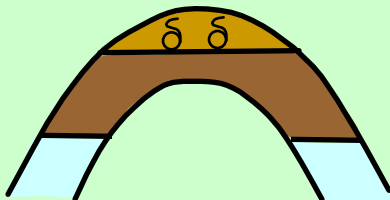
нефтегазовая



газоконденсатнонефтяная



нефтегазоконденсатная

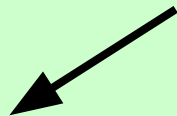


газонефтяная

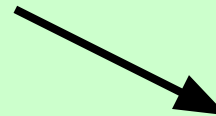
Месторождение

Под **месторождением** нефти и газа понимается совокупность залежей, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам

месторождения

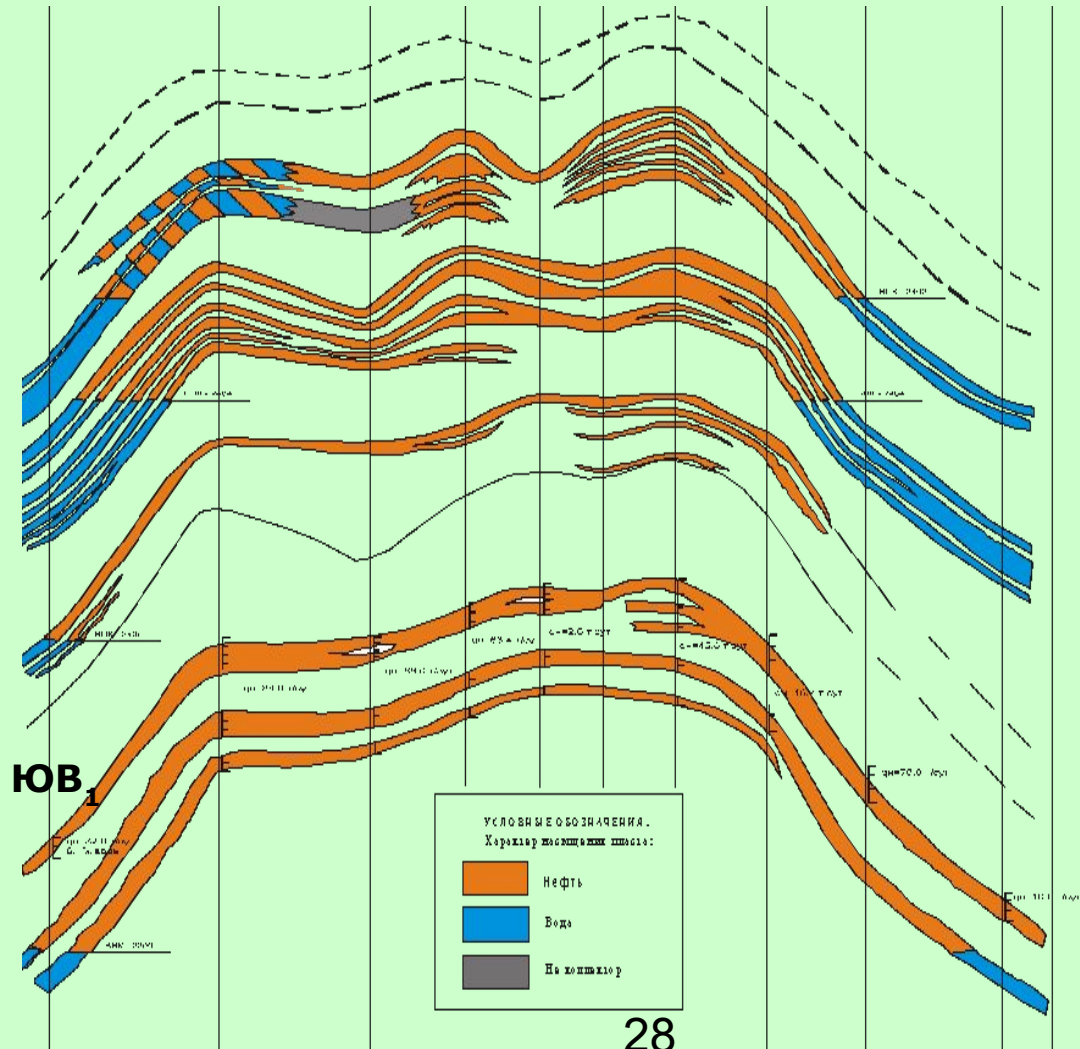
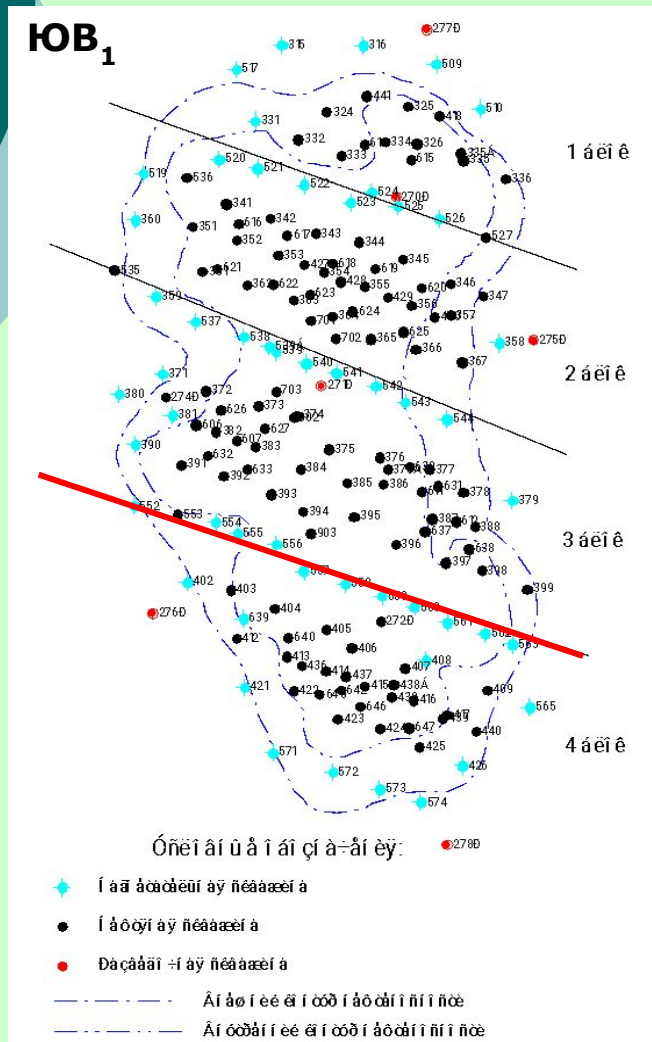


однопластовые

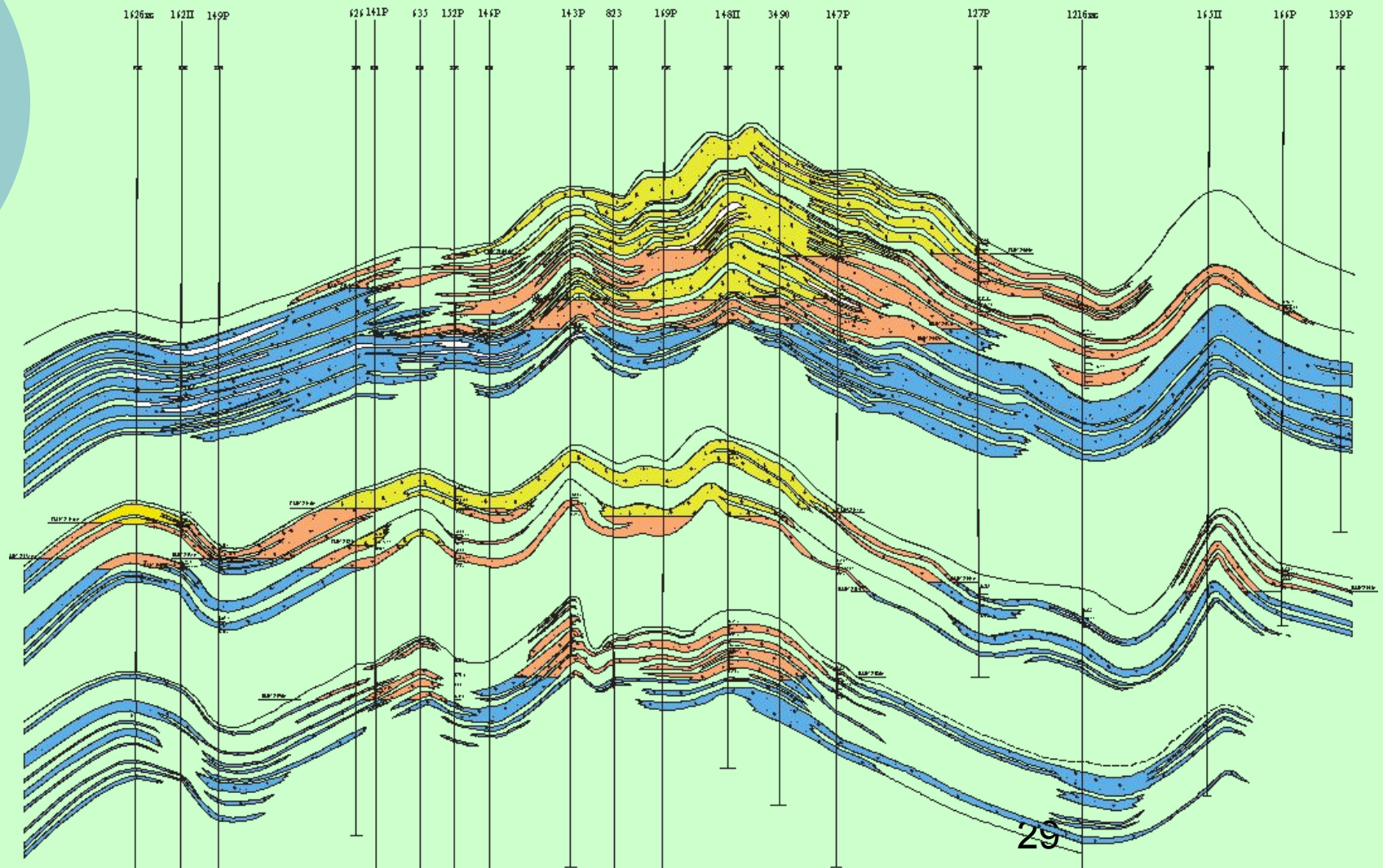


многопластовые

Разрез Ай-Еганского месторождения



Разрез Ван-Еганского месторождения



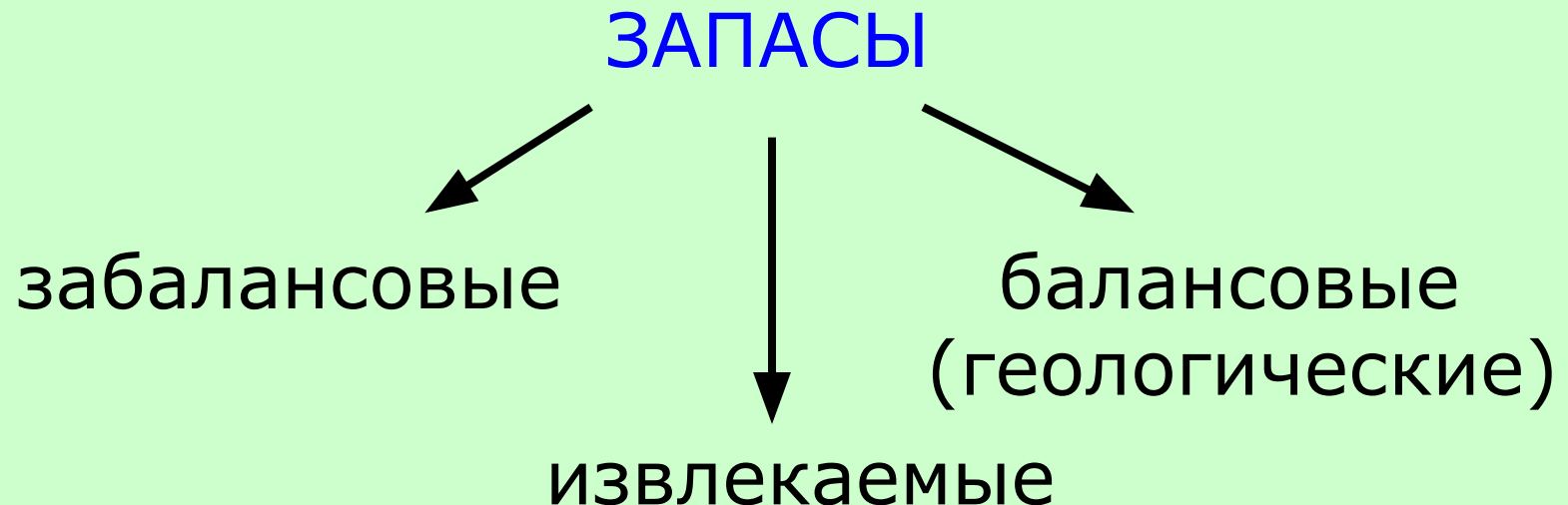
СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Система разработки

Системой разработки нефтяного месторождения следует называть совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих объекты разработки; последовательность и темп их разбуривания и обустройства; наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа; число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин; число резервных скважин, управление разработкой месторождения, охрану недр и окружающей среды.

Запасы нефти и газа

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



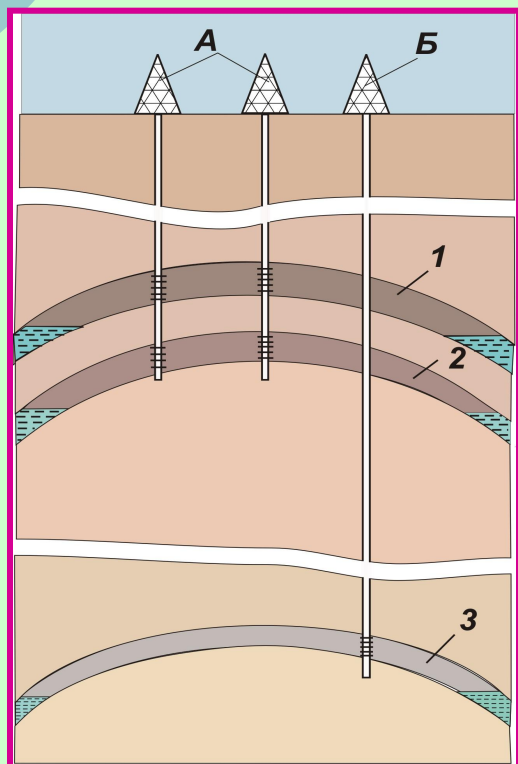
Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа нефтяные и нефтегазовые месторождения подразделяются:

- уникальные, содержащие более 300 млн. т нефти или более 500 млрд. куб. метров газа;
- крупные, содержащие от 30 до 300 млн. т нефти или от 30 до 500 млрд. куб. метров газа;
- средние, содержащие от 10 до 30 млн. т нефти или от 10 до 30 млрд. куб. метров газа;
- мелкие, содержащие менее 10 млн. т нефти или менее 10 млрд. куб. метров газа.

Объект разработки

Объект разработки — это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее **промышленные запасы углеводородов**, извлечение которых из недр осуществляется при помощи **определенной группы скважин**



Геолого-физические свойства	Пласт		
	1	2	3
Извлекаемые запасы нефти, млн. тонн	200	50	70
Толщина пласта, м	10	5	15
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	100	150	500
Вязкость нефти, 10^{-2} Па·с	50	60	3

Индексы пластов

AB_1^2 *номер пропластка*
 номер пласта

$ПК_{1-2}$ *объединение пластов*

$БВ_8^{1-2}$ *объединение пропластков*

Режимы разработки нефтяных месторождений

Режимом работы залежи называется проявление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки.

Основными источниками пластовой энергии служат:

- энергия напора (положения) пластовой воды (контурной, подошвенной);
- энергия упругости (упругой деформации) жидкости (воды, нефти) и породы;
- энергия напора (положения) нефти.
- энергия расширения свободного газа (газа газовой шапки);
- энергия расширения растворенного в нефти газа.

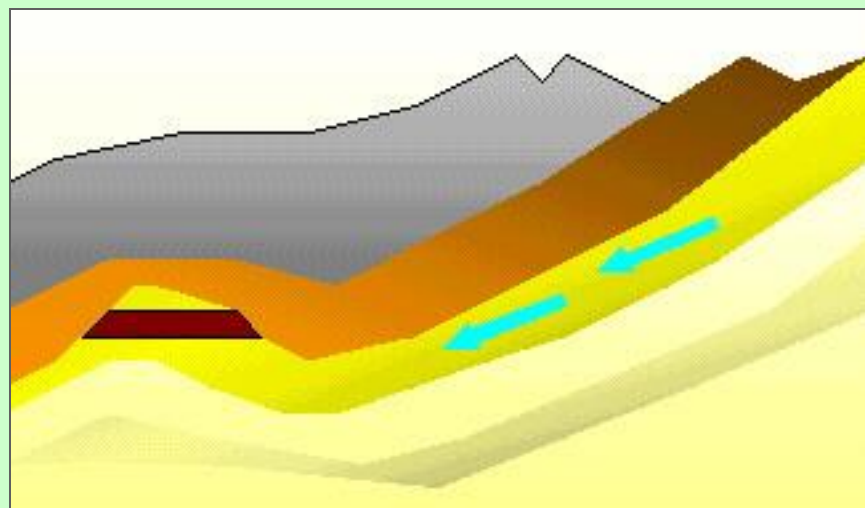
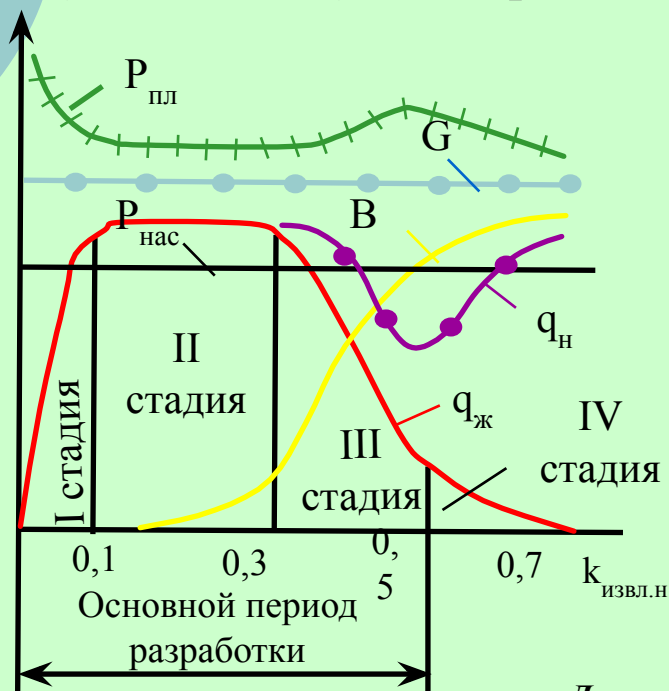
Режимы разработки нефтяных месторождений

Виды режимов:

- водонапорный (естественный и искусственный),
- упругонапорный,
- газонапорный (режим газовой шапки),
- режим растворенного газа
- гравитационный.

Водонапорный режим

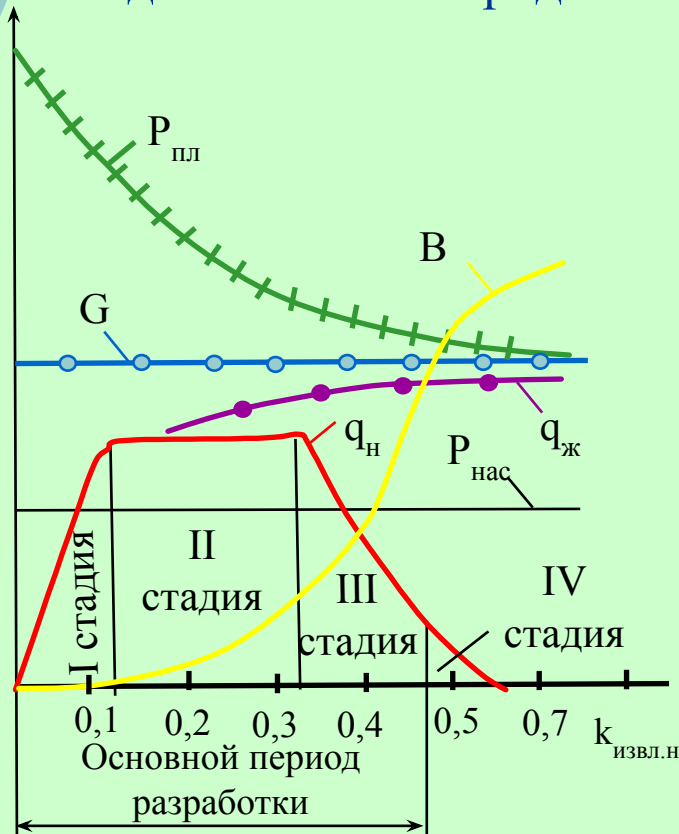
При этом режиме фильтрация нефти происходит под действием давления **краевых** или **законтурных вод**, имеющих регулярное питание (пополнение) с поверхности за счет талых или дождевых вод



Динамика основных показателей разработки: давление: $R_{пл}$ — пластовое, $R_{нас}$ — насыщение; годовые отборы: q_k — нефти, $q_{ж}$ — жидкость; B — обводненность продукции; G — промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ — коэффициент извлечения нефти

Упругонапорный режим

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета породы.



Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, чем при водонапорном режиме.

Динамика основных показателей разработки

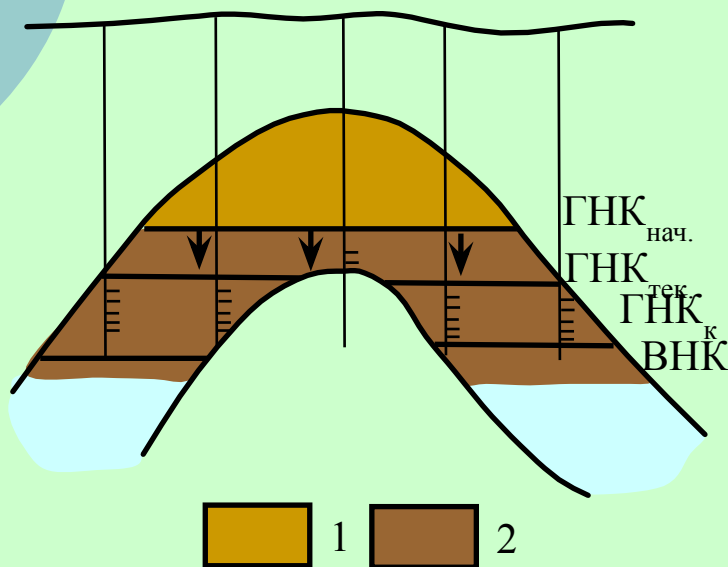
давление: $P_{пл}$ - пластовое, $P_{нас}$ - насыщение; годовые

отборы: q_k - нефти, $q_{ж}$ - жидкость;

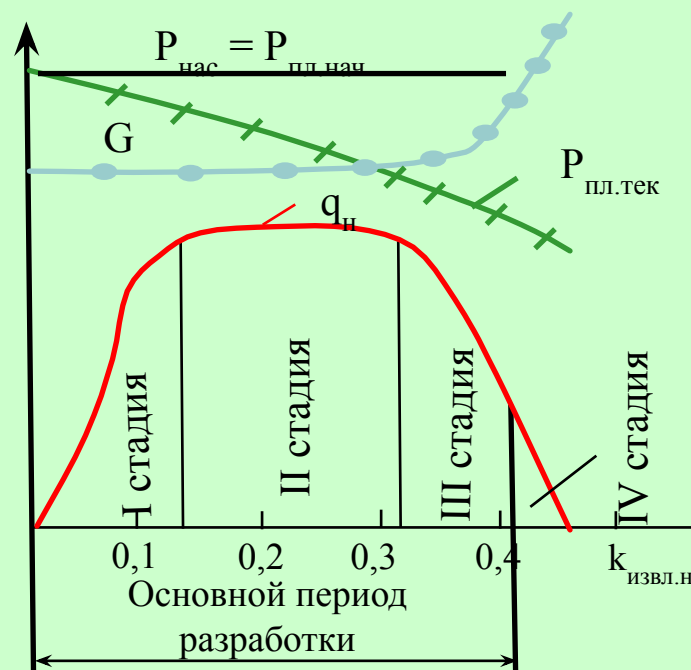
B - обводненность продукции; G - промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ - коэффициент извлечения нефти

Режим газовой шапки

Этот режим проявляется в таких геологических условиях, при которых **источником** пластовой **энергии** является **упругость газа**, сосредоточенного в газовой шапке.



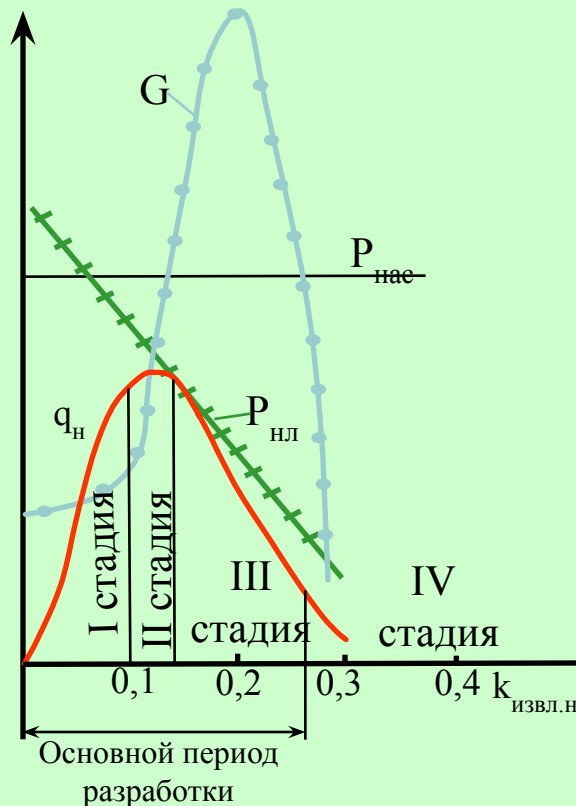
Изменение объема залежи в процессе разработки
1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНКнач; положение ГНК: ГНКнач- начальное, ГНКтек- текущее, ГНКк- конечное;



Динамика основных показателей разработки: давление: $P_{пл}$ – пластовое, $P_{нас}$ – насыщение; **годовые отборы:** q_k – нефти, $q_{ж}$ – жидкость; B – обводненность продукции; G – промышленный газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

Режим растворенного газа

Дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа, переходом его в свободное состояние, увеличением за счет этого объема газонефтяной смеси, и фильтрации этой смеси к забоям скважин



Источником пластовой энергии при этом режиме является упругость газонефтяной смеси

Динамика основных показателей разработки:
давление: $P_{пл}$ – пластовое, $P_{нае}$ – насыщение; **годовые отборы:** q_k – нефти, $q_{ж}$ – жидкость; B – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

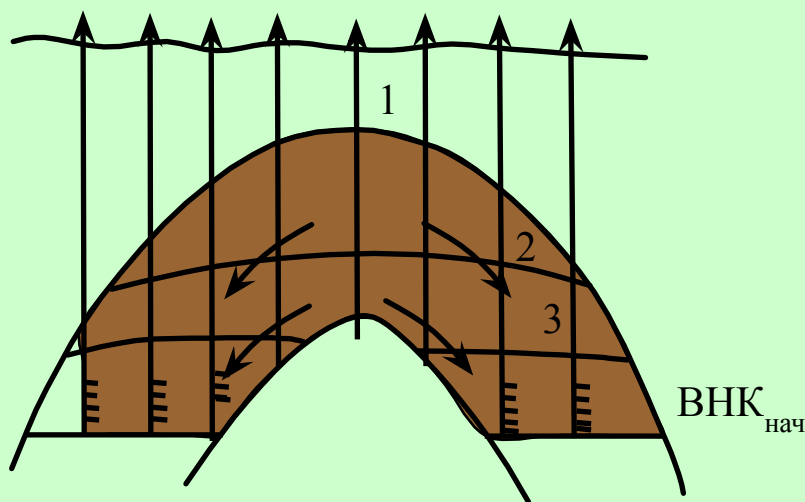
Гравитационный режим

ГРАВИТАЦИОННЫЙ РЕЖИМ - это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти.

Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает.

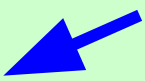
Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи.

Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта.

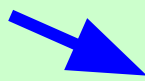


Классификация систем разработки

Системы разработки



без поддержания
пластового
давления (без ППД)



с поддержанием
пластового
давления (с ППД)

Пластовое давление - это внутреннее давление, возникающее в поровом пространстве пород и проявляющееся при вскрытии водоносных, нефтеносных и газоносных пластов.

Классификация систем разработки

С поддержанием пластового давления (с ППД)

Законтурное

заводнение

Приконтурное

заводнение

Внутриконтурное

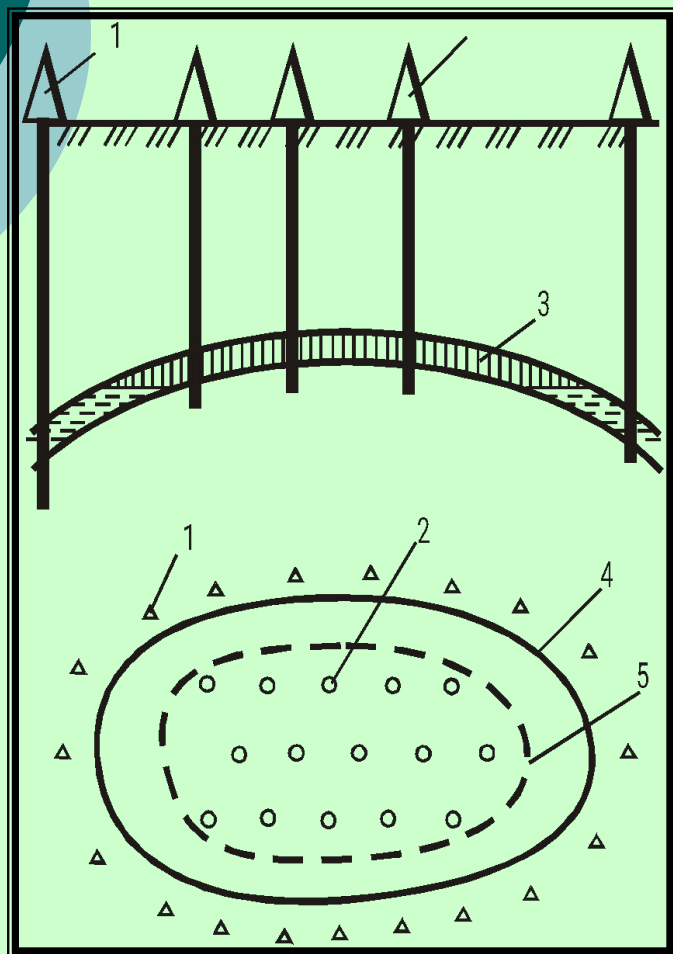
заводнение

Заводнение нефтяных месторождений применяют с целью вытеснения нефти водой из пластов и поддержания при этом пластового давления на заданном уровне.

Наиболее часто применяемые виды заводнения: **внутриконтурное** при рядных или блоково-рядных и площадных схемах расположения скважин и **законтурное**. Используют также **очаговое** и **избирательное** заводнение.

Системы разработки с воздействием на пласты

Системы с законтурным воздействием (заводнением)

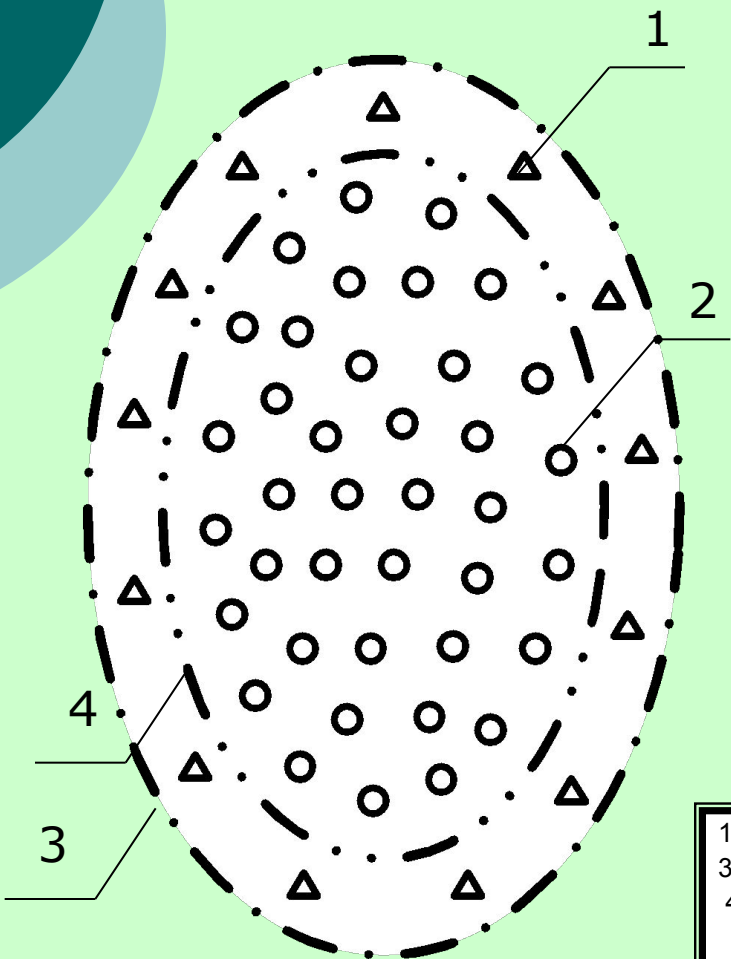


Расположение скважин при законтурном заводнении:

1 — нагнетательные скважины; 2 — добывающие скважины; 3 — нефтяной пласт;
4 — внешний контур нефтеносности;
5 — внутренний контур нефтеносности

Системы разработки с воздействием на пласты

Системы с приконтурным воздействием (заводнением)



Рекомендуется для залежей (эксплуатационных объектов) небольшой ширины (4-5 км), с однородным строением, высокими фильтрационными характеристиками пласта, когда отсутствует гидродинамическая связь между нефтяной и законтурной частями залежи за счет образования различных экранов.

1 — нагнетательные скважины; 2 — добывающие скважины;
3 — внешний контур нефтеносности;
4 — внутренний контур нефтеносности

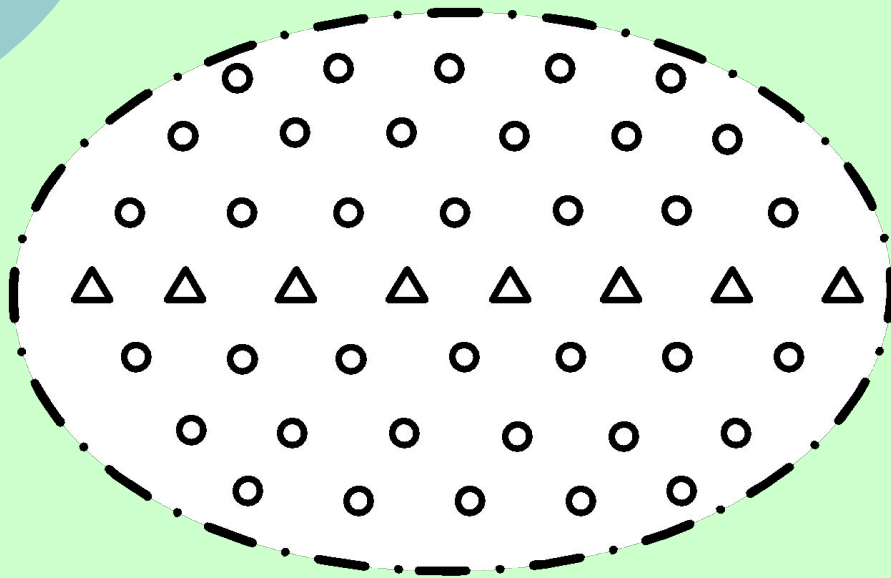
Системы разработки с воздействием на пласты

Системы с внутриконтурным воздействием

- Осевое (продольное) заводнение
- Центральное заводнение
- Системы разработки с разрезанием залежей на блоки
- Системы разработки с площадным заводнением
- Системы разработки с барьерным заводнением
- Системы с избирательным заводнением
- Системы с очаговым заводнением

Системы разработки с воздействием на пласты

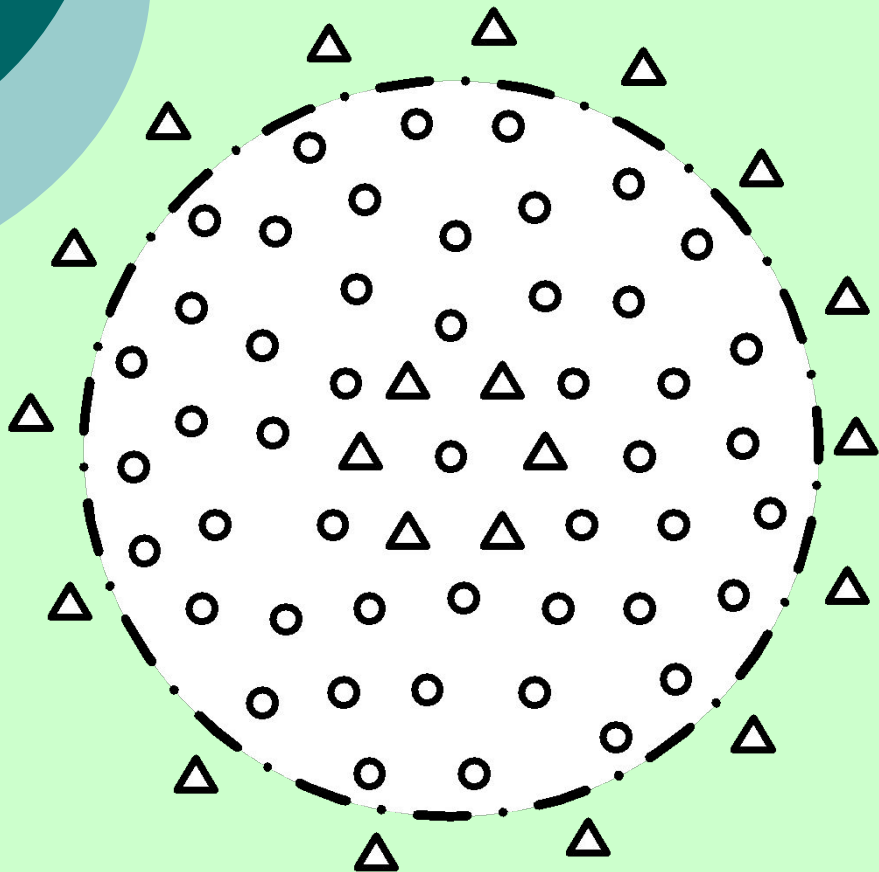
Осевое (продольное) заводнение



Рекомендуется для залежей (эксплуатационных объектов) шириной более 4-5 км, фильтрационные характеристики пласта обычно гораздо ниже, чем при законтурном заводнении, вязкость пластовой нефти может колебаться в значительном диапазоне, в пределах залежей могут наблюдаться случаи, когда коллекторские свойства закономерно ухудшаются от сводовых участков к периферийным частям.

Системы разработки с воздействием на пласты

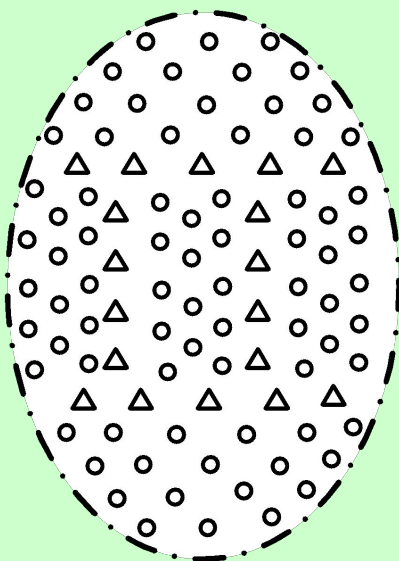
Центральное заводнение



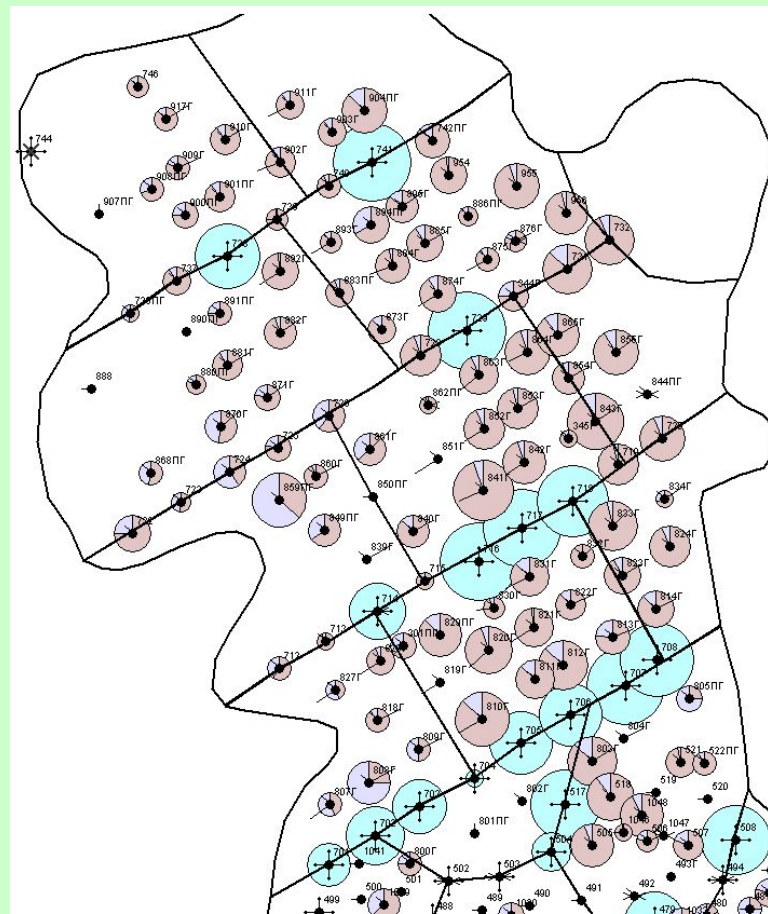
Рекомендуется для эксплуатационных объектов, характеризующихся закономерным ухудшением физико-литологических и фильтрационных характеристик от сводовой к периферийным частям залежей. Размеры залежей обычно небольшие от 1 до 3 км, форма их изометричная.

Системы разработки с воздействием на пласты

Системы разработки с разрезанием залежей на блоки

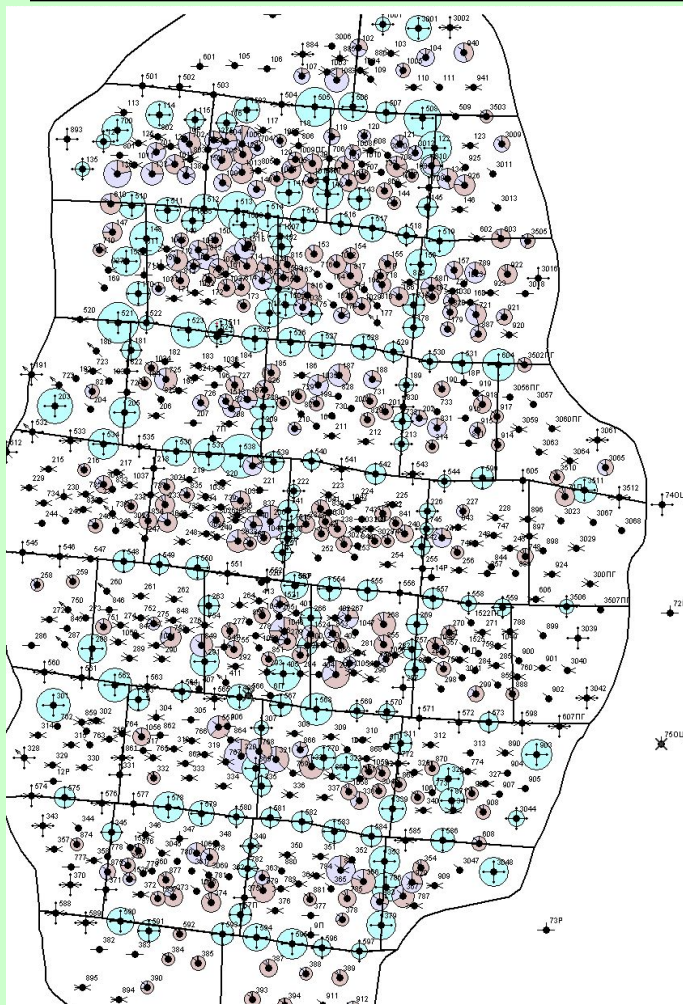


Системы разработки с разрезанием залежей (эксплуатационных объектов) нагнетательными скважинами на отдельные блоки применяются в том случае, когда ширина залежей более 4-5 км, в пределах которых могут быть выявлены участки с различной геологической неоднородностью, физико-литологическими и фильтрационными свойствами.



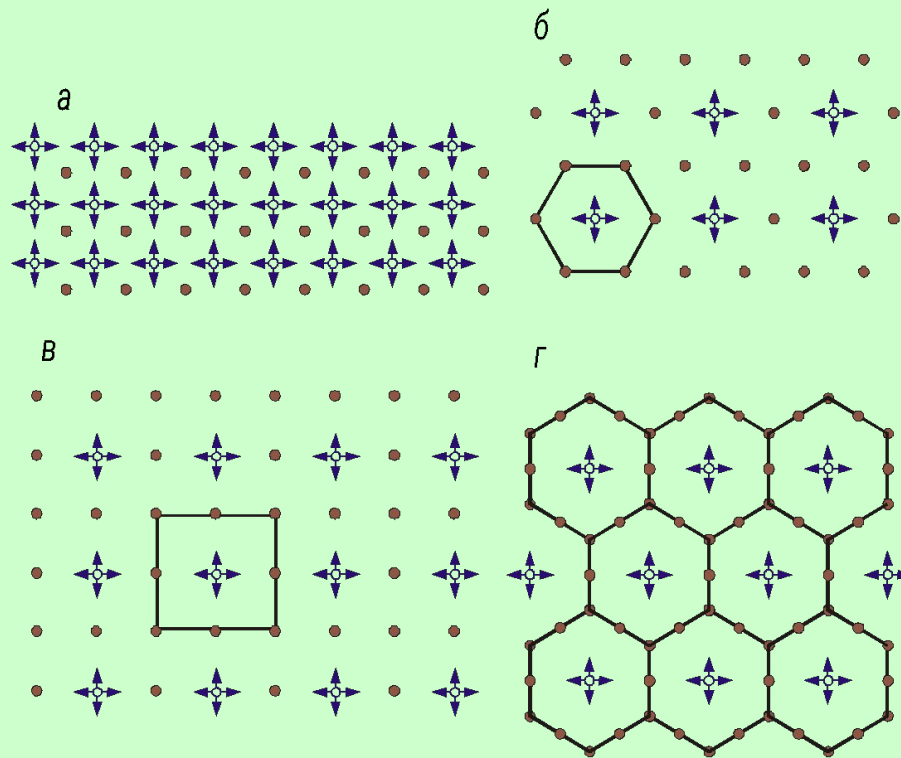
Кошильское месторождение
(северная часть)

Системы разработки с воздействием на пласты



Системы разработки с воздействием на пласты

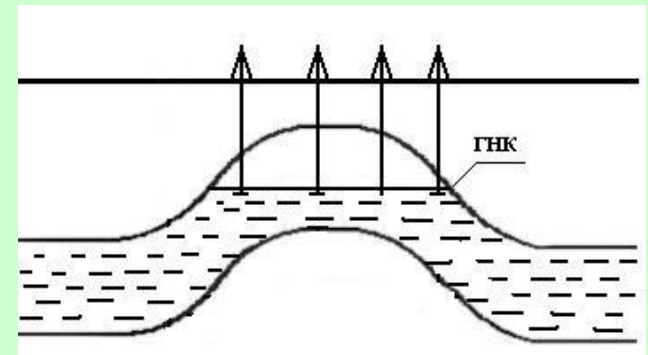
Системы разработки с площадным заводнением



Формы сеток скважин: а- пятиточечная, б – семиточечная обращенная, в – девятиточечная обращенная, г - ячеистая (с выделенными элементами)

Системы разработки с воздействием на пласты

Система с **барьерным заводнением**, применяется при разработке нефтегазовых залежей для предотвращения прорыва газа из газовой части пласта (газовой шапки)



Очаговое и избирательное заводнения применяются для регулирования разработки нефтяных месторождений с частичным изменением ранее существовавшей системы.

Смешанные системы — комбинация описанных систем разработки, иногда со специальным расположением скважин, используются при разработке крупных нефтяных месторождений и месторождений со сложными геолого-физическими свойствами.

Технология и показатели разработки

Технологией разработки нефтяных месторождений называется совокупность способов, применяемых для извлечения нефти из недр.

Накопленная добыча нефти отражает количество нефти, добытое по объекту за определенный период времени с начала разработки, т. е. с момента пуска первой добывающей скважины.

$$Q_H(t) = \int_0^t q_H(\tau) d\tau$$

Добыча нефти q_H — основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект, в единицу времени, и среднесуточная добыча $q_{нс}$, приходящаяся на одну скважину.

Добыча жидкости $q_{жс}$ — суммарная добыча нефти и воды в единицу времени.

Добыча газа q_g . Этот показатель зависит от содержания газа в пластовой нефти, подвижности его относительно подвижности нефти в пласте, наличия газовой шапки и системы разработки месторождения.

Технология и показатели разработки

Текущая нефтеотдача

$$\eta(t) = \frac{\int_0^t \bar{z}(\tau) d\tau}{G} = \frac{\int_0^t q_H(\tau) d\tau}{G} = \frac{Q_H(t)}{G}$$

Конечная нефтеотдача

$$\eta_K = \frac{\int_0^{t_K} \bar{z}(\tau) d\tau}{G} = \frac{Q_H(t_K)}{G}$$

Обводненность продукции - отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды.

$$B = \frac{q_{\hat{a}}}{q_{\hat{a}} + q_i} = \frac{q_{\hat{a}}}{q_{\infty}}$$

Водонефтяной фактор — отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в $\text{м}^3/\text{т}$

Основные характеристики поддержания пластового давления закачкой воды

Коэффициент текущей компенсации

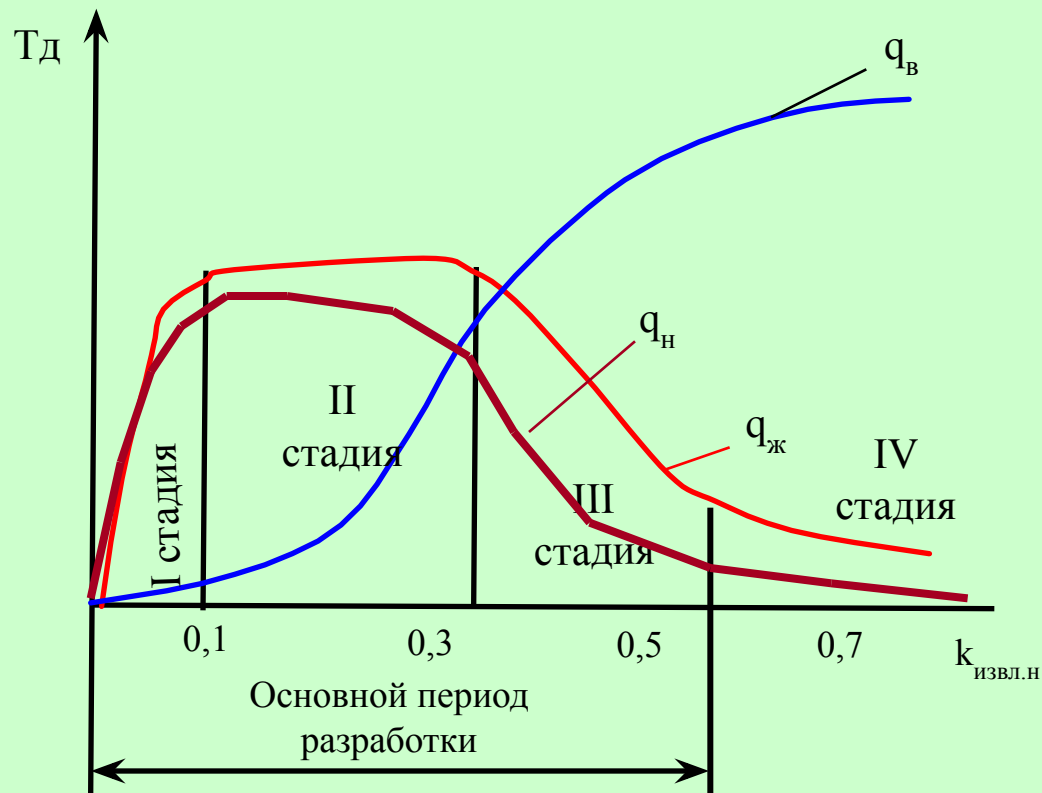
$$m_T = \frac{Q_{\text{наг}} \cdot b_V}{(Q_H \cdot b_H + Q_V \cdot b'_V + Q_{\text{ут}}) \cdot k}$$

Коэффициент накопленной компенсации

$$m_H = \frac{\int_0^t Q_{\text{наг}} \cdot b_V \cdot dt}{\int_0^t (Q_H \cdot b_H + Q_V \cdot b'_V + Q_{\text{ут}}) \cdot k \cdot dt}$$

$Q_{\text{наг}}$ - объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях (например, м³/г); b_V - объемный коэффициент нагнетаемой воды, учитывающий увеличение объема воды при нагревании до пластовой температуры и уменьшение ее объема при сжатии до пластового давления; Q_H - объемная добыча нефти; b_H - объемный коэффициент нефти, учитывающий ее расширение за счет растворения газа, повышения температуры и незначительное сжатие от давления. Q_V - объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях; b'_V - объемный коэффициент извлекаемой минерализованной воды; $Q_{\text{ут}}$ - объемный расход воды, уходящей во внешнюю область (утечки); k - коэффициент, учитывающий потери воды, при периодической работе нагнетательных скважин на самоизлив, при порывах водоводов и по другим технологическим причинам.

Стадии процесса разработки



Категории скважин

По назначению - скважины подразделяются:

-поисковые бурящиеся для поисков новых залежей нефти и газа

-

- разведочные бурящиеся для сбора исходных данных для составления проекта разработки залежи (месторождения)

- эксплуатационные

Категории скважин

Эксплуатационные скважины

- основной фонд добывающих и нагнетательных скважин;
 - резервный фонд скважин;
- контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины;
 - оценочные скважины;
- специальные (водозаборные, поглощающие и др.) скважины;
 - скважины-дублиеры.