

**ПРОНИЦАЕМОСТЬ**

# ПРОНИЦАЕМОСТЬ

- способность породы пласта пропускать флюид

**Абсолютная проницаемость** – проницаемость породы, заполненной одним флюидом (водой или нефтью). Не зависит от насыщающего флюида.

**Эффективная проницаемость (фазовая)** – проницаемость породы для отдельно взятого флюида ( $K_H, K_B$ ), когда число присутствующих в породе фаз больше единицы. Эффективная проницаемость зависит от флюидонасыщения (степени насыщенности флюидов и их физико-химических свойств). В законе Дарси используется эффективная проницаемость.

**Относительная проницаемость ( $K_{гн}, K_{гв}$ )** – отношение эффективной проницаемости ( $K_H, K_B$ ) к эффективной проницаемости по нефти, замеренной в породе, насыщенной только связанной водой ( $K_o S_{wir}$ ).

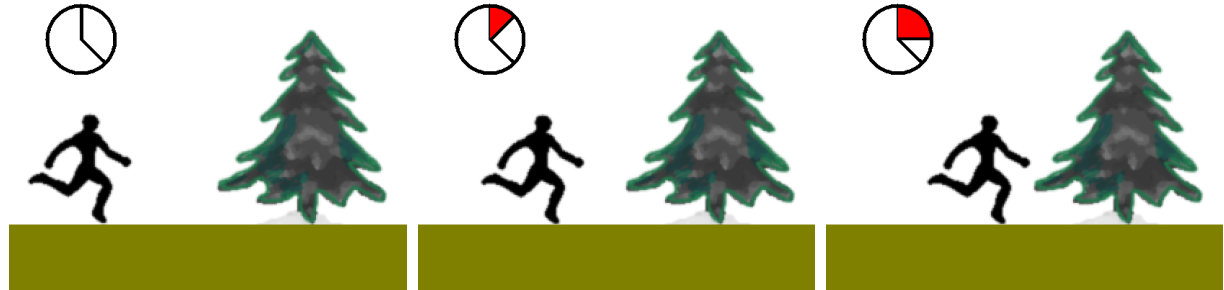
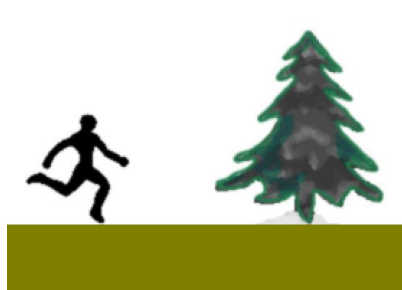
$$K_{гн} = K_H / K_H S_{св}$$

$$K_{гв} = K_B / K_H S_{св}$$

# **Источники данных о проницаемости :**

- 1. Гидродинамические исследования, данные эксплуатации.**
- 2. Лабораторные исследования на образцах пористой среды (керн), в условиях максимально приближенных к пластовым.**
- 3. Использование данных о схожем пласте.**
- 4. Математические модели (эмпирические зависимости).**
- 5. Корреляционные зависимости по данным ГИС ?**

# Можно ли определить проницаемость по данным ГИС?



По одному снимку можно определить размеры и цвет бегуна (статические характеристики)

Динамическую характеристику – скорость бега – можно определить только по нескольким снимкам

ГИС – мгновенный «снимок» и позволяет определить статические характеристики (пористость, насыщенность)

Проницаемость – динамическую характеристику – по данным ГИС оценить практически невозможно

**Геофизик** - это субъект, способный с бодрой силой духа выворачивать бесконечные ряды непостижимых формул, выведенных с микроскопической точностью, исходя из неопределенных предположений, основанных на спорных данных, полученных из неубедительных экспериментов, выполненных с неконтролируемой аппаратурой лицами подозрительной надежности и сомнительных умственных способностей. И все это - с открыто признаваемой целью раздражать и путать химерическую группу фанатиков, известных под именем **геологов**, которые, в свою очередь, являются паразитическим наслоением, окружающим честно и тяжело работающих **буровиков**.

*Journal of Petroleum Technology. 1957*

# Лабораторные методы определения проницаемости

Проницаемость породы определяется при фильтрации флюидов через керн. Для оценки проницаемости пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости:

$$V = Q / F = K \Delta P / \mu L$$

$$K = Q \mu L / \Delta P F$$

$V$  – скорость линейной фильтрации, (см/с)

$Q$  – объемный расход флюида в единицу времени, (см<sup>3</sup>/с)

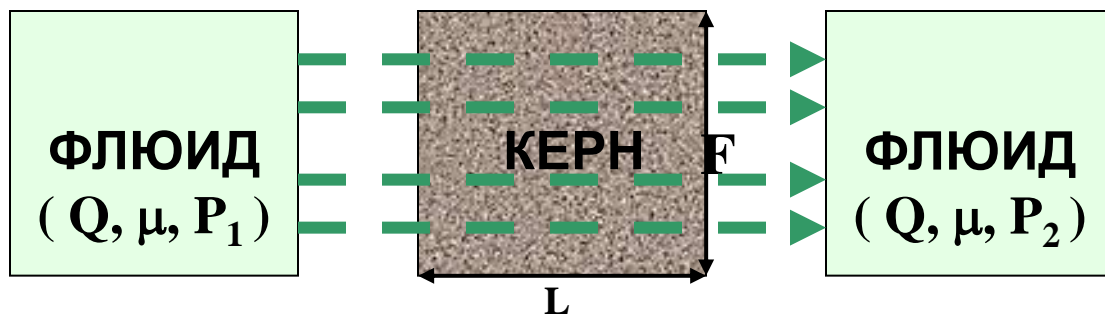
$\mu$  – вязкость флюида, (сП)

$\Delta P$  – перепад давления, (атм)

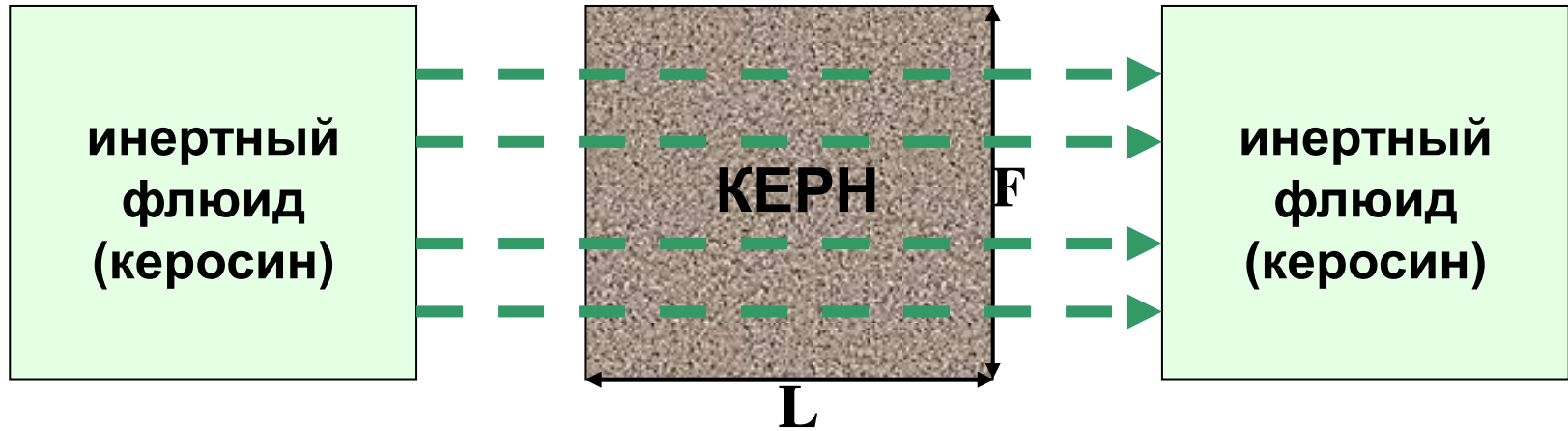
$F$  – площадь фильтрации, (см<sup>2</sup>)

$L$  – длина образца, (см)

$K$  – проницаемость, (мД).



Для определения **АБСОЛЮТНОЙ** проницаемости через экстрагированный (в породе отсутствуют связанные флюиды) керн фильтруется жидкость, инертная к породе (керосин).



Для определения **ЭФФЕКТИВНОЙ** проницаемости через керн совместно фильтруются нефть и вода. Определение эффективных проницаемостей проводится на нескольких режимах, но не менее пяти (0%, 25%, 50%, 75%, 100% воды в потоке).



Величины эффективных проницаемостей рассчитываются по формулам:

$$K_H = Q_H \mu_H L / \Delta P F \quad K_V = Q_V \mu_V L / \Delta P F ,$$

где индекс «н» - нефть, «в» - вода.



**Эффективная проницаемость для каждой отдельной фазы, и сумма эффективных проницаемостей меньше, чем абсолютная проницаемость.**

**Пример : Определение абсолютной и эффективной проницаемостей.**

*Предположим керн насыщен на 100% и промывается водой. Данные по керну следующие:*

$$F = 2.5 \text{ см}^2; L = 3.0 \text{ см}; Q_v = 0.6 \text{ см}^3/\text{с}; \Delta P = 2 \text{ кгс}/\text{см}^2; \mu_v = 1.0 \text{ сП}$$

$$K = (Q \mu L) / (\Delta P F) = 0.6 * 1 * 3 / 2 * 2.5 = 360 \text{ мД}$$

*Тот же керн насыщен 100% нефтью:*

$$\mu_n = 2.7 \text{ сП}; Q_n = 0.222 \text{ см}^3/\text{с};$$

$$K = Q \mu L / \Delta P F = 0.222 * 2.7 * 3 / 2 * 2.5 = 360 \text{ мД}$$

*Тот же керн с водонасыщенностью 70 % и нефтенасыщенностью 30 %*

$$Q_n = 0.027 \text{ см}^3/\text{с}; Q_v = 0.48 \text{ см}^3/\text{с};$$

$$K_n = Q_n \mu_n L / \Delta P F = 0.027 * 2.7 * 3 / 2 * 2.5 = 44 \text{ мД}$$

$$K_v = Q_v \mu_v L / \Delta P F = 0.48 * 1 * 3 / 2 * 2.5 = 288 \text{ мД}$$

$$44 + 288 < 360$$

**ОТНОСИТЕЛЬНАЯ** проницаемость указывает на способность нефти и воды одновременно течь в пористой среде.

Значения относительных проницаемостей для нефти и воды ( $K_{ro}$ ,  $K_{rw}$ ) рассчитывают как отношение соответствующих эффективных проницаемостей ( $K_o$ ,  $K_w$ ) к эффективной проницаемости по нефти, замеренной в породе, насыщенной только связанной водой ( $K_o Swir$ ).

$$K_{ro} = K_o / K_o Swir$$

$$K_{rw} = K_w / K_o Swir$$

**Пример** : Определение относительной проницаемости.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ (лабораторные исследования)			РАСЧЕТ		РЕЗУЛЬТАТ	
Sw	Kw (эффективная)	Ko (эффективная)	Kw / Ko(swir)	Ko / Ko(swir)	Krw	Kro
<b>Swir = 0.375</b>	0.000000	<b>9.800000</b>	<b>0 / 9.8</b>	<b>9.8 / 9.8</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
0.4	0.0116845	8.4931484	0.01168454 / 9.8	8.49314844 / 9.8	0.0011923	0.8666478
0.5	0.2921253	4.2005446	0.29212526 / 9.8	4.2005446 / 9.8	0.0298087	0.428627
0.6	0.9464860	1.4036217	0.94648596 / 9.8	1.40362166 / 9.8	0.0965802	0.1432267
0.7	1.9747657	0.1023796	1.97476566 / 9.8	0.10237962 / 9.8	0.2015067	0.0104469
<b>0.737</b>	2.4500000	0.0000000	<b>2.45 / 9.8</b>	<b>0 / 9.8</b>	<b>0.25</b>	<b>0</b>

# Для чего нужна относительная проницаемость?

Пример : Исходные данные по скважинам одного месторождения:

Скважина №1

Скважина №2

Скважина №3

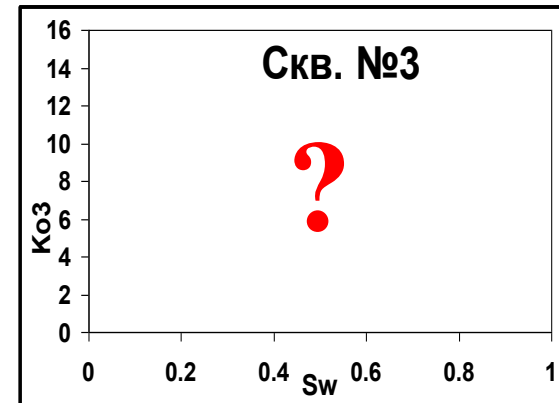
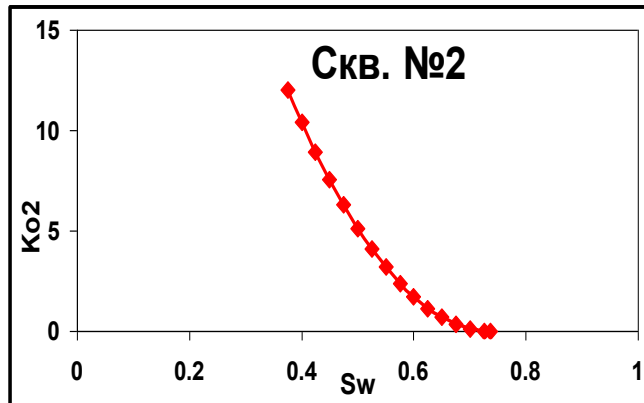
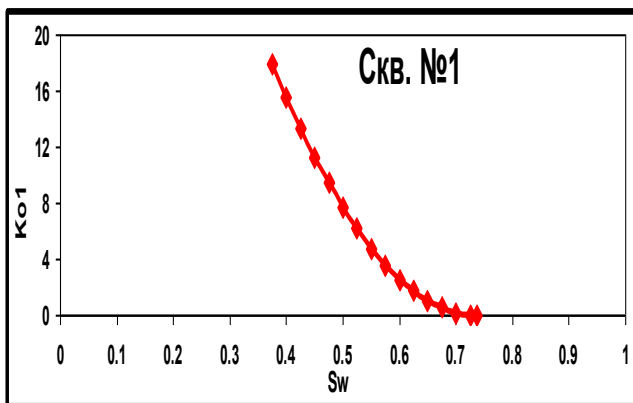
Эффективная проницаемость по нефти на момент открытия месторождения

$K_{o1}(S_{wir})=18$  мД.

$K_{o2}(S_{wir})=12$  мД.

$K_{o3}(S_{wir})=16$  мД.

Зависимость эффективной проницаемости нефти от водонасыщенности  
(лабораторные исследования)

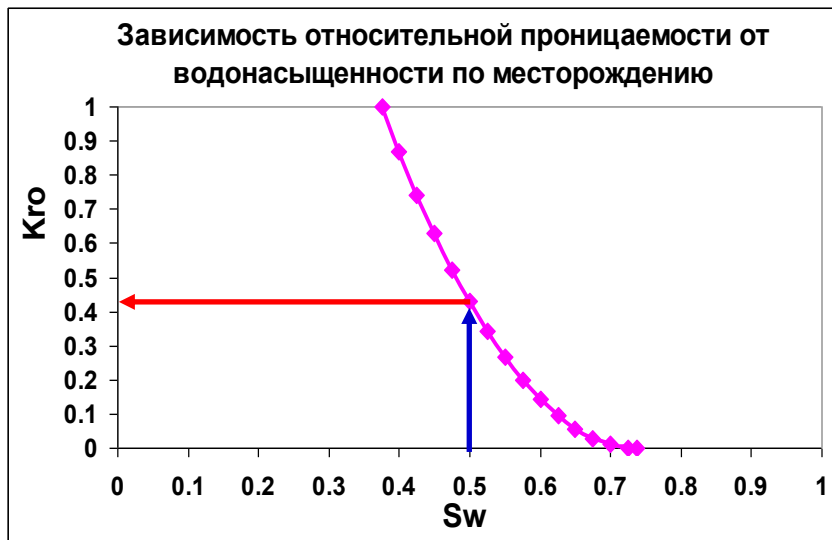


Определить эффективную проницаемость нефти по скважине №3 при достижении водонасыщенности 0.5 ?

# Для чего нужна относительная проницаемость?

## Решение примера :

Приведем ось проницаемости графиков по скважинам №1 и №2 к единой безразмерной шкале. Для этого, разделим соответствующие эффективные проницаемости ( $K_{o1}$ ,  $K_{o2}$ , при  $S_w$  от 0 до 1) на значения эффективных проницаемостей при насыщенности связанной водой ( $K_{o1S_{wir}}=18$  мД,  $K_{o2S_{wir}}=12$ мД). По полученным результатам построим усредненную кривую, определяющую зависимость относительной проницаемости нефти от водонасыщенности для данного месторождения.

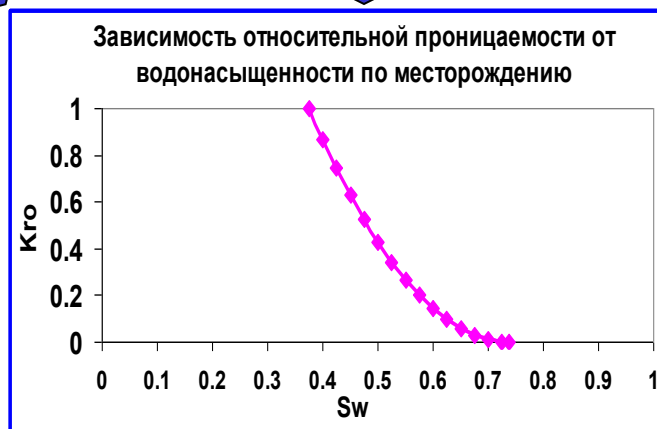
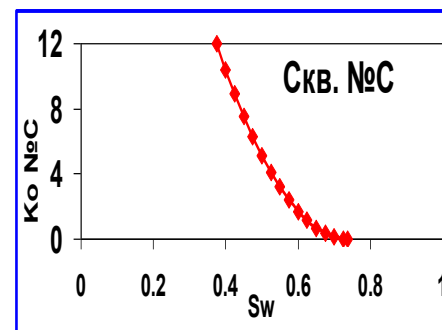
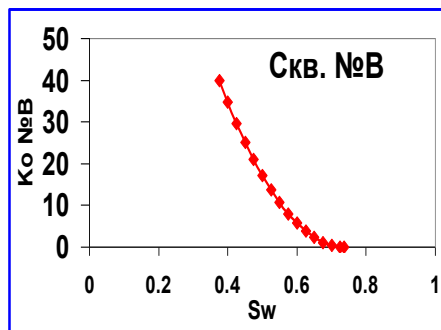
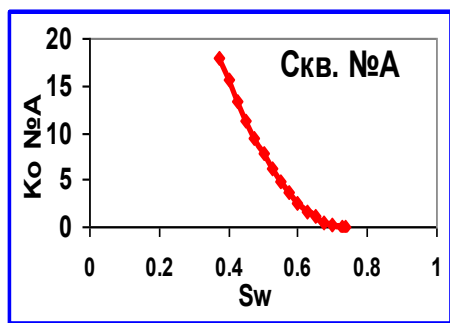


Относительная проницаемость нефти при водонасыщенности  $S_w = 0.5$ ,  
 $K_{ro}(S_w=0.5) = 0.43$

Эффективная проницаемость по скважине №3 при водонасыщенности 0.5,  
 $K_{o3}(S_w=0.5) = K_{ro}(S_w=0.5) * K_{o3}(S_{wir}) = 0.43 * 16 = 6.88$  мД.

# Для чего нужна относительная проницаемость?

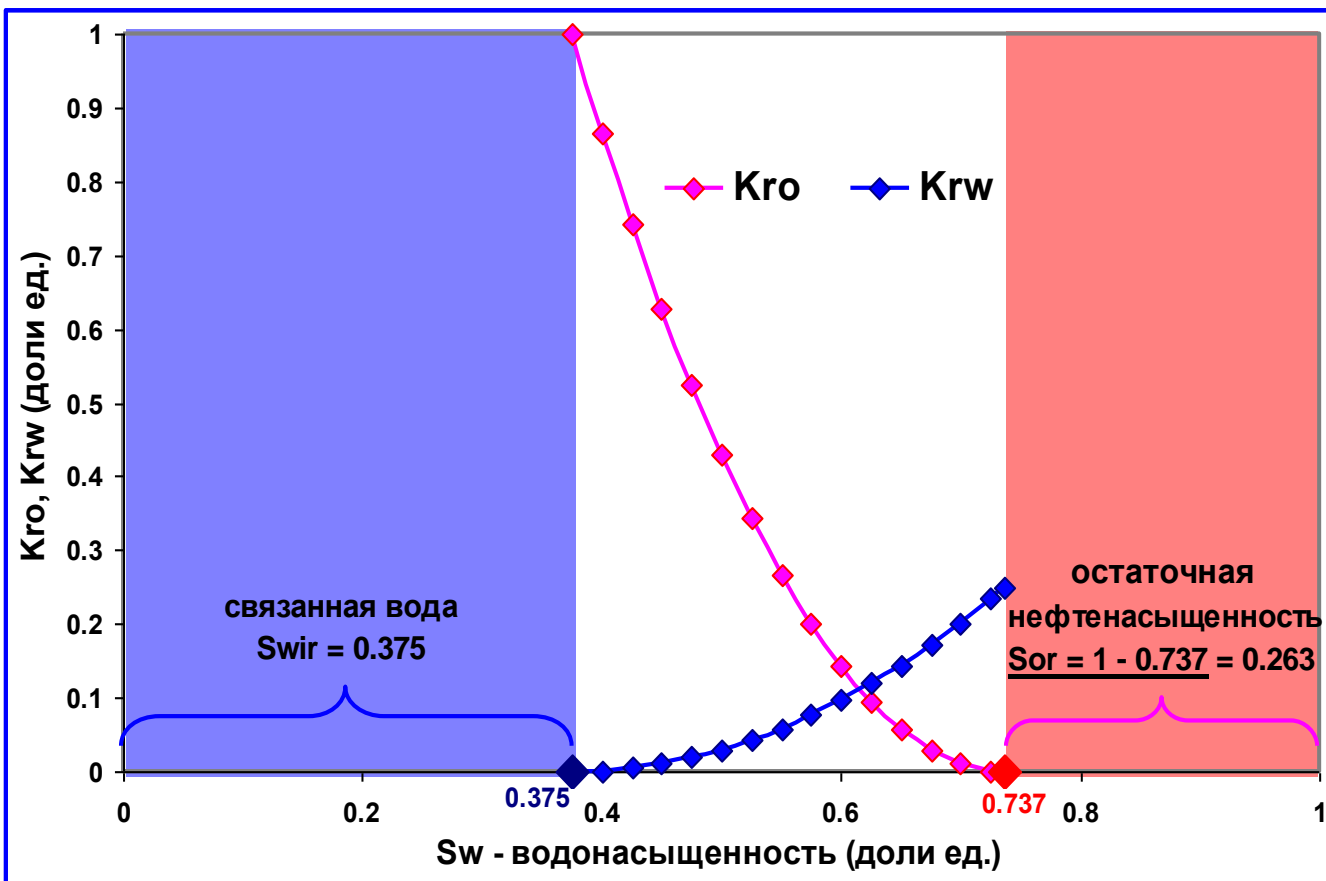
Использование относительной проницаемости позволяет унифицировать зависимости эффективной проницаемости от водонасыщенности, путем приведения к единой безразмерной шкале.



Поскольку эффективная проницаемость зависит от флюидонасыщения, относительная проницаемость также является функцией флюидонасыщенности.

$$K_{ro} = (K_{ro})_{S_{wir}} * \left( \frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wir}} \right)^{Exo} \quad K_{rw} = (K_{rw})_{S_{or}} * \left( \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{or} - S_{wir}} \right)^{Exw}$$

### Кривые относительной проницаемости (Киньяминское месторождение)



Sw	Krw	Kro
<b>0.375</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
0.400	0.001	0.867
0.425	0.005	0.743
0.450	0.011	0.629
0.475	0.019	0.524
0.500	0.030	0.429
0.525	0.043	0.343
0.550	0.058	0.267
0.575	0.076	0.200
0.600	0.097	0.143
0.625	0.119	0.096
0.650	0.144	0.058
0.675	0.172	0.029
0.700	0.202	0.010
0.725	0.234	0.001
<b>0.737</b>	<b>0.25</b>	<b>0</b>

# Стандарт по проницаемости

1. В расчетах используется эффективная проницаемость (не абсолютная)
2. Относительная нефтепроницаемость в условиях насыщенности связанной водой равна 1,0  
( $K_{ro} S_{wir} = 1$ )
3. Начальная водонасыщенность (связанная вода)  
 $S_{wir} < 0,4$
4. Остаточная нефтенасыщенность  $S_{or} \leq 0,3$
5.  $1,5 < E_{xw} < 3,0$        $1,0 < E_{xo} < 2,5$

# Упражнение : (по теме «Проницаемость»)

*На месторождении планируется пробурить новую скважину.*

*По данному месторождению известно:*

$$S_{wir} = 0.3 \quad K_{o(Swir)} = 10 \quad E_{xo} = 2$$

$$S_{or} = 0.2 \quad K_{w(Sor)} = 3 \quad E_{xw} = 2.5$$

$$H = 10 \text{ м.} \quad \mu_o = 0.96 \text{ сП.} \quad B_o = 1.228$$

$$P_r = 250 \text{ атм.} \quad P_{wf} = 50 \text{ атм.}$$

$$R_e = 500 \text{ м.} \quad R_w = 0.108 \text{ м.} \quad Skin = - 4,5$$

*Построить кривые относительных проницаемостей (интервал по оси водонасыщенности: от 0 до 1 ч/з 0,1).*

*Определить потенциальный дебит нефти по данной скважине при обводненности 5%, 100% (используя кривую  $K_{ro}$ ).*



# Коэффициент подвижности

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o}}$$

Поскольку  $\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{k_w}{k_o}$ , то  $M = \frac{k_{rw} / \mu_w}{k_{ro} / \mu_o}$

# Теория Баклея-Левретта

$$N_p = f(S_w)$$

Метод Buckley-Leverett лежит в основе теории заводнения, на которой основываются все вычисления в этой области.

$$x_D = \frac{PV_{inj}}{PV} \frac{\partial f_w}{\partial S_w}$$

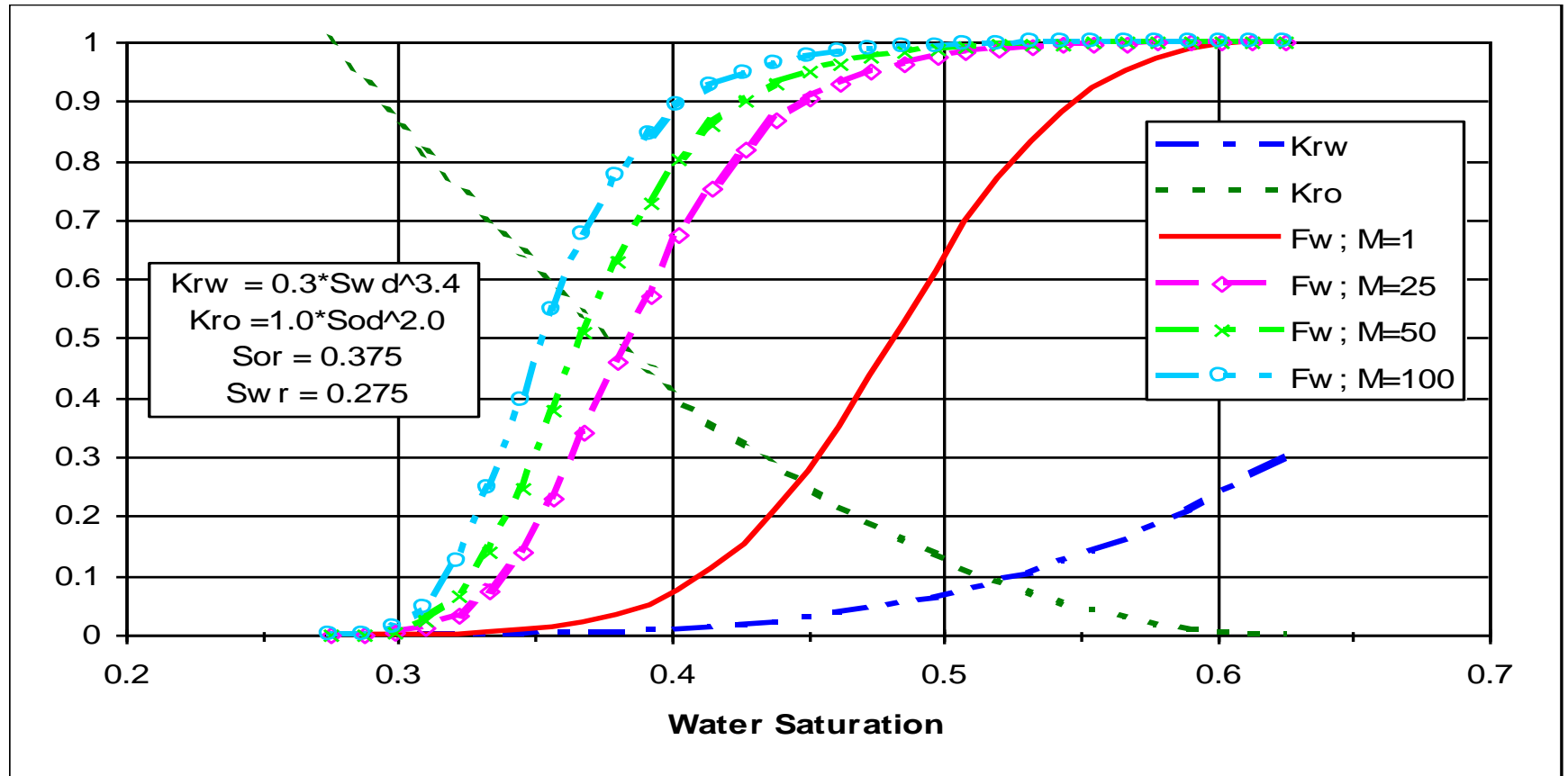
Расстояние  $x$ , на которое продвигается фронт заводнения за интервал времени  $t$ , пропорционально наклону графика зависимости обводнённости от водонасыщенности.

$$N_p = PV_{inj} = N(\bar{S}_w - S_{wc})$$

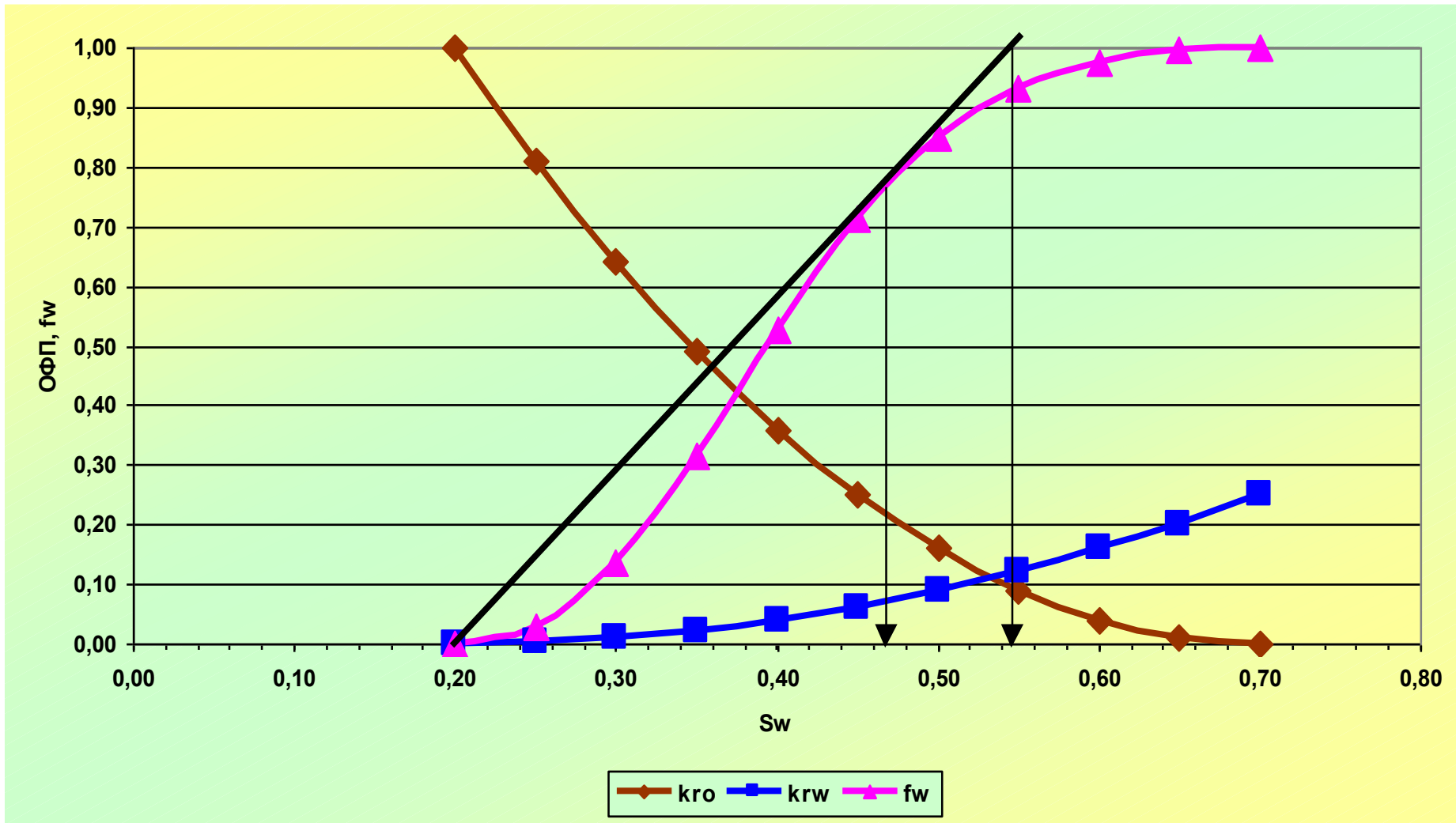
На момент прорыва воды к скважине количество добытой нефти равно количеству закаченной воды.

# Кривая фракционного потока

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} / \mu_o}{k_{rw} / \mu_w}} = \frac{1}{1 + 1/M}$$



# Теория Баклея-Левретта



**Определение средней водонасыщенности на момент прорыва за фронтом и в зоне фронта заводнения**

# Метод Welge

$N_p = f(S_w)$  До прорыва воды к скважине применяется метод Buckley - Leverett

После прорыва воды применяется метод Welge

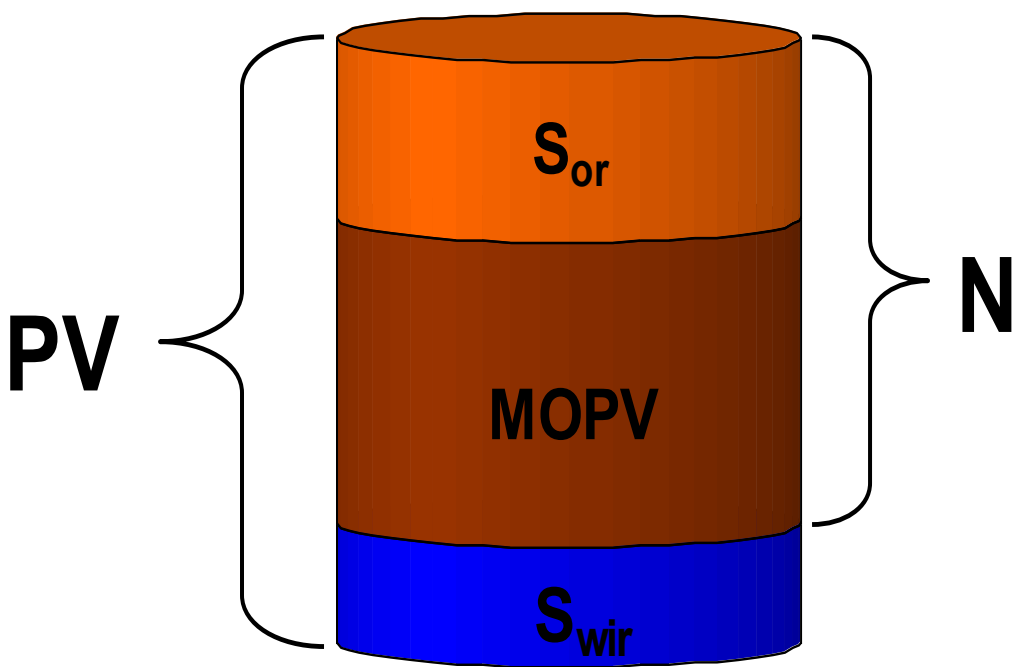
$$N_p = (\bar{S}_w - S_{wc} + (1 - f_w) \cdot W_{id}) \cdot PV$$

где  $W_{id} = \frac{1}{\partial f_w / \partial S_w}$  объём нагнетаемой воды

# Дополнительные темы

- Подсчет запасов
- КИН
- Компенсация

# Подсчёт запасов нефти объёмным методом



*PV – поровый объем*

*MOPV – подвижный поровый объем*

*N – геологические запасы нефти*

*N извл – извлекаемые запасы нефти*

*A – площадь*

*h – мощность*

*φ – пористость*

*КИН – коэффициент извлечения нефти*

$$PV = A * h * \phi$$

$$N = PV * (1 - S_{wir}) / B_o \quad (\text{в поверхностных условиях})$$

$$N_{извл} = N * КИИИ$$

# КИН – коэффициент извлечения нефти

$$КИН = \frac{N_p}{N}$$

$$КИН = K_{\text{охвата}} * K_{\text{вытеснения}}$$

$$K_{\text{охвата}} = K_{\text{сетки}} * K_{\text{заводнения}}$$

$$K_{\text{вытеснения}} = \frac{1 - S_{\text{wir}} - S_{\text{or}}}{1 - S_{\text{wir}}}$$

$$КИН = K_{\text{сетки}} * K_{\text{заводнения}} * K_{\text{вытеснения}}$$



## Упражнение : (по теме «Подсчет запасов ... »)

Рассчитайте балансовые и извлекаемые запасы нефтяного месторождения со следующими свойствами:

Площадь нефтеносности	6900000 м <sup>2</sup>
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	9.3 м
Начальная водонасыщенность	0.3
Пористость	0.22
Объёмный коэффициент нефти	1.16
Коэффициент извлечения нефти	0.45
Плотность нефти	0.875 г/см <sup>3</sup>

# Компенсация отборов жидкости закачкой

Компенсация отборов жидкости закачкой равна отношению закачки воды к отбору жидкости в единицах объёма в пластовых условиях.

Единица измерения – доли единицы или проценты.

Текущая компенсация рассчитывается за определённый период времени (месяц, год) ( $K_{\text{тек}}$ ).

Накопленная компенсация рассчитывается по накопленным показателям с начала разработки ( $K_{\text{нак}}$ ).

Поскольку в базах данных добыча жидкости и закачка воды хранится в поверхностных условиях, для расчёта компенсации необходимо перевести все объёмы в пластовые условия.

$$K_{тек} = \frac{\Delta W_i \cdot B_w}{\Delta W_p \cdot B_w + \Delta N_p \cdot B_o}$$

$$K_{нак} = \frac{W_i \cdot B_w}{W_p \cdot B_w + N_p \cdot B_o}$$

**$K_{тек}$  – текущая компенсация**

**$K_{нак}$  – накопленная компенсация**

**$W_i$  – закачка воды**

**$W_p$  – добыча воды**

**$N_p$  – добыча нефти**

# Упражнение : (по теме «Компенсация ... »)

**Имеются следующие данные по истории разработки объекта:**

Накопл. добыча ж-ти	3093 тыс.т
Накопл. добыча нефти	831 тыс.т
Накопл. закачка воды	2354 тыс.м <sup>3</sup>
Добыча ж-ти за 2002 г.	119 тыс.т
Добыча нефти за 2002 г.	8.9 тыс.т
Закачка воды за 2002 г.	132 тыс.м <sup>3</sup>
Плотность нефти	0.85 г/см <sup>3</sup>
Плотность воды	1.17 г/см <sup>3</sup>
Объёмный к-т нефти	1.12
Объёмный к-т воды	1.01

**Рассчитать:**

- **текущую и накопленную компенсацию**
- **весовую и объёмную обводнённость за 2002 г.**

**Режимы**

**работы пласта**

# Режимы нефтеносного пласта

- Режим растворенного газа
- Режим газовой шапки
- Естественный режим
- Комбинированный режим
- Гравитационный режим

# Режимы газоносного пласта

- Замкнутый коллектор (режим расширения газа)
- Естественный режим

# **Источники пластовой энергии**

- **Выделение, расширение растворенного газа**
- **Приток воды из водоносных горизонтов**
- **Расширение породы-коллектора и уменьшение порового пространства**
- **Расширение пластовых флюидов**
  - **Свободный газ**
  - **Внутрипоровая вода**
  - **Нефть, если есть**
- **Гравитационные силы**

# Режим растворенного газа в нефтеносных пластах

## Тип пласта

- В начальных условиях существует только фаза нефти.
- Чистый режим растворенного газа изначально не имеет газовой шапки или водоносного горизонта.

## Главные источники пластовой энергии

- Выделение и расширение растворенного газа
- Расширение породы-коллектора, поровой воды и нефти наблюдаются всегда, но являются второстепенными источниками энергии нефтяного пласта (для всех механизмов режима нефтяного пласта).

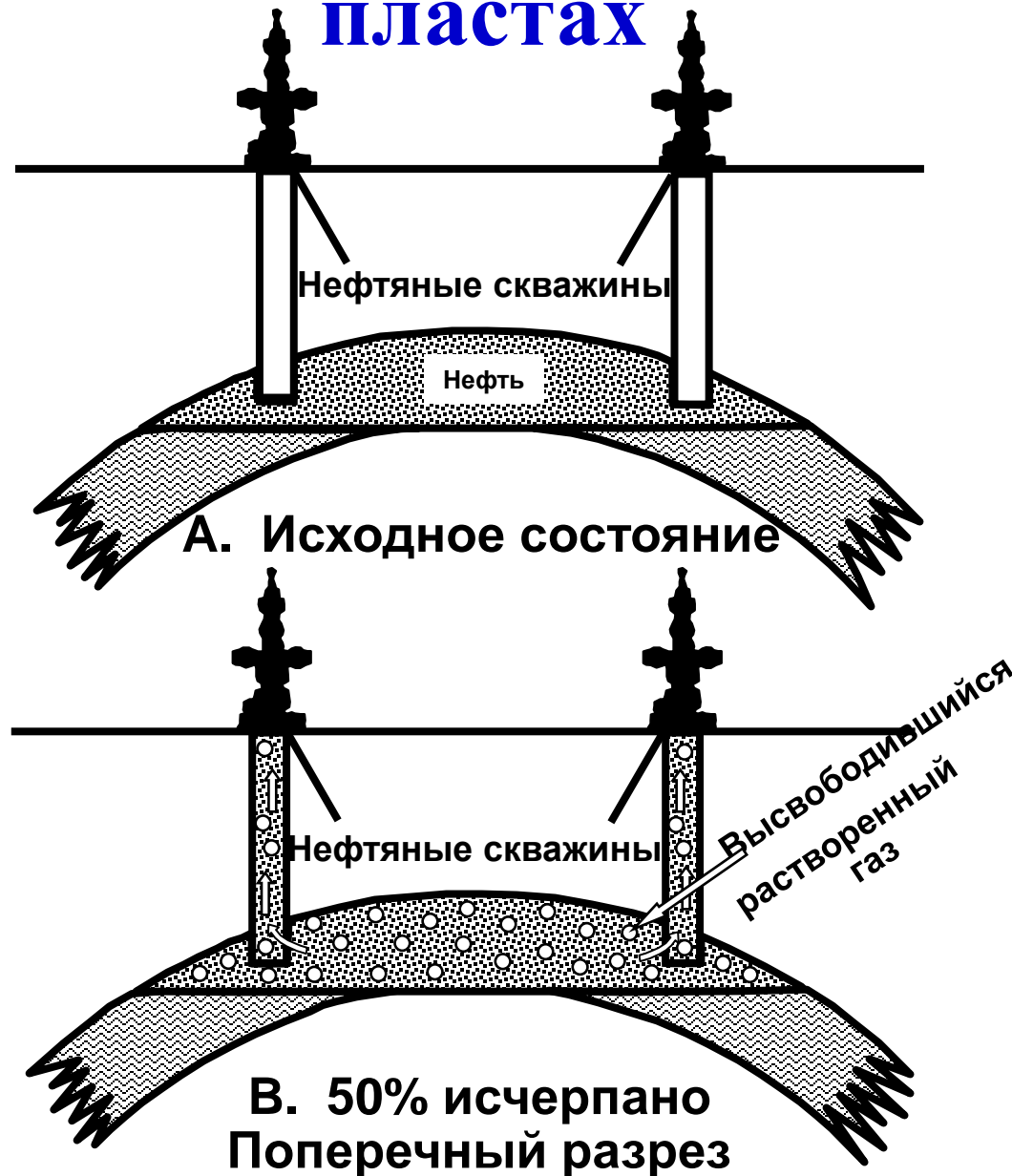
## Характеристики поведения пласта

- Расширение породы-коллектора и жидкостей является главным источником пластовой энергии для нефтяных залежей, чье давление выше точки насыщения ( $p > p_b$ ).
- Выше давления насыщения не существует свободного газа (газовой шапки).
- Падение давления ниже точки насыщения для нефти приводит к высвобождению и расширению газа. Режим растворенного газа встречается в нефтяных пластах при давлении ниже точки насыщения ( $p < p_b$ ).
- Высвободившийся растворенный газ может выделиться из нефтяной фазы под действием сил гравитации и образовать вторичную газовую шапку. Образование вторичной газовой шапки происходит при гравитационном разделении газа и нефти.



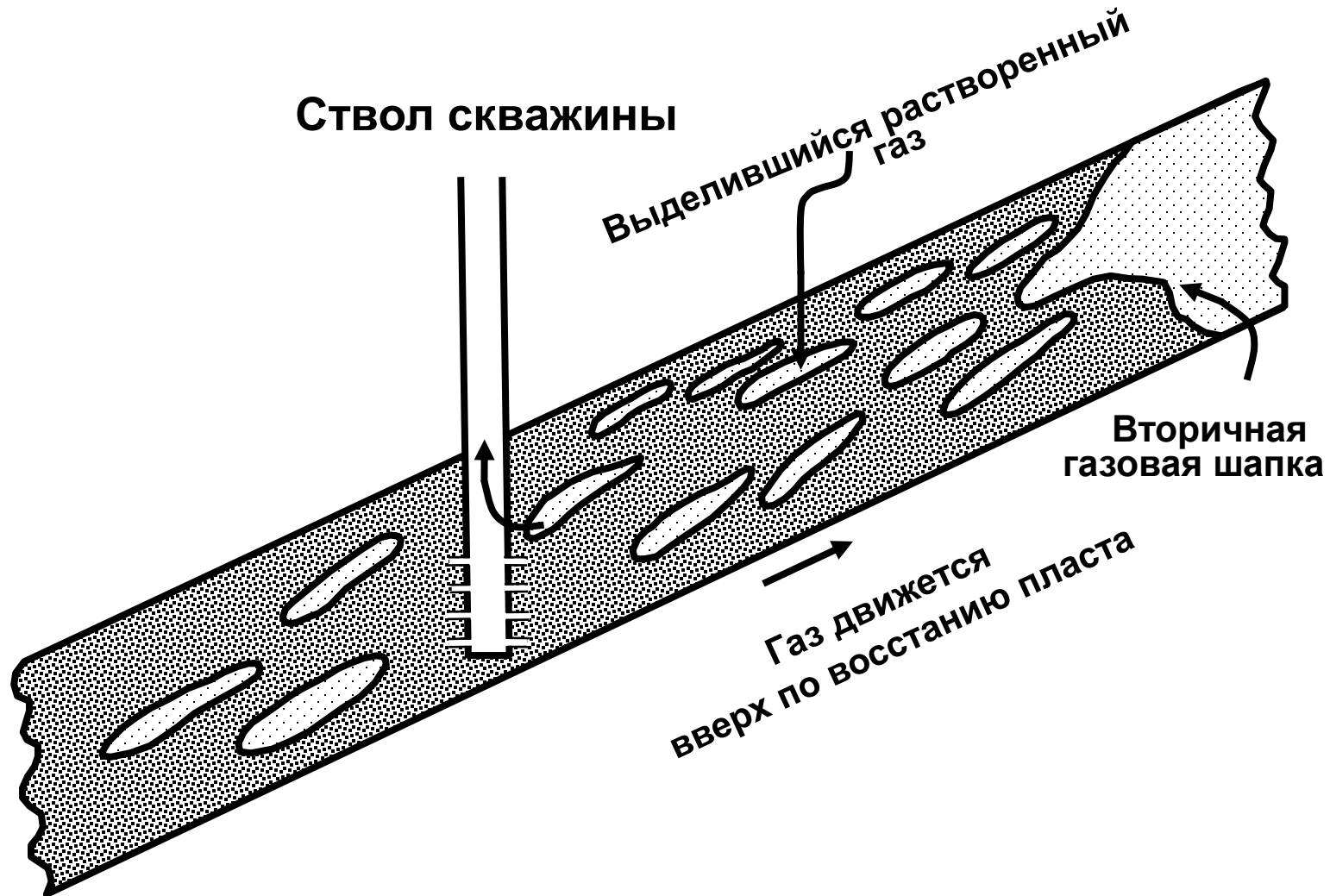
# Режим растворенного газа в нефтеносных

## пластах



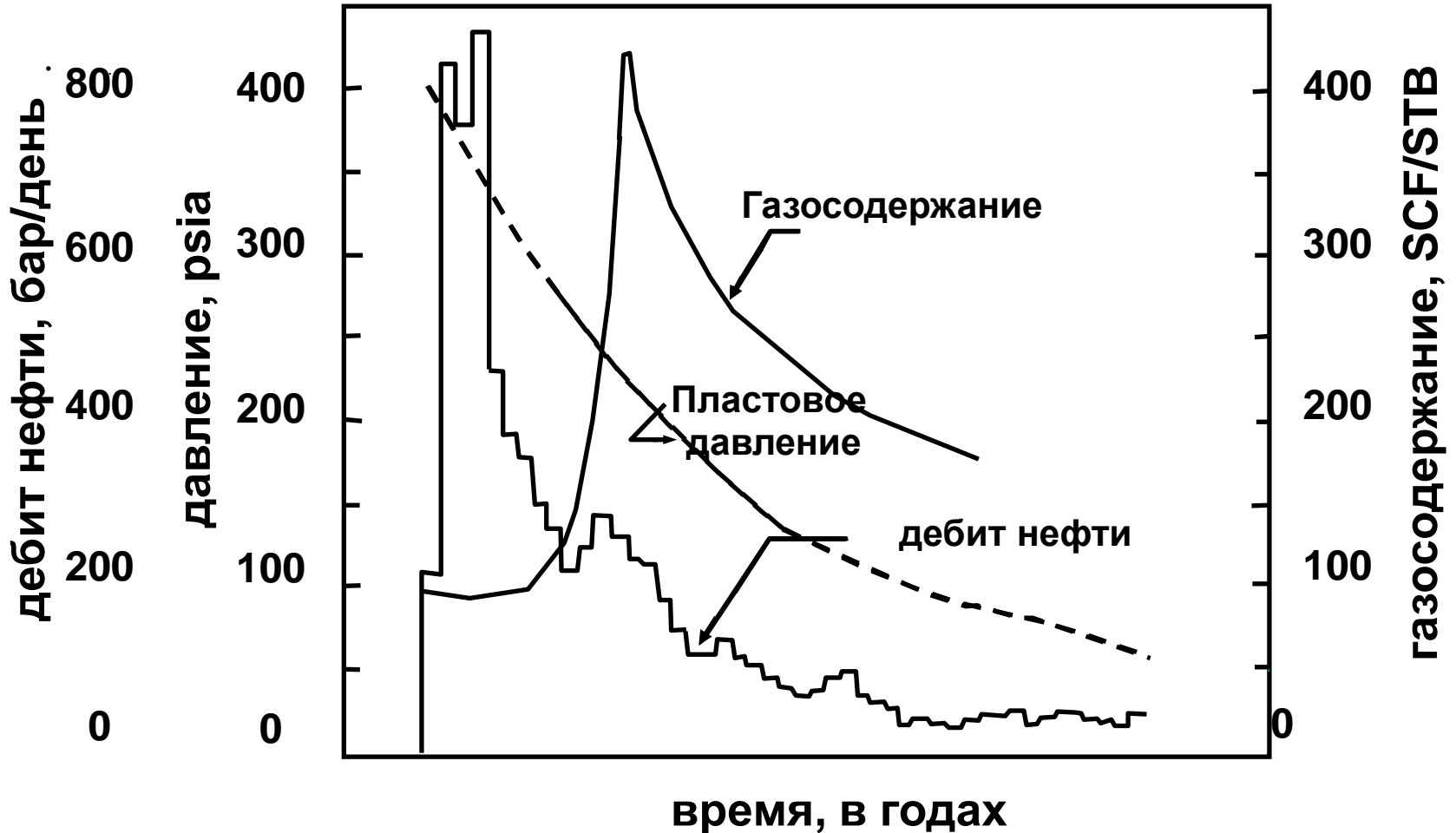
# Режим растворенного газа в нефтеносных пластах

## Образование вторичной газовой шапки



# Режим растворенного газа в нефтеносных пластах

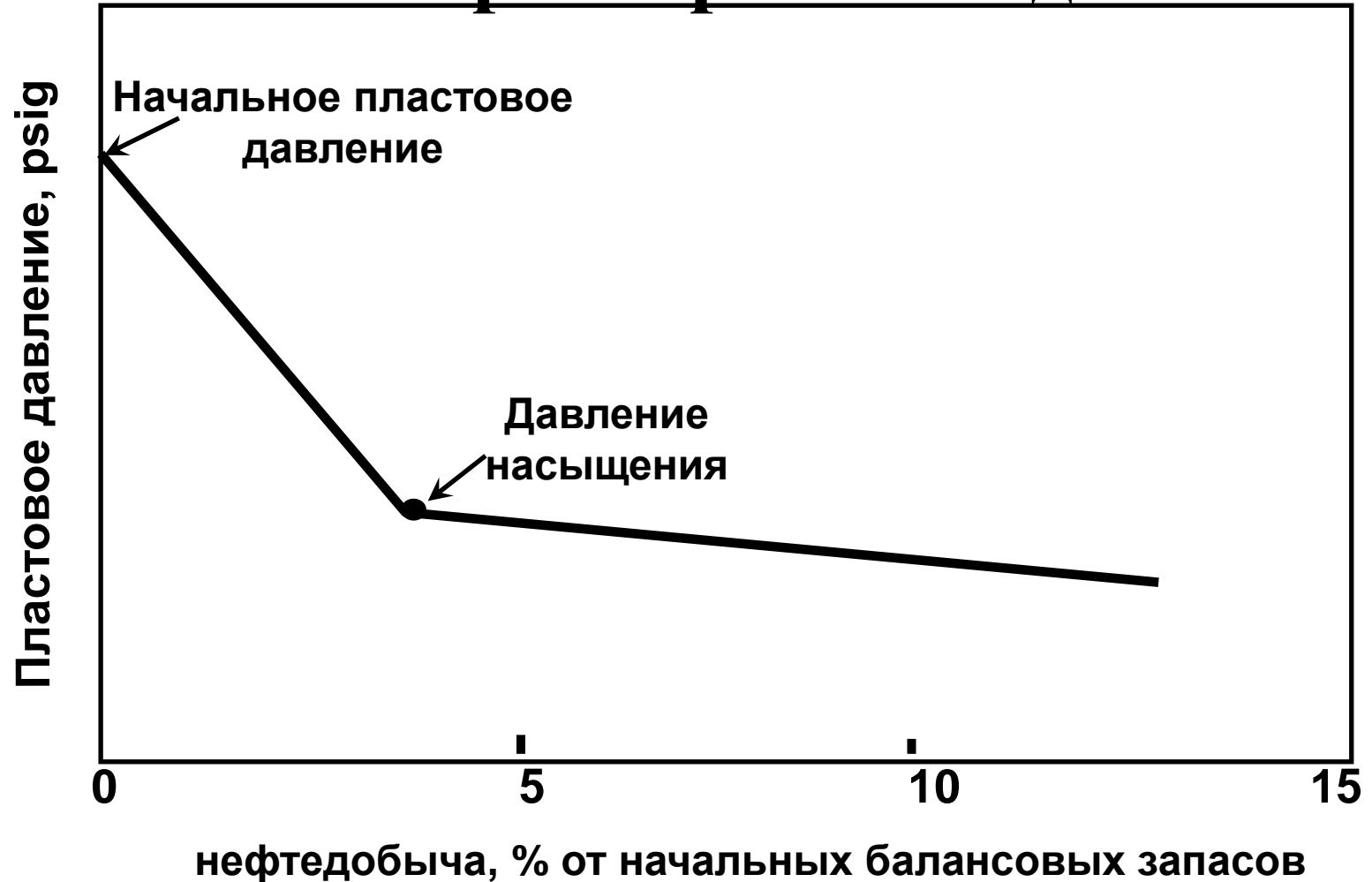
## Типичные характеристики добычи



Данные добычи

# Режим растворенного газа в нефтеносных пластах

## Типичные характеристики добычи



**Поведение пластового давления**

# **Режим газовой шапки в нефтеносных пластах**

## **Тип пласта**

- Фаза свободного газа существует в качестве газовой шапки над нефтяной зоной
- При режиме чистой газовой шапки не существует водоносного горизонта

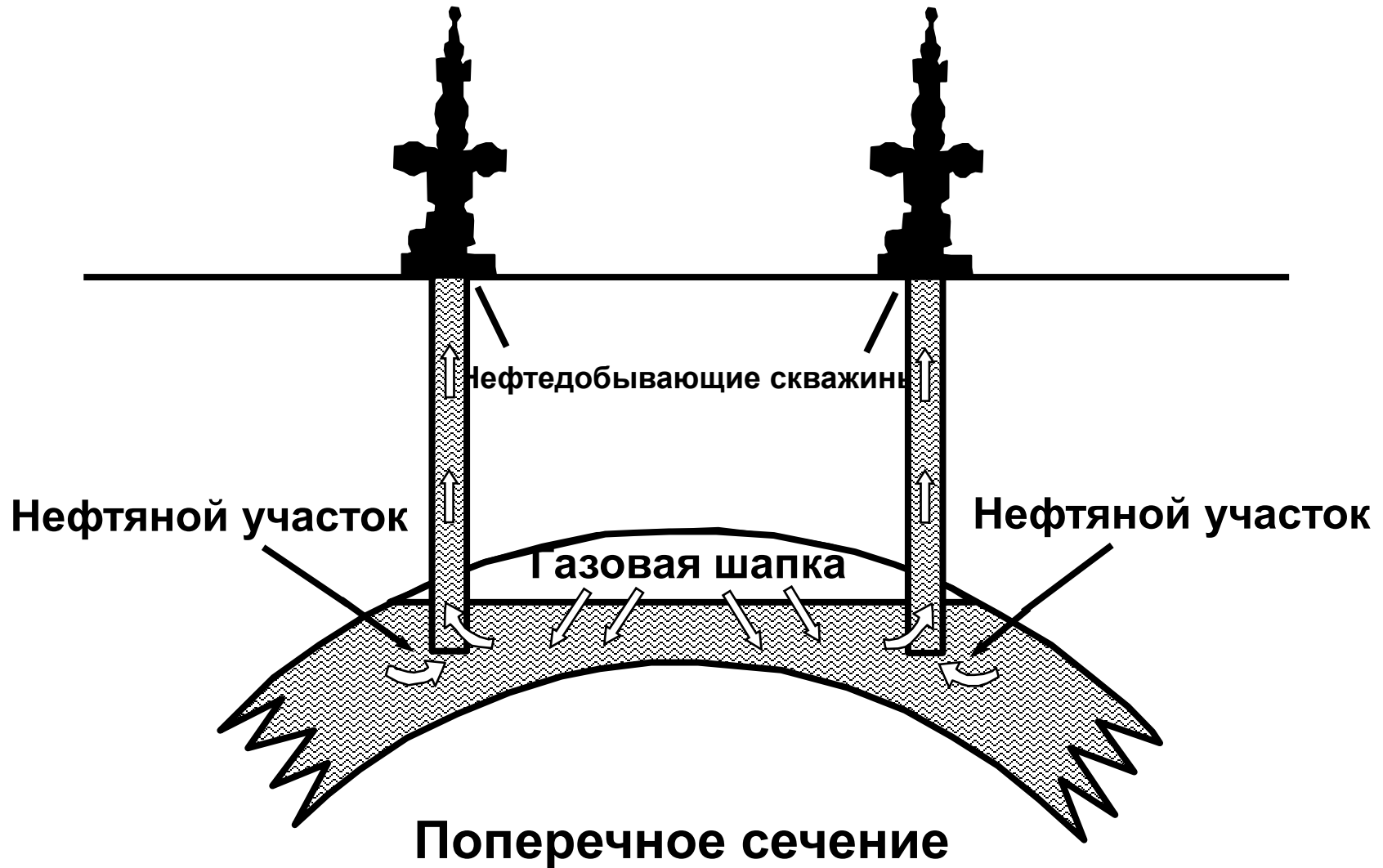
## **Главные источники пластовой энергии**

- Расширение газовой шапки
- Высвобождение и расширение растворенного газа в нефтяной зоне

## **Характеристики поведения пласта**

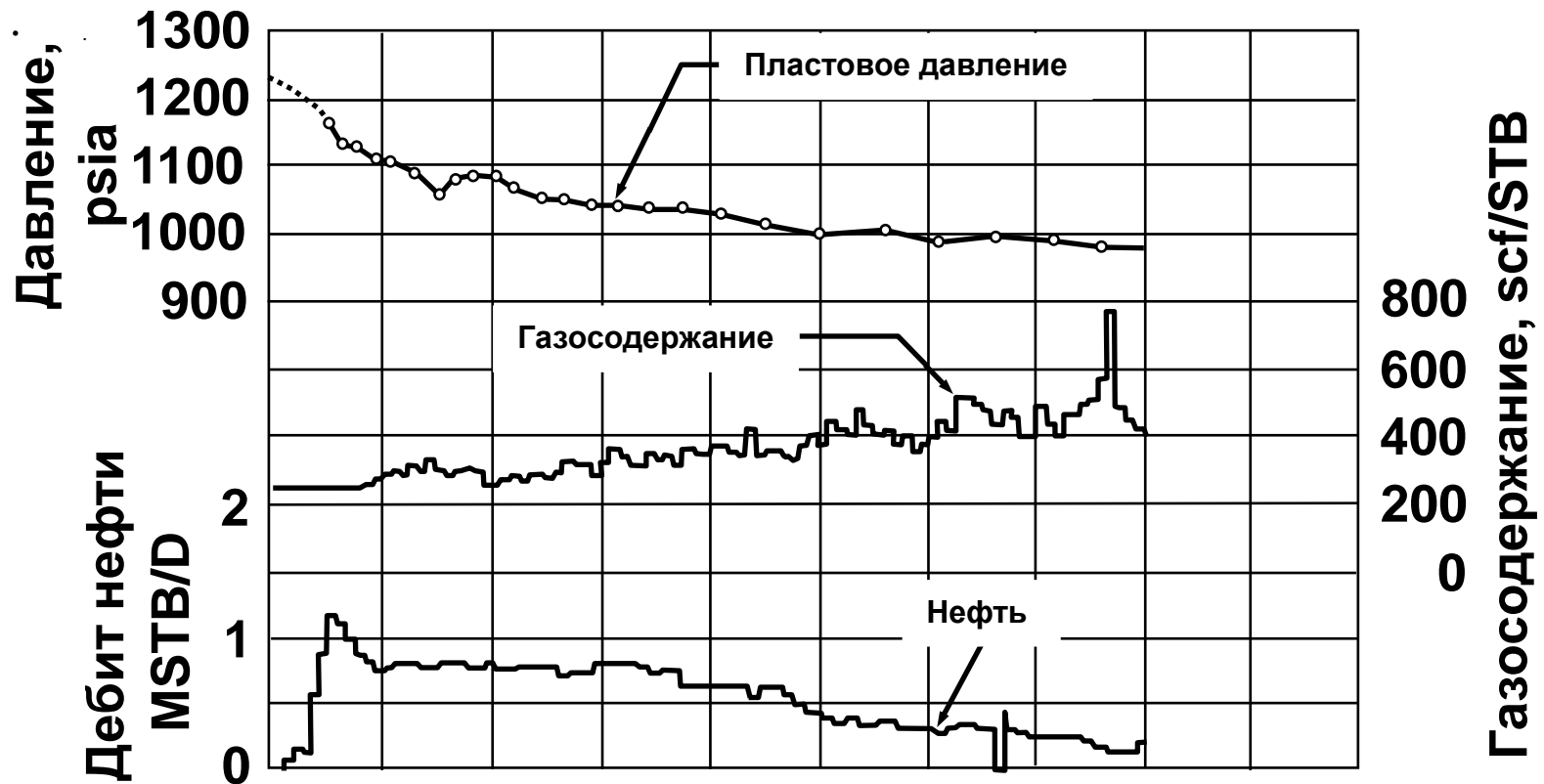
- При понижении давления газовая шапка расширяется вниз и снижается уровень газо-нефтяного контакта.
- Расширяющаяся газовая шапка поддерживает начальное давление на более высоком уровне, чем в пласте без первичной газовой шапки (режим растворенного газа нефтяных пластов).
- Более высокое пластовое давление задерживает растворенный газ дольше; вязкость нефти с большим количеством растворенного газа невелика, и эта нефть легче продвигается в добывающих скважинах.
- Расширяющаяся газовая шапка вытесняет нефть в нижних участках пласта, занимая ее место.
- Газосодержание в скважинах с доминирующим режимом газовой шапки резко подскакивает.

# Режим газовой шапки в нефтеносных пластах



# Режим газовой шапки в нефтеносных пластах

## Типичные характеристики добычи



Данные добычи

Время, в годах

# Естественный режим в нефтеносных пластах

## Тип пласта

- Нефтяная зона сообщается с водоносным горизонтом
- Чистый естественный режим не содержит первичной газовой шапки

## Главные источники пластовой энергии

- Приток воды из водоносного горизонта

## Виды водоносных горизонтов

- Режим напора краевых вод
- Режим водоплавающего пласта

## Характеристики поведения пласта

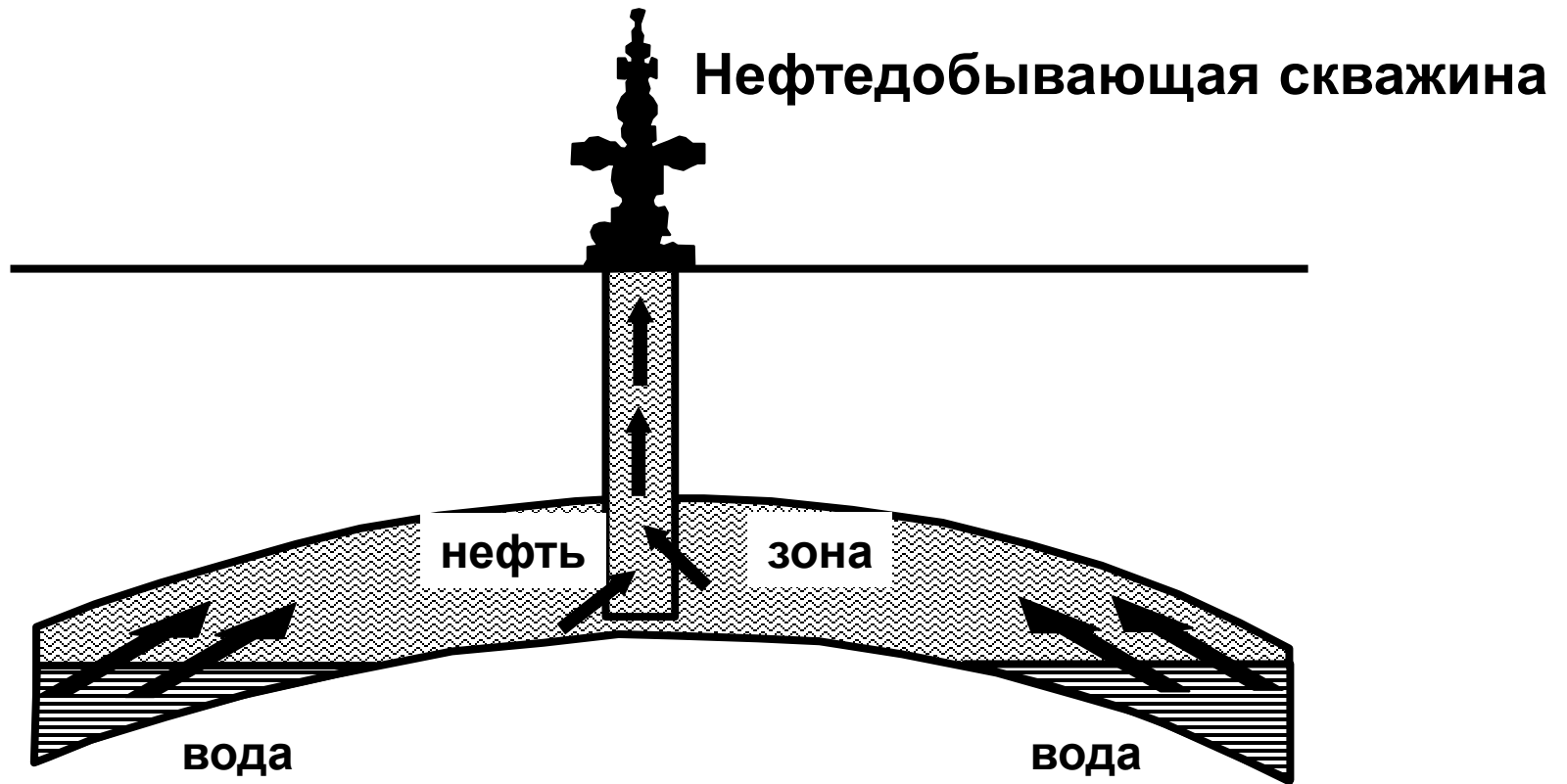
При понижении пластового давления вода из горизонта протекает в поровое пространство, освобожденное от нефти.

- Давление понижается относительно медленно (более сильный естественный режим приводит к более длительному и существенному поддержанию давления).
- Газосодержание относительно невысоко и стабильно.
- Большинство добывающих скважин в конечном счете испытывают прорыв воды; водоприток увеличивается.
- Пока в скважину поступает вода, дебит нефти снижается. Многие добывающие скважины по истечению времени полностью заполняются водой и не могут больше эксплуатироваться.



# Естественный режим в нефтеносных пластах

## напор крайевых вод

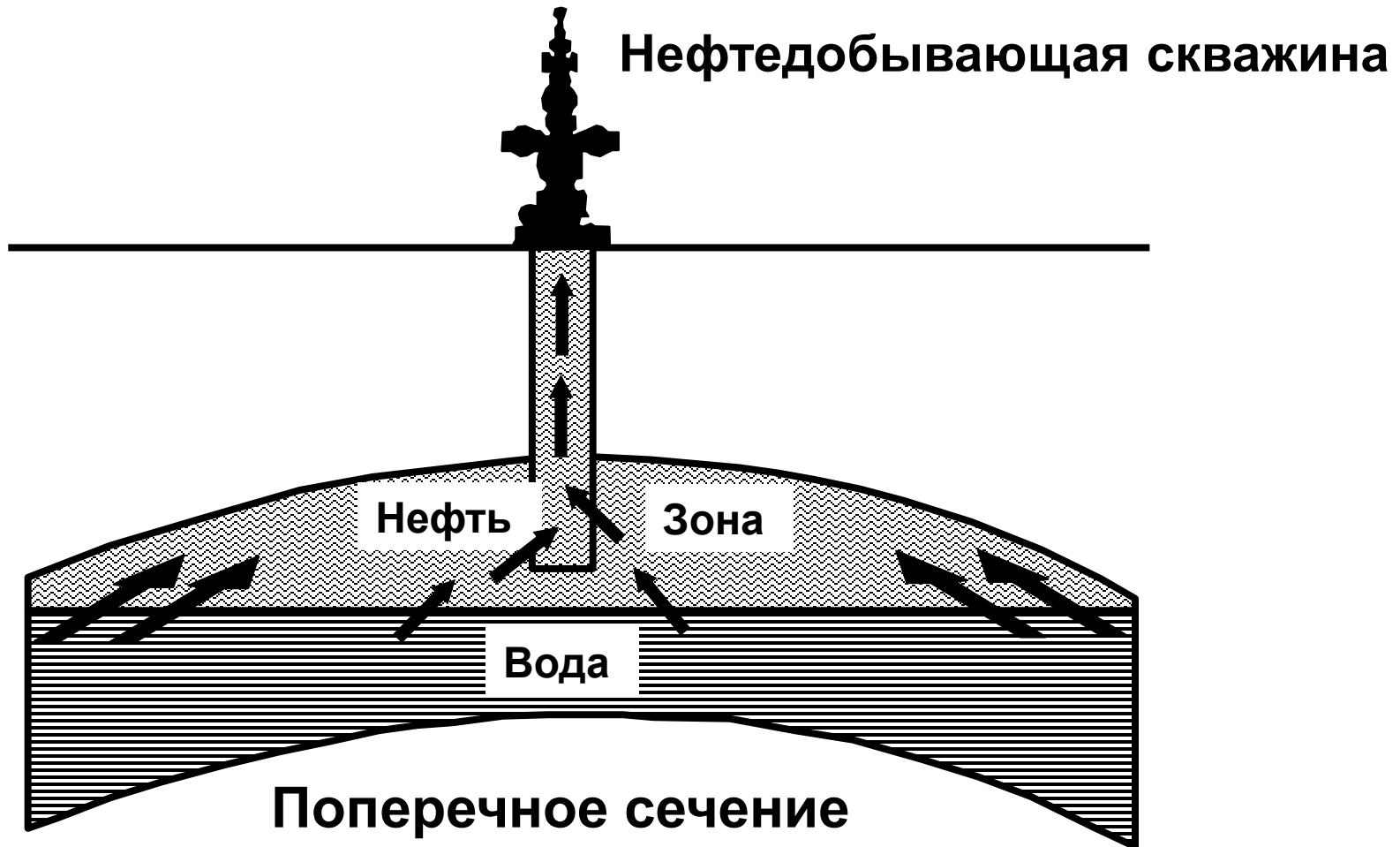


Поперечное сечение

# Естественный режим в нефтеносных пластах

## пластах

### Режим водоплавающего пласта



# Естественный режим в нефтеносных пластах

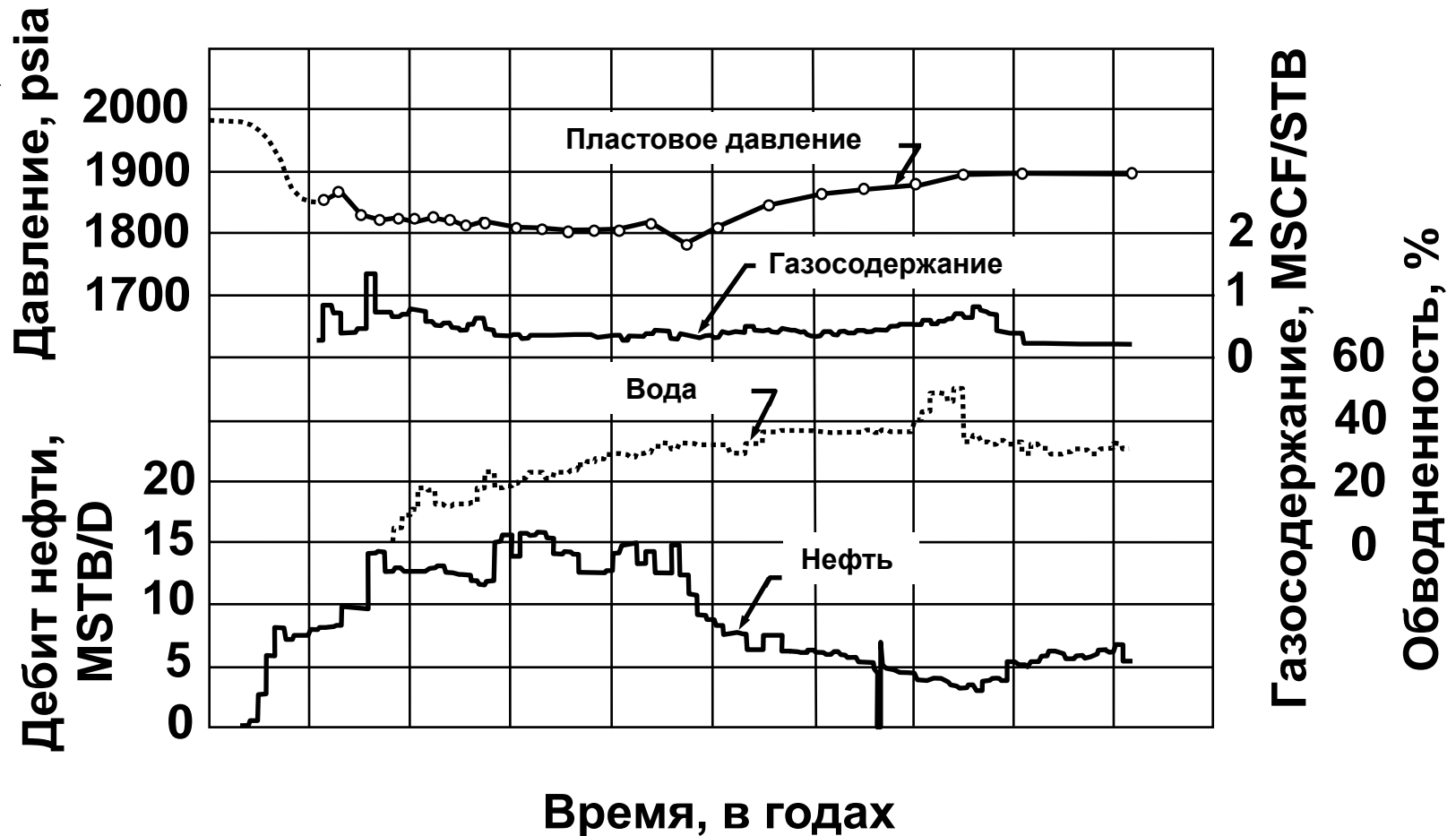
## Типичные характеристики добычи



Данные добычи

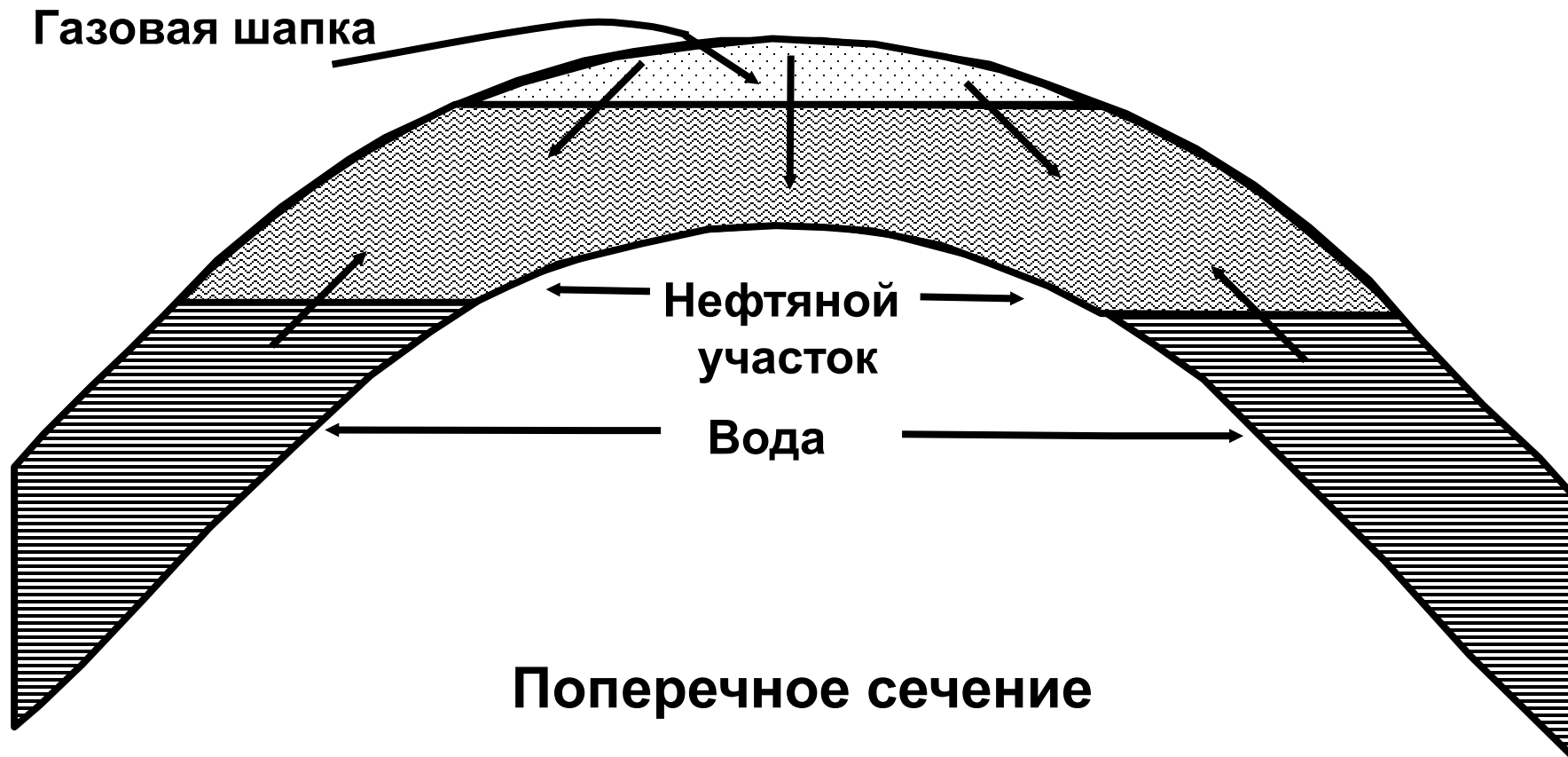
# Естественный режим в нефтеносных пластах

## Влияние дебита на давление



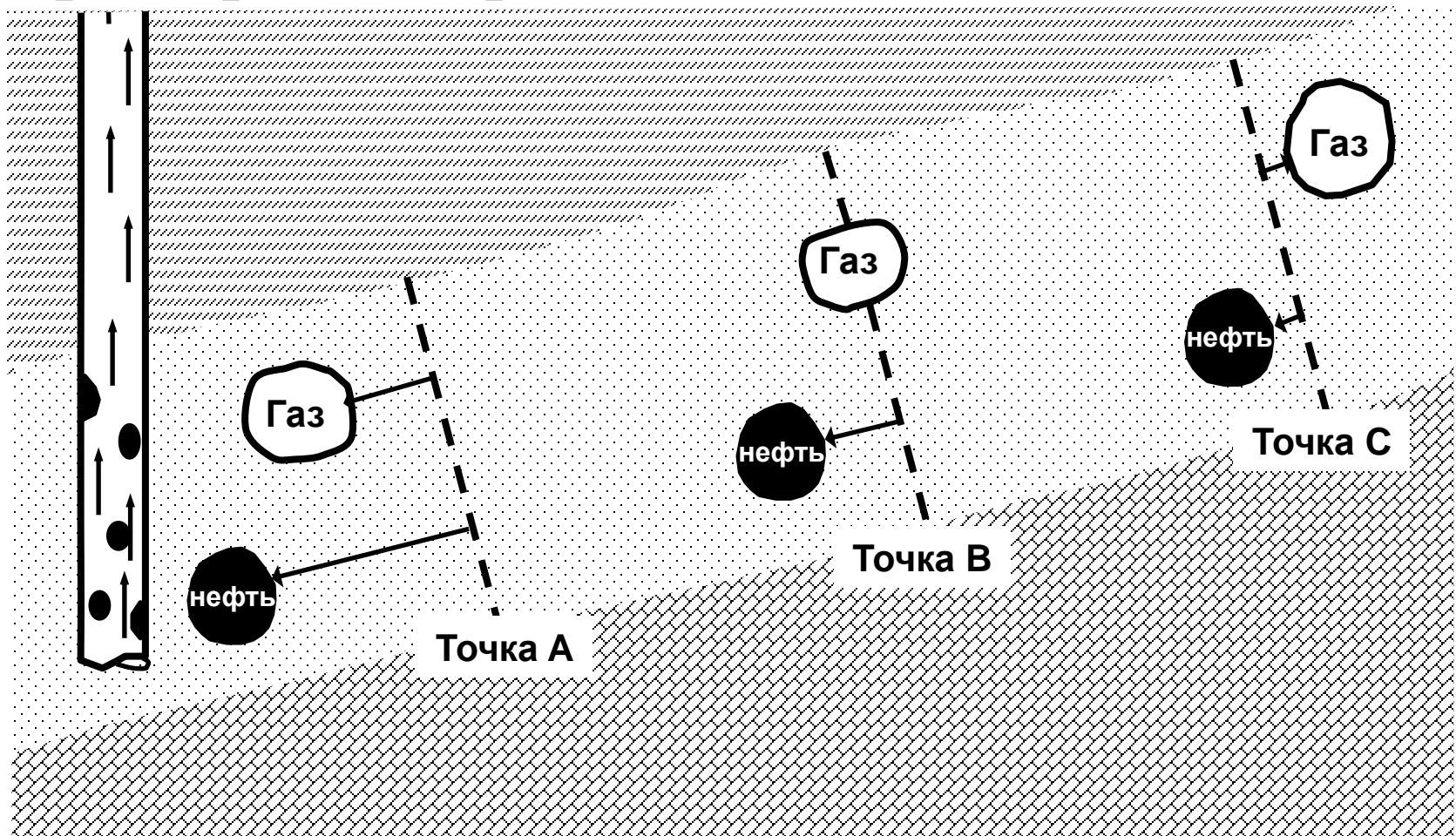
Данные добычи – более низкий дебит

# Комбинированный режим в нефтеносных пластах

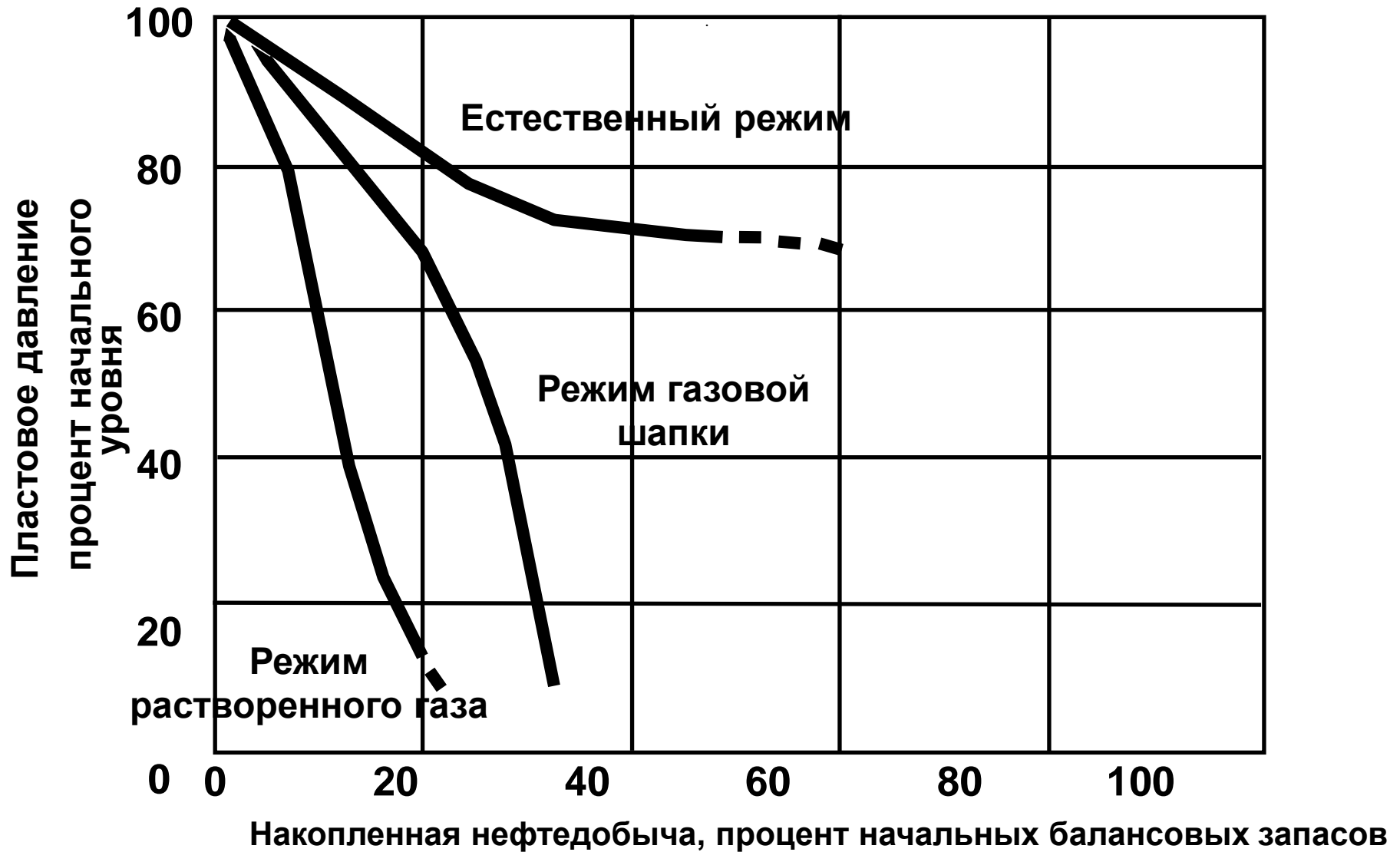


# Гравитационный режим в нефтеносных пластах

- Тип пласта
- Характеристики режима пласта

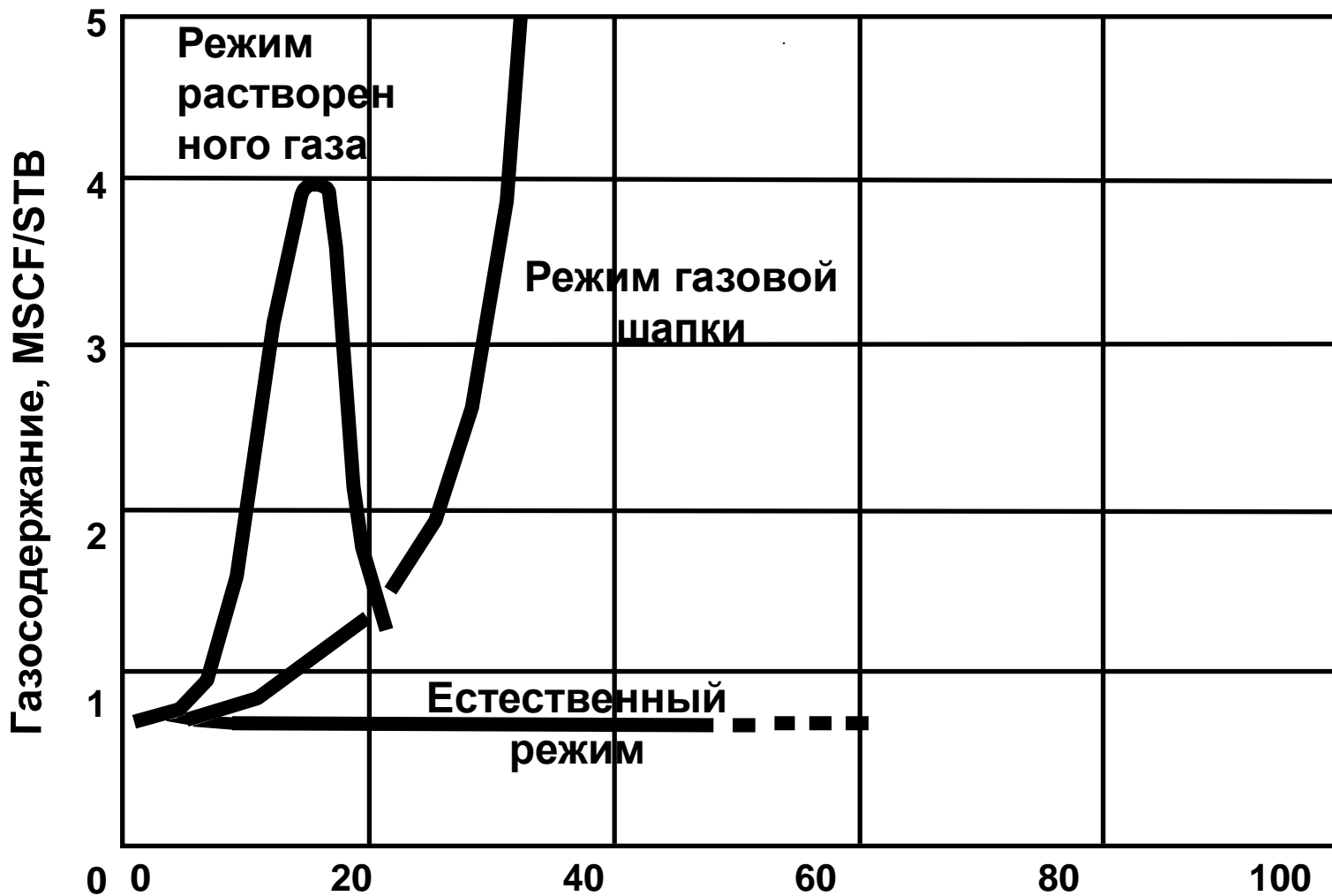


# Поведение давления и газосодержания



## Поведение пластового давления

# Поведение давления и газосодержания



Накопленная нефтедобыча, процент начальных балансовых запасов

## Поведение газосодержания



# **Механизмы работы режима газовой залежи**

- Замкнутый коллектор (режим расширения газа)**
- Естественный режим**

**Механизмы работы режима газовой залежи похожи на механизмы работы режима нефтяного пласта. Газ является главной фазой в газовых залежах.**

# Замкнутые газовые коллекторы

## Тип залежи

- Газовая залежь без водоносного горизонта

## Главные источники энергии залежи

- Расширение газа в пласте

Расширение породы-коллектора и поровой воды встречаются всегда, но часто являются второстепенными источниками энергии газовых залежей (для всех механизмов режима газовой залежи). Расширение породы-коллектора и флюидов могут являться важными источниками энергии в газовых залежах с чрезмерно высоким давлением.

# Естественный режим газовой залежи

## Тип пласта

- Газовая залежь сообщается с водоносным горизонтом

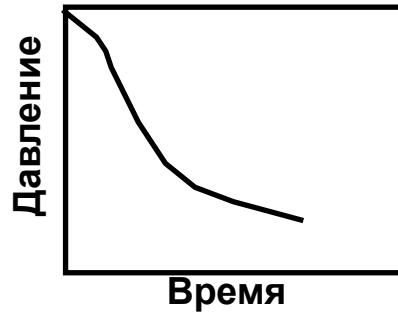
## Главные источники энергии залежи

- Приток воды из водоносного горизонта
- Расширение газа в пласте

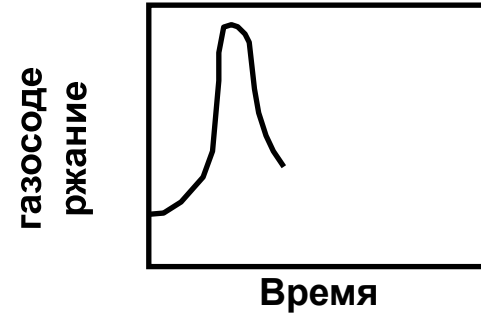
# Упражнение

Пласт 1

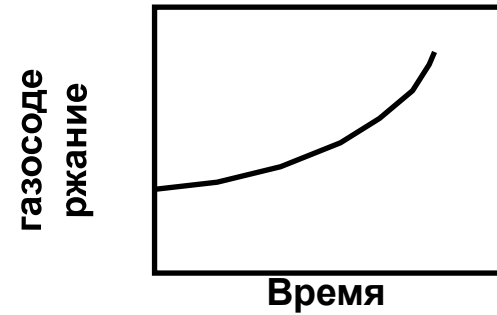
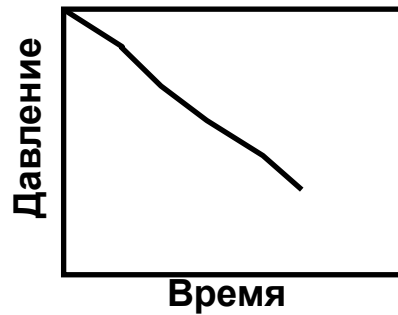
Поведение  
давления



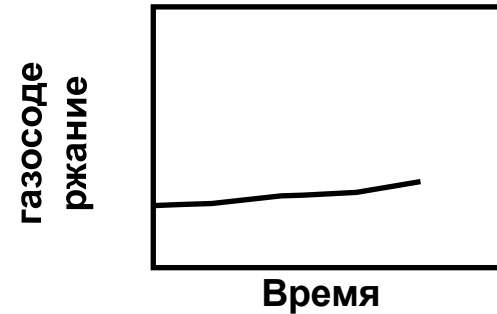
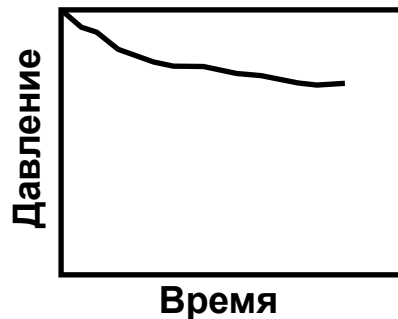
Поведение  
газосодержания



Пласт 2



Пласт 3



# Средние коэффициенты извлечения Нефтяные пласты

Механизм работы режима	Средние коэффициенты извлечения нефти (КИН), % начальных балансовых запасов	
	Диапазон	Средний коэффициент
Режим растворенного газа	5 - 30	15
Режим газовой шапки	15 - 50	30
Естественный режим	30 - 60	40
Гравитационный режим	16 - 85	50

# Средние коэффициенты извлечения Газовые залежи

Механизмы режима пласта	Средние коэффициенты извлечения газа, % начальных балансовых запасов газа	
	Диапазон	Средний коэффициент
Замкнутый коллектор (режим расширения газа)	70 - 90	80
Естественный режим	35 - 65	50

# Свойства, благоприятствующие нефтедобыче

## ● Режим растворенного газа нефтяных пластов

- **Низкая плотность нефти:** нефть с меньшей плотностью (более высокий показатель °API плотности) → более высокий уровень добычи
- **Низкая вязкость нефти ( $\mu_o$ ):** (нефть с меньшей вязкостью) → более высокий уровень добычи
- **Высокая точка давления насыщения нефти ( $p_b$ )** → более высокий уровень добычи
- **Нефть с более высоким показателем  $p_b$  обычно отличается:**
  - а) более высоким содержанием растворенного газа в нефти ( $R_s$ )
  - б) более высоким объемным коэффициентом нефти ( $B_o$ ).

# Свойства, благоприятствующие нефтедобыче

- **Режим газовой шапки нефтяного пласта**
  - **Большая доля объема газовой шапки по отношению к объему нефтяной зоны** (но не настолько большая, чтобы мощность нефтяного столба уменьшилась)  
Чем больше газовая шапка, тем выше добыча нефти (когда нефтяной столб достаточно мощный)
  - **Большой угол наклона пласта**  
Чем больше угол наклона пласта, тем сильнее гравитационный режим, и тем соответственно выше нефтедобыча
  - **Мощный нефтяной столб**  
Маломощный нефтяной столб → ранний прорыв газа → более низкий уровень добычи

# Свойства, благоприятствующие нефтедобыче

- Естественный режим пласта

- **Большой водоносный горизонт**

Чем больше водоносный горизонт, тем лучше происходит поддержание давления, и тем соответственно выше уровень добычи

- **Низкая вязкость нефти**

Когда вязкость нефти велика, вода просачивается в пласт и окружает нефть, что приводит к более низкому уровню добычи

- **Высокая относительная нефтепроницаемость и низкая относительная водопроницаемость**

- **Низкая степень неоднородности пласта и стратификации**

Чем более неоднороден пласт (вариации качества пласта, вариации проницаемости), тем ниже уровень добычи

Чем больше стратификация (расслоение) пласта, тем выше содержание воды в нефти, и тем соответственно ниже уровень добычи



# Свойства, благоприятствующие нефтедобыче

## • Комбинированный режим нефтяного пласта

При комбинированном режиме характеристики добычи совпадают с характеристиками доминирующего вида режима.

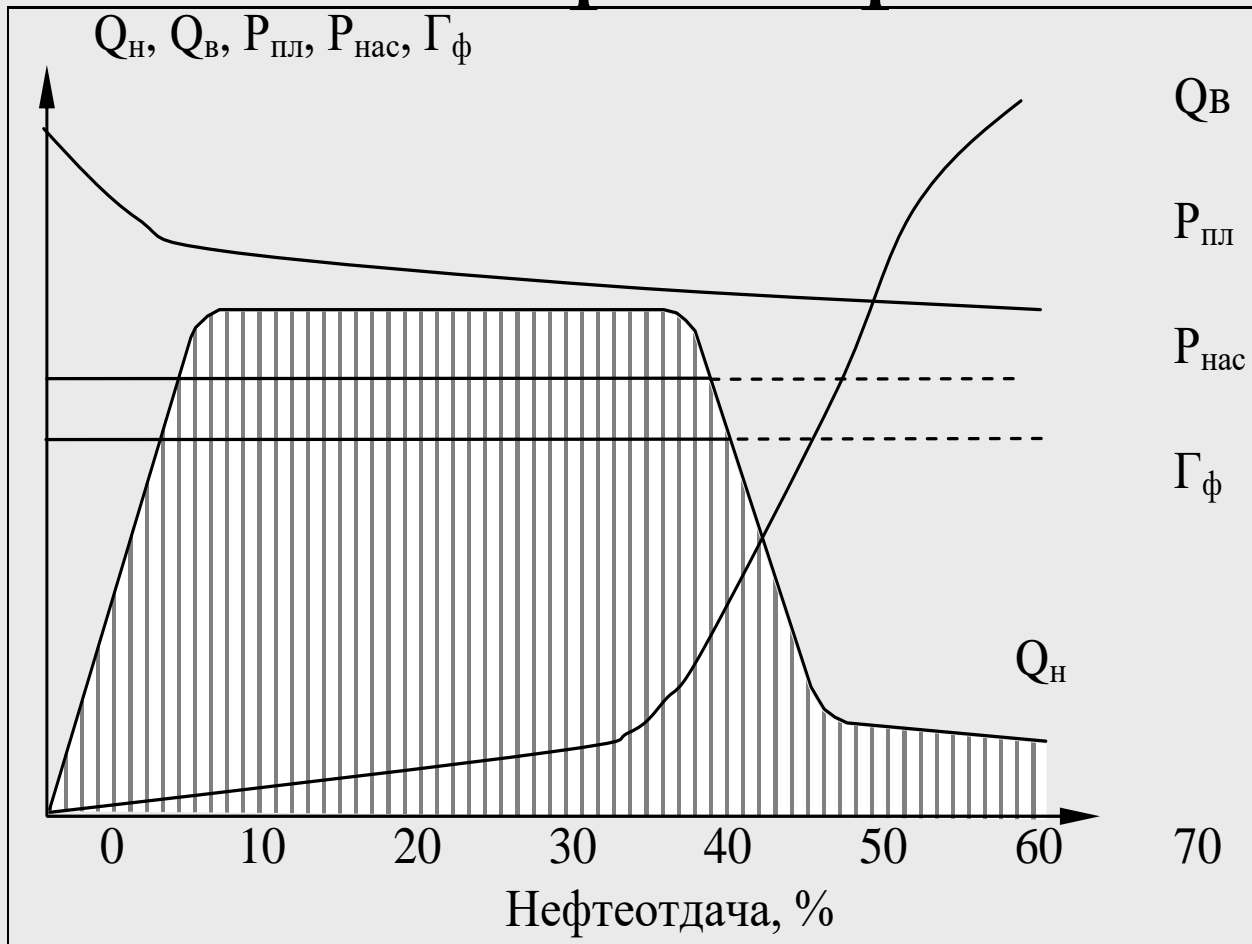
- **Гравитационный режим нефтяного пласта**
- **Большой угол наклона пласта** (как и в случае с режимом газовой шапки нефтяного пласта)
- **Благоприятное распределение проницаемости**
- **Высокая проницаемость по углу наклона** → более высокий уровень добычи
- **Высокая вертикальная проницаемость** → более высокий уровень добычи
  - **Большая** разница в плотности разделившихся флюидов (**например, нефти и газа, воды и нефти**)
  - **Большая** площадь разделения
- **Чем больше площадь разделения жидкостей, тем выше уровень добычи**
  - **Низкая** вязкость нефти
  - **Низкий** темп отбора

# Свойства, благоприятствующие добыче газа

- **Замкнутый газовый коллектор** (режим расширения газа)
  - Низкое давление прекращения разработки залежи

Минимальных показателей давления можно избежать путем понижения поверхностного противодавления; часто для этой цели применяется компрессия газа.
- **Естественный режим газовой залежи**
  - Большой водоносный горизонт
  - Малая степень неоднородности залежи и стратификации

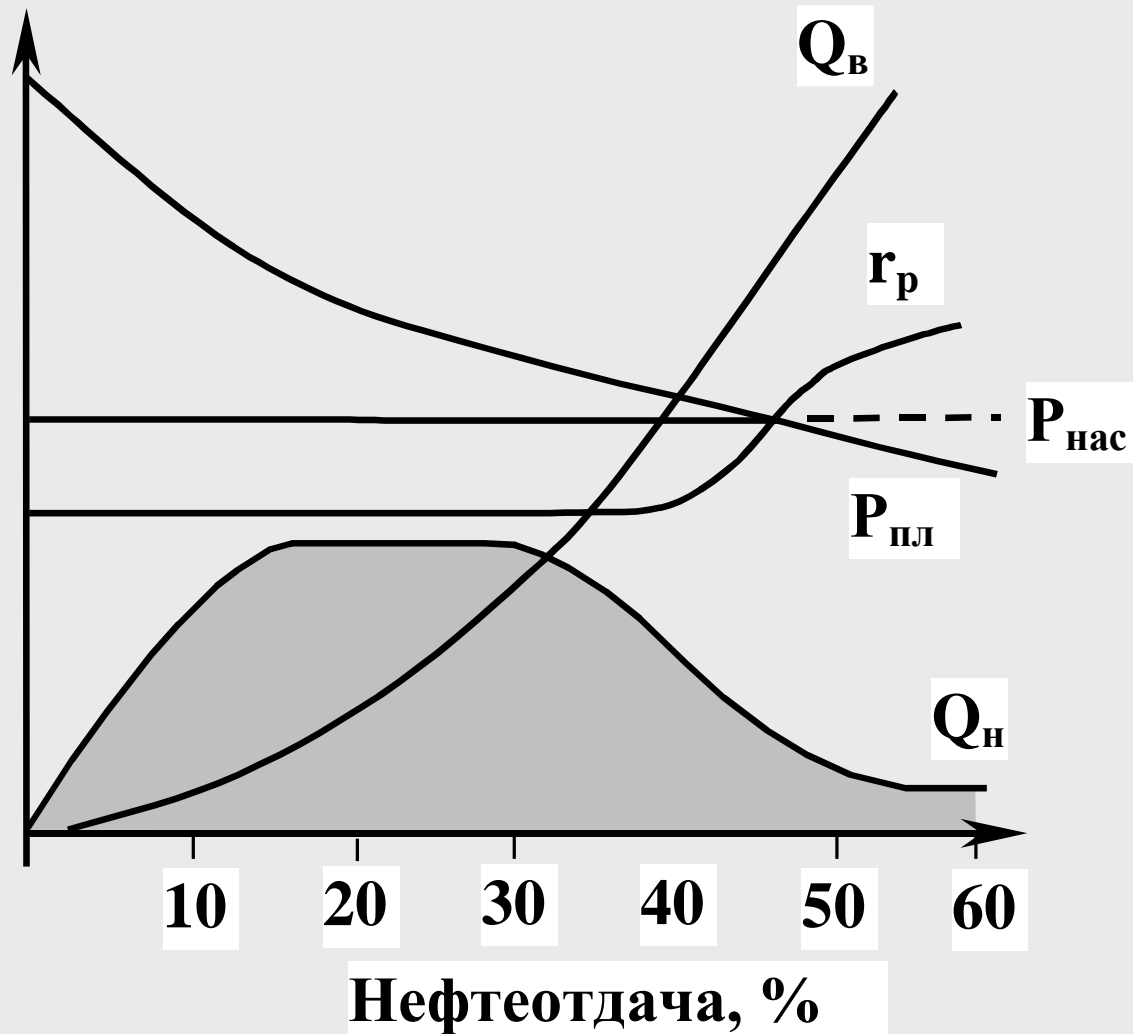
# Водонапорный режим



КИН = 0.6 .... 0.8

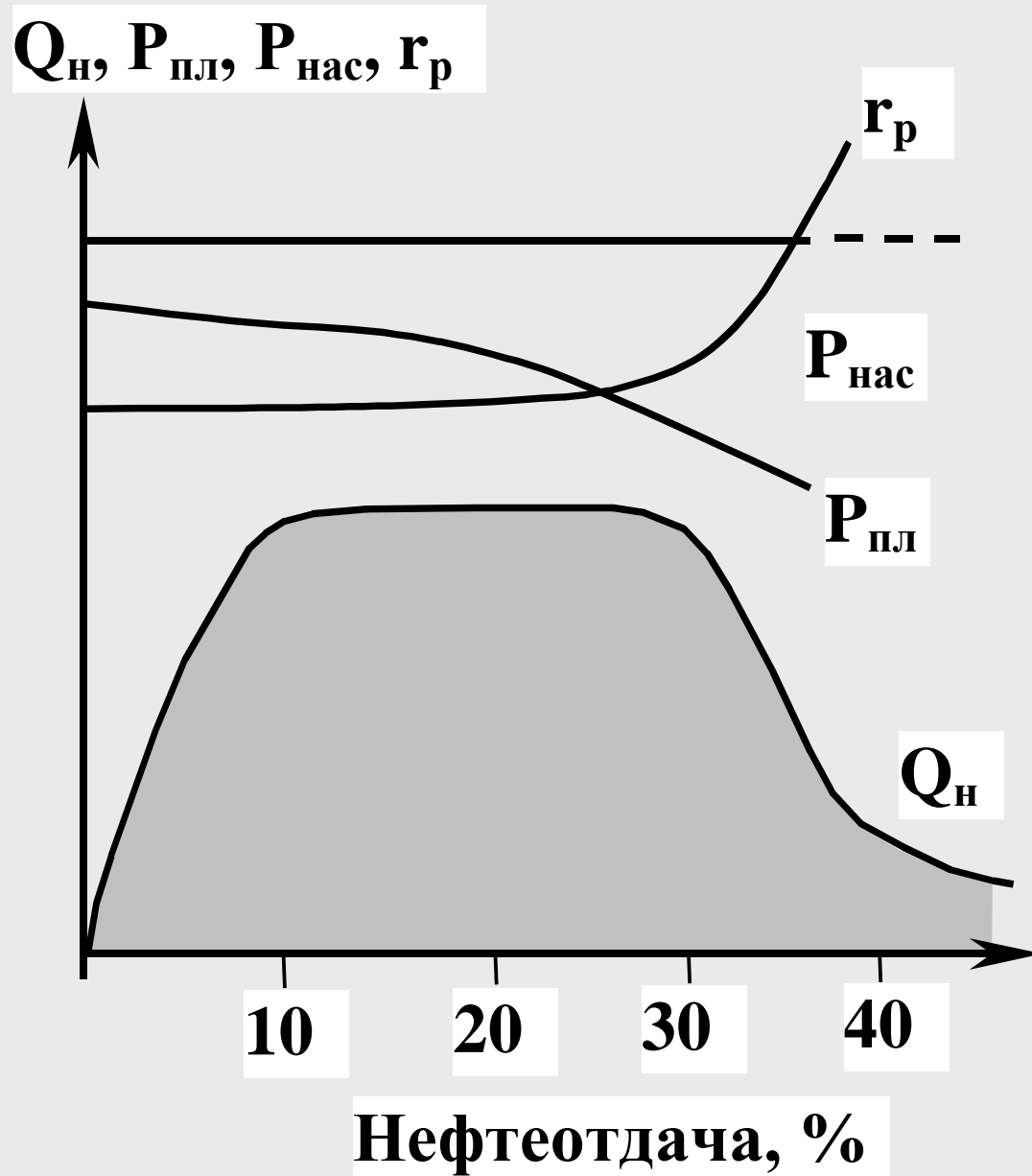
# Упруго - водонапорный режим

$Q_H, Q_B, P_{пл}, r_p, P_{нас}$



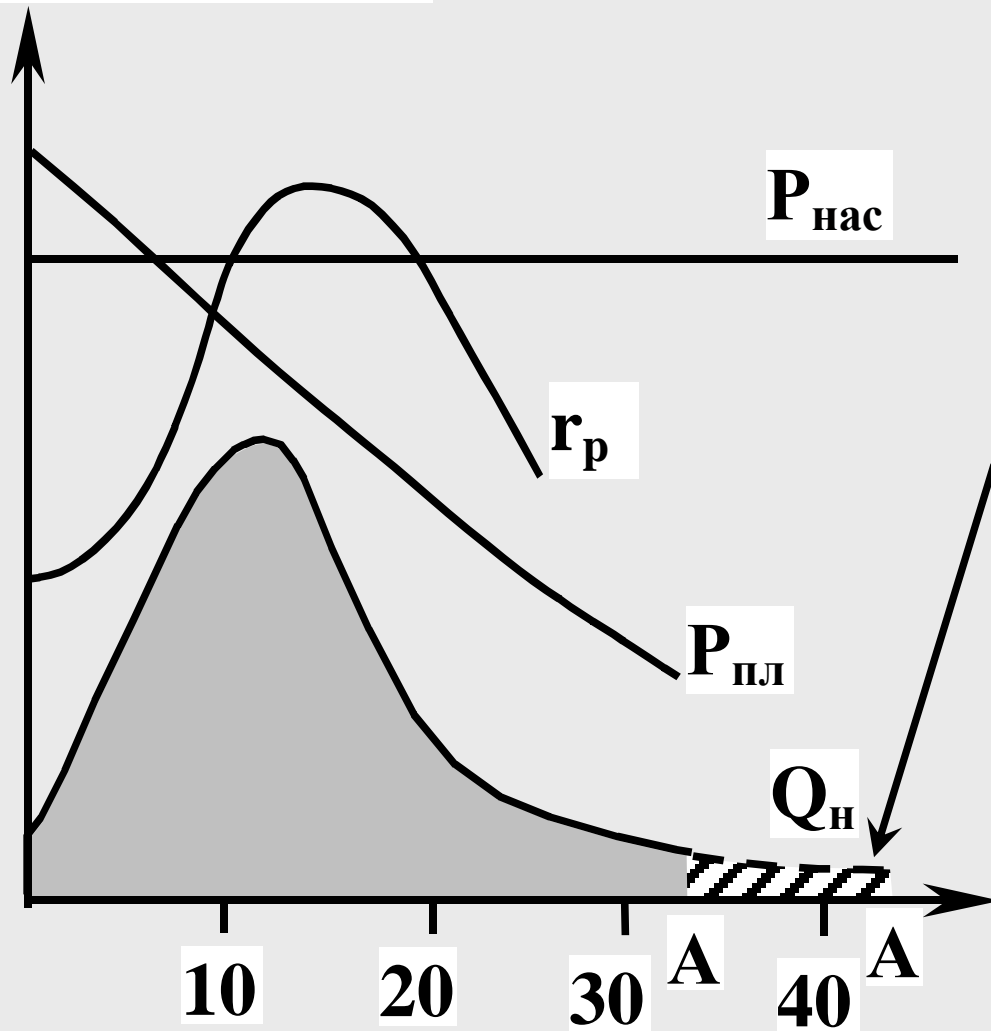
КИН = 0.5 .... 0.7

# Режим газовой шапки



# Режим растворённого газа

$Q_n, P_{нас}, r_p, P_{пл}$



Гравитационный режим  
(КИН=0.1...0.2)

КИН = 0.2 .... 0.4

Нефтеотдача, %

# Режимы работы пластов

**Режимом нефтегазоносного пласта называют характер проявления его движущих сил, зависящих от физико-геологических природных условий и мероприятий, проводимых при его разработке и эксплуатации.**

**О режиме пласта судят по характеру изменения во времени его дебита и пластового давления, характеру изменения давления в зависимости от отбора жидкости и т.п. Режим пласта – сложный комплекс проявлений его движущих сил, который еще более усложняется в процессе разработки и эксплуатации.**

# Коэффициент охвата по площади

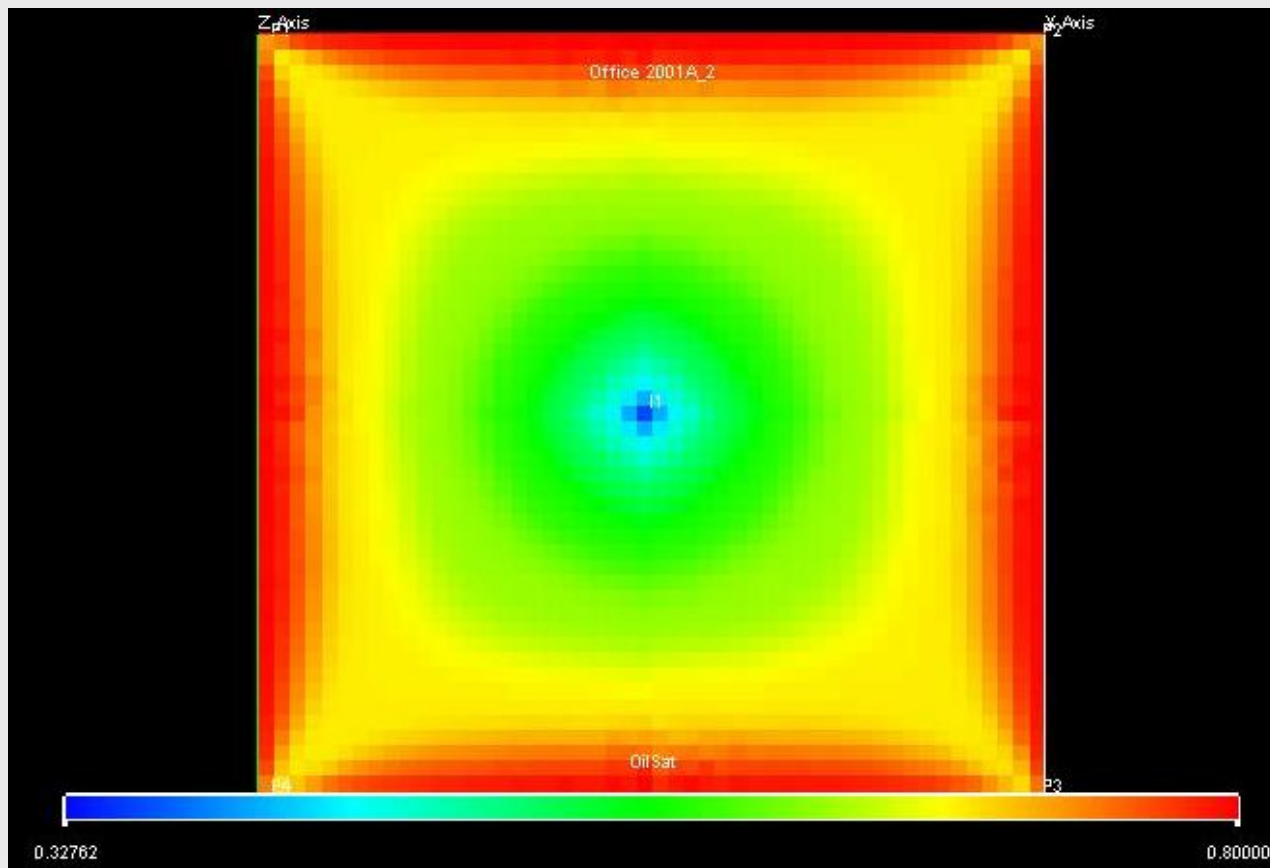


Схема размещения скважин

$E_{\sigma}$  при прорыве,  $M=1$

Трехрядная шахматная система ( $d/a = 1$ )

0,75

Пятиточечная

0,70

Линейная рядная

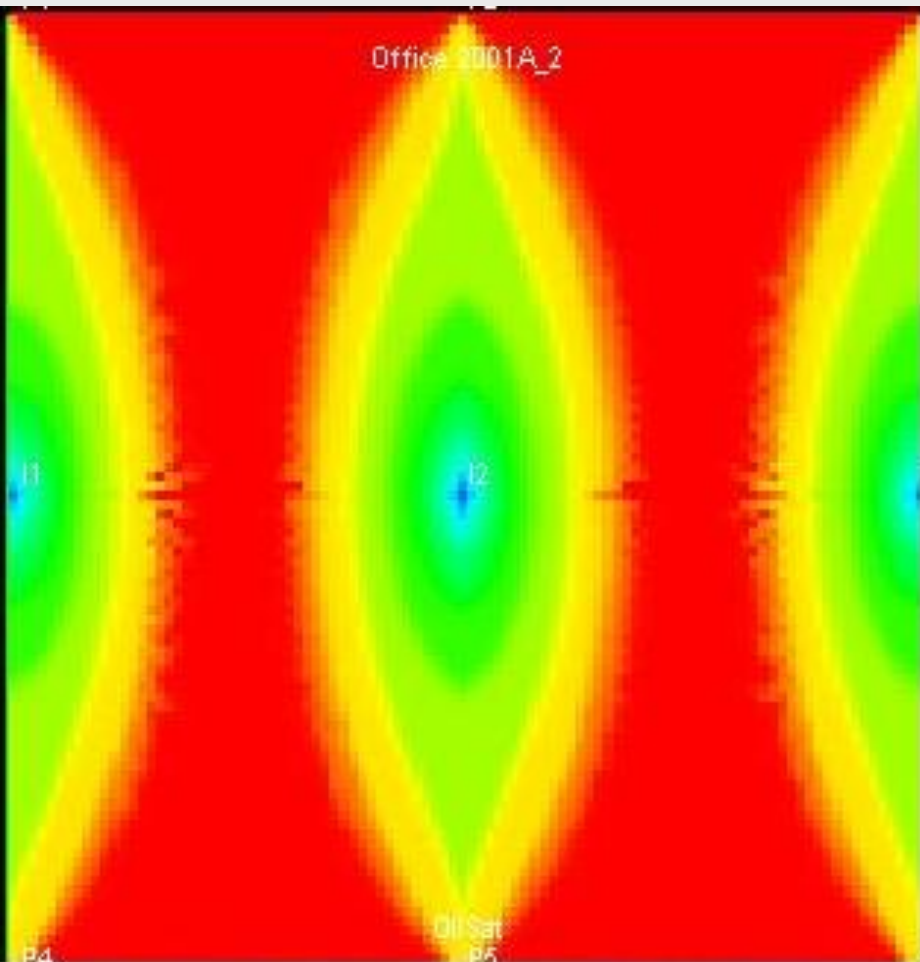
0,55

Девятиточечная (боковая скважина)

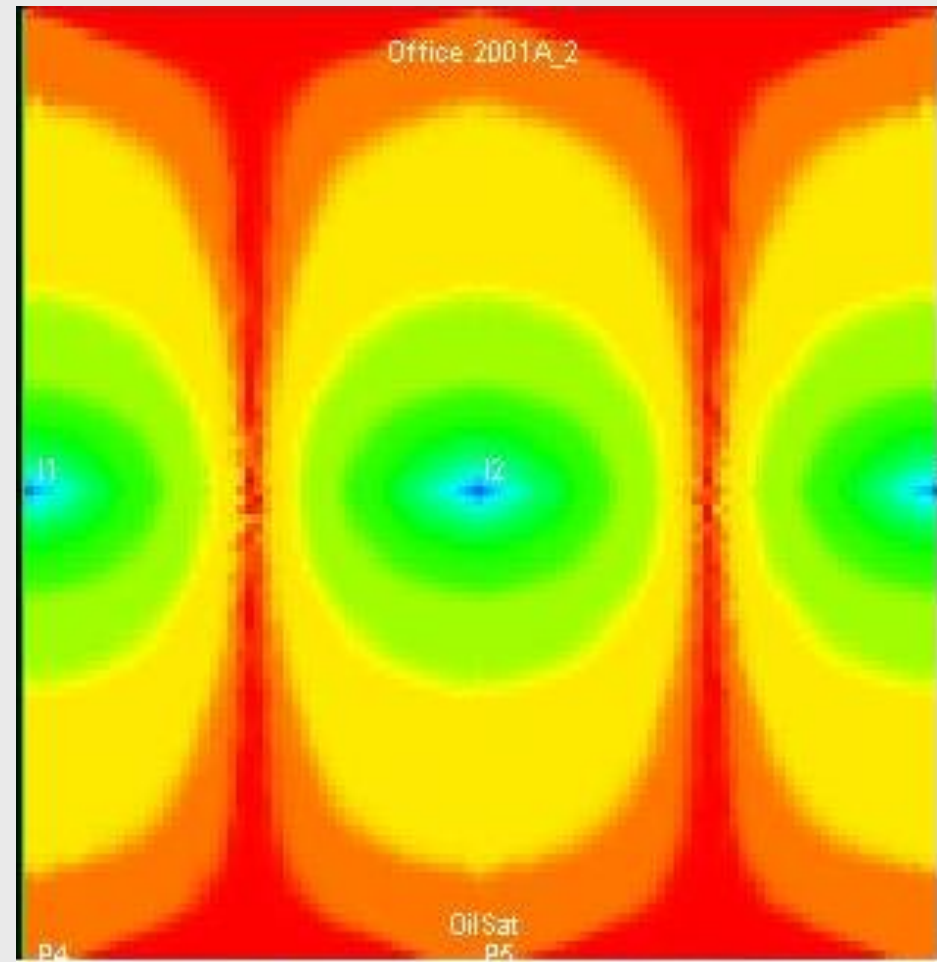
0,50



# Анизотропия пласта



$K_y > K_x$



$K_y < K_x$

# Коэффициент охвата по МОЩНОСТИ

**Коэффициент охвата по мощности ( $E_i$ ) является аналогом охвата по площади в том смысле, что он представляет часть всей зоны, затронутой закачанным флюидом.**

