



# ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

## СКВАЖИН



# ЗАКОН Дарси

Производительность скважины описывается законом Дарси.

Закон Дарси не является теорией или предположением, это – ЗАКОН.

$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{18.41\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]}$$

$q_o$  – дебит нефти (м<sup>3</sup>/сут)

$K$  – проницаемость (мД) – (эффективная проницаемость нефти)

$h$  – эффективная мощность пласта (м)

$P_r$  – среднее пластовое давление (атм)

$P_{wf}$  – забойное давление (атм)

$\mu_o$  – вязкость нефти (сПз) - (в пластовых условиях)

$B_o$  – объемный коэффициент нефти (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>)

$r_e$  – радиус дренирования (м)

$r_w$  – радиус скважины (м)

$S$  – скин

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

$A$  – площадь  
круга  
дренирования



# Проницаемость

- свойство породы пропускать через себя флюид при наличии градиента давления ( К ).



$$Q \propto \frac{A \cdot \Delta P}{l} \Rightarrow Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{l}$$

Q – расход жидкости, см<sup>3</sup>/с

A – площадь, см<sup>2</sup>

L – длина, см

μ - вязкость, сПз

ΔP –градиент давления, атм/см

K – проницаемость, дарси

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{l \cdot \mu}$$



**Проницаемость** – способность порового материала пропускать флюид.

Единица измерения – дарси, названа в честь французского гидролога, который исследовал течение воды через пористую среду, чтобы разработать общественные питьевые фонтаны в г.Дижон в 1856 году. Расход воды прямо пропорционален площади и градиенту давления, но обратно пропорционален длине участка. Отсюда, закон Дарси (в своих экспериментах Дарси использовал чистую воду).

Генри Пуазейль заметил, что расход воды также обратно пропорционален и вязкости. Поэтому в уравнение Дарси необходимо было включить и вязкость (в сантипуазах).

Один дарси определяется как проницаемость, которая позволит флюиду вязкостью в 1 сантипуаз протекать со скоростью 1 куб.см/сек через поперечное сечение 1 кв.см, когда градиент давления = 1 атм/см. (т.е.  $l = 1\text{см}$ ).

На практике, проницаемость 1 дарси будет приводить к потоку нефти приблизительно в 7 м<sup>3</sup>/сутки/сР через толщину пласта в 1 м в скважине при депрессии 1 атм.

В СИ проницаемость измеряется в м<sup>2</sup>.

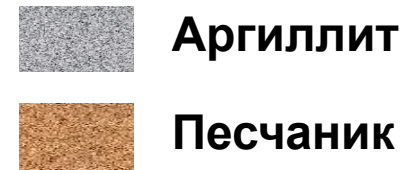
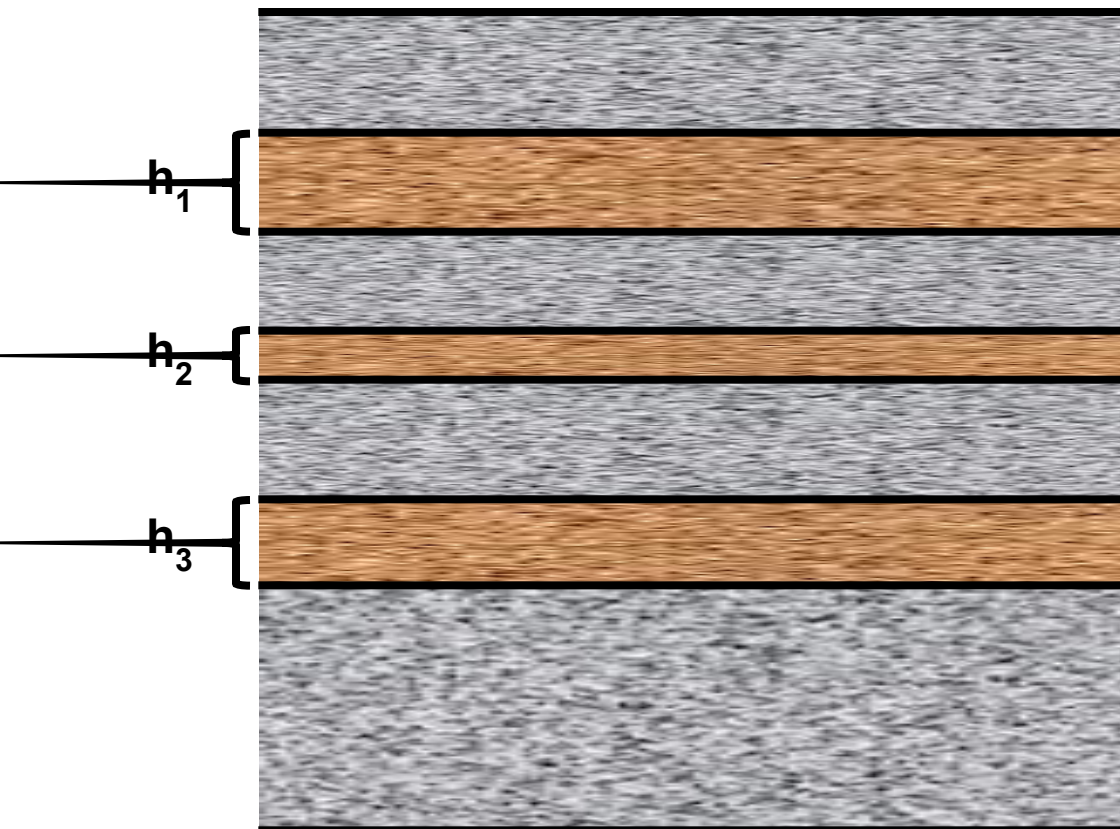
$$1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot ;$$

$$1 \text{ мД} = 10^{-15} \text{ м}^2 \cdot ;$$

# Эффективная толщина пласта



- это толщина всех продуктивных слоев скважины (**h**).

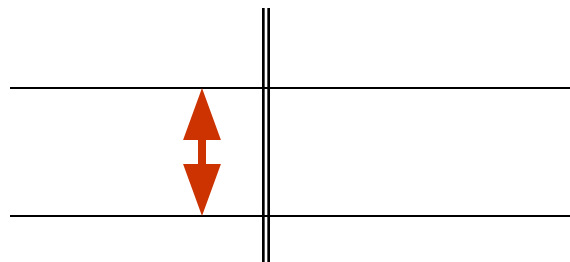


$$h = h_1 + h_2 + h_3$$

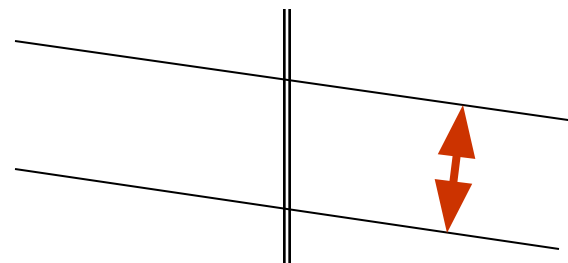
Единицы измерения – м.

Источник – каротажные диаграммы

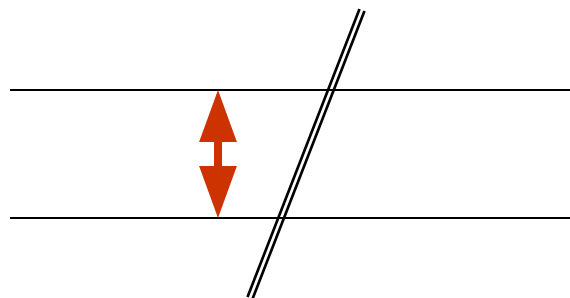
# Эффективная толщина пласта



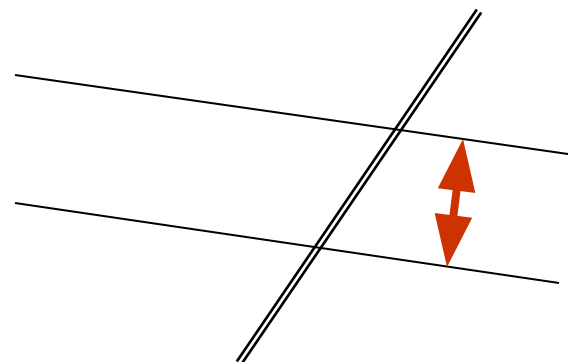
Пример 1



Пример 3



Пример 2



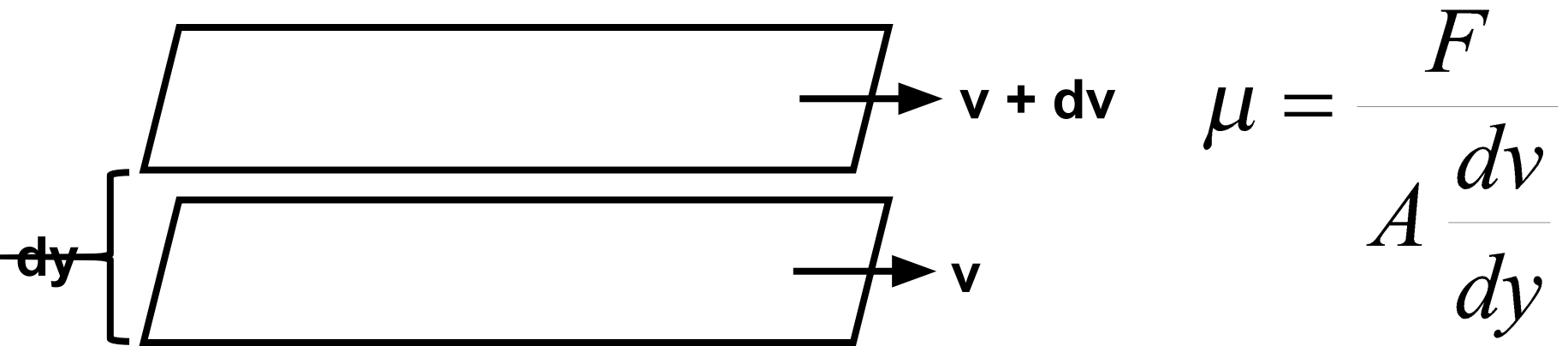
Пример 4

Эффективная толщина (мощность) измеряется перпендикулярно границам пласта.



# Вязкость

– это параметр, измеряющий сопротивление потоку  
( $\mu_o, \mu_g, \mu_w$ ).



Единицы измерения – сантипуаз (1 сР = 1 мПа\*с).

Источник – лабораторные данные, корреляции.



• **Вязкость** – это параметр, измеряющий сопротивление потоку. Точнее, это отношение касательного напряжения к напряжению внутри жидкости.

Обозначим перемещающую силу, приходящуюся на единицу поверхности соприкосновения двух смежных слоев, через  $F$ , приращение скорости через  $dv$ , расстояние между слоями через  $dy$ , коэффициент пропорциональности через  $\mu$ .

Отношение  $dv/dy$  называется градиентом скорости; при  $dv/dy=1$   $\mu = F$ , т. е. коэффициент пропорциональности равняется перемещающей силе  $F$ .

Коэффициент  $\mu$ , называется коэффициентом внутреннего трения или абсолютной вязкостью. За единицу абсолютной вязкости принимают вязкость такой жидкости, два слоя которой площадью каждый  $1 \text{ м}^2$ , отстоящих один от другого на  $1 \text{ м}$ , под действием касательной (сдвигающей) силы в  $1 \text{ Па}$  перемещаются со скоростью  $1 \text{ м/с}$ .

• Символы

$$\mu_o, \mu_g, \mu_w$$

• Единицы измерения – сантипуаз (сПз, сР),  $\text{мПа} \cdot \text{с}$

• Источник – лабораторные данные, корреляции

• Диапазон и типичные значения

-  $0.25 - 10,000 \text{ сР}$ , нелетучая нефть

-  $0.5 - 1.0 \text{ сР}$ , вода

-  $0.012 - 0.035 \text{ сР}$ , газ



# Объемный коэффициент



- это объем флюида в пластовых условиях, необходимый для образования единицы объема флюида в поверхностных условиях ( $B_o$ ,  $B_g$ ,  $B_w$ ).

$$B_o = \frac{V_{пл}}{V_{пов}}$$

Единицы измерения – м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

Источник – лабораторные данные, корреляции

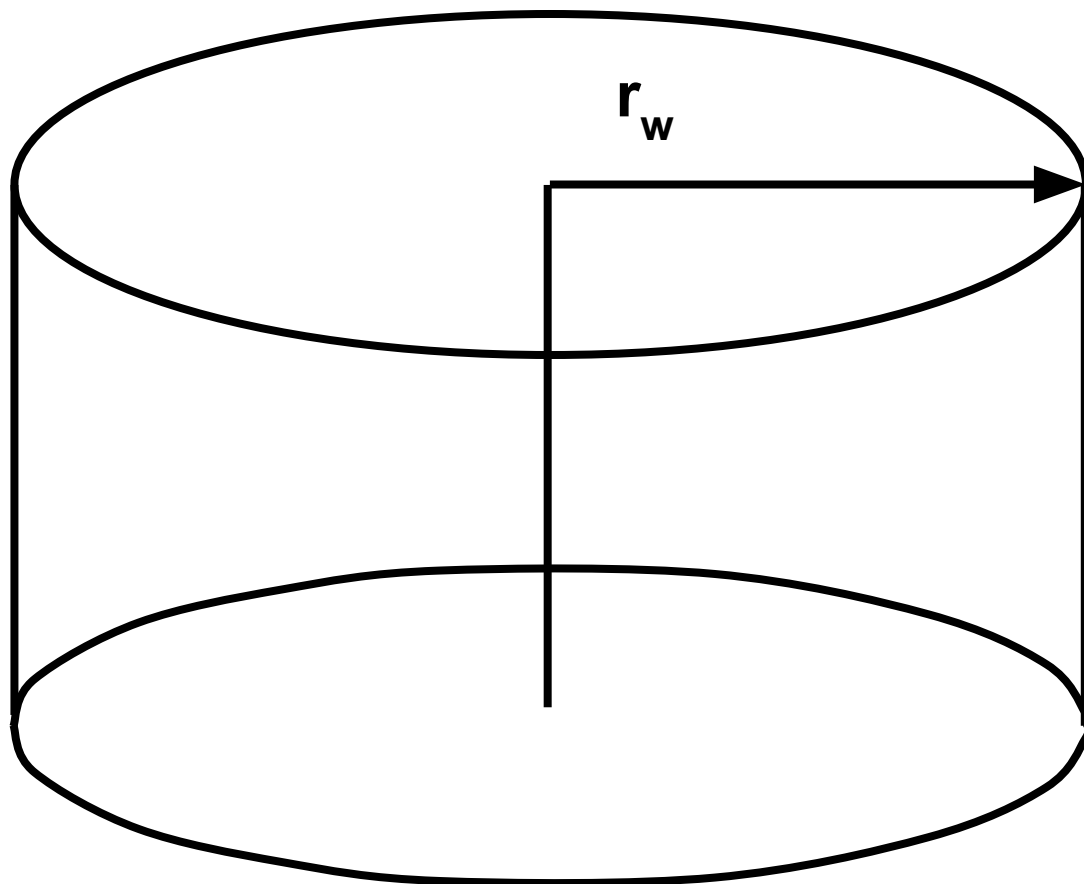


- **Объемный коэффициент** - это объем флюида в пластовых условиях, необходимый для образования единицы объема флюида в поверхностных условиях.
- Символ –  $V_o, V_g, V_w$
- Единицы измерения –  $m^3/m^3$
- Источник – лабораторные данные, корреляции
- Диапазон и типичные значения
  - Нефть
    - 1 – 2  $m^3/m^3$ , нелетучая нефть
    - 2 – 4  $m^3/m^3$ , летучая нефть
  - Вода
    - 1 – 1.1  $m^3/m^3$
- Когда нефть попадает на поверхность, происходит следующее:
  1. Потеря массы – газ переходит из растворенного состояния в свободное
  2. Снижение температуры – от пластовой температуры до поверхностной
  3. Расширение – давление падает от пластового до атмосферного



# Радиус ствола скважины

– это размер скважины ( $r_w$ ).



Единицы измерения - м.

Источник - диаметр долота / 2 , кавернограмма

# 18.41 – пересчетный коэффициент



$$1/18.41 = 0.054318305$$

$$\begin{aligned} & 2 * \pi \{3.141593\} * \\ & * 10^{-3} \{\text{перевод_проницаемости\_из\_Д\_в\_мД}\} / \\ & / 10^3 \{\text{перевод\_вязкости\_из\_Па*с\_в\_мПа*с}\} * \\ & * 10^{-1} \{\text{перевод\_давления\_из\_МПа\_в\_атм}\} * \\ & * 86400 \{\text{перевод\_времени\_из\_сек\_в\_сут}\} = \\ & = 0.054286721 \end{aligned}$$

**кроме того, можно учесть, что**

**1 атм = 101325 Па (а не  $10^5$ ) и**

**1 Д = 1,02 мкм<sup>2</sup> (а не 1)**

Закон Дарси является одним из самых главных уравнений в разработке месторождений. 

Пример 1: Определение дебита скважины ( $q_o$ ) по закону Дарси.

данные по скважине		
$Kh$	$Kh$	100
пластовое давление (атм)	$P_r$	250
забойное давление (атм)	$P_{wf}$	50
радиус дренирования (м)	$r_e$	500
радиус скважины (м)	$r_w$	0,108
вязкость нефти (сПз)	$\mu_o$	1,01
объёмный к-т (мЗ/мЗ)	$B_o$	1,228
Скин	$S$	0

$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{18.41\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100 * (250 - 50)}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[ \ln\left(\frac{500}{0.108}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 114$$

$q_o = 114 \text{ м}^3/\text{сут.}$

## Пример 2: Влияние компонентов уравнения Дарси на дебит.



### Влияние величины Kh:

данные по скважине				
K*h	Kh	100	75	50
пластовое давление (атм)	$P_r$	250	250	250
збойное давление (атм)	$P_{wf}$	50	50	50
радиус дренирования (м)	$r_e$	500	500	500
радиус скважины (м)	$r_w$	0,108	0,108	0,108
вязкость нефти (сПз)	$\mu_o$	1,01	1,01	1,01
объёмный к-т ( $m^3/m^3$ )	$B_o$	1,228	1,228	1,228
Скин	S	0	0	0
дебит нефти ( $m^3/сут$ )	$q_o$	114	85	57
изменение дебита %			-25	-50

Уменьшение в два раза значения Kh снижает дебит на 50% (при данных условиях).

## Пример 2: Влияние компонентов уравнения Дарси на дебит.



### Влияние депрессии ( $P_r - P_{wf}$ ):

данные по скважине				
$K \cdot h$	$Kh$	100	100	100
пластовое давление (атм)	$P_r$	250	250	250
забойное давление (атм)	$P_{wf}$	50	100	200
радиус дренирования (м)	$r_e$	500	500	500
радиус скважины (м)	$r_w$	0,108	0,108	0,108
вязкость нефти (сПз)	$\mu_o$	1,01	1,01	1,01
объёмный к-т ( $m^3/m^3$ )	$B_o$	1,228	1,228	1,228
Скин	$S$	0	0	0
дебит нефти ( $m^3/сут$ )	$q_o$	114	85	28
изменение дебита %			-25	-75

~~Закон Дарси связывает дебит с депрессией и применяется при~~  
принятии решений по стимуляции (оптимизации) скважин.  
С увеличением депрессии (уменьшением забойного  
давления  $P_{wf}$ ) дебит увеличивается.

## Пример 2: Влияние компонентов уравнения Дарси на дебит.



### Влияние радиуса контура питания ( $r_e$ ):

данные по скважине				
$K \cdot h$	$Kh$	100	100	100
пластовое давление (атм)	$P_r$	250	250	250
забойное давление (атм)	$P_{wf}$	50	50	50
радиус дренирования (м)	$r_e$	500	350	250
радиус скважины (м)	$r_w$	0,108	0,108	0,108
вязкость нефти (сПз)	$\mu_o$	1,01	1,01	1,01
объёмный к-т ( $m^3/m^3$ )	$B_o$	1,228	1,228	1,228
Скин	$S$	0	0	0
дебит нефти ( $m^3/сут$ )	$q_o$	114	120	125
изменение дебита %			5	10

Уменьшение в два раза радиуса дренирования ( $r_e$ ) увеличивает дебит всего на 10%. Т.е. радиус (площадь) контура питания не оказывает большого влияния на дебит. Но площадь (радиус) контура питания имеет огромное влияние на величину накопленной добычи скважины.



## Пример 2: Влияние компонентов уравнения Дарси на дебит.



### Влияние вязкости нефти ( $\mu_o$ ):

данные по скважине				
К*h	Kh	100	100	100
пластовое давление (атм)	$P_r$	250	250	250
забойное давление (атм)	$P_{wf}$	50	50	50
радиус дренирования (м)	$r_e$	500	500	500
радиус скважины (м)	$r_w$	0,108	0,108	0,108
вязкость нефти (сПз)	$\mu_o$	1,01	1,515	2,02
объёмный к-т ( $m^3/m^3$ )	$B_o$	1,228	1,228	1,228
Скин	S	0	0	0
дебит нефти ( $m^3/сут$ )	$q_o$	114	76	57
изменение дебита %			-33	-50

Увеличение в два раза значения вязкости ( $\mu_o$ ) снижает дебит на 50%.

## Пример 2: Влияние компонентов уравнения Дарси на дебит.



### Влияние скин эффекта (S):

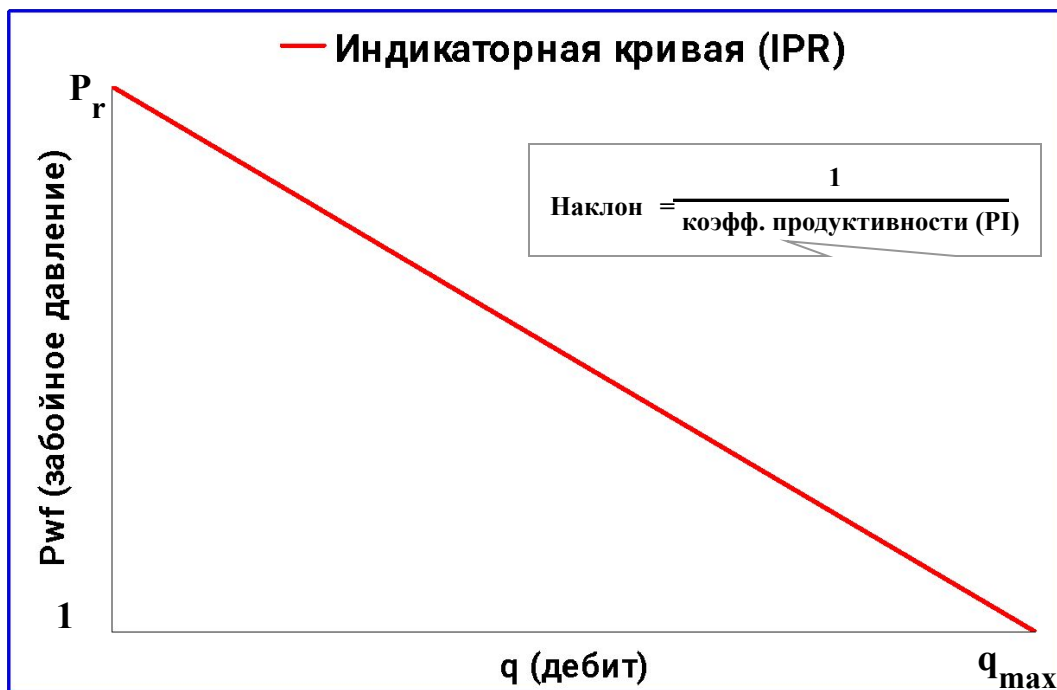
данные по скважине				
K*h	Kh	100	100	100
пластовое давление (атм)	$P_r$	250	250	250
забойное давление (атм)	$P_{wf}$	50	50	50
радиус дренирования (м)	$r_e$	500	500	500
радиус скважины (м)	$r_w$	0,108	0,108	0,108
вязкость нефти (сПз)	$\mu_o$	1,01	1,01	1,01
объёмный к-т ( $m^3/m^3$ )	$B_o$	1,228	1,228	1,228
Скин	S	0	10	-4,5
дебит нефти ( $m^3/сут$ )	$q_o$	114	50	275
изменение дебита %			-57	141

Увеличение скин эффекта с 0 до 10 приводит к снижению дебита примерно в два раза, снижение скина с 0 до -4,5 (ГРП) увеличивает дебит на 141% (при данных условиях).



# Индикаторная кривая

Соотношение забойного давления с дебитом (индикаторная кривая / IPR), основанное на законе Дарси, является прямой линией (для нефтяной скважины).



(IPR – Inflow Performance Relationship)

IPR определена на отрезке между средним пластовым давлением ( $P_r$ ) и атмосферным давлением ( $P_{\text{атм}}$ ). Производительность, соответствующая атмосферному давлению на забое – это максимально возможный теоретический дебит скважины ( $q_{\max}$ ). Дебит при забойном давлении, равном среднему пластовому давлению, равен нулю.



# Коэффициент продуктивности

Коэффициент продуктивности ( $\kappa_{\text{ПРОД}}$ , PI) – абсолютное значение наклона индикаторной кривой (IPR).

$$PI_{oil} = \frac{q_o}{(\bar{P}_r - P_{wf})} = \frac{Kh}{18.41\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]}$$

Используя коэффициент продуктивности можно рассчитать дебит.

$$q_{oil} = PI_{oil} (\bar{P}_r - P_{wf})$$

(PI – Productivity Index)



### Пример 3: Построение индикаторной кривой (IPR).

- 1) Рассчитать максимальный теоретический дебит ( $q_{o \max}$ ).
- 2) Построить индикаторную кривую (IPR).
- 3) Определить коэффициент продуктивности (PI).

<b>данные по скважине</b>		
<b>K*h</b>	<b>Kh</b>	<b>100</b>
<b>пластовое давление (атм)</b>	<b>P<sub>r</sub></b>	<b>250</b>
<b>радиус дренирования (м)</b>	<b>r<sub>e</sub></b>	<b>500</b>
<b>радиус скважины (м)</b>	<b>r<sub>w</sub></b>	<b>0,108</b>
<b>вязкость нефти (сПз)</b>	<b>μ<sub>o</sub></b>	<b>1</b>
<b>объёмный к-т (м3/м3)</b>	<b>B<sub>o</sub></b>	<b>1,228</b>
<b>Скин</b>	<b>S</b>	<b>0</b>

# Решение примера 3: Построение индикаторной кривой (IPR).

$$1) \quad q_{o(\max)} = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf(=0)})}{18.41\mu_0 B_0 \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100 * (250 - 0)}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[ \ln\left(\frac{500}{0.108}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 142$$



$$3) \quad PI_{oil} = \frac{q_o}{(\bar{P}_r - P_{wf})} = \frac{Kh}{18.41\mu_0 B_0 \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[ \ln\left(\frac{500}{0.108}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 0.57$$



## Упражнение 1: Закон Дарси, индикаторная кривая.

*Скважина работает со следующими параметрами:*

$$Q_o = 64 \text{ м}^3/\text{сут} \quad q_w = 0 \text{ м}^3/\text{сут} \quad P_{wf} = 103 \text{ атм} \quad P_r = 200 \text{ атм}$$

$$\mu_o = 1.36 \text{ сПз} \quad B_o = 1.2 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad r_e = 500 \text{ м} \quad r_w = 0.108 \text{ м} \quad S=0$$

*Данная скважина рассматривается как кандидат на снижение забойного давления и проведение ГРП.*

*По скважине нужно :*

- 1) Рассчитать Kh*
- 2) Рассчитать максимальный теоретический дебит ( $q_{o \max}$ )*
- 3) Построить индикаторную кривую (IPR)*
- 4) Определить коэффициент продуктивности (PI)*
- 5) Рассчитать потенциальный дебит при забойном давлении 50 атм, до проведения ГРП при  $S=0$*
- 6) Рассчитать потенциальный дебит при забойном давлении 50 атм, после проведения ГРП при  $S= - 4.8$*



## Многофазный поток: поправка Вогеля (Vogel)

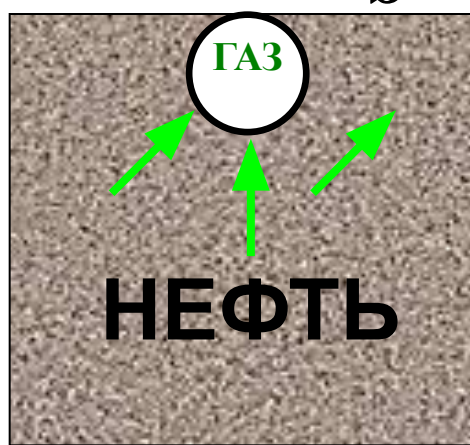
Когда давление падает ниже давления насыщения, из нефти выделяется газ.

Давление, при котором выделяется первый пузырек газа, называется давлением насыщения ( $P_b$ ).

$$P > P_b$$



$$P = P_b$$



$$P < P_b$$





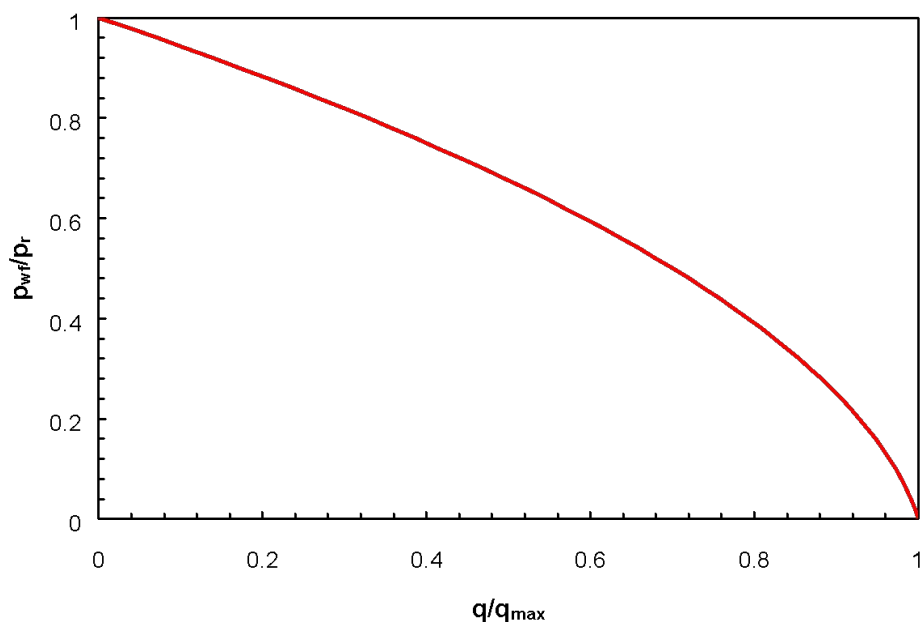


Вогель смоделировал производительность огромного количества скважин с пластовым давлением ниже давления насыщения ( $P_b$ ), и построил график зависимости  $P_{wf}/P_r$  и  $q_o/q_{max}$ .

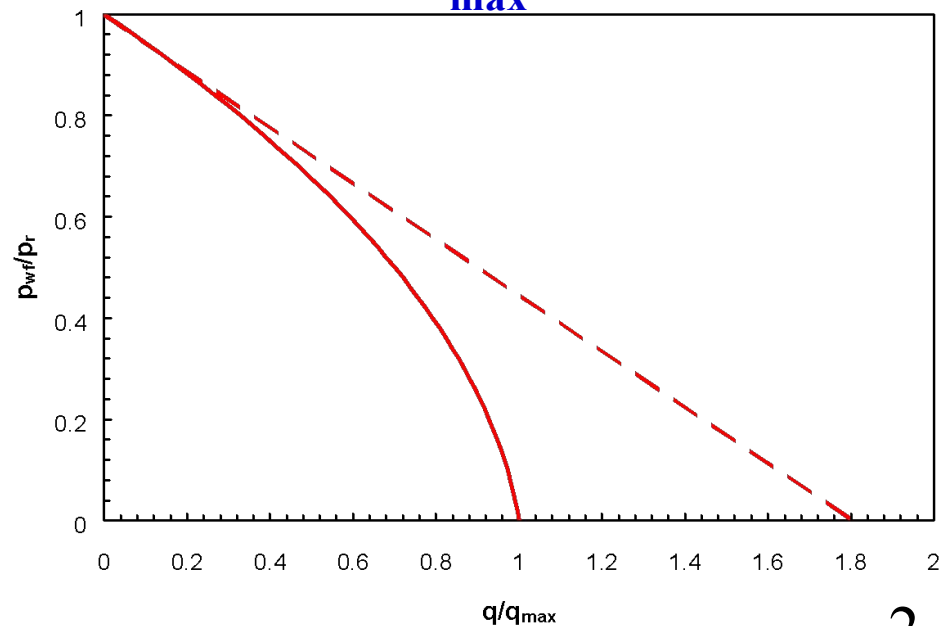
$q_{max}$  определяется как теоретически максимально возможный дебит, при  $P_{wf} = 0$ .

Вогель представил на графике данные, используя следующие безразмерные переменные:  $\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}$  и  $\frac{q}{q_{max}}$

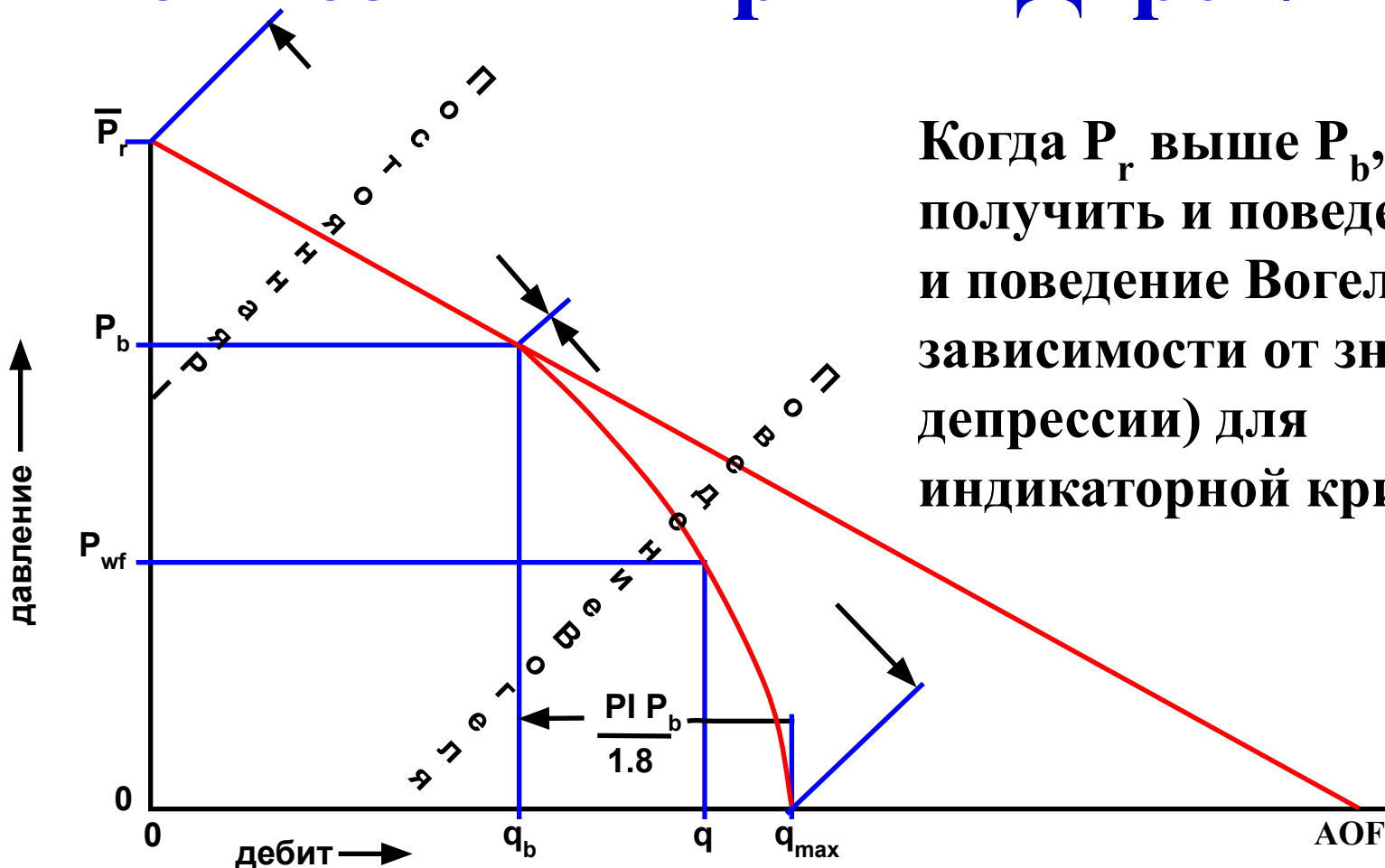
Кривая Вогеля



Расчет  $q_{max}$  по Вогелю



# Композитная кривая Дарси/Вогеля



Когда  $P_r$  выше  $P_b$ , мы можем получить и поведение Дарси и поведение Вогеля (в зависимости от значения депрессии) для индикаторной кривой.

Математическое отношение  $q_{max}$  Вогеля и абсолютного потенциального дебита Дарси (AOF):

$$q_{max} = q_b + \frac{PI \times P_b}{1.8}$$



# Построение индикаторной кривой Вогеля,

пластовое давление выше или равно давлению насыщения

1.  $\bar{P}_r > P_b$   $P_{wf} \geq P_b$

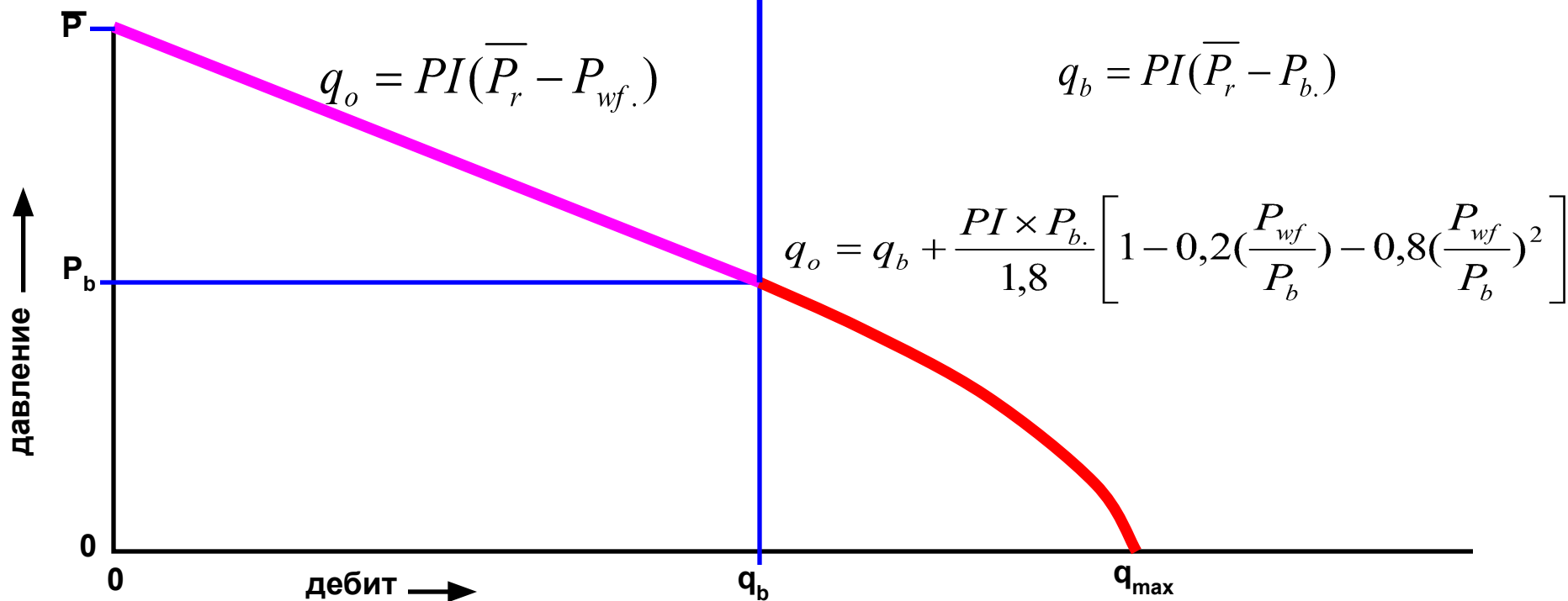
$$PI = \frac{q_o}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

2.  $\bar{P}_r \geq P_b$   $P_{wf} < P_b$

$$PI = \frac{q_o}{\bar{P}_r - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]}$$

$$q_o = PI(\bar{P}_r - P_{wf}.)$$

$$q_b = PI(\bar{P}_r - P_b.)$$



# Построение индикаторной кривой Вогеля,



пластовое давление ниже давления насыщения

$$3. \bar{P}_r < P_b,$$

В этом случае  $PI$  надо считать по параметрам пласта, так как  $q_b = 0$ , то

$$q_{o_{\max}} = \frac{PI \cdot \bar{P}}{1,8}$$

и затем строится индикаторная кривая.

$$q_o = q_{o_{\max}} \cdot \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right]$$



# Отношение Вогеля для притока,

пластовое давление ниже давления насыщения,

$$P_r < P_b:$$

$$\frac{q_o}{(q_o)_{\max}} = 1 - 0.2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Для сравнения, индикаторная кривая в виде прямой задается следующим уравнением:

$$\frac{q_o}{(q_o)_{\max}} = \frac{PI(\bar{P}_r - P_{wf})}{PI(\bar{P}_r - 0)} = 1 - \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)$$



# Многофазный поток: поправка Вогеля, пластовое давление ниже давления насыщения

## • Процедура:

- 1) Значения  $P_r$ ,  $P_{wf}$  и  $q_o$  по исследованиям
- 2) Подсчитать  $(q_o)_{\max}$
- 3) Спрогнозировать добычу нефти при различных перепадах давления и показателях  $P_{wf}$

## • Пример:

*Скважина добывает 30 м<sup>3</sup>/сут нефти при  $P_{wf} = 90$  атм. Давление пласта  $P_r = 110$  атм. Давление насыщения  $P_b = 120$  атм. Найти дебит нефти, если  $P_{wf} = 50$  атм?*

$$\frac{30}{(q_o)_{\max}} = 1 - 0.2 \cdot \left( \frac{90}{110} \right) - 0.8 \cdot \left( \frac{90}{110} \right)^2$$

$$(q_o)_{\max} = 99.7 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (\text{дебит, при } P_{wf} = 0)$$

$$q_o = 99.7 \cdot \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{50}{110} \right) - 0.8 \left( \frac{50}{110} \right)^2 \right] \quad q_o = 74 \text{ м}^3 / \text{сут, при } P_{wf} = 50 \text{ атм}$$



## Пример 4: Построение индикаторной кривой Вогеля, пластовое давление выше давления насыщения.

*Скважина работает со следующими параметрами:*

$$q_o = 64 \text{ м}^3/\text{сут} \quad q_w = 0 \text{ м}^3/\text{сут} \quad P_{wf} = 103 \text{ атм}$$

$$P_r = 200 \text{ атм} \quad S = 0 \quad P_b = 100 \text{ атм}$$

*Построить индикаторную кривую Вогеля для данной скважины*

- 1) Рассчитать PI*
- 2) Рассчитать дебит  $q_b$ , (дебит при  $P_{wf} = P_b = 100 \text{ атм}$ )*
- 3) Рассчитать дебит  $q_o$  : при  $P_{wf} = 90, 80, 70, 60, 50, 40, 30, 20, 10, 0 \text{ атм}$*

*По рассчитанным значениям  $q_o$  построить индикаторную кривую Вогеля*



# Пример 4 (решение): Построение индикаторной кривой Вогеля.

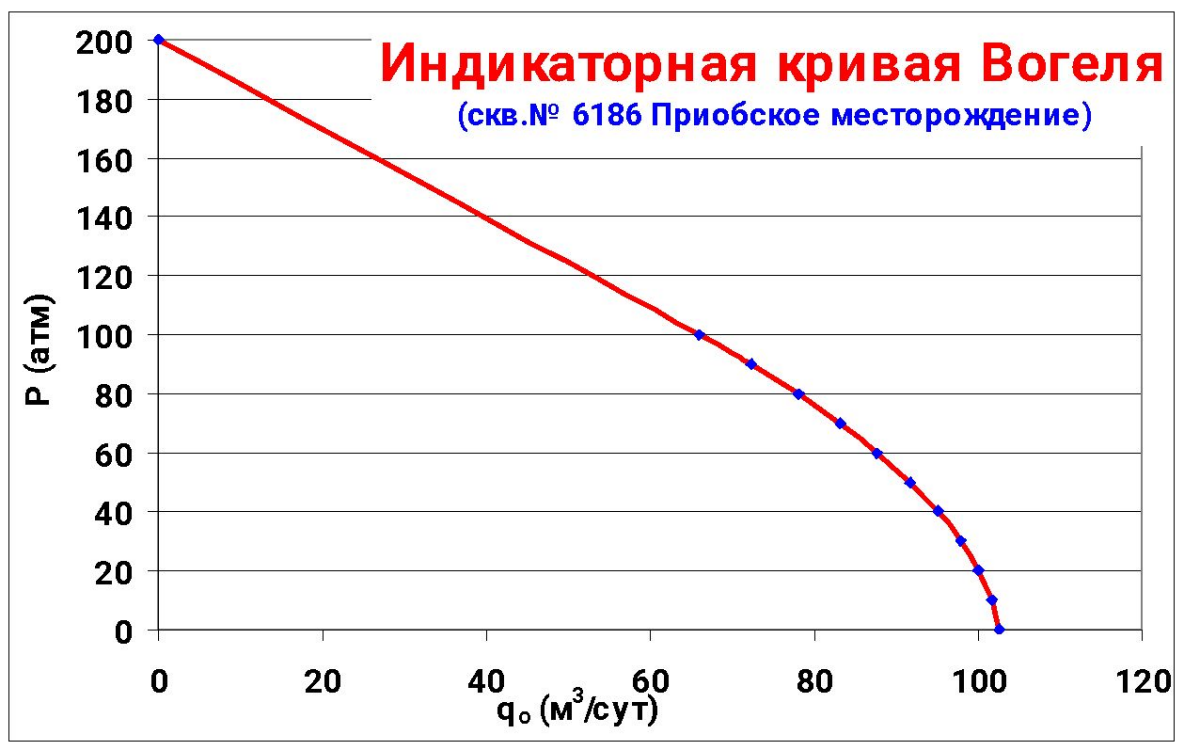
1)  $PI = \frac{q_o}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{64}{(200 - 103)} \quad PI = 0.66$

2)  $q_b = PI(\bar{P} - P_b) = 0.66 \cdot (200 - 100) \quad q_b = 66 \text{ м}^3/\text{сут}$

3)  $q_o \text{ при } P_{wf}$

$$q_o = q_b + \frac{PI \times P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

72	90
78	80
83	70
88	60
92	50
95	40
98	30
100	20
102	10
103	0
<i>м<sup>3</sup>/сут</i>	<i>атм</i>







## Упражнение 2: Построение индикаторной кривой Вогеля.

*Скважина работает со следующими параметрами:*

$$\begin{array}{lll} q_o = 80 \text{ м}^3/\text{сут} & q_w = 0 \text{ м}^3/\text{сут} & P_{wf} = 110 \text{ атм} \\ P_r = 200 \text{ атм} & S = 0 & P_b = 100 \text{ атм} \end{array}$$

*Рассчитать коэффициент продуктивности,  
построить индикаторную кривую для данной  
скважины, используя поправку Вогеля.*



# Расчет производительности скважины с использованием безразмерного коэффициента продуктивности - $J_d$

$$q = \frac{T * \Delta P * J_d}{21} \quad \text{(т/сут)}$$

$$T = \frac{Kh}{\mu * B}$$

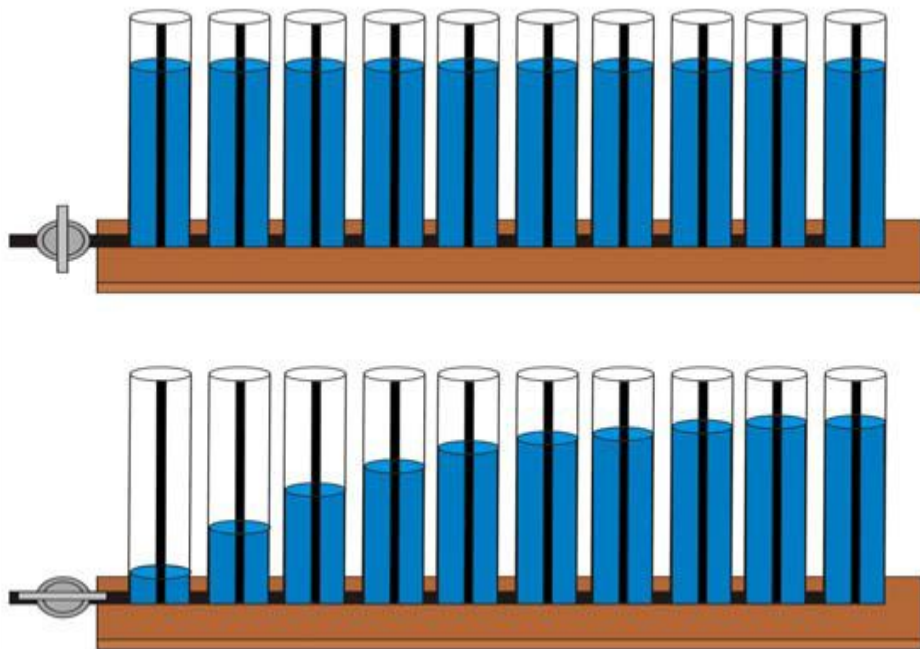
$$J_d = \frac{1}{P_d} = \frac{1}{\left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]}$$

$$P_d = \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]$$

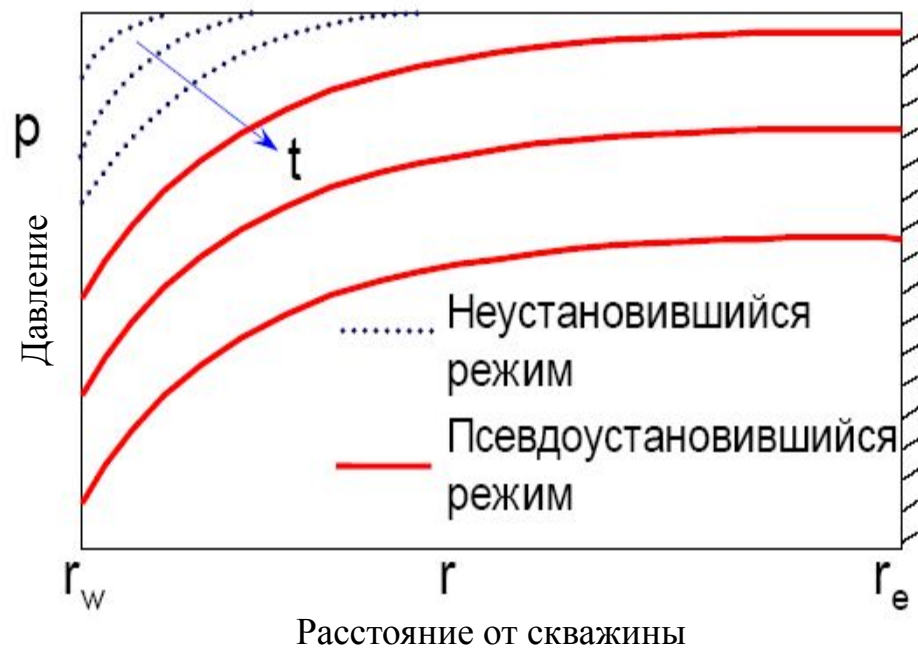


# Режимы притока

## Линейная модель коллектора

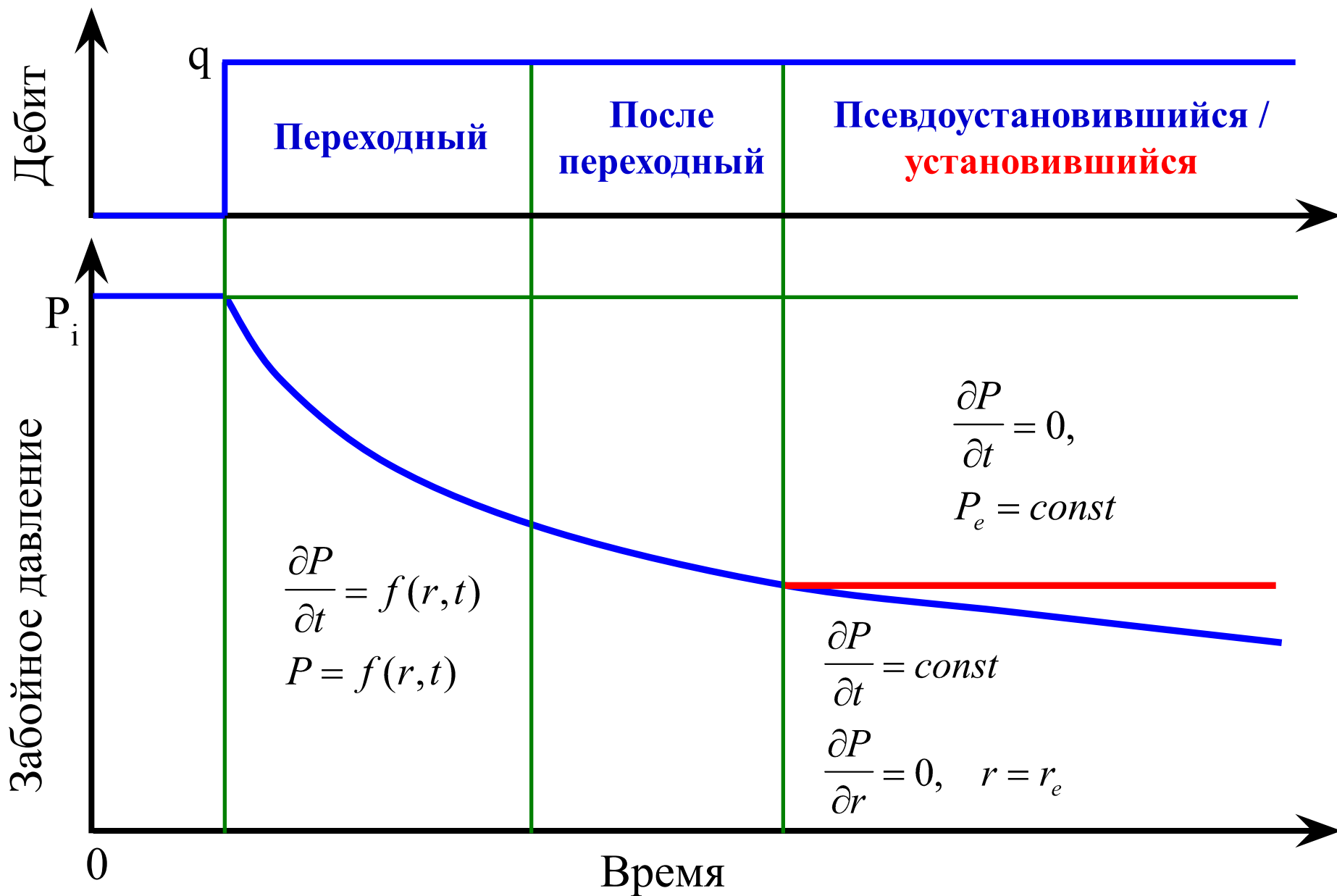


## Профиль давления





# Режимы притока



# Уравнения для различных режимов притока



**Неустановившийся:**

$$q_o = \frac{Kh(P_i - P_{wf})}{18.41\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{kt}{\phi\mu C_t (r_w)^2} \right) \right]}$$

**Псевдоустановившийся:**

$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{18.41\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]}$$

**Установившийся:**

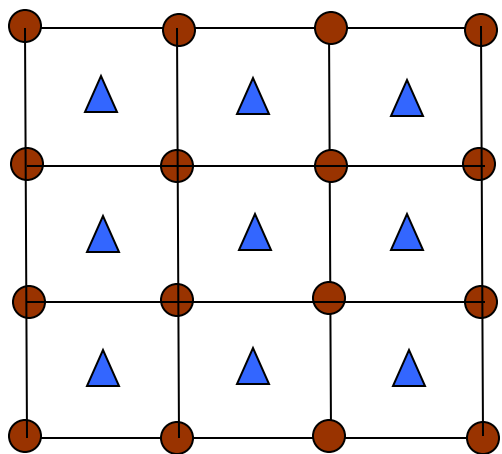
$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{18.41\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 + S \right]}$$

# Дополнительные темы

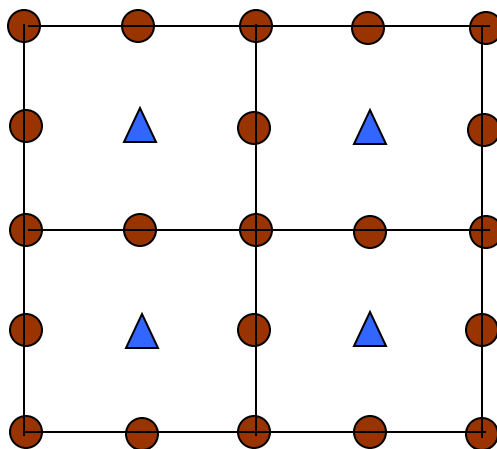


- Системы разработки
- Приемистость  
нагнетательных скважин

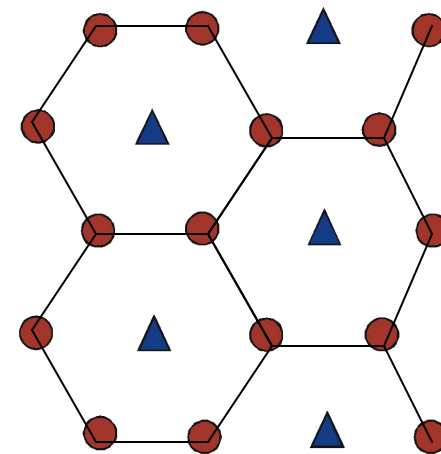
# Основные системы разработки



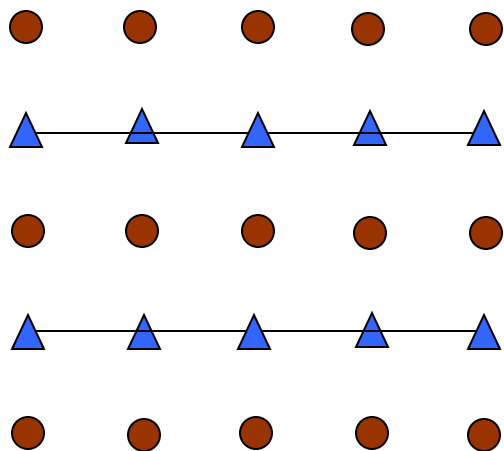
Пятиточечная



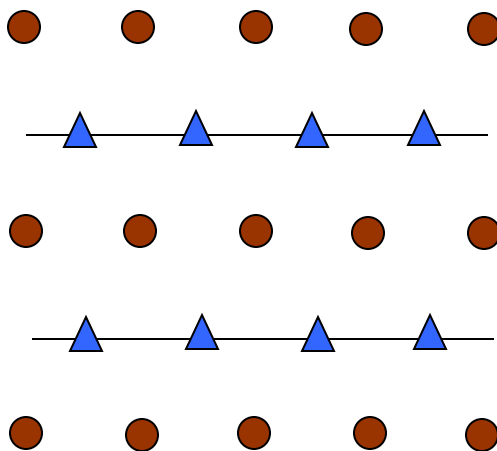
Девятиточечная



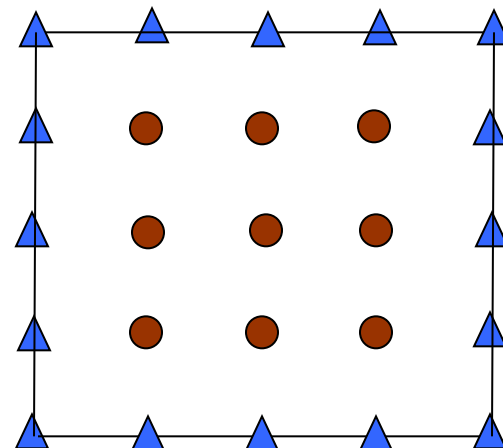
Семиточечная



Лобовая линейная  
рядная

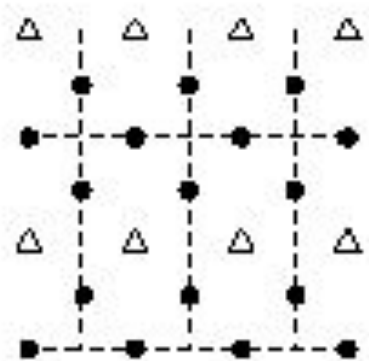


Шахматная  
рядная



Блочная

# Дополнительные модели заводнения



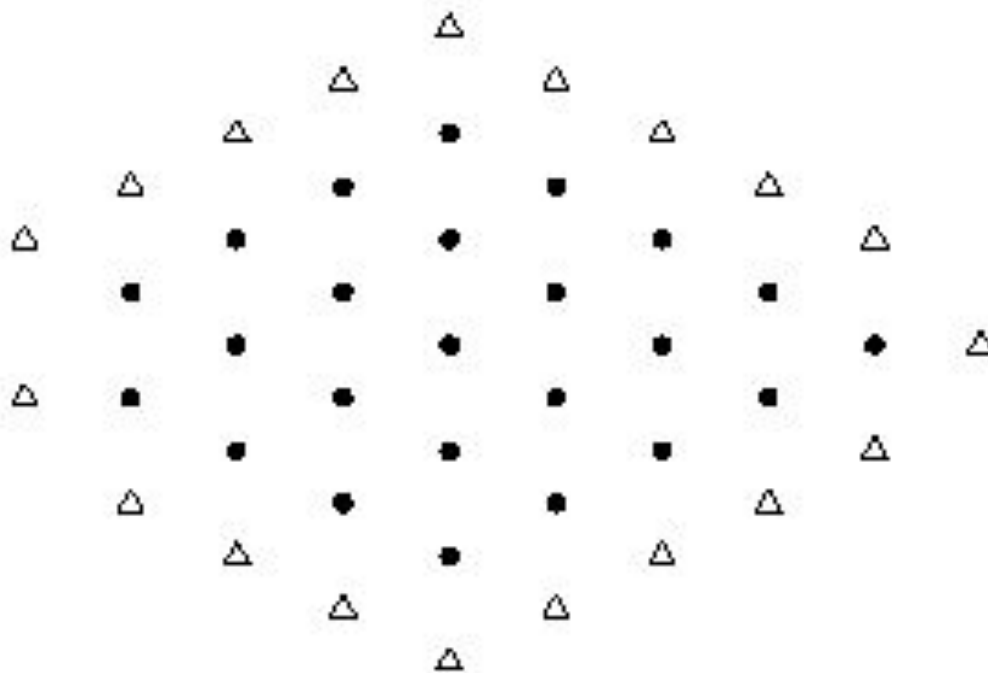
Трехрядная шахматная  
с тремя добывающими рядами  
 $D_c / H_c = 3$



Двухточечная



Трехточечная



Законтурное заводнение

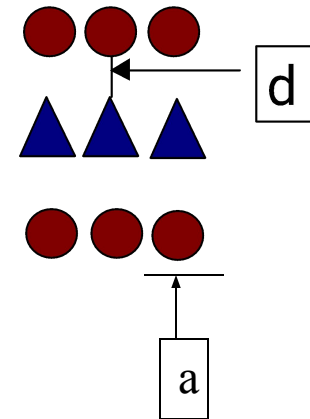


# Оценка приёмистости



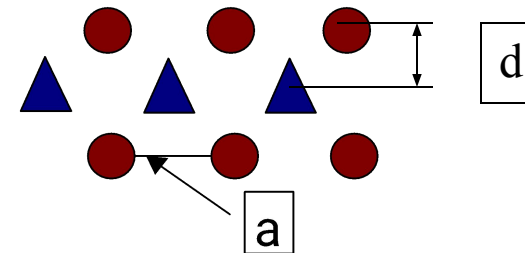
$$i = \frac{2,714E - 04kh(\Delta p)}{\mu \left( \ln \frac{a}{r_w} + 1,571 \frac{d}{a} - 1,838 \right)}$$

Лобовая линейная рядная



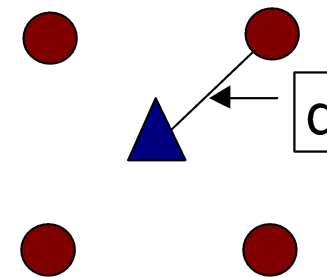
$$i = \frac{2,714E - 04kh(\Delta p)}{\mu \left( \ln \frac{a}{r_w} + 1,571 \frac{d}{a} - 1,838 \right)}$$

Шахматная рядная



$$i = \frac{2,714E - 04kh(\Delta p)}{\mu \left( \ln \frac{d}{r_w} - 0,619 \right)}$$

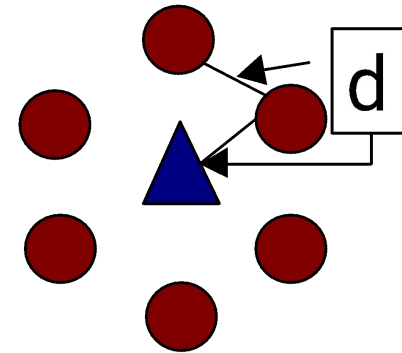
Пятиточечная



# Оценка приёмистости

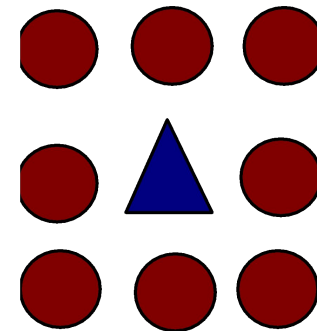


$$i = \frac{3,618E - 04kh(\Delta p)}{\mu \left( \ln \frac{d}{r_w} - 0,569 \right)}$$



Семиточечная

$$i = \frac{2,714E - 04kh(\Delta p)_{i,s}}{\frac{1+R}{2+R} \left( \ln \frac{d}{r_w} - 0,569 \right) \mu}$$



Девятиточечная

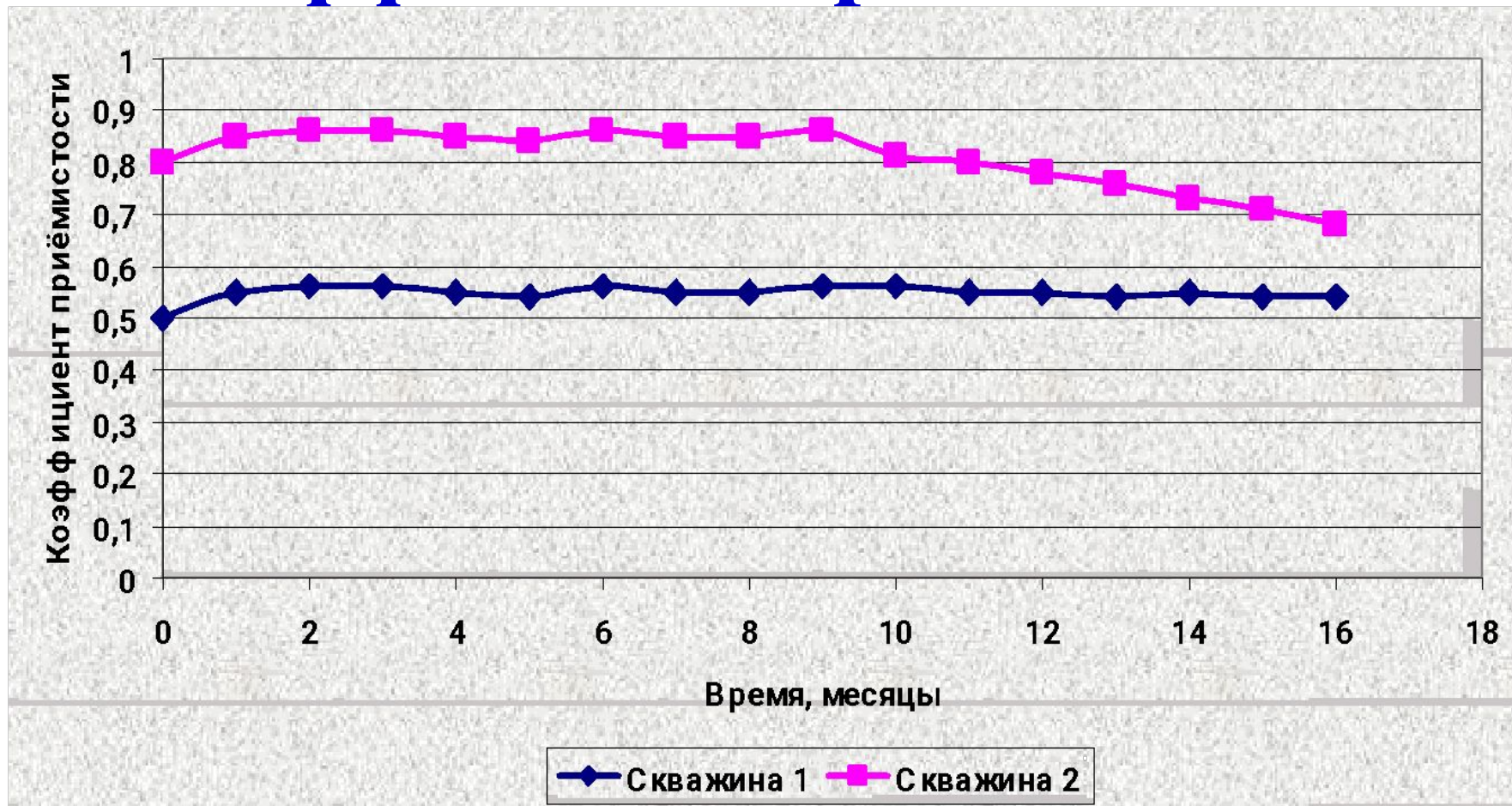
R-отношение дебитов угловой и боковой скважин



**Коэффициент приёмистости**  
– отношение приёмистости ( $i_w$ ) к разнице избыточного давления нагнетания на забое скважины ( $p_{iwf}$ ) и пластового давления ( $p_r$ ).

$$I = \frac{i_w}{(p_{iwf} - p_r)} = \frac{k_w h}{18,41 B_w \mu_w \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]}$$

# Коэффициент приёмистости



**Уменьшение коэффициента приёмистости со временем может сигнализировать о нарушении работы нагнетательной скважины. Наиболее вероятный источник нарушений – увеличение скин-эффекта (S), т.к. по мере нагнетания призабойная зона может быть загрязнена.**

# Удельный коэффициент приёмистости



$$I_s = \frac{i_w}{(P_{iwf} - P_r)h}$$

Удельный коэффициент приёмистости - коэффициент приёмистости, отнесённый к длине интервала перфорации.

# Упражнение 3: Расчет приемистости.



**Рассчитайте удельный коэффициент приёмистости нагнетательной скважины и эффективную проницаемость по воде по следующим данным:**

<b>Приёмистость</b>	<b>200 м<sup>3</sup>/сут</b>
<b>Пластовое давление</b>	<b>180 атм</b>
<b>Забойное давление</b>	<b>290 атм</b>
<b>Интервал перфорации</b>	<b>8 м</b>
<b>Объёмный коэффициент воды</b>	<b>1.01</b>
<b>Вязкость воды</b>	<b>1 сП</b>
<b>Радиус скважины</b>	<b>0.108 м</b>
<b>Расстояние между скважинами</b>	<b>500 м</b>
<b>Скин-фактор</b>	<b>0</b>

**Какое забойное давление необходимо обеспечить, чтобы скважина принимала 300 м<sup>3</sup>/сут?**



# ЦЕЛЬ ЗАВОДНЕНИЯ

## **Зачем заводняют месторождения?**

Месторождения заводняют для того, чтобы увеличить уровень добычи и КИН с целью оптимизации экономических показателей разработки месторождения.



# Пористость

Под пористостью породы понимают наличие в ней пустот (пор). Различают **полную** (общую) и **открытую** пористость.

**Коэффициентом полной пористости** ( $m_n$ ) называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему.

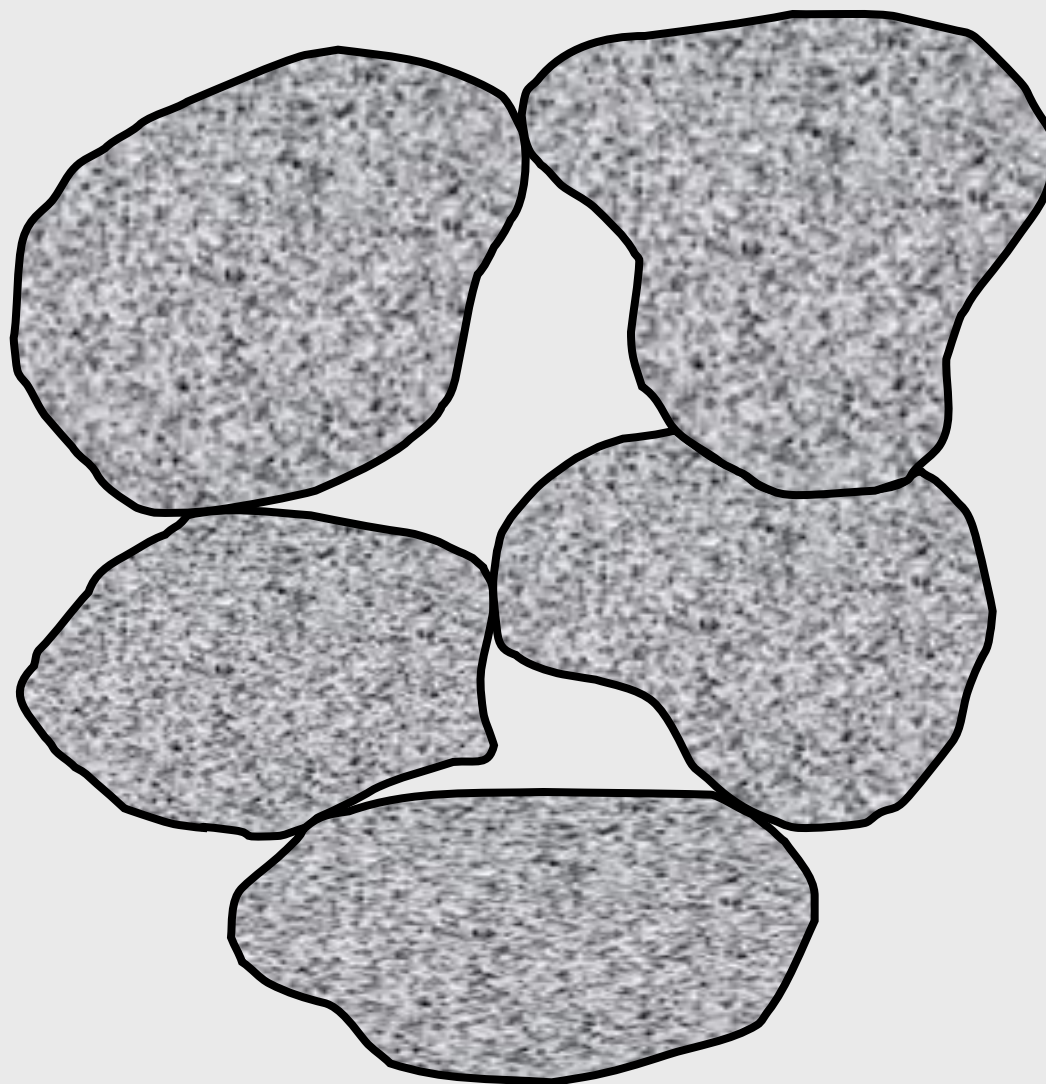
**Коэффициентом открытой пористости** ( $m_o$ ) называется отношение объема открытых, сообщающихся пор в образце породы к объему образца. При проектировании разработки наибольшее практическое значение имеет открытая пористость.

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{зерен}}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_{зерен}}{V_{обр}}$$



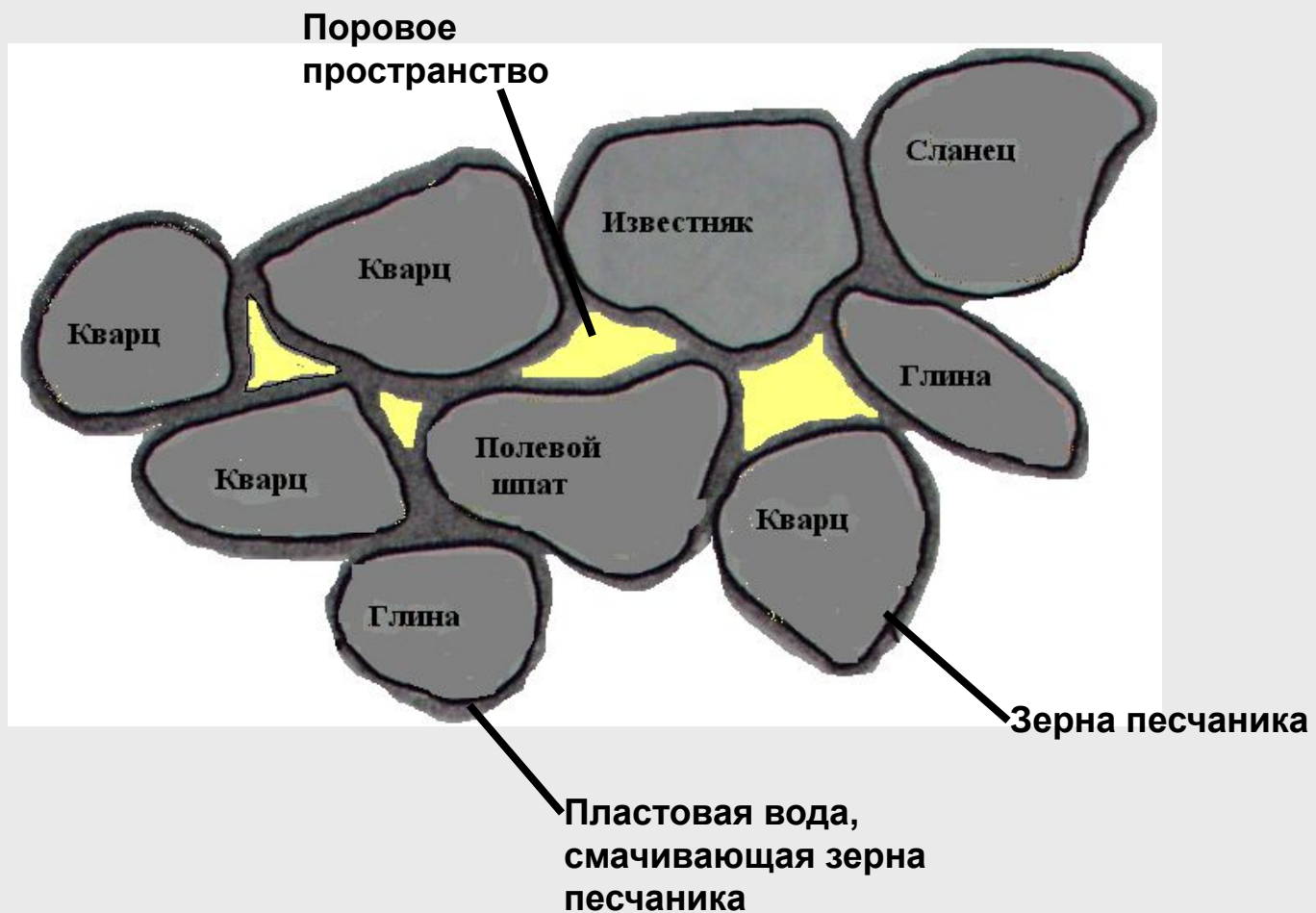


# Пористость



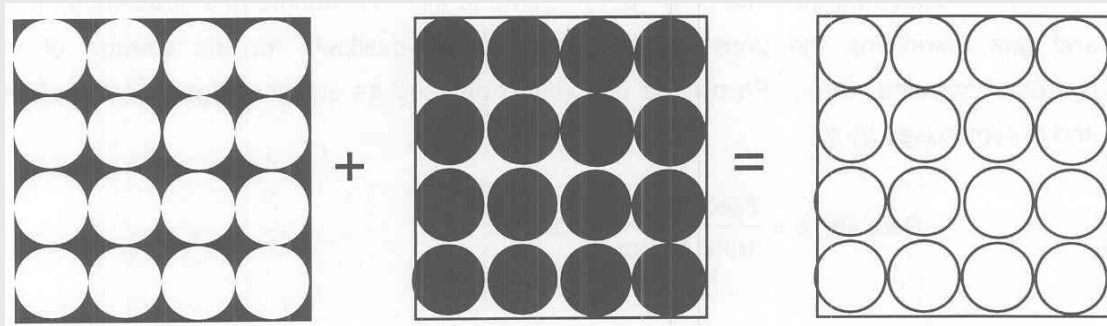


# Пористость





# Пористость



объем пор

объем зерен

общий объем

$$\phi = \frac{\text{Объем пор}}{\text{Общий объем}} \times 100$$

$$\phi = \frac{\text{Общий объем} - \text{Объем зерен}}{\text{Общий объем}} \times 100$$

$$\phi = \frac{\text{Объем пор}}{\text{Объем пор} + \text{Объем зерен}} \times 100$$

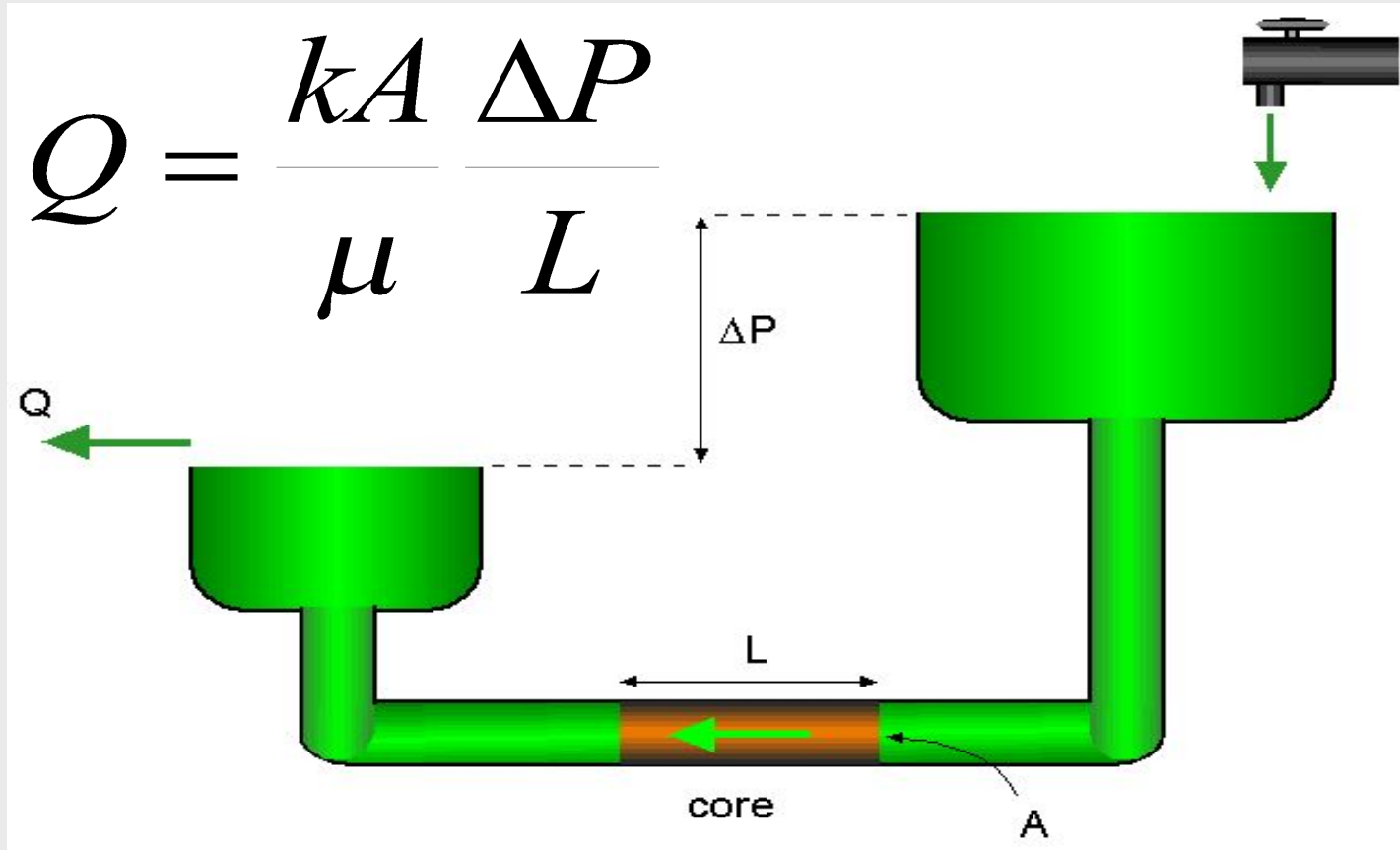


## Диапазон значений пористости

- ✓  $\varphi > 20\%$  - высокопористые породы;
- ✓  $\varphi = 15-20\%$  - повышено-пористые;
- ✓  $\varphi = 10-15\%$  - среднепористые;
- ✓  $\varphi = 5-10\%$  - пониженно-пористые;
- ✓  $\varphi < 5\%$  - низкопористые



# Закон Дарси (линейная фильтрация)



- где  $Q$  — объемный расход жидкости через породу,  $\text{см}^3/\text{с}$ ;  
 $A$  — площадь фильтрации,  $\text{см}^2$ ;  
 $k$  — коэффициент проницаемости породы, Д;  
 $\mu$  — динамическая вязкость жидкости, сП;  
 $\Delta P$  — перепад давлений (атм) на образце длиной  $L$  (см).



# Радиальный приток (формула Дюпюи)

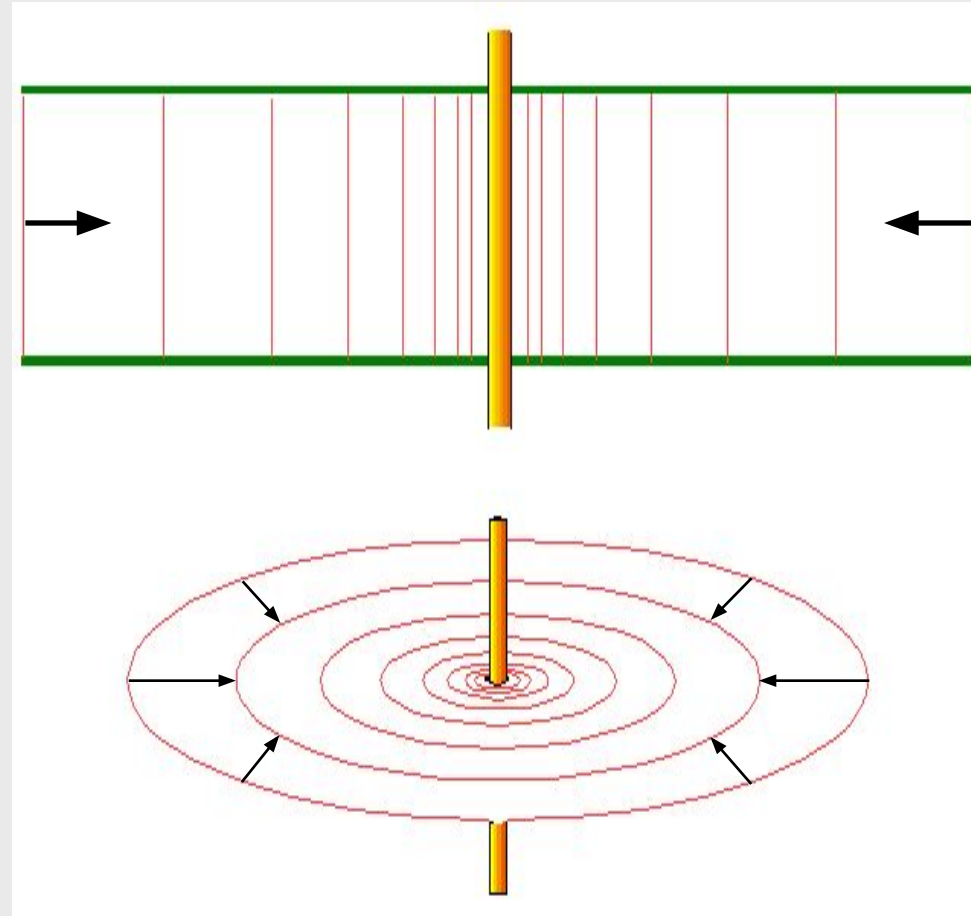
$$Q_{пл} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P}{\ln \frac{R_k}{r_c}}$$

где  $Q_{пл}$  – дебит нефти ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) в  
пластовых условиях;

$\mu$  – вязкость нефти в  
пластовых условиях ( $\text{Па}\cdot\text{с}$ );

$k, h$  – проницаемость ( $\text{м}^2$ ) и  
мощность ( $\text{м}$ ) пласта;

$P$  давление, Па.



# Корреляция Стендинга



Стэндинг скорректировал индикаторную кривую Вогеля для учета Скин эффекта и вывел концепцию фактора эффективности притока – ФЭП (FE).

Если  $P'_{wf}$  - забойное давление неповрежденной скважины ( $S=0$ )

$P_{wf1|S>0}$  - забойное давление поврежденной скважины ( $S>0$ )

$P_{wf2|S<0}$  - забойное давление стимулированной скважины ( $S<0$ ),

тогда

$$FE = \frac{\bar{P} - P'_{wf}}{\bar{P} - P_{wf1|s>0}} \quad - \text{поврежденная скважина (S>0),}$$

$$FE = 1 \quad - \text{неповрежденная скважина (S=0),}$$

$$FE = \frac{\bar{P} - P'_{wf}}{\bar{P} - P_{wf2|s<0}} \quad - \text{стимулированная скважина (S>0).}$$

# Корреляция Стендинга



$$FE = \frac{\bar{P} - P'}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{\sqrt{n(0,472 \frac{r_k}{r_c})}}{\sqrt{n(0,472 \frac{r_k}{r_c})} + S'}$$

Уравнение Вогеля будет

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0,2 \frac{P'_{wf}}{\bar{P}} - 0,8 \left( \frac{P'_{wf}}{\bar{P}} \right)^2$$

$$P'_{wf} = \bar{P} - FE(\bar{P} - P_{wf}) \quad \text{или деля все на } \bar{P},$$

$$\frac{P'_{wf}}{\bar{P}} = 1 - FE + FE \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right).$$

$q_{o_{max}}$  - ЭТО максимальный приток в скважину при

$$FE = 1 \quad \text{или} \quad S' = 0$$



# Корреляция Стендинга



1.  $FE < 1$ .

Подставим  $\frac{P'_{wf}}{P}$  в уравнение Вогеля

$$\frac{q_o}{q_{o_{\max}}} = 1 - 0,2(1 - FE + FE(\frac{P_{wf}}{P})) - 0,8(1 - FE + FE(\frac{P_{wf}}{P}))^2 \quad \text{или}$$

$$\frac{q_o}{q_{o_{\max}}} = 1,8(FE)(1 - \frac{P_{wf}}{P}) - 0,8(FE)^2(1 - \frac{P_{wf}}{P})^2.$$

Это уравнение справедливо при

2.  $FE > 1$

Можно пользоваться зависимостью

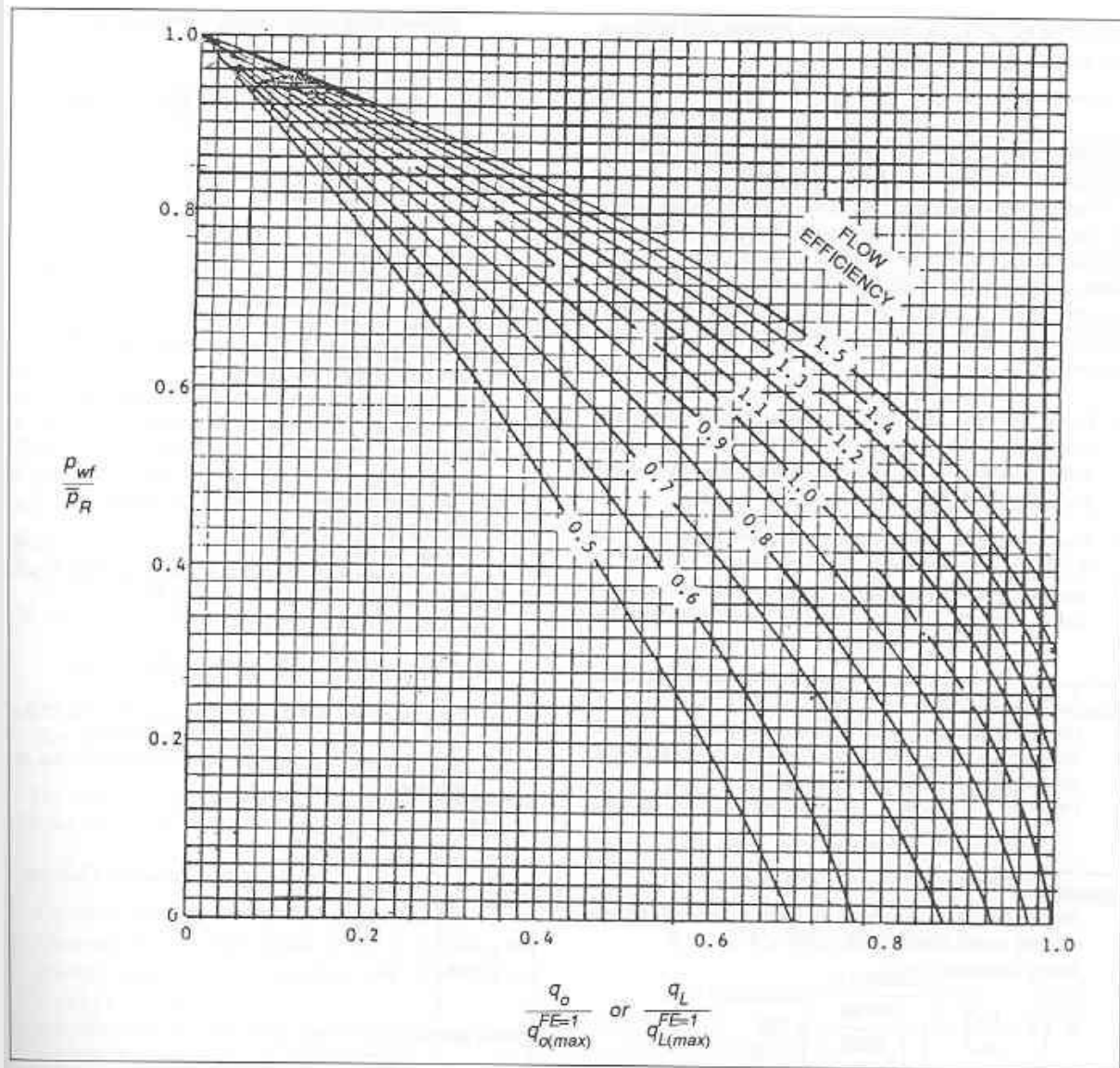
$$\frac{q_o}{q_{o_{\max}}} = 0,624 + 0,376FE.$$

# Индикаторные кривые Вогеля-Стендинга для различных значений ФЭП (FE)



Reservoir Performance

27



# Методика построения индикаторной кривой по уравнению Вогеля – Стендинга (FE#1)



$$1.(\bar{P} > P_b)$$

$$q_o = J(\bar{P} - P_b) + \frac{JP_b}{1,8} \left[ 1,8 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0,8(FE) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2 \right]$$

а) Если исследования скважин проводились при  $P_{wf} \geq P_b$ , то процедура такова:

1) по испытаниям скважины рассчитывают  $J = q/\nabla P$

2) по уравнению  $\textcircled{1}$  строят индикаторную кривую  $P_{wf} < P_b$

для  $P_{wf} > P_b$  по Дарси - прямая.

3) Для значений FE отличных от данных испытания

корректируют  $J$  по формуле  $J_2 = J_1(FE)_2/(FE)_1$

# Методика построения индикаторной кривой

## по уравнению Вогеля – Стендинга (FE#1)

б) Если  $P_{wf} < P_b$

1) По испытаниям скважины считают  $J$  по уравнению 

2) Строят индикаторную кривую по  .

Для других значений  $FE$  снова рассчитывают  $J$  как

$$J_2 = J_1 \frac{(FE)_2}{(FE)_1}$$

# Методика построения индикаторной кривой

## по уравнению Вогеля – Стендинга (FE#1)

2) Если известен  $S$  по исследованию скважины, то рассчитываем

$$FE = \frac{\sum n(0,472 \frac{r_k}{r_c})}{\sum n(0,472 \frac{r_k}{r_c}) + S}$$

или по приближенной формуле  $FE = \frac{7}{7 + S}$  .

# Методика построения индикаторной кривой

## по уравнению Вогеля – Стендинга (FE#1)

3) Если известны по исследованиям скважины  $q_{o1}$  при  $P_{wf1}$  и  $q_{o2}$  при  $P_{wf2}$ , то

$$FE = \frac{2,25[b_1 q_{o2} - b_2 q_{o1}]}{b_1^2 q_{o2} - b_2^2 q_{o1}}$$

где:  $b_1 = 1 - \frac{P_{wf1}}{P}$  и  $b_2 = 1 - \frac{P_{wf2}}{P}$



# Многофазный поток: метод Фетковича

$$v = \frac{q}{A} = \frac{q_{пл}}{h2\pi r} = \frac{q_{нов} B_o}{h2\pi r} = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dP}{dr}$$

$$\frac{q}{2\pi} \int \frac{1}{r} dr = kh \int \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp$$

- **Закон Дарси:**  
(постоянный радиальный поток)

$$q = \frac{2\pi kh}{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)} \int \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp$$

**Интеграл пластового псевдодавления**

- **Феткович**  $\Rightarrow \frac{q}{2\pi kh} \ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right) = \int_{P_{wf}}^{P_b} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dP + \int_{P_b}^{P_k} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dP$

Ниже давления насыщения      Выше давления насыщения  
 $= \int \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dP + \frac{(P_k - P_b)}{\mu_o B_o} k_{ro}$

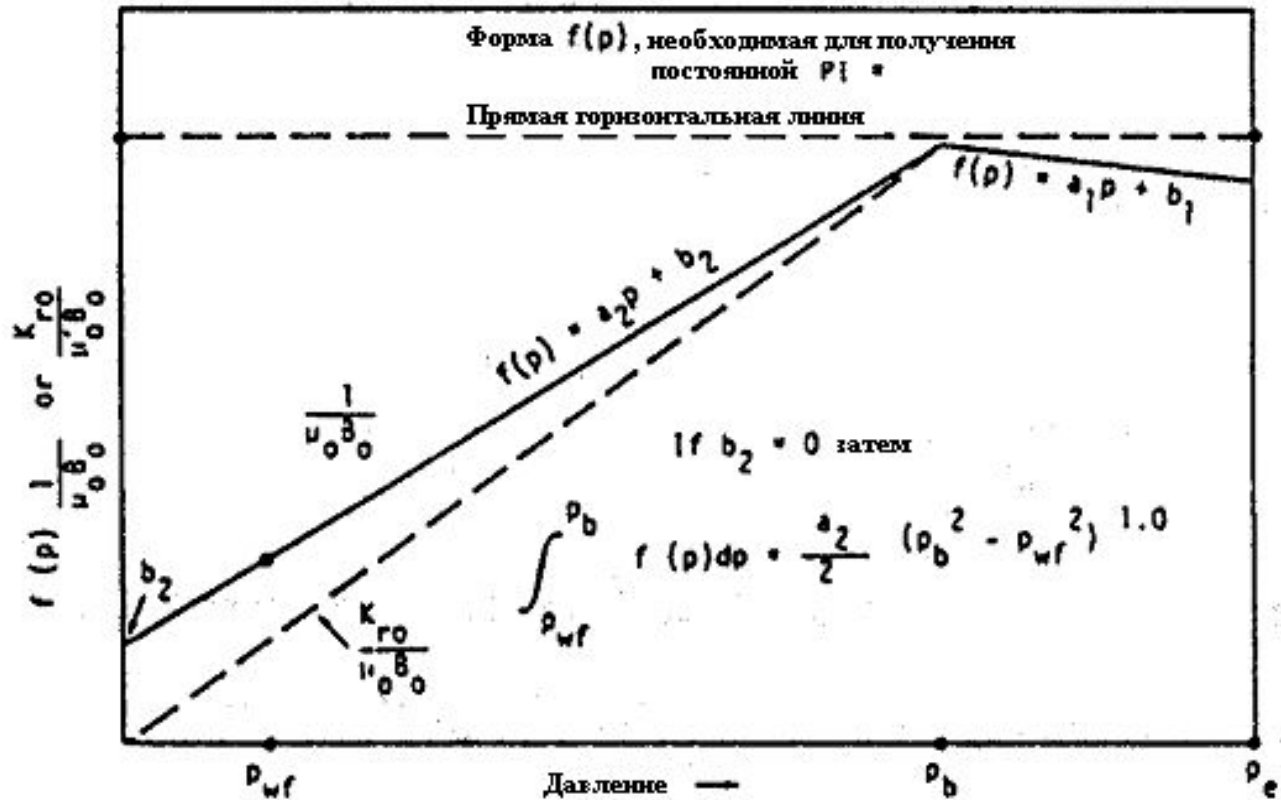
график  $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$  относительно давления ниже  $P_b$ , Феткович заметил, что оно может быть выражено с помощью линейной функции вида  $f(p) = a_2 p + b_2$  и  $b_2$  может быть обоснованно сведена к нулю

$$q = \frac{2\pi kh}{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)} \left[ \frac{a_2}{2} (P_b^2 - P_{wf}^2) + \frac{(P_k - P_b)}{\mu_o B_o} k_{ro} \right]$$

$$\int f(p) dP = \int a_2 P dP = \frac{a_2}{2} [P_b^2 - P_{wf}^2] \quad q = J' (P_b^2 - P_{wf}^2) + J (P_k - P_b)$$



$$q_o = \frac{7.08 Kh}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \int_{p_{wf}}^{p_e} f(p) dp = \frac{7.08 Kh}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \left[ \int_{p_{wf}}^{p_b} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp + \int_{p_b}^{p_e} \frac{1}{\mu_o B_o} dp \right]$$



Для двухфазного  
потока:

Область =  $\int_{p_{wf}}^{p_b} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp$

Для однофазного  
потока :

Область =  $\int_{p_b}^{p_e} \frac{1}{\mu_o B_o} dp$

основная функция давления (по Фетковичу)



# Индикаторная кривая по Фетковичу



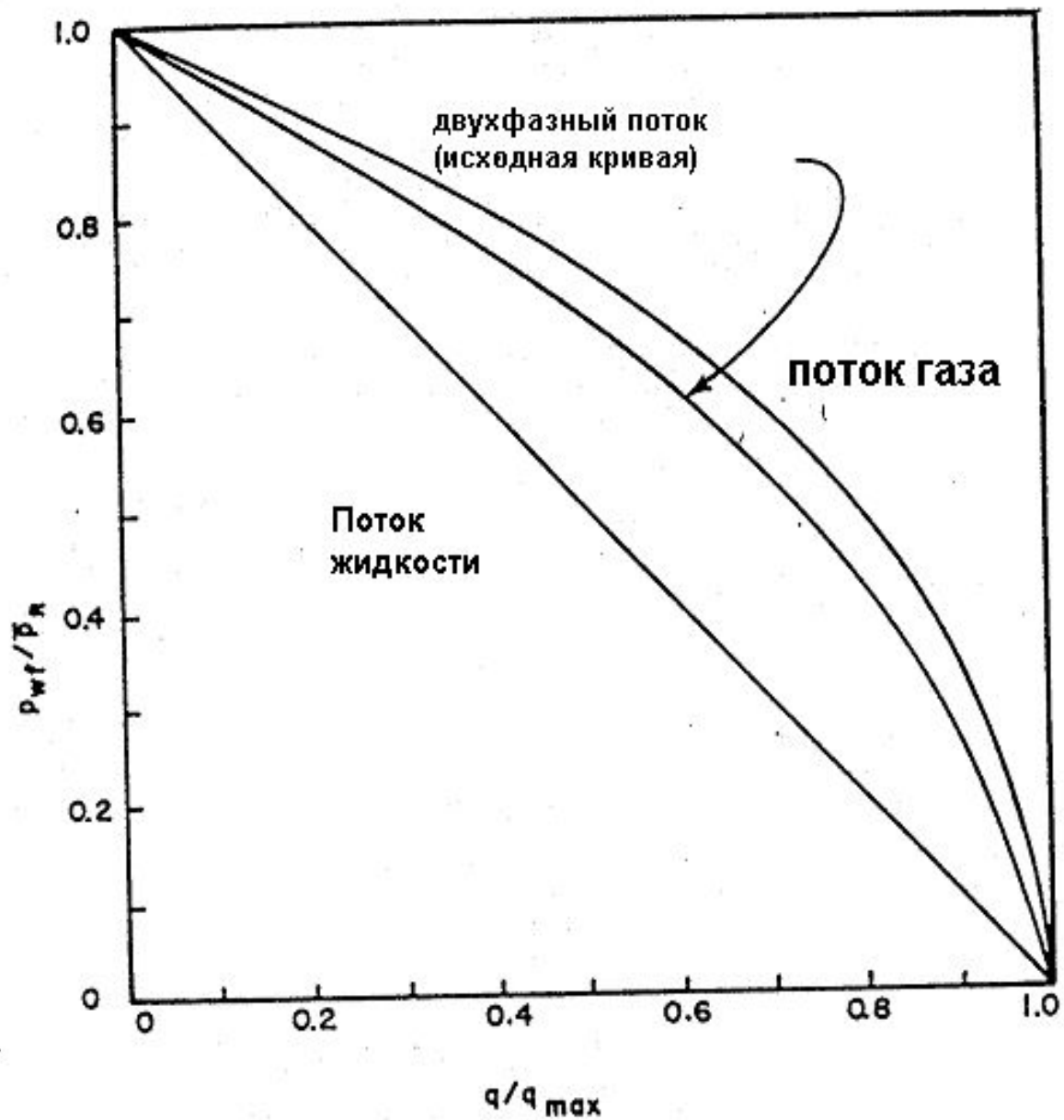
$$q_o = C(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \bar{P} < P_b$$

где:  $C$  - коэффициент потока;

$n$  - показатель, зависящий от характеристик скважин.

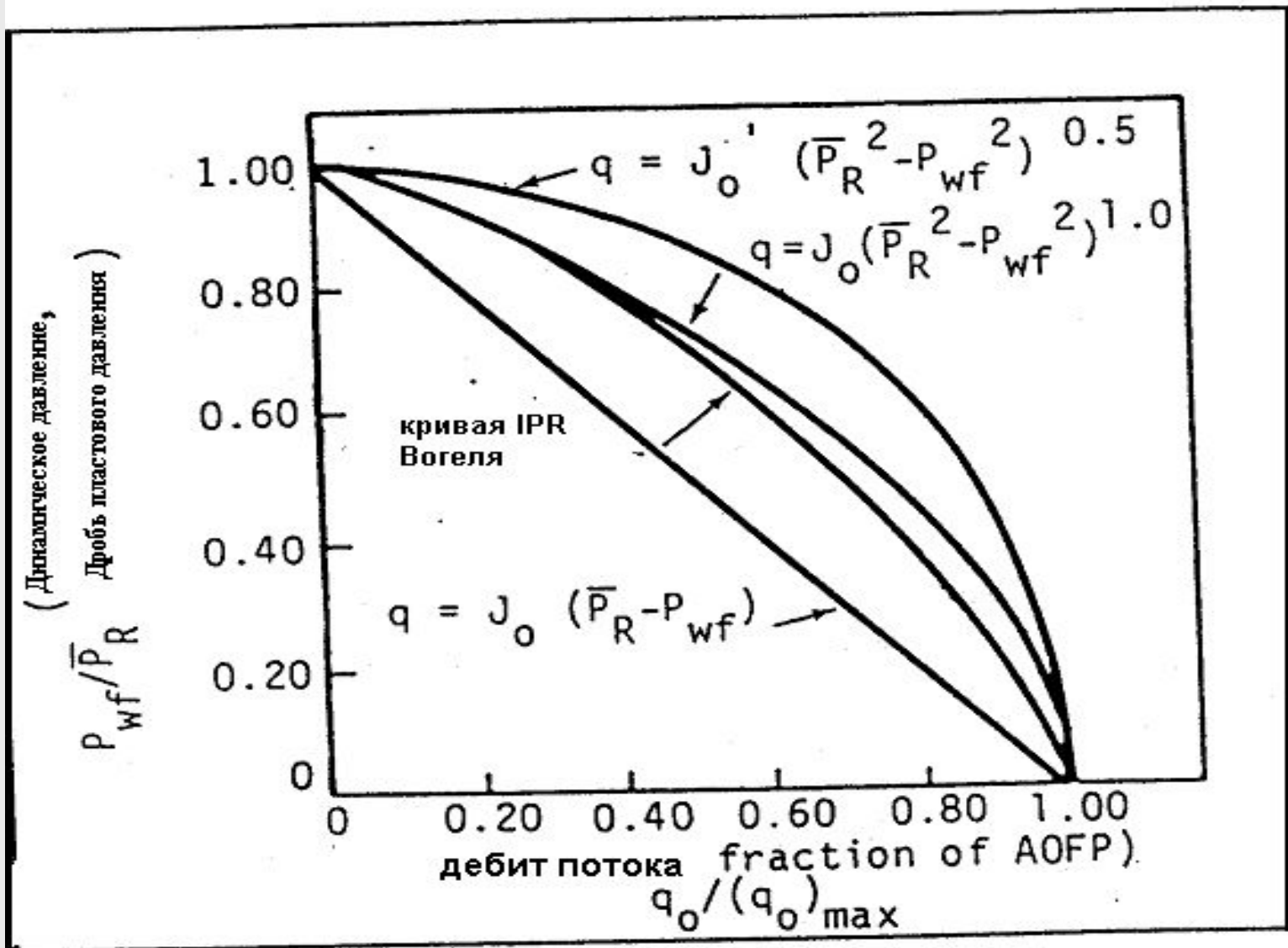
По Фетковичу  $n = 0,568 \div 1$ .

$$\log(\bar{P}^2 - P_{wf}^2) = \frac{1}{n} \log q_o - \frac{1}{n} \log C$$



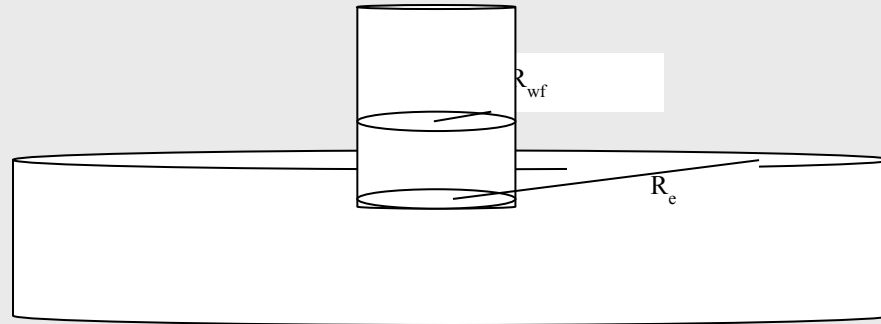
сравнение IPR для потока жидкости, потока газа и двухфазного потока (по Вогелю)





сравнение уравнений (по Фетковичу)

# Формула Дюпюи для совершенной нефтяной скважины



С одной стороны  $V = -\frac{\kappa}{\mu} \frac{dP}{dr}$ , с другой стороны  $\frac{q}{2\pi r h} = V$  - перевод скорости в дебит

Тогда

$$\frac{q}{2\pi r h} = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

Разделяя переменные и интегрируя, получим:

$$\frac{q}{2\pi h} \int_{r_s}^{r_e} \frac{1}{r} dr = \frac{k}{\mu} \int_{P_{wf}}^{P_e} dP$$

$$q = \frac{2\pi h k}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_s}\right)} (P_e - P_{wf})$$



# Формула Дюпюи для поверхностных условий

$$q_{пл} = B_0 q_{нов}$$

$$q_{нов.} = \frac{2\pi hk}{\mu B_0 \left[ n\left(\frac{r_e}{r_s}\right) \right]} (P_e - P_{wf}) .$$

Удобнее пользоваться средним давлением в пласте. При этом формула Дарси примет вид:

$$q_{нов} = \frac{2\pi hk}{\mu B_0 \left( \left[ n\left(\frac{r_e}{r_s}\right) \right] - 0,75 \right)} (\bar{P} - P_{wf})$$



# Формула Дюпюи для несовершенных скважин

$$Q_{нов.} = \frac{2\pi hk}{\mu B_0 \left( \boxtimes n\left(\frac{r_e}{r_s}\right) - 0,75 + S \right)} (\bar{P} - P_{wf})$$

S – скин - фактор

# Формула Дюпюи для газовых скважин



- Закон Дарси:
- Перевод скорости в дебит :
- Перевод дебита из пластовых условий в поверхностные условия

$$q_{\text{пов.}} = \frac{\rho_{\text{пл.}}}{\rho_{\text{пов.}}} \cdot q_{\text{пл.}} = \frac{\frac{P_{\text{пл.}} \cdot M}{Z_{\text{пл.}} \cdot R \cdot T_{\text{пл.}}} \cdot q_{\text{пл.}}}{\frac{P_{\text{пов.}} \cdot M}{Z_{\text{пов.}} \cdot R \cdot T_{\text{пов.}}}} = \frac{Z_{\text{пов.}} \cdot T_{\text{пов.}} \cdot P}{Z_{\text{пл.}} \cdot P_{\text{пов.}} \cdot T_{\text{пл.}}} q_{\text{пл.}}$$

$$\frac{q_{\text{пл.}}}{2\pi r h} = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

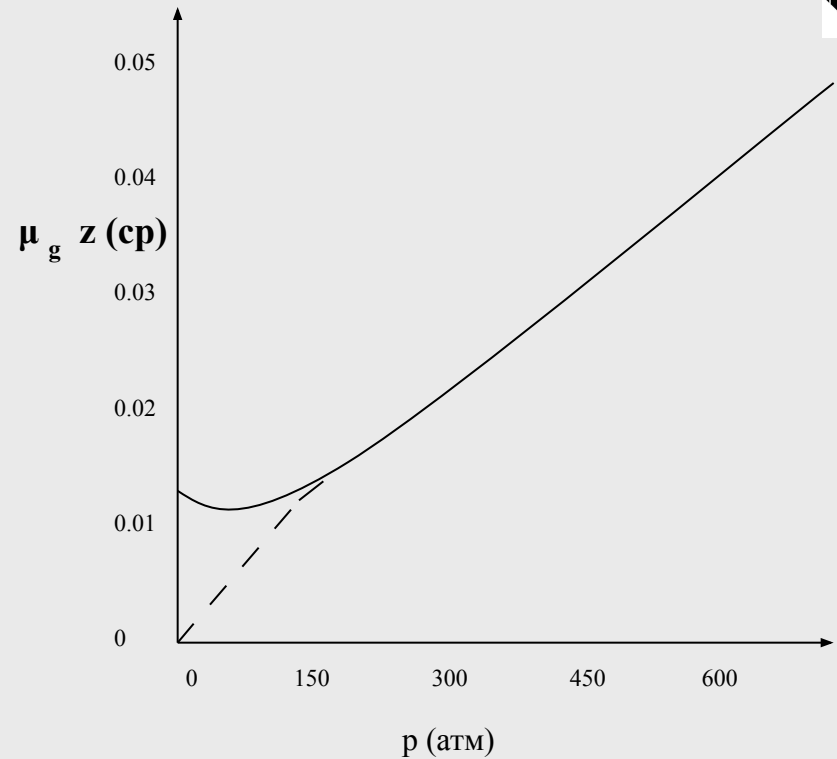
$$\frac{P_{\text{нов.}} \cdot T_{\text{пл.}} \cdot q_{\text{нов.}}}{Z_{\text{нов.}} \cdot T_{\text{нов.}}} \int_{r_s}^{r_e} \frac{1}{r} dr = 2\pi k h \int_{P_{\text{wf}}}^{P_e} \frac{1}{\mu Z} P dP \quad \frac{P_{\text{нов.}} \cdot T_{\text{пл.}}}{Z_{\text{нов.}} \cdot T_{\text{нов.}}} = 1/C$$

$$q_{\text{нов.}} \int_{r_s}^{r_e} \frac{1}{r} dr = 2\pi k h C \int_{P_{\text{wf}}}^{P_e} \frac{1}{\mu Z} P dP$$



# Формула Дюпюи для газовой скважины при низком давлении ( $P < 170$ атм)

$$q = \frac{C_1 k h}{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)} \int \frac{P}{\mu Z} dP$$



- Для низких давлений ( $P < 170$  атм)

$$\Rightarrow \mu Z \neq f(P) \quad \text{осредним } \mu Z$$

$$q = \frac{C_1 k h}{\overline{\mu Z} \ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)} \int P dP \xrightarrow{\text{интегрируем}} q = C \left[ \bar{P}^2 - P_{wf}^2 \right]$$

**Форма “ $\Delta P^2$ ”**



# Формула Дюпюи для газовой скважины при высоких давлениях ( $P > 170$ атм)



Если  $P > 170$  атм, то  $\mu Z \sim \alpha P$  и тогда

$$\frac{P_{нов.} \cdot T_{пл} \cdot q_{нов.}}{Z_{нов.} \cdot T_{нов.}} \int_{r_s}^{r_e} \frac{1}{r} dr = 2\pi kh \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{1}{\alpha} dP$$

$$q = \frac{C_1 kh}{\alpha \cdot n \left( \frac{r_e}{r_s} \right)} (P_e - P_{wf}),$$

т.е. газ при фильтрации ведет себя также как жидкость.



# Формула Дюпюи для газовой скважины в рамках псевдодавления

Если

$$\int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{P}{\mu Z} dP \approx m(P_e) - m(P_{wf})$$

тогда

$$q = \frac{C_1 kh}{2\pi n \left( \frac{r_e}{r_s} \right)} (m(P_e) - m(P_{wf})) .$$

# Оценка дебита газовой скважины



**Эмпирическая форма** - определение  $C$  и  $n$  по данным добычи

$$q = C \left( \bar{p}^2 - p_{wf}^2 \right)^n$$

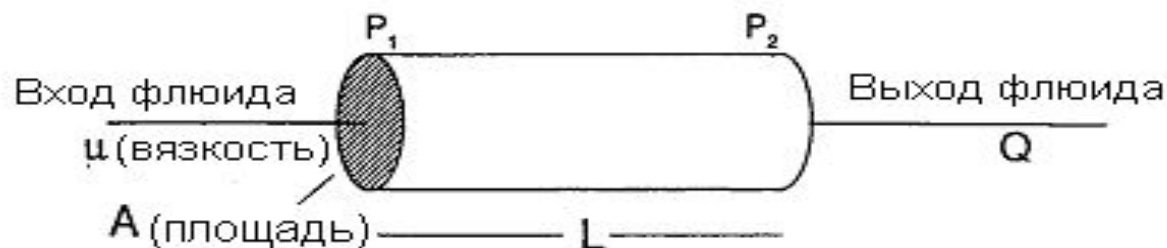
**Рассчитанная форма** – вычисление  $C$  по данным параметров пласта

$$q = \frac{440,1 \times 10^{-4} kh \left( \bar{p}^2 - p_{wf}^2 \right)}{\bar{\mu} T \bar{z} \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right)}$$



## Проницаемость

Удельная проводимость флюида в пористой среде



### Закон Дарси

$$Q = \frac{k A (P_1 - P_2)}{\mu L}$$

$Q$  = Дебит ( $\text{см}^3/\text{сек}$ , баррелей/день)

$k$  = Проницаемость ( $\text{см}^2$ , дарси, милли-дарси)

$A$  = Площадь ( $\text{см}^2$ , фут<sup>2</sup>, м<sup>2</sup>)

$P_1, P_2$  = Давление (psi, бар)

$\mu$  = Вязкость (сантипуаз, пуаз)

$L$  = Длина (см, фут, м)

$\frac{(P_1 - P_2)}{L}$  = Градиент давления (psi/фут, бар/м)