

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН (ГДИС)

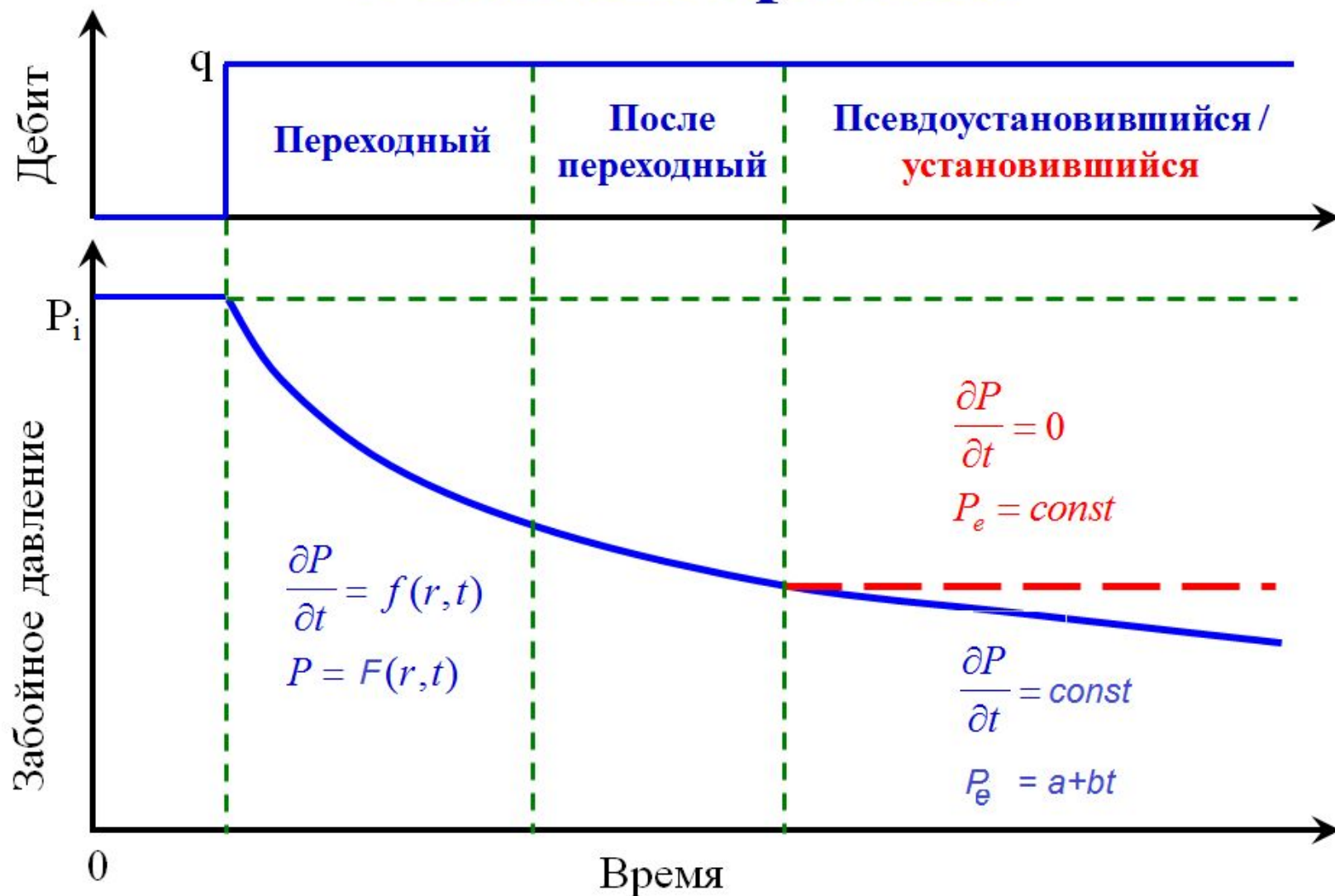


**Что должен знать
нефтяник о ГДИС?**

ГДИС – это система специальных мероприятий, связанных с изменением режимов работы скважины, наблюдением и анализом динамики изменения параметров с целью определения характеристик скважины, призабойной зоны, пласта и зоны дренирования



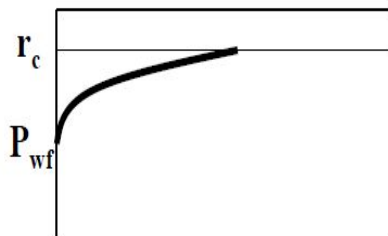
Режимы притока



Основные режимы работы скважины

Неустановившийся

“волна депрессии в пласте еще не достигла границ пласта”

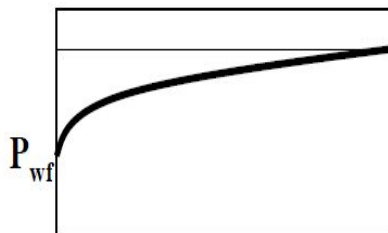


r_e
 P_e

$$q = \frac{k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_{wf})}{9.205 \cdot \mu \cdot B \cdot (\ln \left(\frac{0.00036 \cdot k \cdot t}{\varphi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r_w^2} \right) + S)}$$

Установившийся

“пластовые давления не меняются”
- поддержание пластового давления, волна давления достигла границ пласта

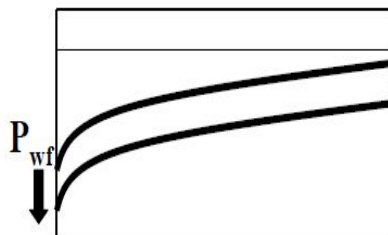


$P_e = \text{const}$

$$q = \frac{k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_{wf})}{18.41 \cdot \mu \cdot B \cdot (\ln \left(\frac{R_e}{r_w} \right) - 1/2 + S)}$$

Псевдоустановившийся

“волна давления достигла границ пласта” – замкнутый коллектор, постоянный дебит
- забойное давление снижается при снижении давления на контуре



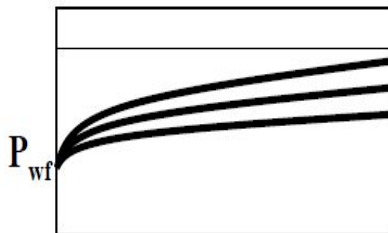
истощение

$P_e \downarrow$

$$q = \frac{k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_{wf})}{18.41 \cdot \mu \cdot B \cdot (\ln \left(\frac{R_e}{r_w} \right) - 3/4 + S)}$$

Поток, определяемый граничными эффектами

“волна давления достигла всех границ”
- дебит при постоянном забойном давлении снижается при истощении пласта



истощение

$$t_{pss} = \frac{t_{DA} \cdot \varphi \cdot \mu \cdot C_t \cdot A}{0.00036 \cdot k}$$

$t_{DA} = 0.1$

для круга

Формула ДЮПЮИ описывает работу скважины при псевдоустановившемся режиме фильтрации

$$q_n = \frac{Kh(\bar{P}_{пл} - P_{заб})}{18.41\mu_n B_n \left[\ln\left(\frac{R}{r_c}\right) - 0.75 + S \right]}$$

q_n – дебит нефти на поверхности (м³/сут)

K – эффективная проницаемость (мД)

h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (м)

$P_{пл}$ – среднее пластовое давление в зоне дренирования

(атм)

$P_{заб}$ – забойное давление (атм)

μ_n – вязкость нефти (сПз) - (в пластовых условиях)

B_n – объемный коэффициент нефти (м³/м³)

R – радиус зоны дренирования (м)

r_c – радиус скважины (м)

S – скин -фактор

Проницаемость - свойство породы пропускать через себя флюид при наличии градиента давления



Закон Дарси

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



Q – расход жидкости

A – площадь

L – длина

μ - вязкость

ΔP –перепад давления

k – проницаемость (измеряется в Дарси)

Источник данных о проницаемости:

- лаборатория (керна)
- ГИС (корреляции)
- промысловые данные
- ГДИС

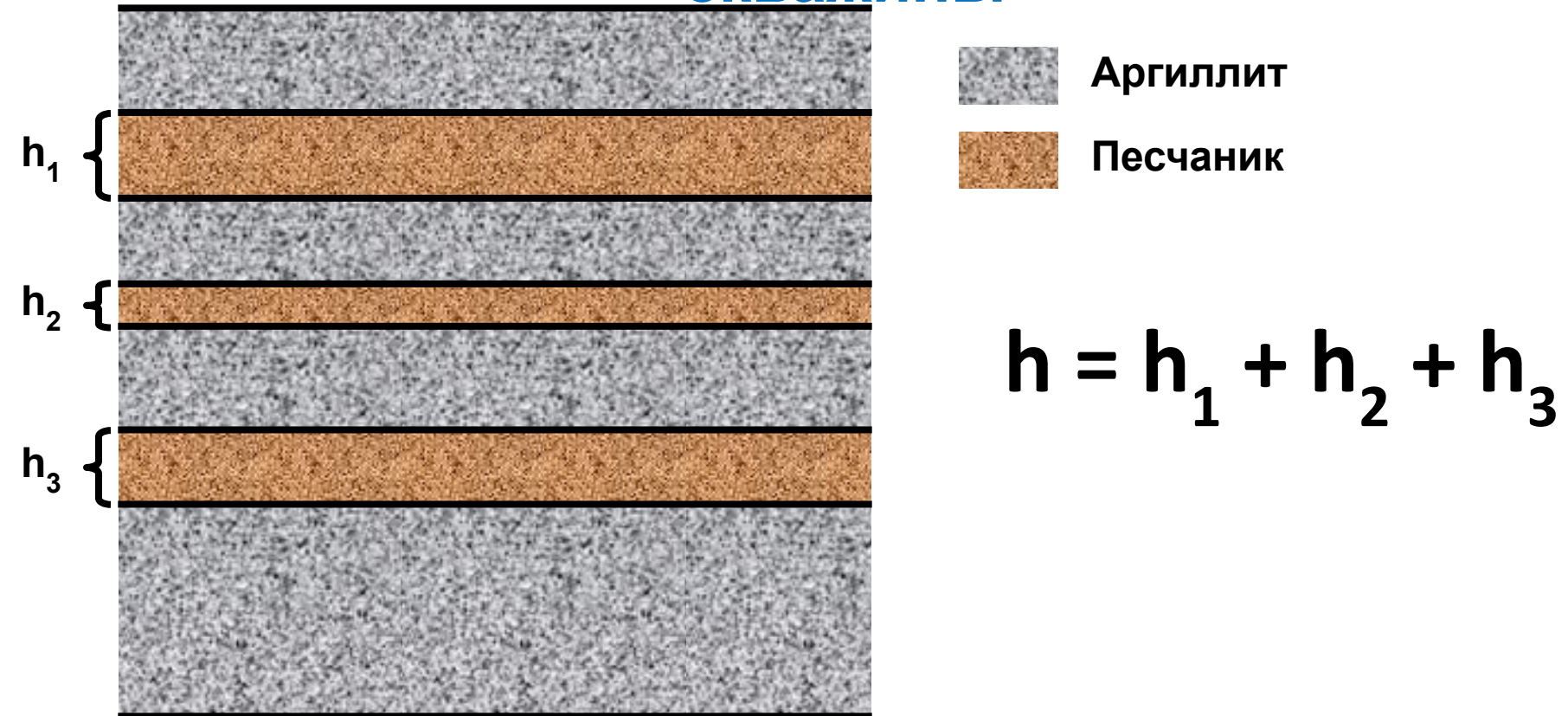
Размерность **проницаемости** = размерности **площади**

Проницаемость не зависит от флюида (нефть, газ, вода и пр.)

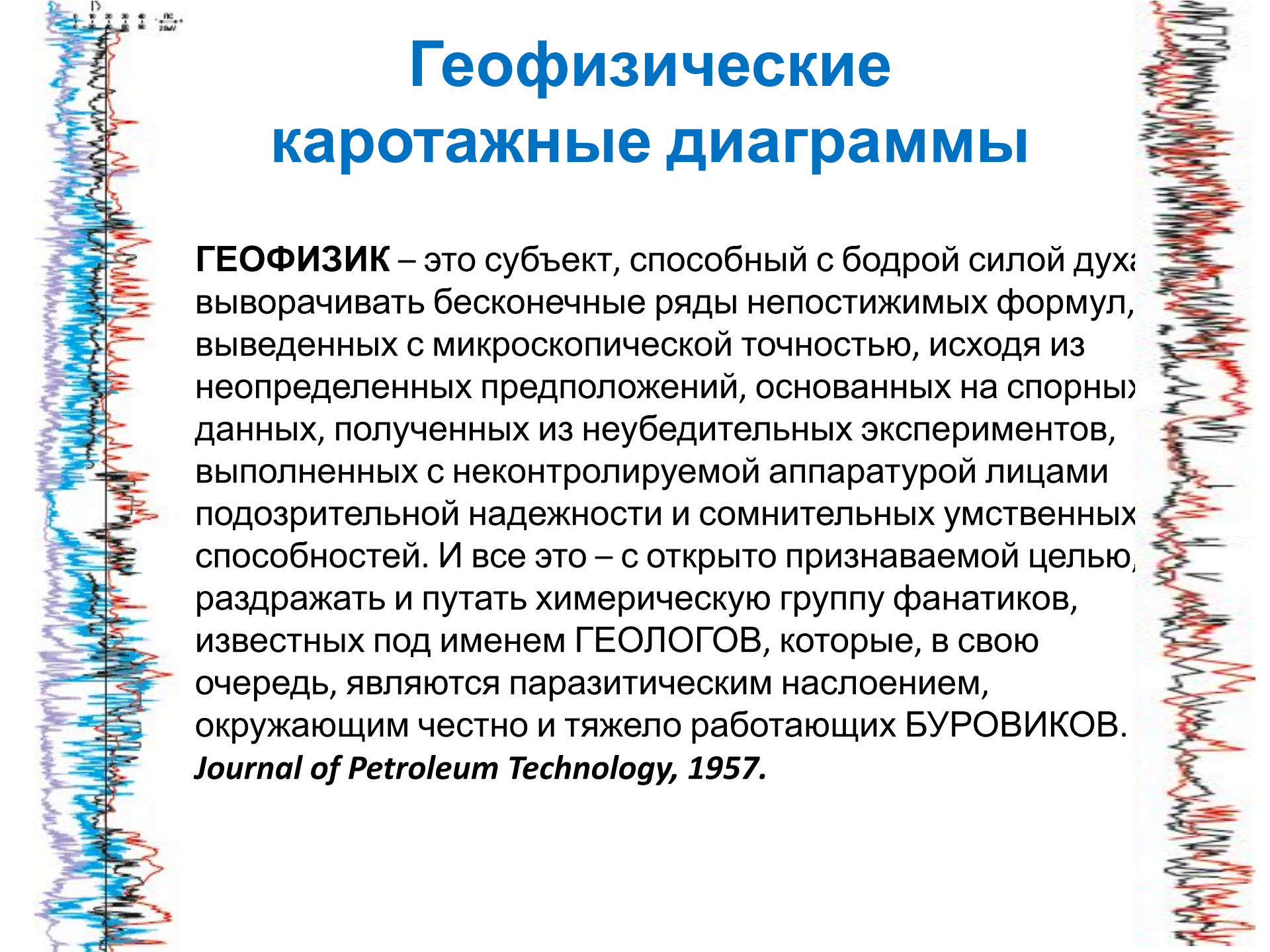
1 Дарси определяется как проницаемость, которая позволит флюиду вязкостью в 1 сПз протекать со скоростью 1 см/сек через поперечное сечение 1 кв.см, когда градиент перепада давления = 1 атм/см. (т.е. 1 атм на длине

Эффективная толщина пласта

- это толщина **ВСЕХ** продуктивных слоев
скважины



Источник данных – каротажные диаграммы
(геофизика)

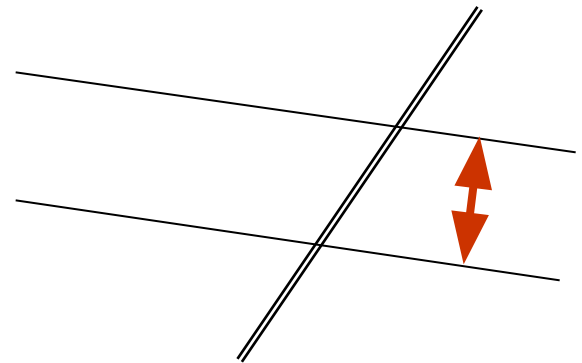
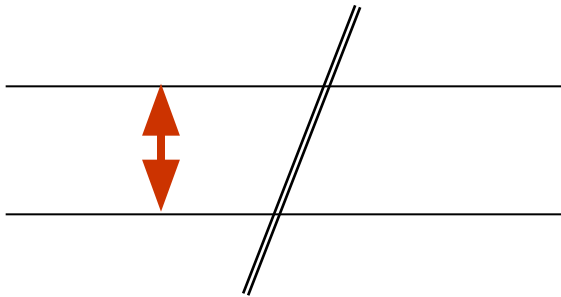
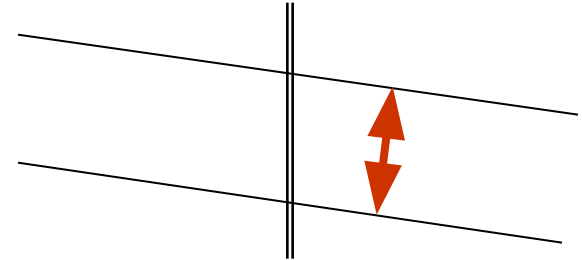
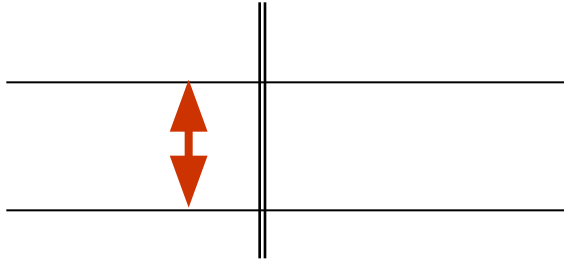


Геофизические каротажные диаграммы

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.

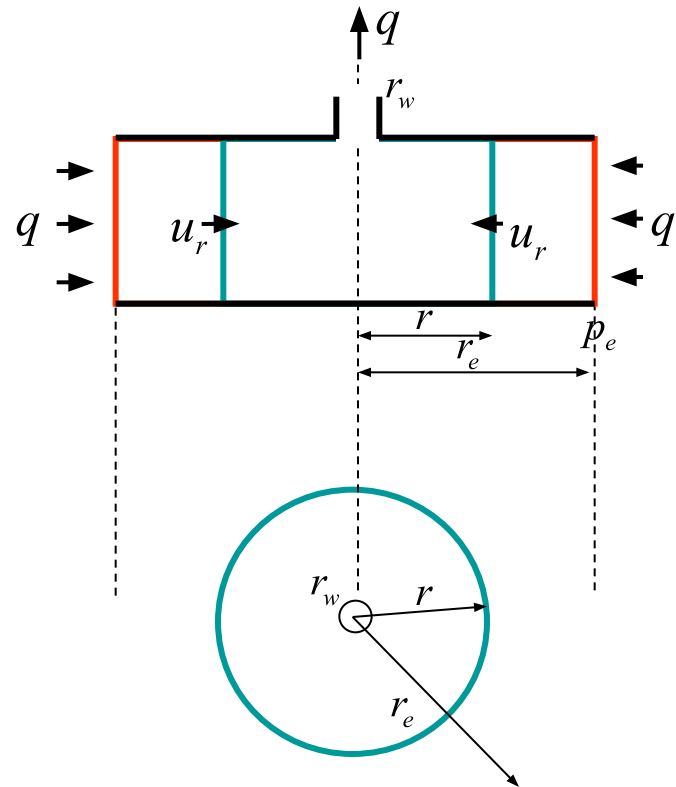
Journal of Petroleum Technology, 1957.

Как определить эффективную толщину пласта?



Эффективная толщина измеряется
перпендикулярно границам
пласта

Среднее пластовое давление в зоне денирования



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

$$q = \frac{2\pi k h (p_e - p_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

$$q = \frac{k h (p_e - p_w)}{18.41 \mu \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

Удобнее использовать среднее давление в области денирования вместо давления на границе:

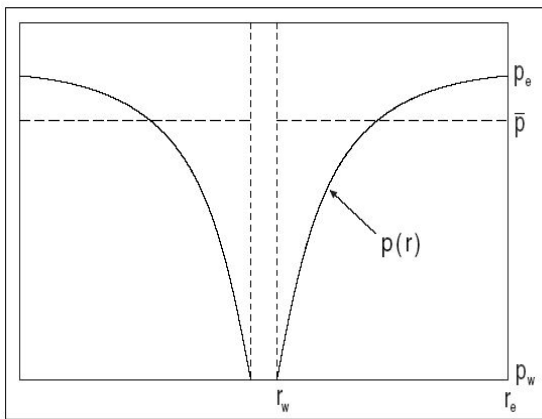
$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{q \mu}{2\pi k h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right)$$

Для псевдоустановившегося режима:

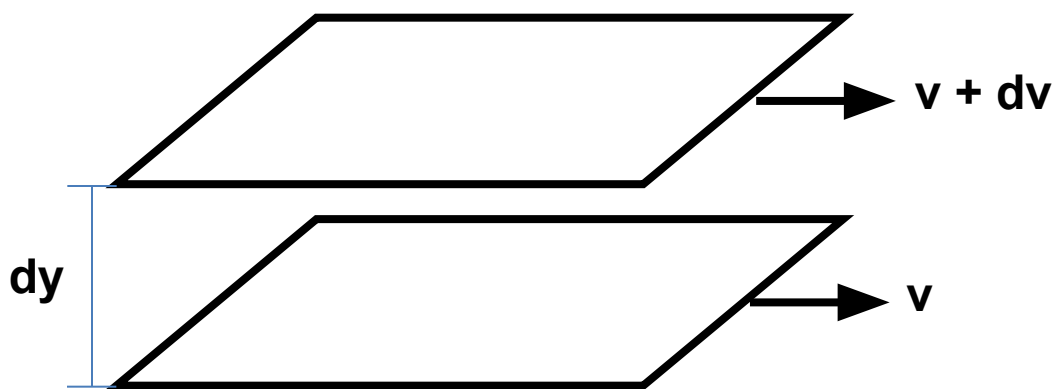
$$q = \frac{k h (\bar{p} - p_w)}{18.41 \mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right)}$$

Источник данных о среднем пластовом давлении:

- ГДИС
- модели и симуляторы пласта (расчетные)



ВЯЗКОСТЬ – это параметр, характеризующий внутреннее трение в потоке (нефть μ_n , газ μ_r , вода μ_v)



$$\mu = \frac{F}{A \frac{dv}{dy}}$$

Единицы измерения – сПз (мПас)

Вязкость «измеряется» или приводится к **пластовым условиям**

Источник – лабораторные данные

– корреляции

Диапазон и типичные значения:

- 0.25 – 10000 сПз, нелетучая нефть
- 0.5 – 1.5 сПз, вода (рассолы)
- 0.01 – 0.035 сПз, газ

ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ

- это объем флюида в пластовых условиях, необходимый для образования единицы объема флюида в поверхностных условиях

$$B_n = \frac{V_{пл}}{V_{пов}}$$

Единицы измерения –
 $\text{м}^3/\text{м}^3$

Источник – лабораторные
данные или корреляции

Диапазон и типичные значения:

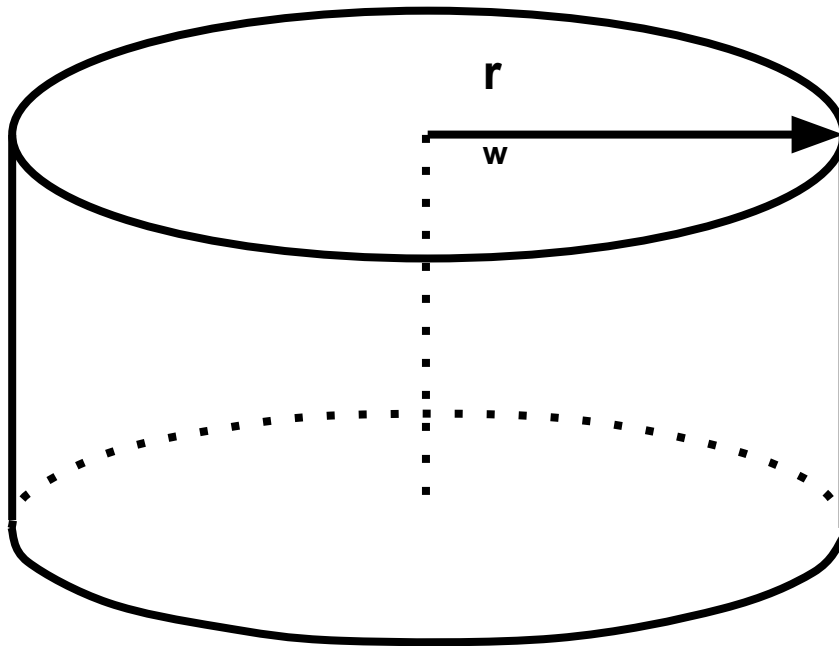
Нефть 1 – 2 $\text{м}^3/\text{м}^3$, нелетучая нефть
2 – 4 $\text{м}^3/\text{м}^3$, летучая нефть

Вода 1 – 1.1 $\text{м}^3/\text{м}^3$

Газ 0.5 – 30 $\text{м}^3/\text{м}^3$ в зависимости от давления

Радиус скважины

– это размер скважины **по открытому стволу**



Единицы измерения - м

**Источник - диаметр долота/2 или
кавернограмма**

Радиус зоны дренирования когда форма зоны отлична от круга

Формула Дюпюи для произвольной
области

$$q = \frac{k \cdot h \cdot (\bar{P} - P_w)}{18,41 \cdot \mu \cdot B \cdot (\ln \frac{4 \cdot A}{\gamma \cdot C_a \cdot r_w^2} + s)}$$

$$\gamma = 1,781$$

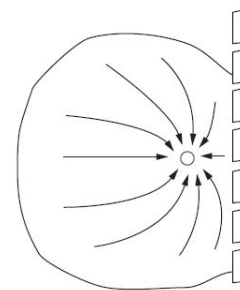
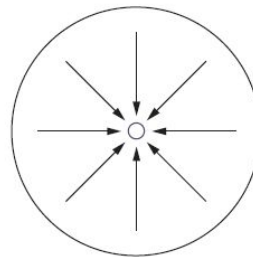
$\ln(\gamma) = 0,577$ – постоянная Эйлера

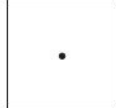
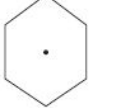
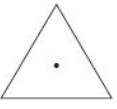
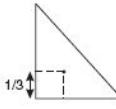
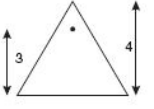
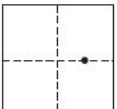
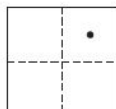
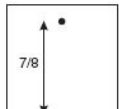
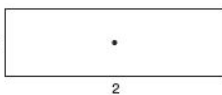
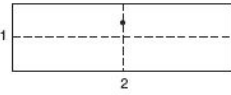
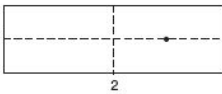
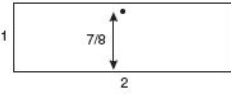
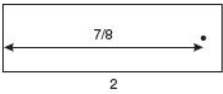
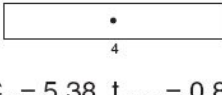
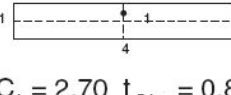
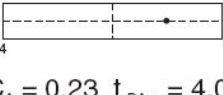
A – площадь зоны дренирования

C_a – фактор формы Дитца

Безразмерное время достижения
псевдоустановившегося режима

$$t_{DAss} = \frac{kt_{SSS}}{\varphi \mu c_t \bar{A}}$$



	C_A 31.62 t_{DAss} 0.1		C_A 30.88 t_{DAss} 0.1		C_A 31.6 t_{DAss} 0.1
	C_A 27.6 t_{DAss} 0.2		C_A 21.9 t_{DAss} 0.4		C_A 0.098 t_{DAss} 0.9
	C_A 12.98 t_{DAss} 0.7		C_A 4.51 t_{DAss} 0.6		C_A 3.34 t_{DAss} 0.7
	$C_A = 21.8$ $t_{DAss} = 0.3$		$C_A = 10.8$ $t_{DAss} = 0.4$		$C_A = 2.08$ $t_{DAss} = 1.7$
	$C_A = 4.51$ $t_{DAss} = 1.5$		$C_A = 3.15$ $t_{DAss} = 0.4$		$C_A = 0.58$ $t_{DAss} = 2.0$
	$C_A = 5.38$ $t_{DAss} = 0.8$		$C_A = 2.70$ $t_{DAss} = 0.8$		$C_A = 0.23$ $t_{DAss} = 4.0$

18.41 – округленный пересчетный коэффициент для
промышленной системы единиц России

$$1/18.41 = 0.054318305$$

$$\begin{aligned} & 2 * \pi \{3.141593\} * \\ & * 10^{-3} \{\text{перевод проницаемости из Д в мД}\} / \\ & / 10^3 \{\text{перевод вязкости из Па*с в мПа*с}\} * \\ & * 10^{-1} \{\text{перевод давления из МПа в атм}\} * \\ & * 86400 \{\text{перевод времени из сек в сут}\} = \\ & = 0.054286721 \end{aligned}$$

Отличия из-за округления, кроме того, нужно учесть, что

1 атм = 101325 Па (а не 10^5 Па) и

1 Д = 1,02 мкм² (а не 1 мкм²)

Пример: Определить дебит скважины по формуле Дюпюи

данные по скважине		
Kh	Kh	100
пластовое давление (атм)	$P_{пл}$	250
забойное давление (атм)	$P_{заб}$	50
радиус дренирования (м)	R	500
радиус скважины (м)	r_c	0,108
вязкость нефти (сПз)	μ_n	1
объёмный к-т (м3/м3)	B_n	1,228
Скин	S	0

$$q_n = \frac{Kh(\bar{P}_{пл} - P_{заб})}{18.41 \mu_n B_n \left[\ln\left(\frac{R}{r_c}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100 * (250 - 50)}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[\ln\left(\frac{500}{0.108}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 114$$

$q_n = 114 \text{ м}^3/\text{сут}$

Влияние величины kh :

данные по скважине				
$K \cdot h$	Kh	100	75	50
пластовое давление (атм)	$P_{пл}$	250	250	250
забойное давление (атм)	$P_{заб}$	50	50	50
радиус дренирования (м)	R	500	500	500
радиус скважины (м)	r_c	0,108	0,108	0,108
вязкость нефти (сПз)	μ_n	1,01	1,01	1,01
объёмный к-т (m^3/m^3)	B_n	1,228	1,228	1,228
Скин	S	0	0	0
дебит нефти ($m^3/сут$)	q_n	114	85	57
изменение дебита %			-25	-50

С уменьшением kh пропорционально снижается дебит

Влияние депрессии $P_{пл}$ - $P_{заб}$

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

С увеличением депрессии (уменьшением забойного давления $P_{заб}$) дебит пропорционально увеличивается

Влияние радиуса дренирования

данные по скважине				
$K \cdot h$	Kh	100	100	100
пластовое давление (атм)	$P_{пл}$	250	250	250
забойное давление (атм)	$P_{заб}$	50	50	50
радиус дренирования (м)	R	500	350	250
радиус скважины (м)	r_c	0.108	0.108	0.108
вязкость нефти (сПз)	μ_n	1.01	1.01	1.01
объёмный к-т (m^3/m^3)	B_n	1.228	1.228	1.228
Скин	S	0	0	0
дебит нефти ($m^3/сут$)	q_n	114	120	125
изменение дебита %			5	10

Уменьшение вдвое радиуса дренирования увеличивает дебит всего на 10%. Т.е. радиус контура питания не оказывает большого влияния на дебит.

Но площадь зоны дренирования имеет огромное влияние на величину накопленной добычи скважины.

Влияние вязкости флюида

данные по скважине				
$K\cdot h$	Kh	100	100	100
пластовое давление (атм)	$P_{пл}$	250	250	250
забойное давление (атм)	$P_{заб}$	50	50	50
радиус дренирования (м)	R	500	500	500
радиус скважины (м)	r_c	0.108	0.108	0.108
вязкость нефти (сПз)	μ_n	1.01	1.515	2.02
объёмный к-т (m^3/m^3)	B_n	1.228	1.228	1.228
Скин	S	0	0	0
дебит нефти ($m^3/сут$)	q_n	114	76	57
изменение дебита %			-33	-50

Изменение вязкости обратно пропорционально изменяет дебит

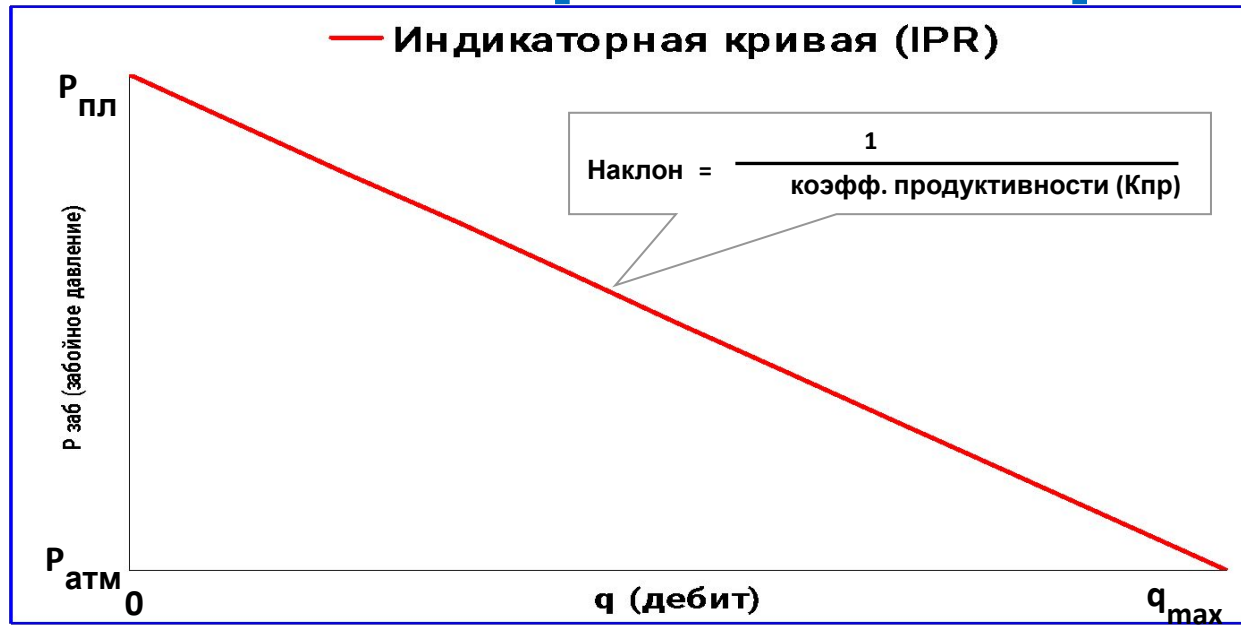
Влияние скин-фактора

данные по скважине				
K*h	Kh	100	100	100
пластовое давление (атм)	P _{пл}	250	250	250
забойное давление (атм)	P _{заб}	50	50	50
радиус дренирования (м)	R	500	500	500
радиус скважины (м)	r _с	0.108	0.108	0.108
вязкость нефти (сПз)	μ _н	1.01	1.01	1.01
объёмный к-т (м³/м³)	B _н	1.228	1.228	1.228
Скин	S	0	10	-4.5
дебит нефти (м³/сут)	q _н	114	50	275
изменение дебита %			-57	141

Увеличение скина с 0 до 10 приводит к снижению дебита на 57%

Снижение скина с 0 до -4,5 (трещина ГРП) увеличивает дебит на 141%

Индикаторная диаграмма



$$Knp_n = \left(\frac{q_n}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}} \right) = \frac{Kh}{18.41 \mu_n B_n \left[\ln \left(\frac{R}{r_c} \right) - 0.75 + S \right]}$$

$$q_n = Knp_n * (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})$$

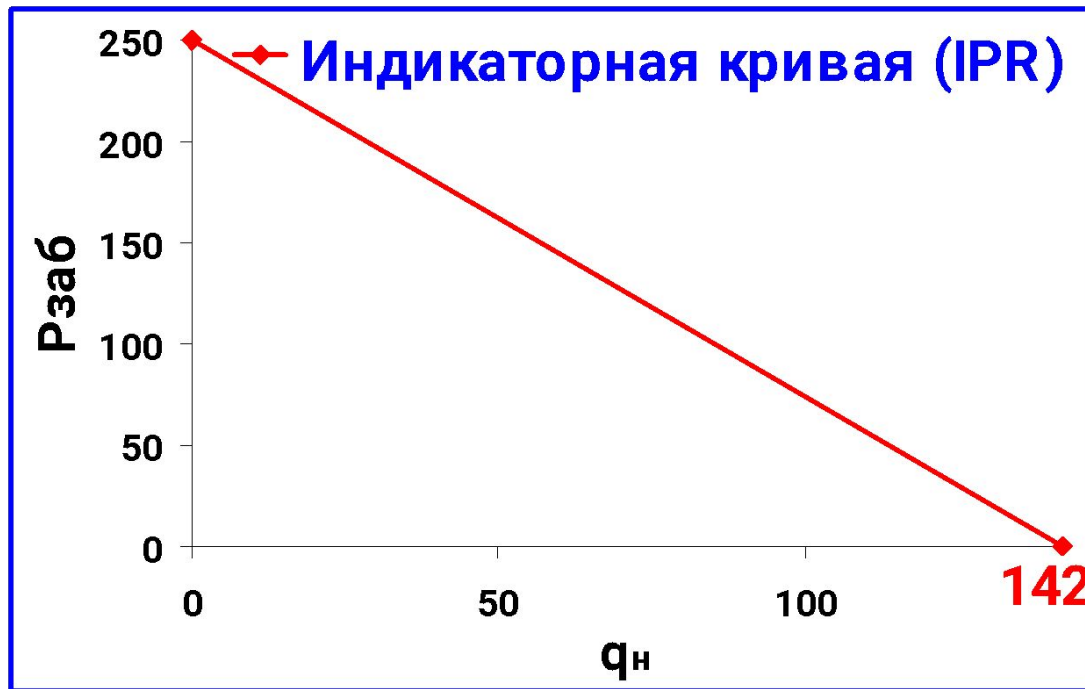
ИНДИКАТОРНАЯ ДИАГРАММА определена на отрезке между средним пластовым давлением ($P_{\text{пл}}$) и атмосферным давлением ($P_{\text{атм}}$).

Производительность, соответствующая $P_{\text{атм}}$ на забое – это максимально возможный теоретический дебит скважины (q_{max}).

Дебит при $P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}}$ равен нулю.

Производительность скважин

$$q_{n(\max)} = \frac{Kh(\bar{P}_{nl} - P_{заб(=0)})}{18.41\mu_n B_n \left[\ln\left(\frac{R}{r_c}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100 * (250 - 0)}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[\ln\left(\frac{500}{0.108}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 142$$



$$Knp_n = \left(\frac{q_n}{\bar{P}_{nl} - P_{заб}} \right) = \frac{Kh}{18.41\mu_n B_n \left[\ln\left(\frac{R}{r_c}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[\ln\left(\frac{500}{0.108}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 0.57$$

Многофазный поток: метод Вогеля

Когда давление падает ниже некоторого значения, из нефти выделяется газ

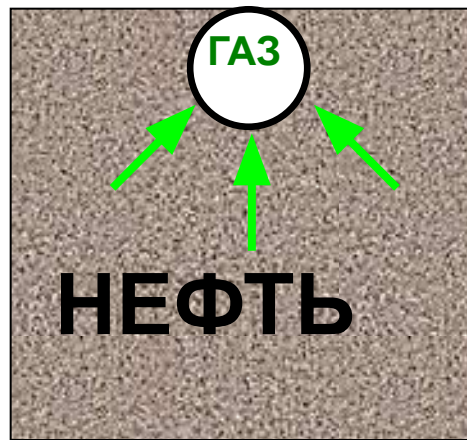
Давление, при котором выделяется первый пузырек газа, называется **давлением**

насыщения ($P_{\text{нас}}$)

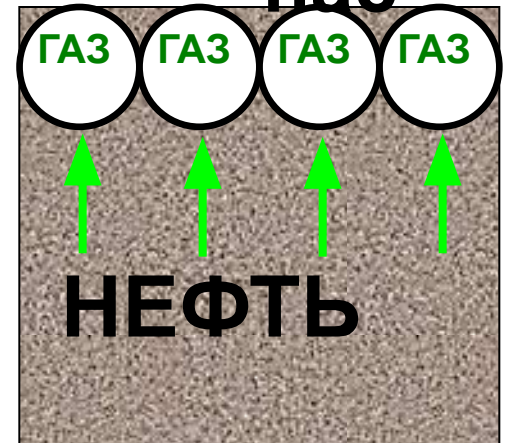
$$P > P_{\text{нас}}$$



$$P = P_{\text{нас}}$$



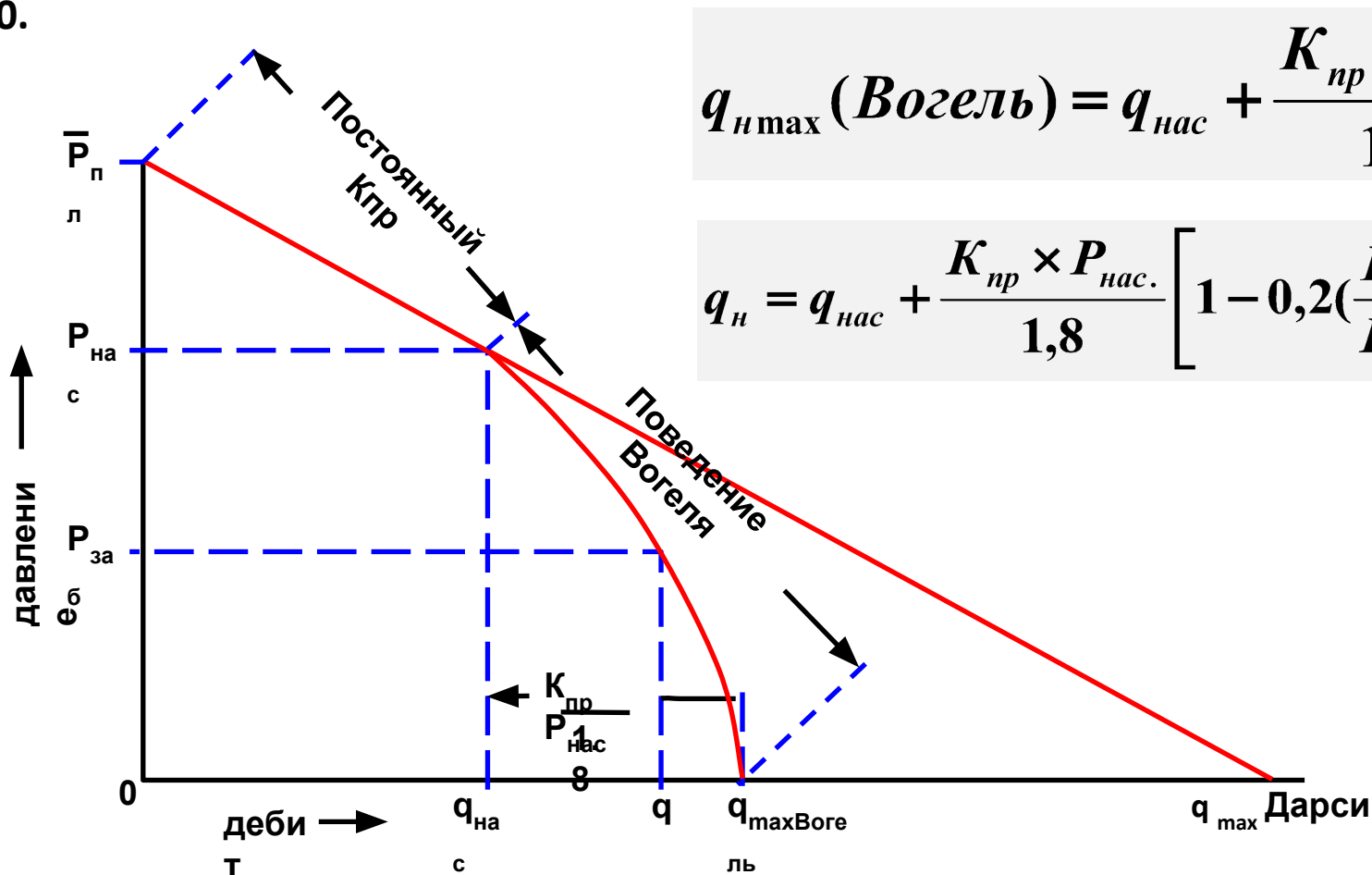
$$P < P_{\text{нас}}$$



Композитная кривая Вогеля

Вогель смоделировал производительность огромного количества неповрежденных скважин ($S=0$) с пластовым давлением ниже давления насыщения ($P_{нас}$), и построил график зависимости $P_{заб}/P_{пл}$ и $q_n/q_{n\max}$

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



$$q_{n\max}(\text{Вогель}) = q_{нас} + \frac{K_{пр} \times P_{нас}}{1.8}$$

$$q_n = q_{нас} + \frac{K_{пр} \times P_{нас}}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right]$$

Построение индикаторной кривой Вогеля

(пластовое давление выше или равно давлению насыщения)

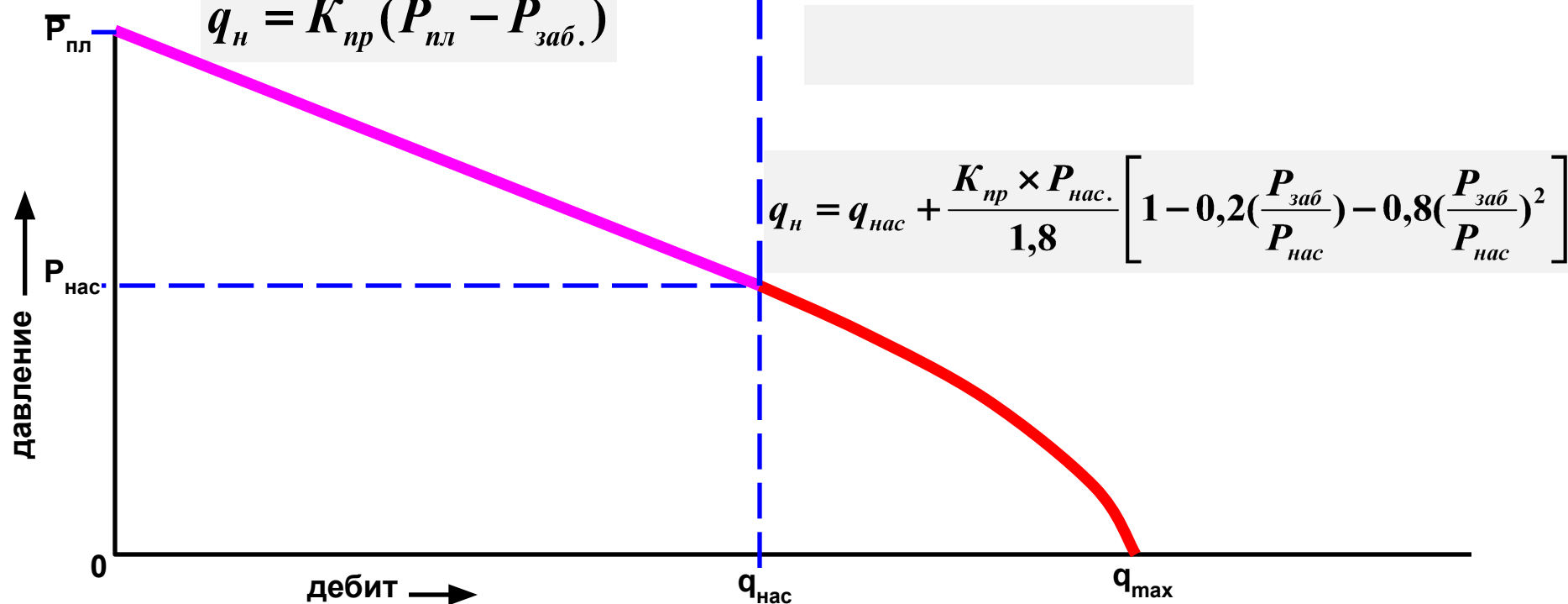
$$\overline{P}_{пл} > P_{нас} \quad P_{заб} \geq P_{нас}$$

$$K_{пр} = \frac{q_n}{\overline{P}_{пл} - P_{заб}}$$

$$q_n = K_{пр} (\overline{P}_{пл} - P_{заб.})$$

$$\overline{P}_{пл} \geq P_{нас} \quad P_{заб} < P_{нас}$$

$$K_{пр} = \frac{q_n}{\overline{P}_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right]}$$



Построение индикаторной кривой Вогеля

$$\overline{P}_{пл} < P_{нас} \quad (\text{пластовое давление ниже давления насыщения})$$

В этом случае $K_{пр}$ надо считать по параметрам пласта, а так как $q_{нас} = 0$, то

$$q_{n\max} = \frac{K_{пр} \times P_{пл}}{1,8}$$

и затем строится индикаторная кривая

$$\frac{q_n}{(q_n)_{\max}} = 1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right)^2$$

Пример: Скважина добывает 30 м³/сут нефти при $P_{заб} = 90$ атм.
 $P_{пл} = 110$ атм, $P_{нас} = 120$ атм. Найти дебит нефти, если при $P_{заб} = 50$ атм.

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

$$q_{\max} = 99,7 \text{ м}^3/\text{сут} \quad K_{пр} = 1,63 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$$

$$q_n = 99,7 \cdot \left[1 - 0.2 \left(\frac{50}{110} \right) - 0.8 \left(\frac{50}{110} \right)^2 \right]$$

$$q_n = 74 \text{ м}^3/\text{сут, при } P_{заб} = 50 \text{ атм}$$

ПОПРАВКА СТЕНДИНГА

Стендинг скорректировал индикаторную кривую Вогеля для учета эффекта скина

$$FE = (\bar{P} - P_{wf}') / (\bar{P} - P_{wf})$$

$$P_{wf}' = P_{wf} - \Delta P_{\text{скин}}$$

FE = 1 неповрежденная

FE < 1 поврежденная

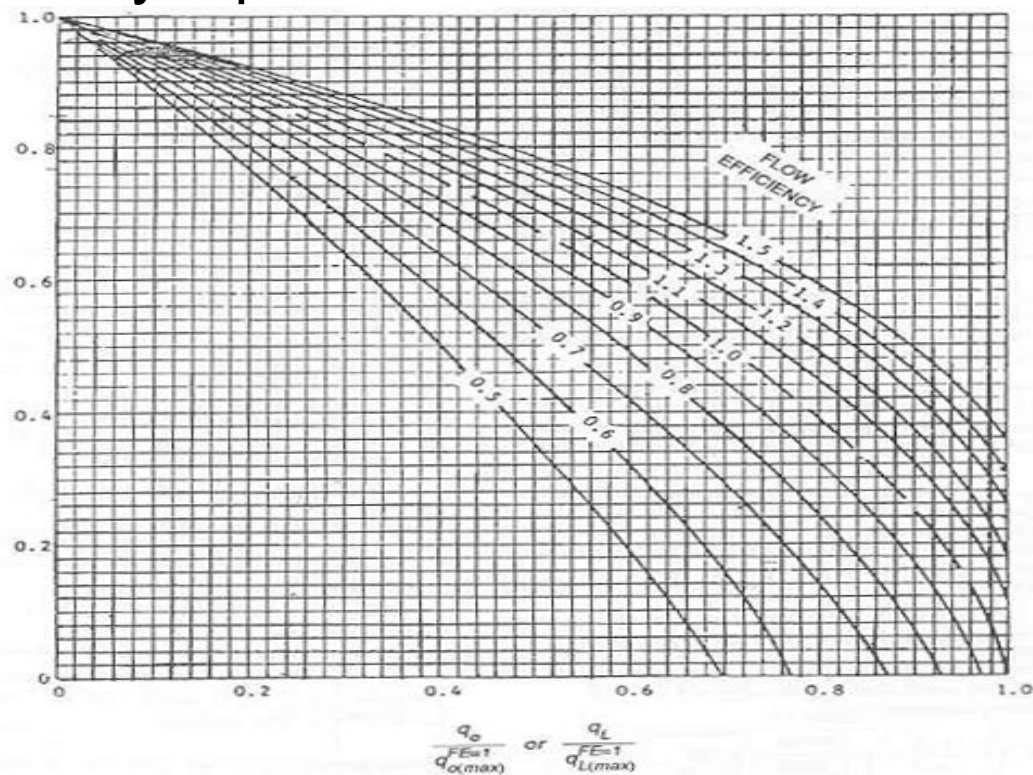
FE > 1

стимулированная

Уравнение Вогеля с поправкой
Стендинга

$$\frac{q}{q_{\text{макс}}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{P_{wf}'}{\bar{P}} - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}'}{\bar{P}} \right)^2$$

$$P_{wf}' = \bar{P} - FE \cdot (\bar{P} - P_{wf})$$



Скважина вскрывает 3 зоны пласта с разной проницаемостью

