

**Основы разработки
нефтяных
месторождений**

(28.04 – 30.04.2003 г.)

Программа курса «Разработка месторождений» (28.04-30.04.2003г.)

Тема	Раздел
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ СКВАЖИН	Закон Дарси
	Индикаторная кривая (IPR)
	Коэффициент продуктивности (PI)
	Индикаторная кривая Вогеля
СКИН ФАКТОР	Скин фактор
	Расчет скин фактора
	Программа расчета скин фактора (Джо Мак)
ПРОНИЦАЕМОСТЬ	Эффективная проницаемость
	Относительная проницаемость
МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС	Уравнение материального баланса
	Вывод уравнения материального баланса
	Применение уравнения материального баланса
	Программа "Применение материального баланса" (УфЮНИПИ)
PVT	PVT свойства
	Программа "Отношения PVT" (УфЮНИПИ)

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 (м³/сут)

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

h – эффективная мощность пласта (м)

P_r – среднее пластовое давление (атм)

P_{wf} – забойное давление (атм)

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

B_o – объемный коэффициент нефти (м³/м³)

r_e – радиус дренирования (м)

r_w – радиус скважины (м)

S – скин

18.41 – пересчетный коэффициент

$$1/18.41 = 0.054318305$$

$$2 * \pi \{3.141593\} *$$

$$* 10^{-3} \{\text{перевод_проницаемости_из_мкм}^2_\text{в_мД}\} /$$

$$/ 10^3 \{\text{перевод_вязкости_из_Па}^*\text{с_в_мПа}^*\text{с}\} *$$

$$* 10^{-1} \{\text{перевод_давления_из_МПа_в_атм}\} *$$

$$* 86400 \{\text{перевод_времени_из_сек_в_сут}\} =$$

$$= 0.054286721$$

кроме того, можно учесть, что

1 атм = 101325 Па (а не 10^5) и

1 Д = 1,02 мкм² (а не 1)

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

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

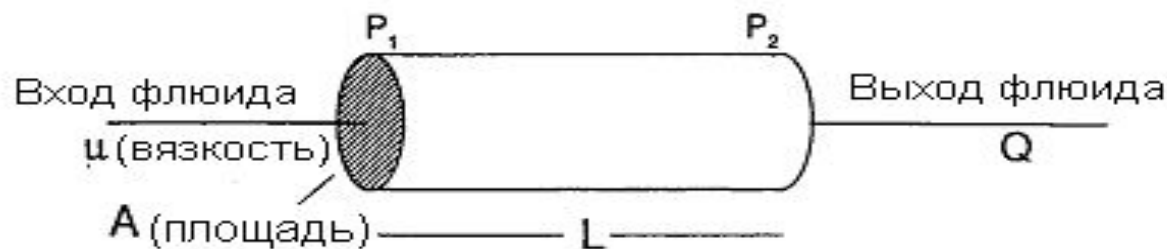
данные по скважине		
K*h	Kh	100
пластовое давление (атм)	P_r	250
забойное давление (атм)	P_{wf}	50
радиус дренирования (м)	r_e	500
радиус скважины (м)	r_w	0.1
вязкость нефти (сПз)	μ_o	1
объёмный к-т (м3/м3)	B_o	1.228
Скин	S	0

$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{18.41\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100 * (250 - 50)}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[\ln\left(\frac{500}{0.1}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 114$$

$q_o = 114 \text{ м}^3/\text{сут.}$

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 (см^2 , дарси, милли-дарси)

A = Площадь (см^2 , фут², м²)

P_1, P_2 = Давление (psi, бар)

μ = Вязкость (сантипуаз, пуаз)

L = Длина (см, фут, м)

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

Пример : 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
забойное давление (атм)	P_{wf}	50	50	50
радиус дренирования (м)	r_e	500	500	500
радиус скважины (м)	r_w	0.1	0.1	0.1
вязкость нефти (сПз)	μ_o	1	1	1
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 : 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	0.1	0.1	0.1
вязкость нефти (сПз)	μ_o	1	1	1
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

Изменение в ~~четыре~~ четыре раза депрессии ($P_r - P_{wf}$) изменяет дебит на 75% (при данных условиях). 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 : 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
збойное давление (атм)	P_{wf}	50	50	50
радиус дренирования (м)	r_e	500	350	250
радиус скважины (м)	r_w	0.1	0.1	0.1
вязкость нефти (сПз)	μ_o	1	1	1
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	119	125
изменение дебита %			5	10

Уменьшение в два раза радиуса дренирования (r_e) снижает 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 : Влияние компонентов уравнения Дарси на дебит.

Влияние вязкости нефти (μ_o):

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	0.1	0.1	0.1
вязкость нефти (сПз)	μ_o	1	1.5	2
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 (μ_o) снижает дебит на 50%.

Пример : Влияние компонентов уравнения Дарси на дебит.

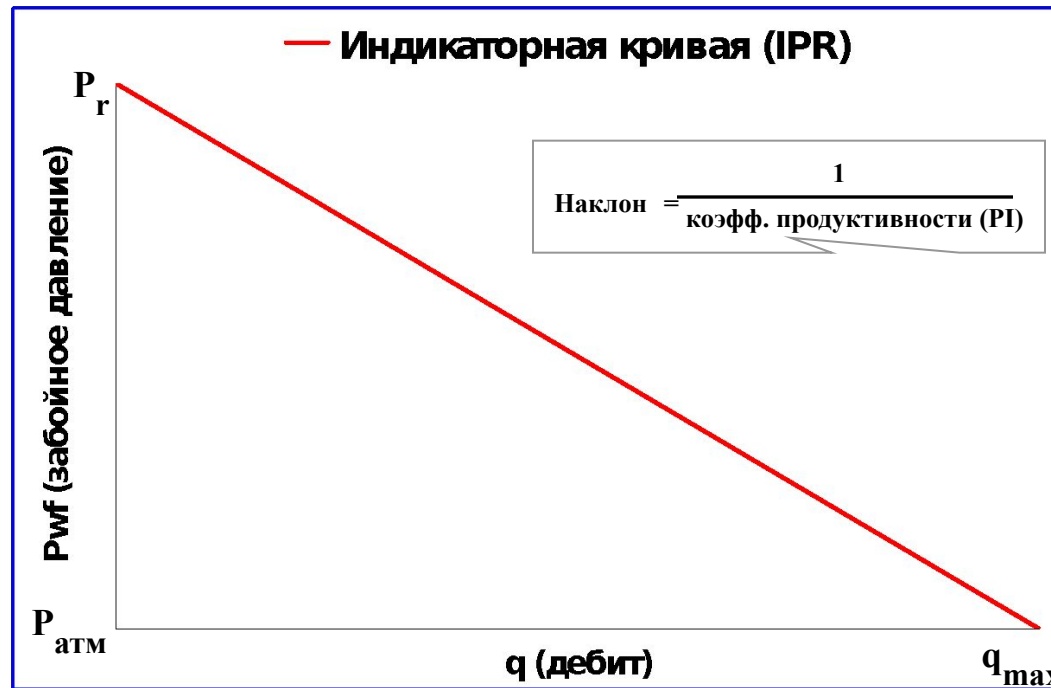
Влияние скин эффекта (S):

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	0.1	0.1	0.1
вязкость нефти (сПз)	μ_o	1	1	1
объёмный к-т (м³/м³)	B_o	1.228	1.228	1.228
Скин	S	0	10	-4.5
дебит нефти (м³/сут)	q_o	114	50	271
изменение дебита %			-56	138

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 138% (при данных условиях).

Индикаторная кривая (IPR)

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



IPR определена на отрезке между средним пластовым давлением (P_r) и атмосферным давлением ($P_{атм}$). 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 (PI)

Коэффициент продуктивности (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.

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

Пример : Построение индикаторной кривой (IPR).

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

данные по скважине		
K*h	Kh	100
пластовое давление (атм)	P_r	250
радиус дренирования (м)	r_e	500
радиус скважины (м)	r_w	0,1
вязкость нефти (сПз)	μ_o	1
объёмный к-т (мЗ/мЗ)	B_o	1,228
СКИН	S	0

Решение примера : Построение индикаторной кривой (IPR).

$$1) \quad q_{o(\max)} = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf(=0)})}{18.41\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100 * (250 - 0)}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[\ln\left(\frac{500}{0.1}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 142$$



3)

$$PI_{oil} = \frac{q_o}{(\bar{P}_r - P_{wf})} = \frac{Kh}{18.41\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[\ln\left(\frac{500}{0.1}\right) - 0.75 + S \right]} = 0.57$$

Упражнение : Расчет Дарси, PI, IPR.

Скважина работает со следующими параметрами:

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

$$\mu_o = 1.36 \text{ сПз} \quad B_o = 1.2 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad r_e = 500 \text{ м} \quad r_w = 0.1 \text{ м} \quad S = 0$$

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: метод Вогеля

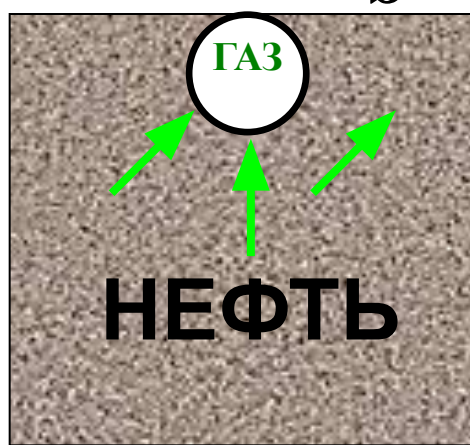
Когда давление падает ниже давления насыщения, из жидкости выделяется газ.

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

$$P > P_b$$



$$P = P_b$$



$$P < P_b$$

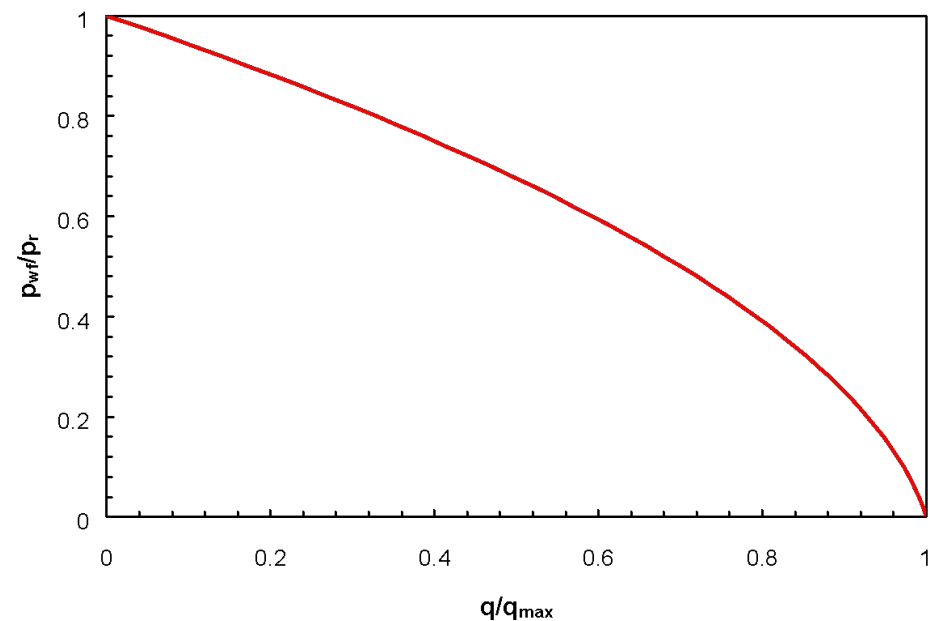


Вогель смоделировал производительность огромного количества скважин с пластовым давлением ниже давления насыщения (P_b), и построил график зависимости P_{wf}/P_r и q_o/q_{max} .

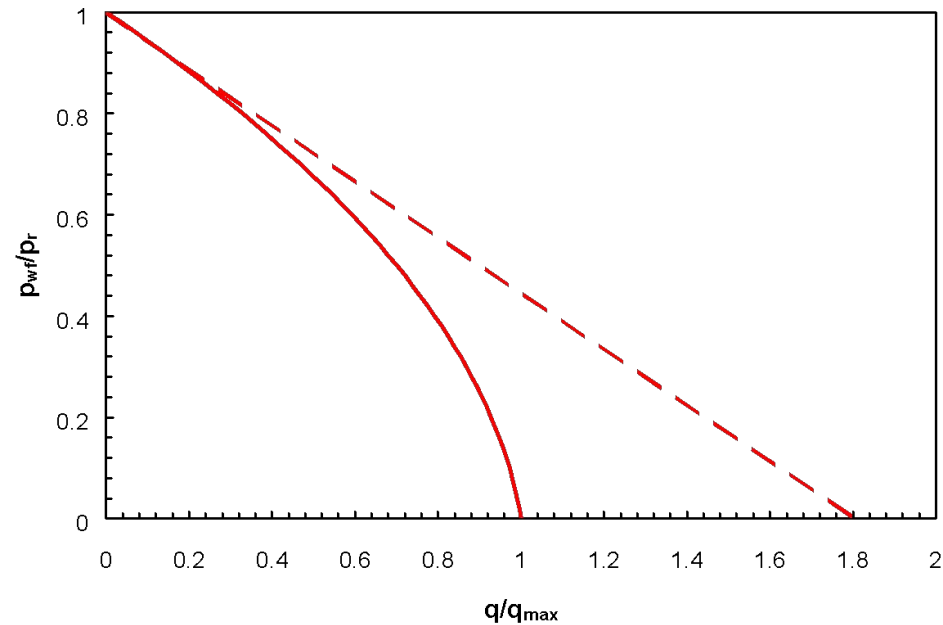
q_{max} определяется как теоретически максимально возможный дебит, при $P_{wf} = 0$.

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



Отношение Вогеля для притока,

пластовое давление ниже давления насыщения,

$$P < P_b:$$

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

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

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

Многофазный поток: метод Vogel,

пластовое давление ниже давления насыщения

• Процедура:

- 1) Значения P , 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:

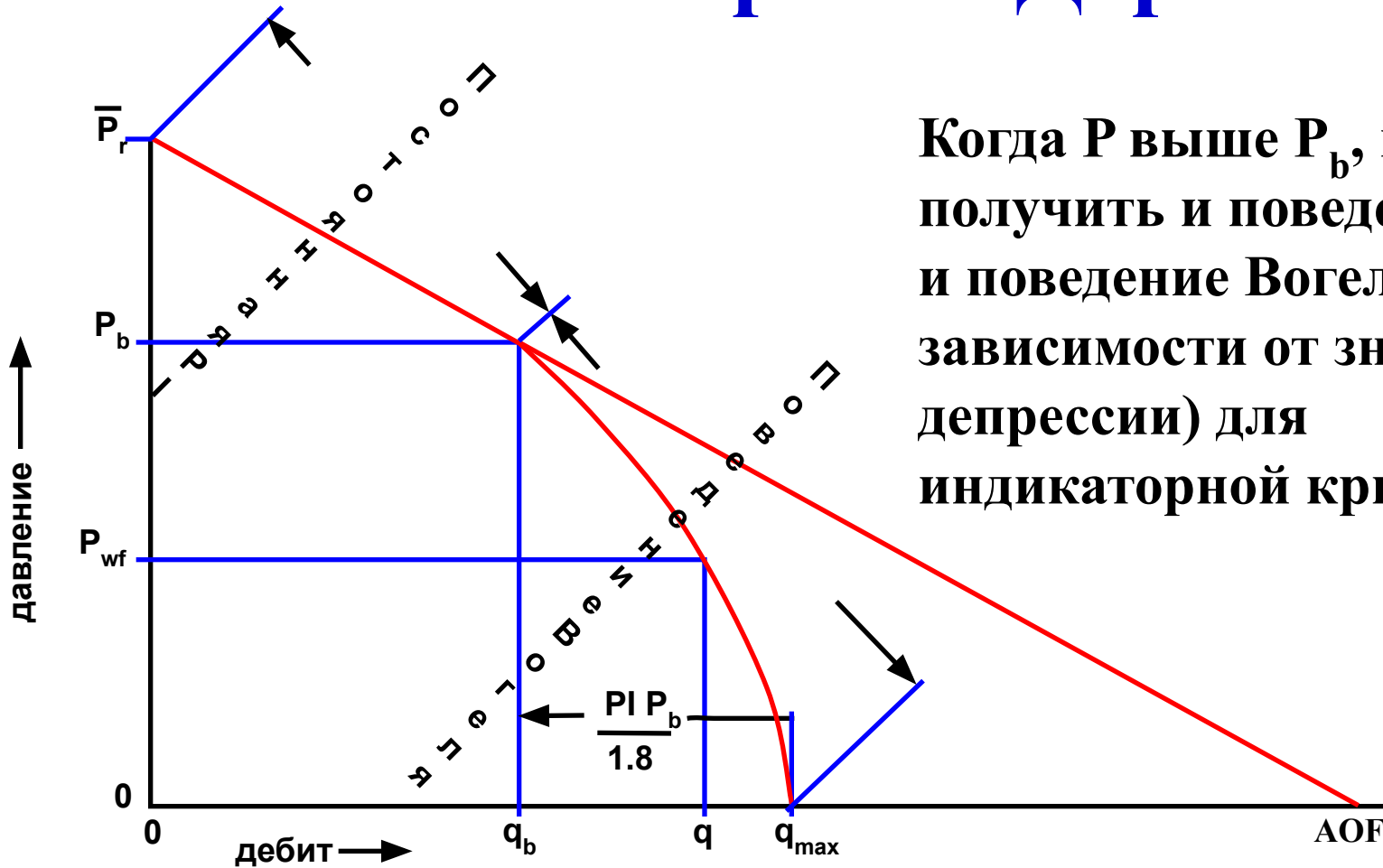
Скважина добывает 30 м³/сут нефти при $P_{wf} = 90$ атм. Давление пласта $P_r = 110$ атм. Давление насыщения $P_b = 120$ атм. Найти дебит нефти, если $P_{wf} = 50$ атм?

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

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

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

Композитная кривая Дарси/Вогеля



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

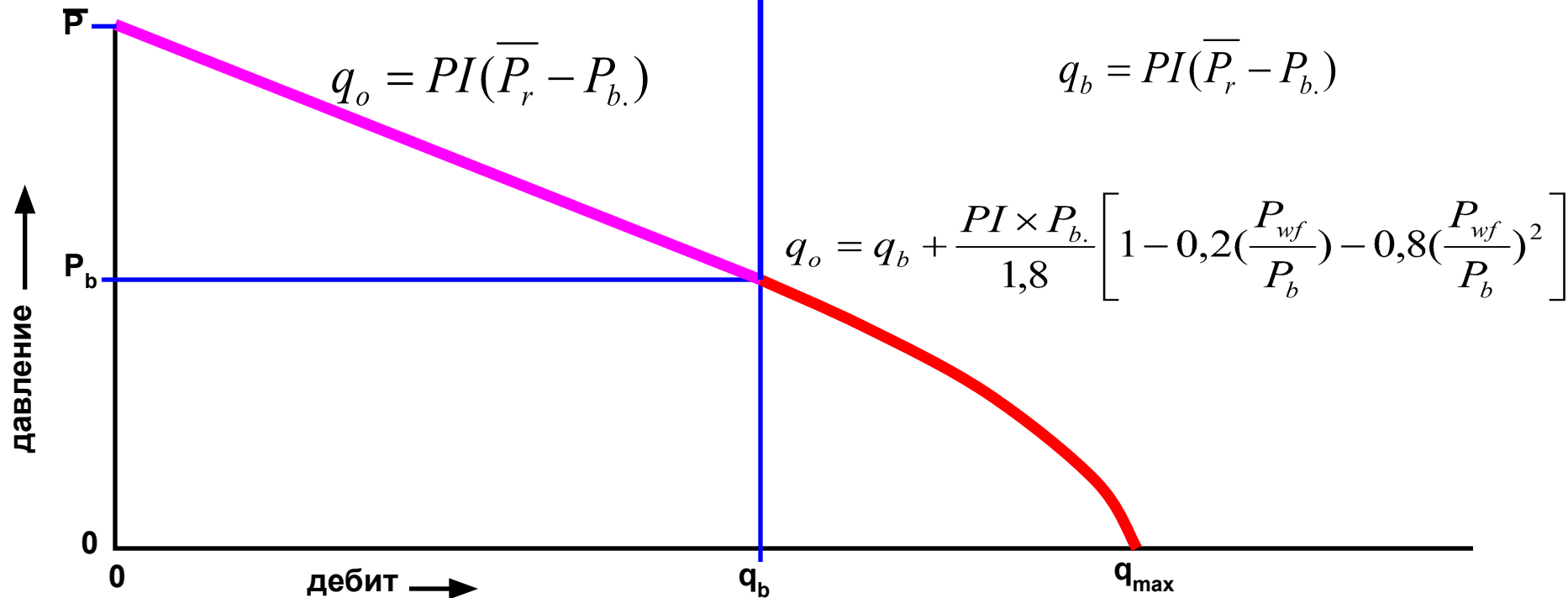
$$PI = \frac{q_o}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

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

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

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

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



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.

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

Пример : 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 $P_{wf} = 100, 90, 80, 70, 60, 50, 40, 30, 20, 10 \text{ атм}$*

По рассчитанным значениям q_o построить индикаторную кривую Вогеля

Решение примера : Построение индикаторной кривой Вогеля.

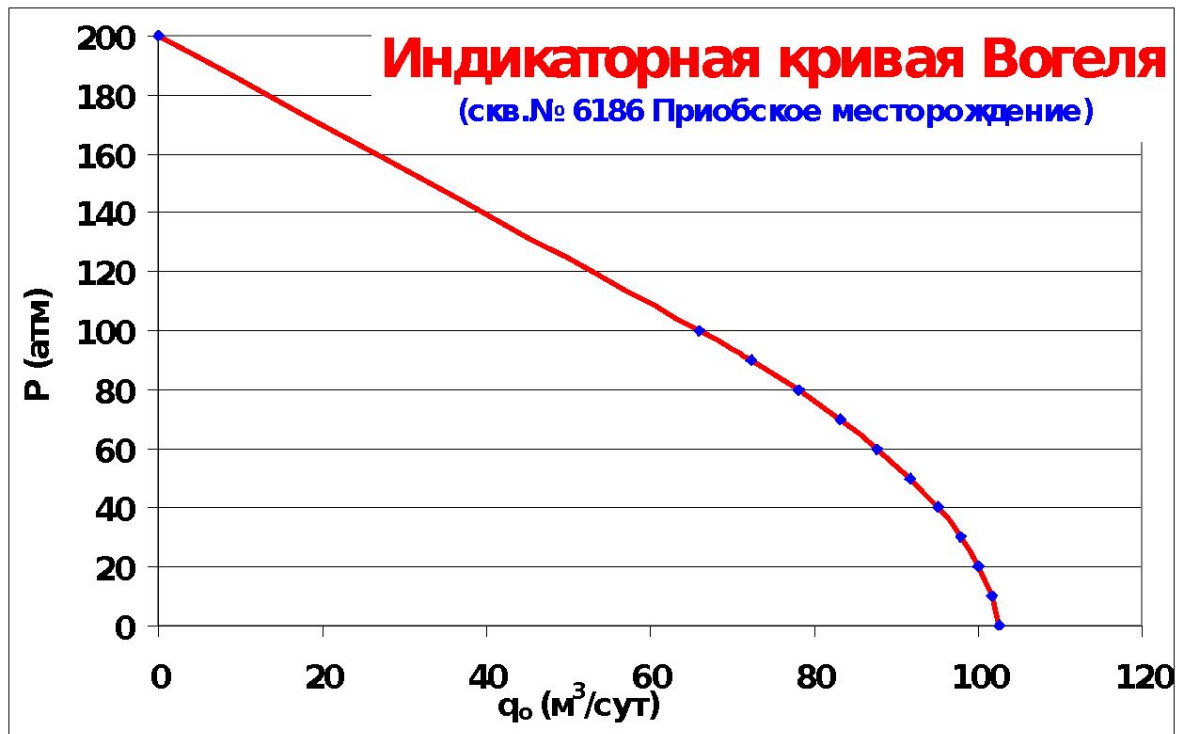
1) $PI = \frac{q_o}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{64}{(200 - 103)} \quad PI = 0.66$

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
$\text{м}^3/\text{сут}$	атм



Упражнение : Построение индикаторной кривой Вогеля.

Скважина работает со следующими параметрами:

$$Q_o = 80 \text{ м}^3/\text{сут} \quad q_w = 0 \text{ м}^3/\text{сут} \quad P_{wf} = 110 \text{ атм}$$

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

Рассчитать коэффициент продуктивности,
построить индикаторные кривые Вогеля и по
закону Дарси для данной скважины.

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

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

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

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

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

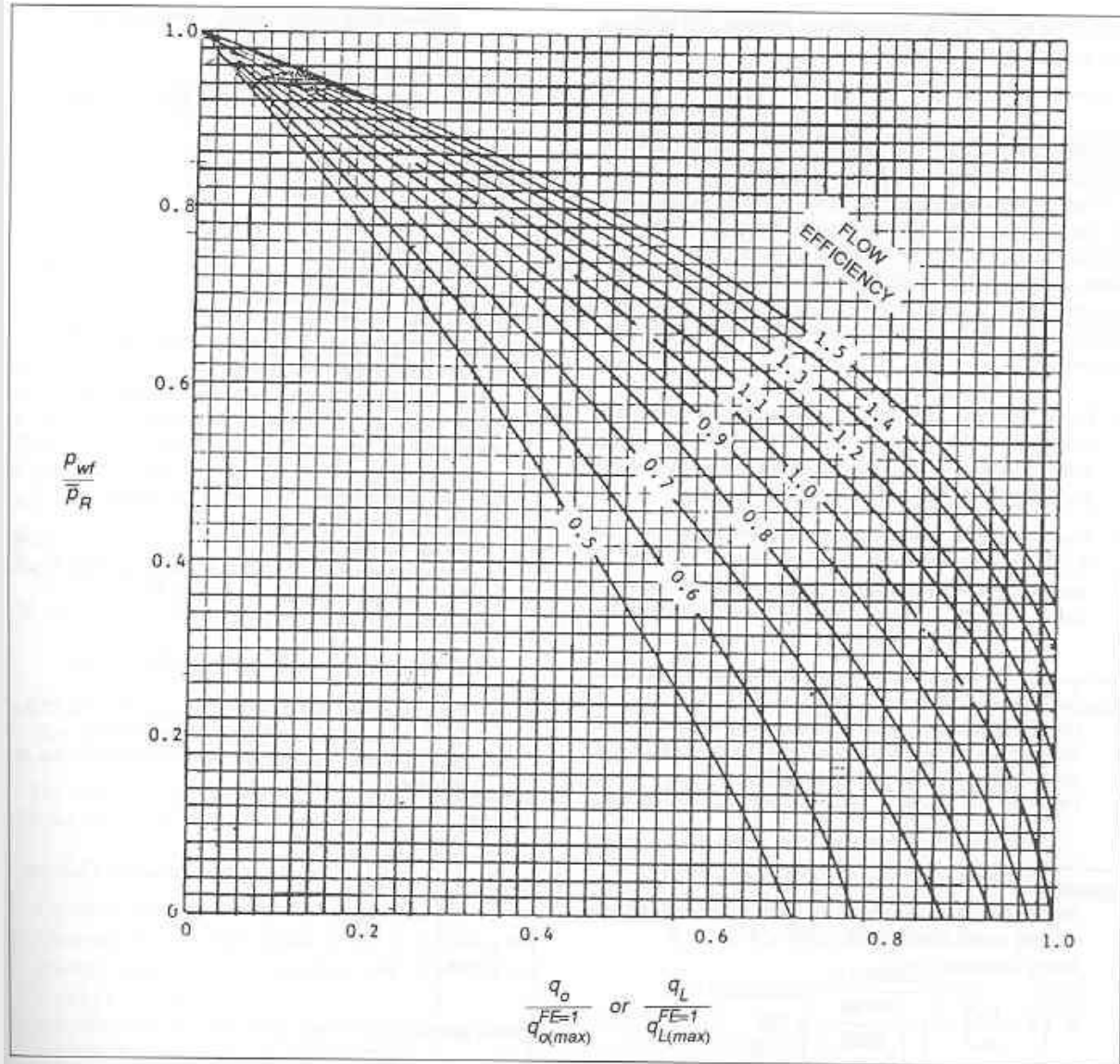
Это уравнение справедливо при

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)



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

1

2) Строят индикаторную кривую по

1

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

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

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

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

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

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

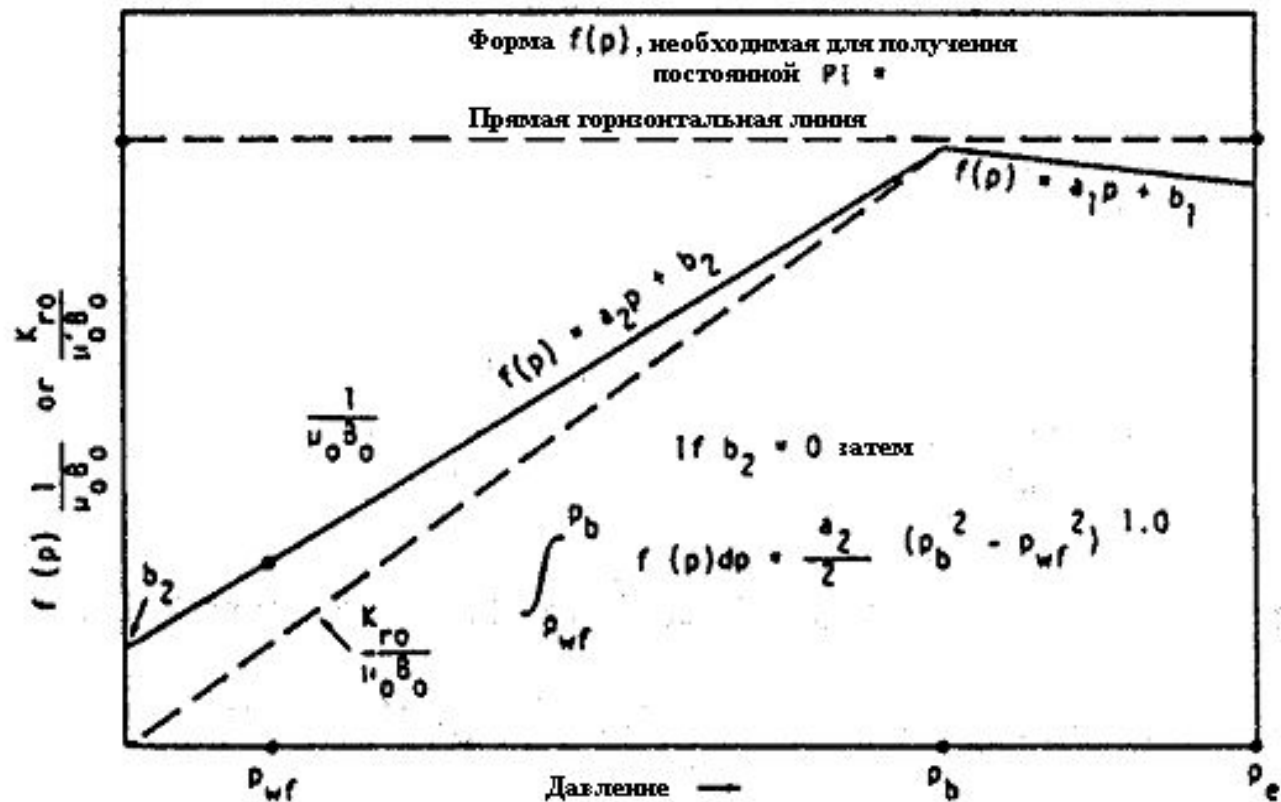
Ниже давления насыщения Выше давления насыщения
 $= \int \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dP + \frac{(P_k - P_b)}{\mu_o B_o} k_{ro}$

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

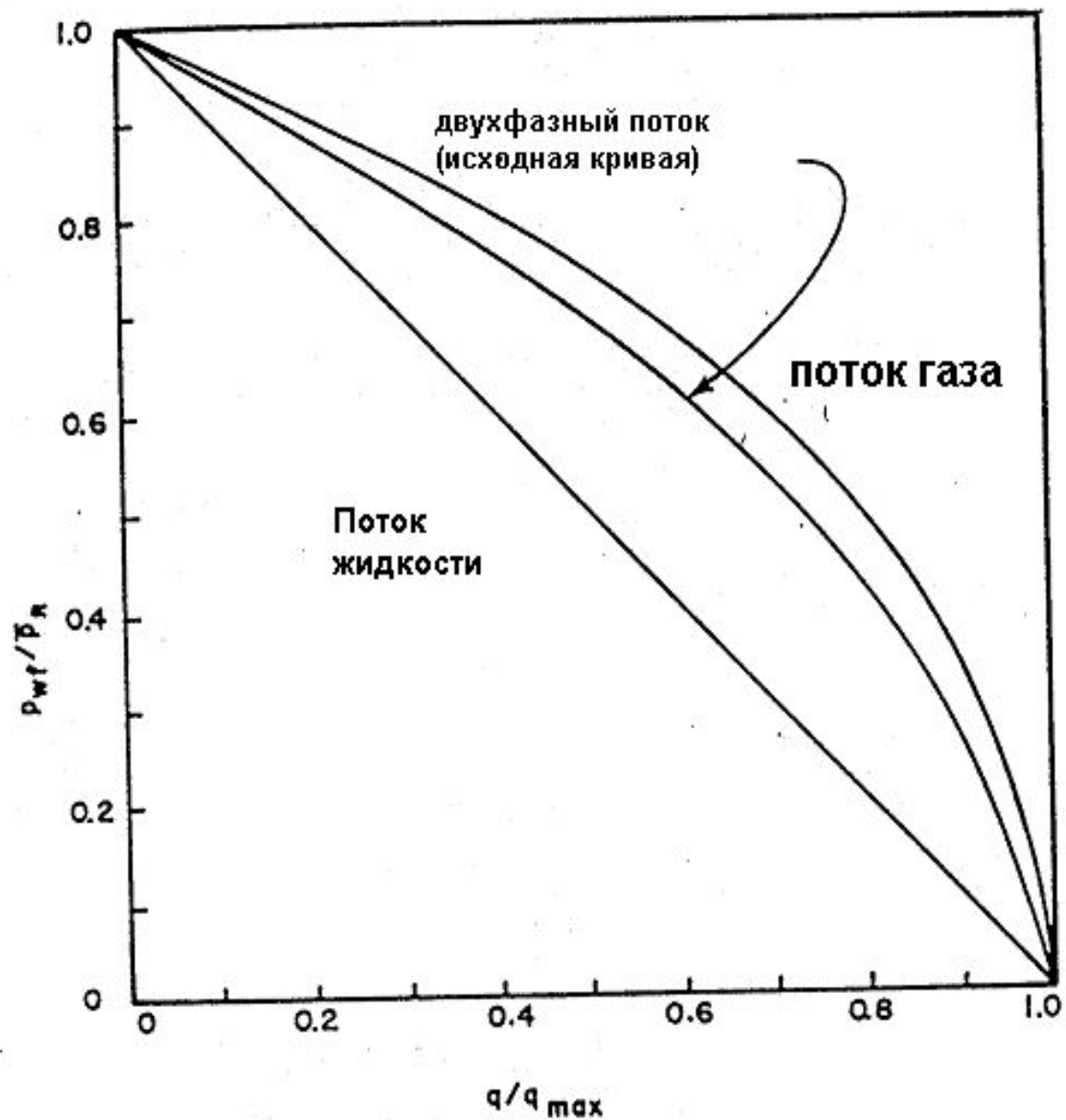
$$q_o = C(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \bar{P} < P_b$$

где: C - коэффициент потока;

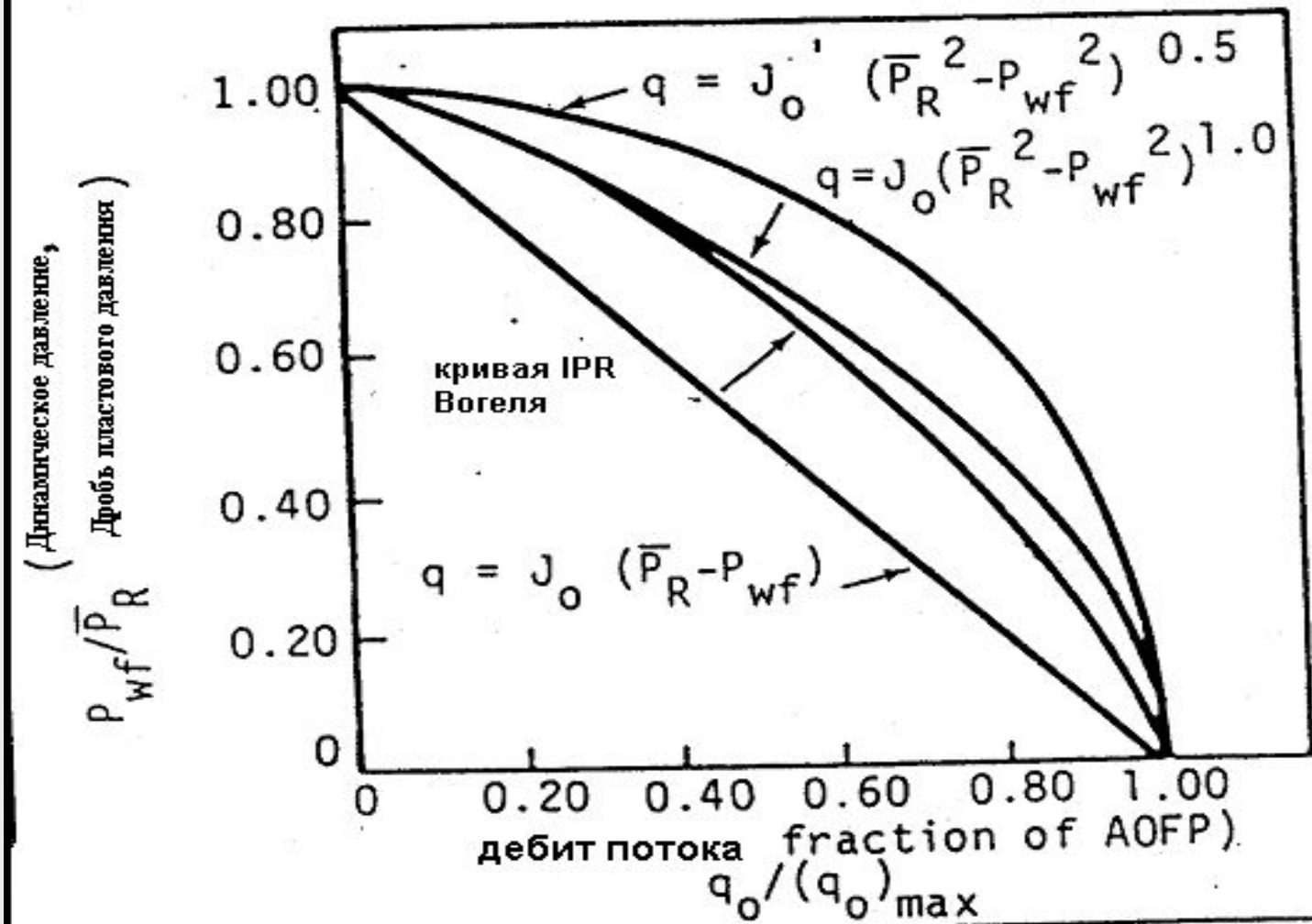
n - показатель, зависящий от характеристик скважин.

По Фетковичу $n = 0,568 \div 1$.

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

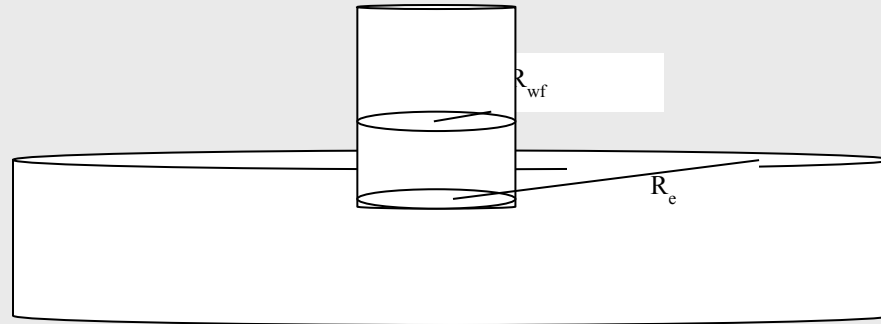


сравнение IPR для потока жидкости, потока газа и двухфазного потока (по Вогелю)



сравнение уравнений (по Фетковичу)

Формула Дюпюи для совершенной нефтяной скважины



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

Тогда

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

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

$$q_{пл} = B_0 q_{нов}$$

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

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

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

Формула Дюпюи для несовершенных скважин

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

S – скин - фактор

Формула Дюпюи для газовых скважин

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

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

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

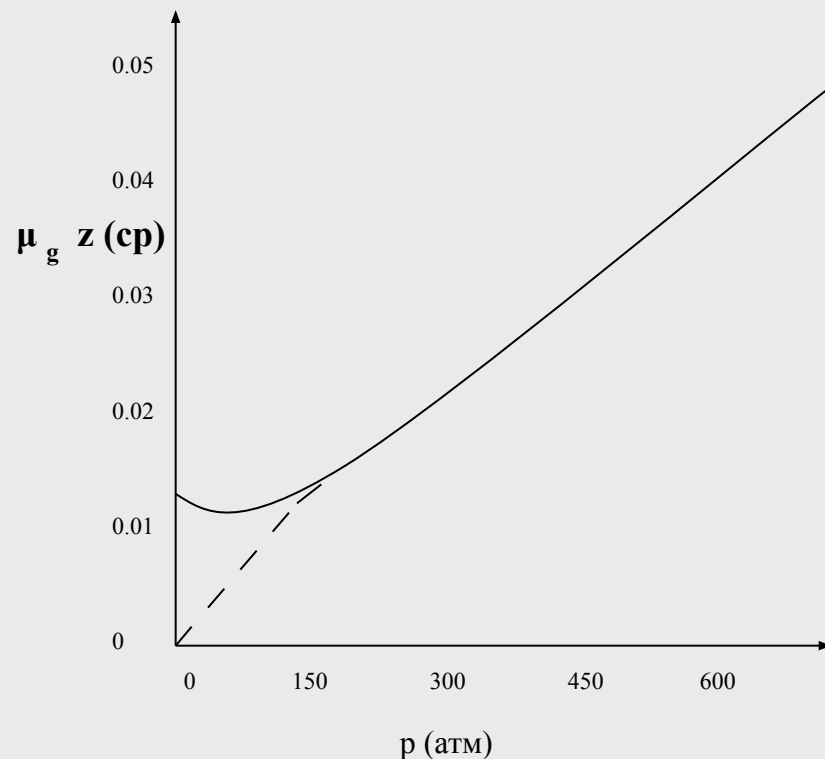
$$\frac{P_{\text{нов.}} \cdot T_{\text{пл}} \cdot q_{\text{нов.}}}{Z_{\text{нов.}} \cdot T_{\text{нов.}}} \int_{r_s}^{r_e} \frac{1}{r} dr = 2\pi k h \int_{P_{\text{wf}}}^{P_e} \frac{1}{\mu Z} P dP \qquad \frac{P_{\text{нов.}} \cdot T_{\text{пл}}}{Z_{\text{нов.}} \cdot T_{\text{нов.}}} = 1/C$$

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

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 “ ΔP^2 ”

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

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

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

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

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

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

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

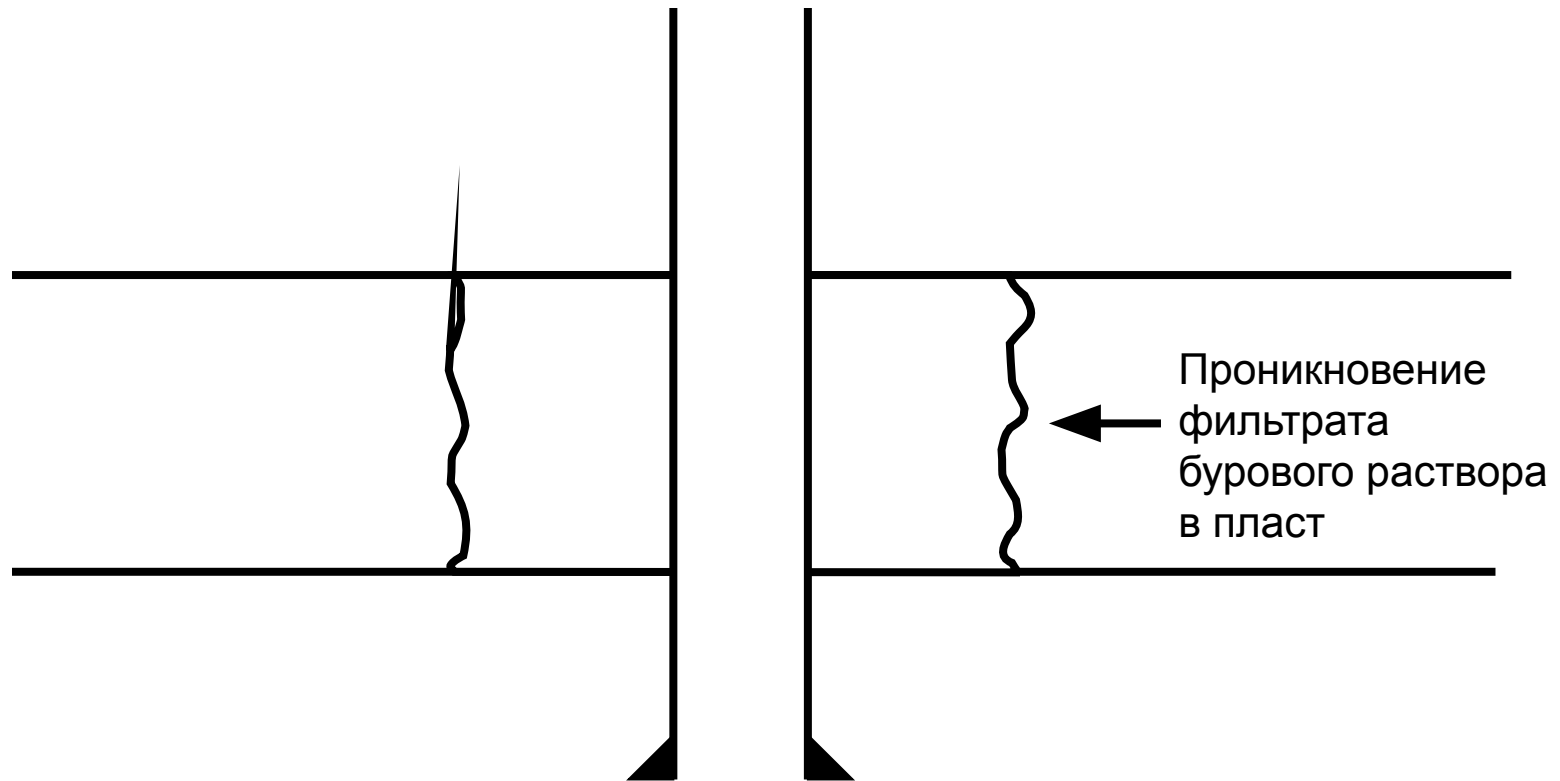
$$q = \frac{440,1 \times 10^{-4} kh \left(\bar{p}^2 - p_{wf}^2 \right)}{\bar{\mu} T \bar{z} \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right)}$$

СКИН - фактор

Причины изменения фильтрационных свойств призабойной зоны:

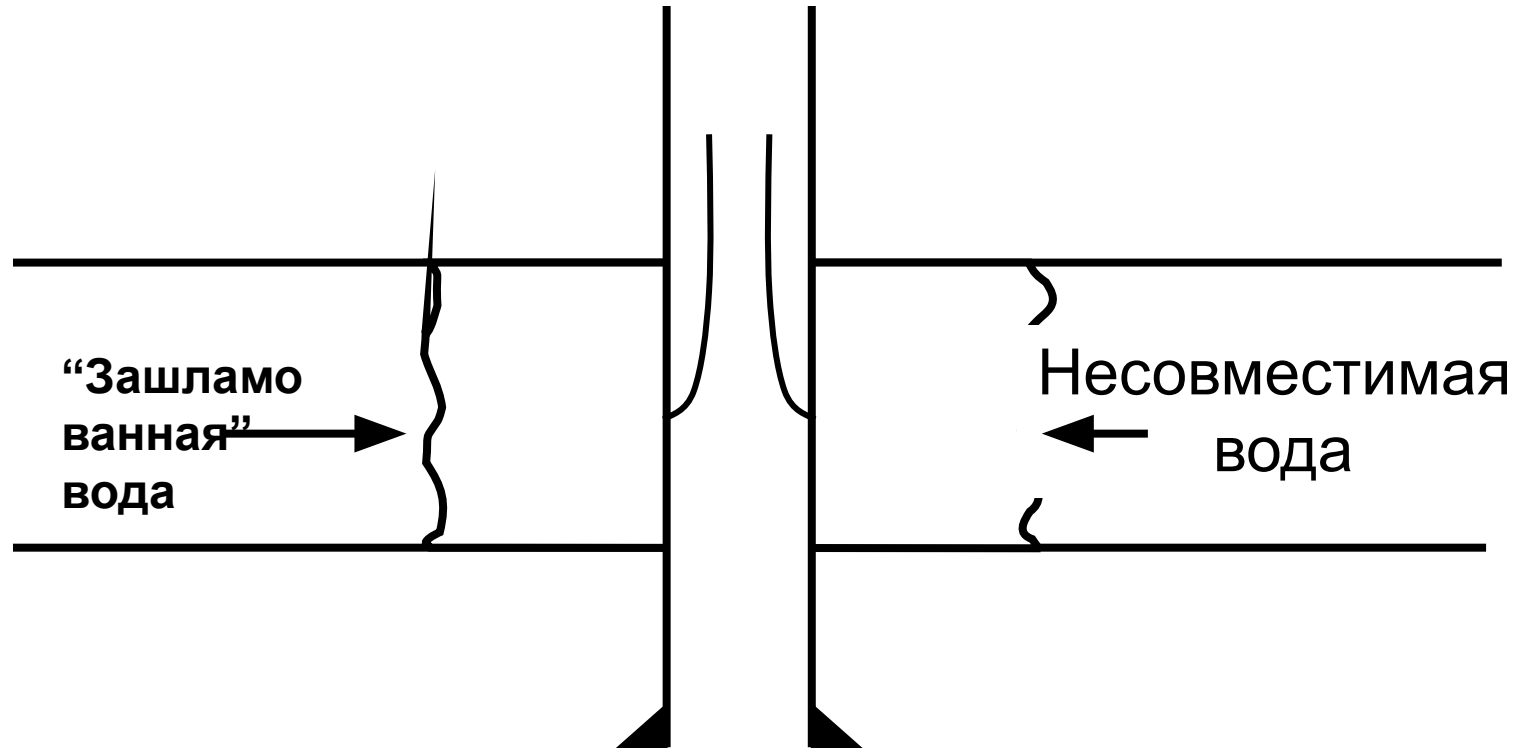
- 1) Кольматирование буровым раствором;**
- 2) Осаждение солей из-за несовместимости пластовой и нагнетаемой воды.**
- 3) Разрушения естественного цемента пласта и вынос его в призабойную зону.**
- 4) Гидроразрыв пласта.**
- 5) Проведение кислотных обработок**
- 6) Торпедирование**

Повреждения, вызванные закачкой бурового раствора



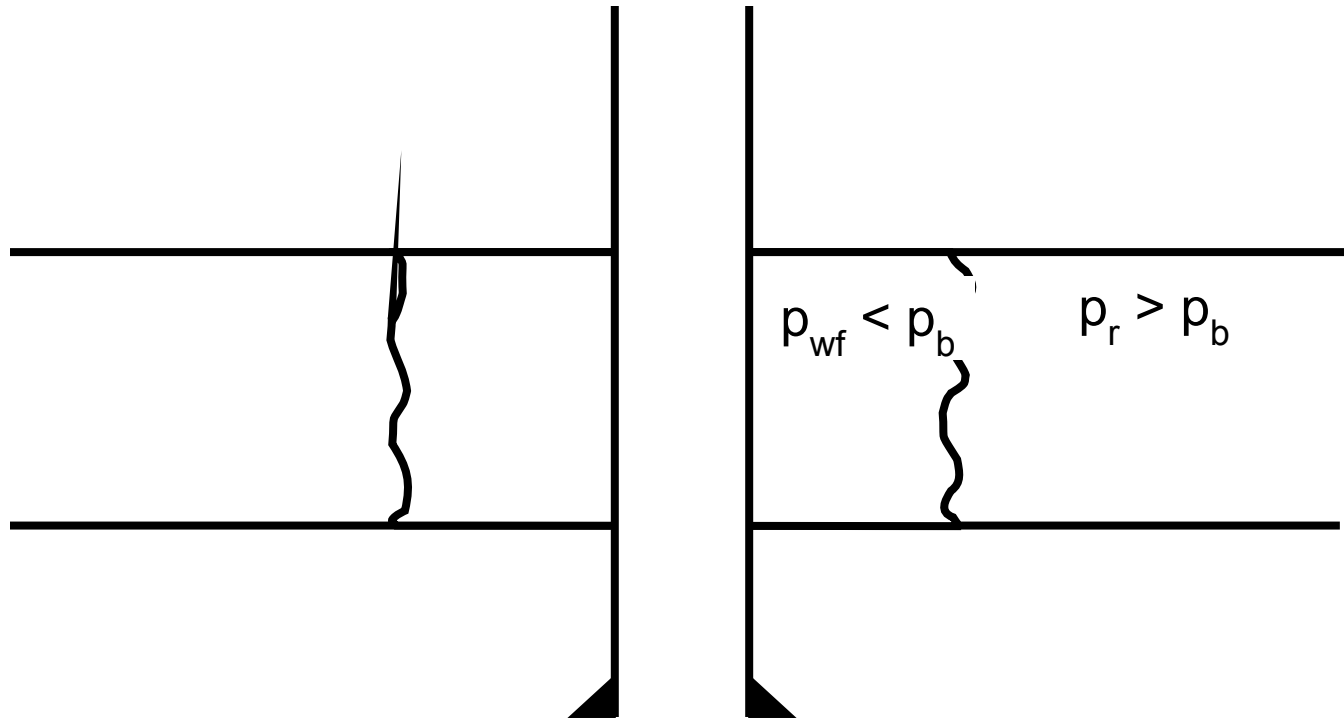
- Проникновение фильтрата бурового раствора сокращает эффективную проницаемость в призабойной зоне.
- Буровой фильтрат может вызвать разбухание глин, что приведет к повреждению.

Повреждения при закачке



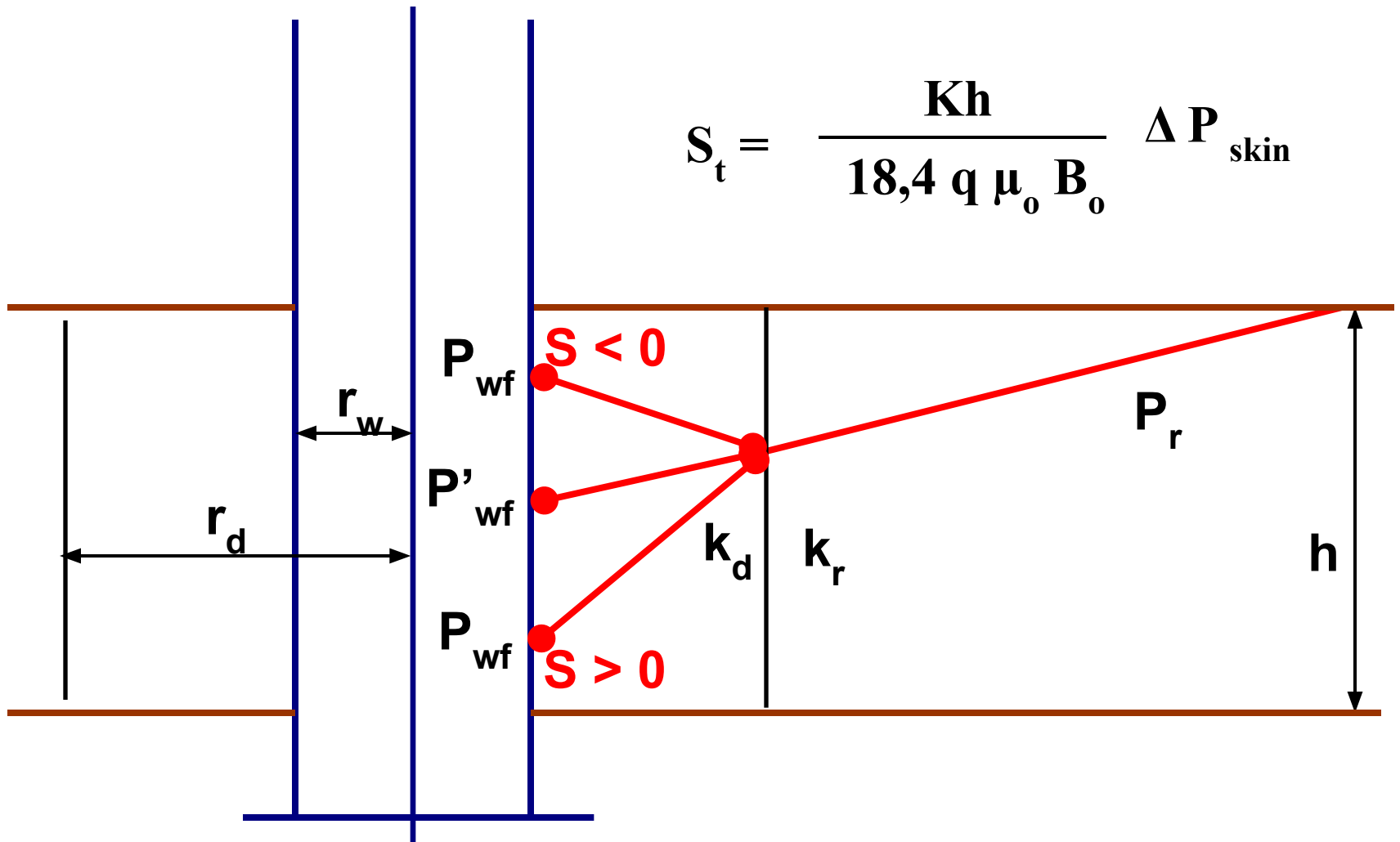
- **Закачиваемая вода может быть «грязной» – мелкие частицы могут закупорить отверстия перфораций.**
- **Закачиваемая вода может быть несовместимой с пластовой водой – может вызвать образование осадков и закупорить отверстия перфораций.**
- **Закачиваемая вода оказаться несовместимой с глинистыми минералами пласта; вода может дестабилизировать некоторые глины, вызывая движение мелких частиц и закупоривая отверстия перфораций.**

Повреждения в результате добычи



- В нефтеносном пласте околоскважинное давление может быть ниже давления насыщения. При этом происходит выделение свободного газа, который снижает эффективную проницаемость по нефти в околоскважинной зоне.
- В ретроградном газоконденсатном коллекторе околоскважинное давление может быть ниже точки росы. При этом образуется неподвижное конденсатное кольцо, что снижает эффективную проницаемость по газу в околоскважинной зоне.

Модель скин-эффекта



Скин-фактор – безразмерная величина, связывающая изменение давления в прискважинной зоне, дебит и гидропроводность породы

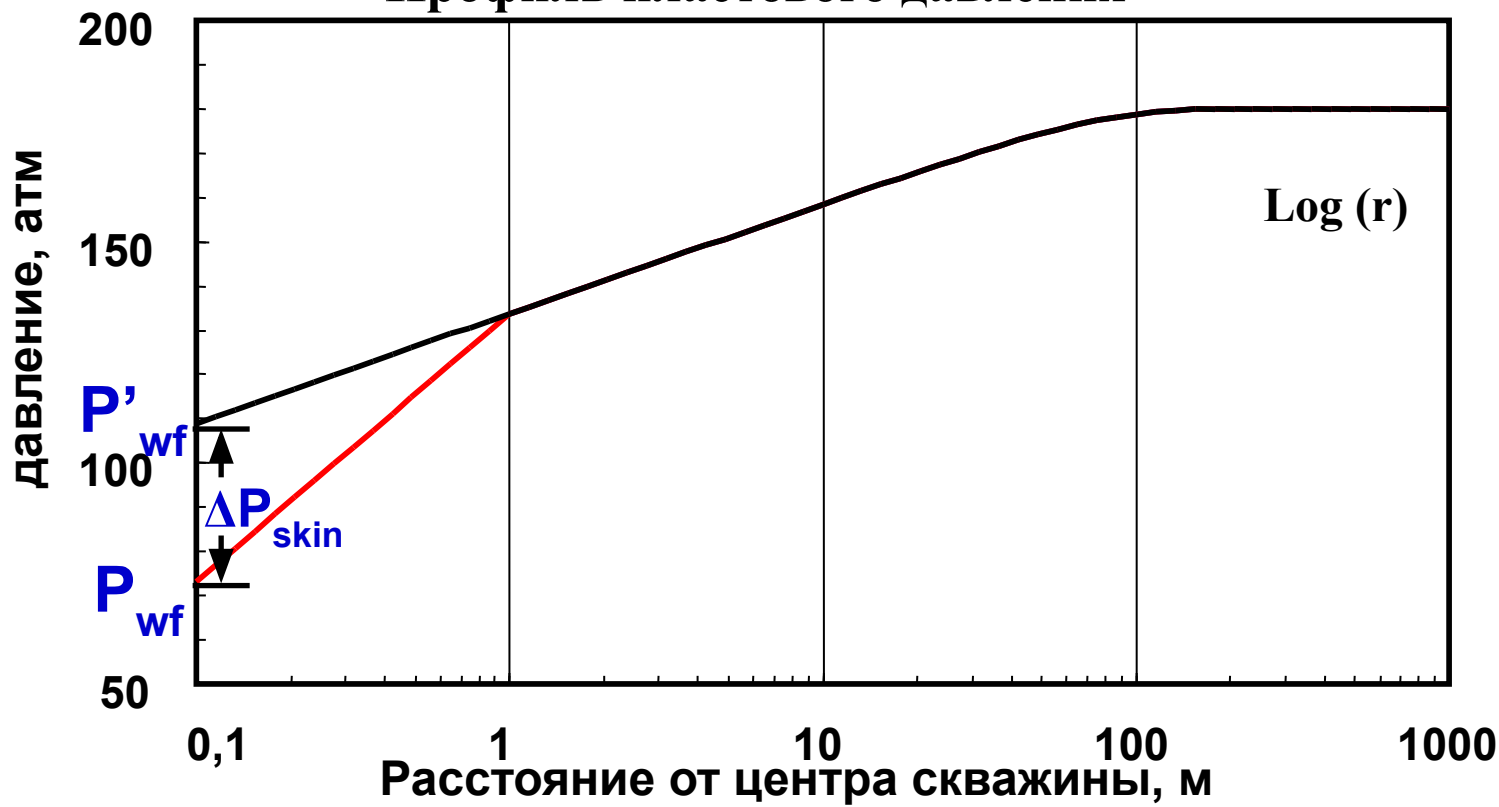
Хорнер выразил скин-фактор через дополнительное падение давления в результате повреждения:

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0.87 m S_t = (P'_{\text{wf}} - P_{\text{wf}})$$

где m – наклон полулогарифмической прямой Хорнера,
 S_t – суммарный скин-эффект

$$S_t = \Delta P_{\text{skin}} / 0.87 m = (P'_{\text{wf}} - P_{\text{wf}}) / 0.87 m$$

Профиль пластового давления



S_t – суммарный скин-эффект - совокупность скин-эффектов, возникших по различным причинам:

$$S_t = S_d + S_p + S_{pp} + S_{turb} + S_o + S_s + \dots$$

S_d – скин-эффект вследствие повреждения породы (+)

S_p – скин-эффект из-за перфорации (+)

S_{pp} – скин-эффект вследствие частичного проникновения скважины в пласт (+)

S_{turb} – скин-эффект вследствие турбуленции или скин, зависящий от темпа отбора (+)

S_o – скин-эффект вследствие наклона скважины (-)

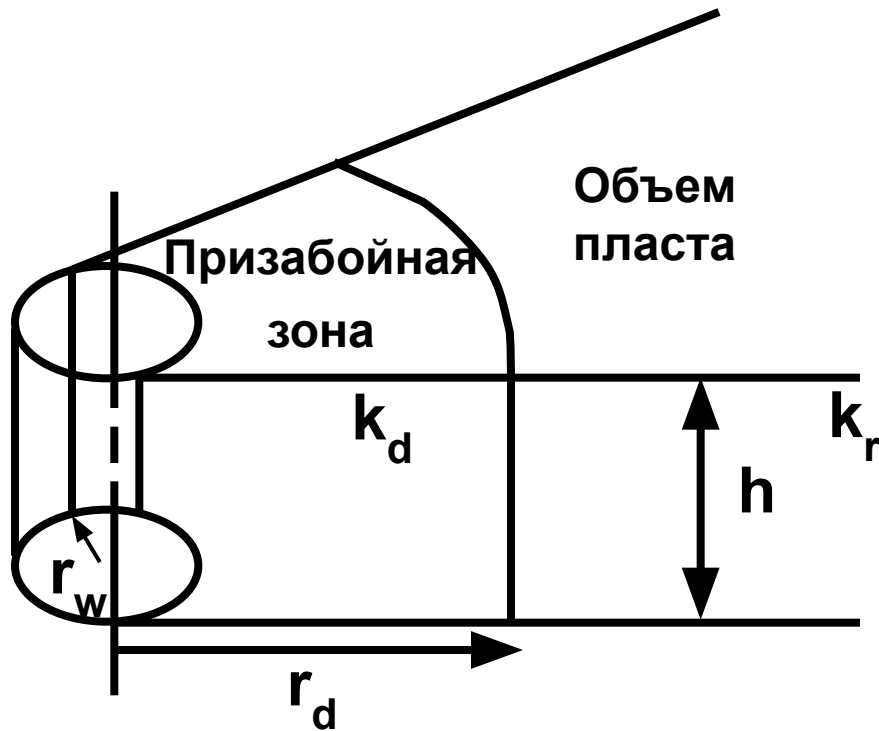
S_s – скин-эффект, возникающий вследствие стимуляции (-)

Скин-эффект вследствие повреждения породы S_d в лучшем случае может быть уменьшен до нуля (например - кислотной обработкой).

Отрицательный скин возникает вследствие образования трещин (гидроразрыв).

Скин-фактор и свойства призабойной зоны

Используя концепцию скина как кольцеобразной зоны вокруг скважины с измененной проницаемостью, Хопкинс построил модель скважины, как показано на рисунке. Скин-фактор может быть вычислен с помощью свойств призабойной зоны.



$$S_t = \left(\frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)$$

k_r – проницаемость коллектора

k_d – проницаемость измененной зоны

r_d – радиус измененной зоны

r_w – радиус скважины

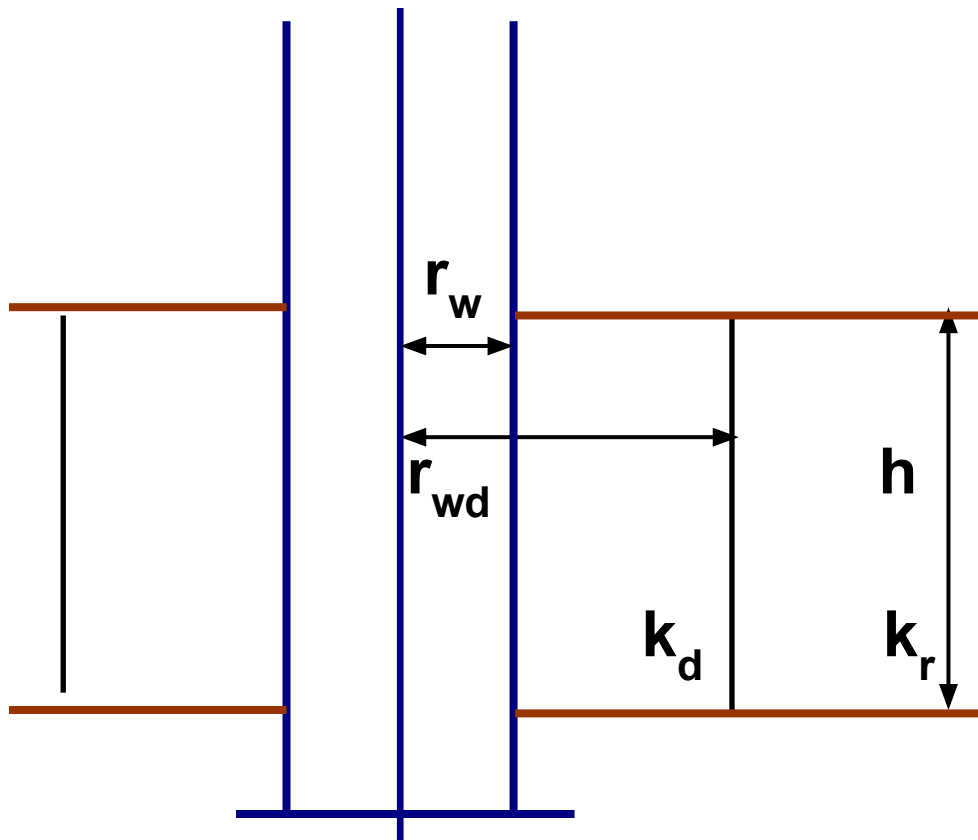
Если $k_d < k$ (повреждение), скин-фактор является положительным.

Если $k_d > k$ (интенсификация), скин-фактор является отрицательным.

Если $k_d = k$, скин-фактор равен 0.

Эффективный радиус скважины

Если проницаемость в зоне изменения k_d намного выше, чем проницаемость пласта k_r , то скважина будет вести себя как скважина с вероятным радиусом r_{wd} - эффективный радиус скважины. r_{wd} может быть вычислен на основе реального радиуса и скин-фактора:



$$s = -\ln\left(\frac{r_{wd}}{r_w}\right)$$

$$r_{wd} = r_w e^{-s}$$

Минимальный скин-фактор

(максимально отрицательный скин-фактор)

достигается при условии $r_{wd} = r_e$,

где r_{wd} - эффективный радиус скважины
 r_e - радиус зоны дренирования

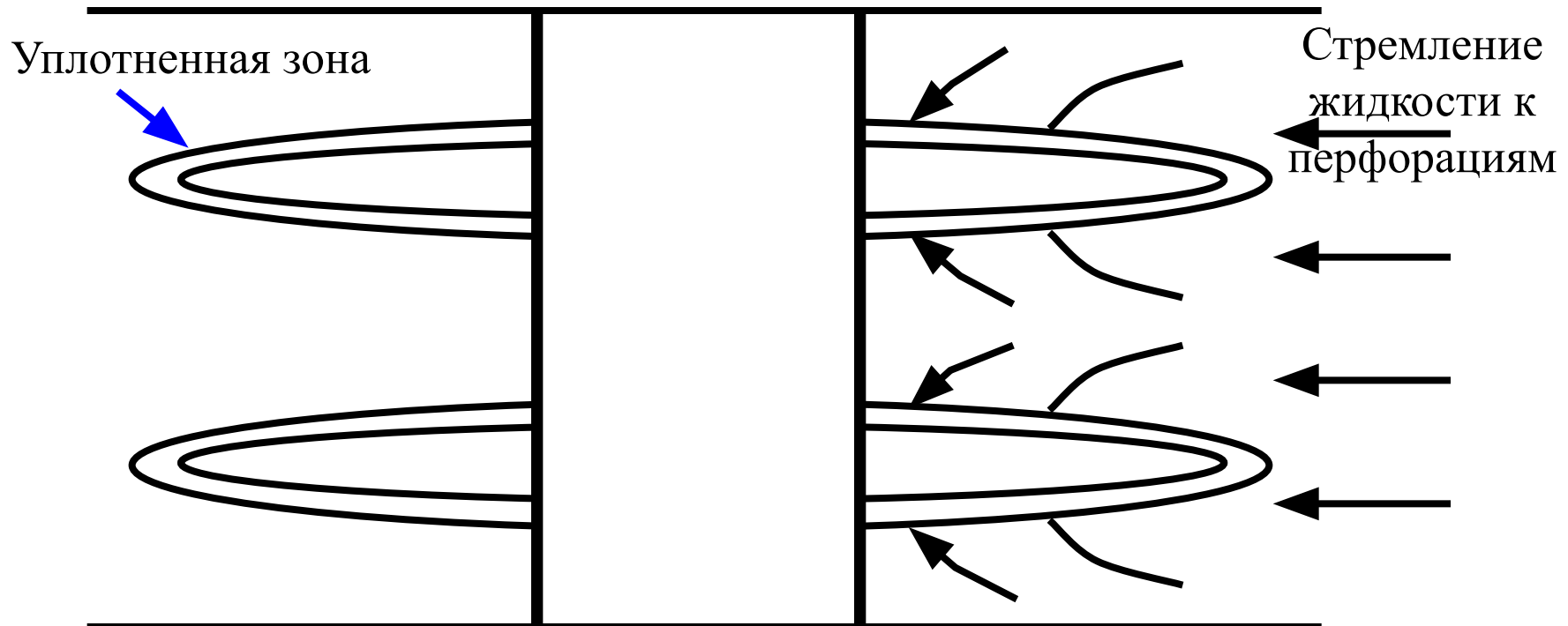
$$S_{\min} = -\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$$

Пример:

$$S_{\min} = -\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) = -\ln\left(\frac{250}{0.1}\right) = -7.8$$

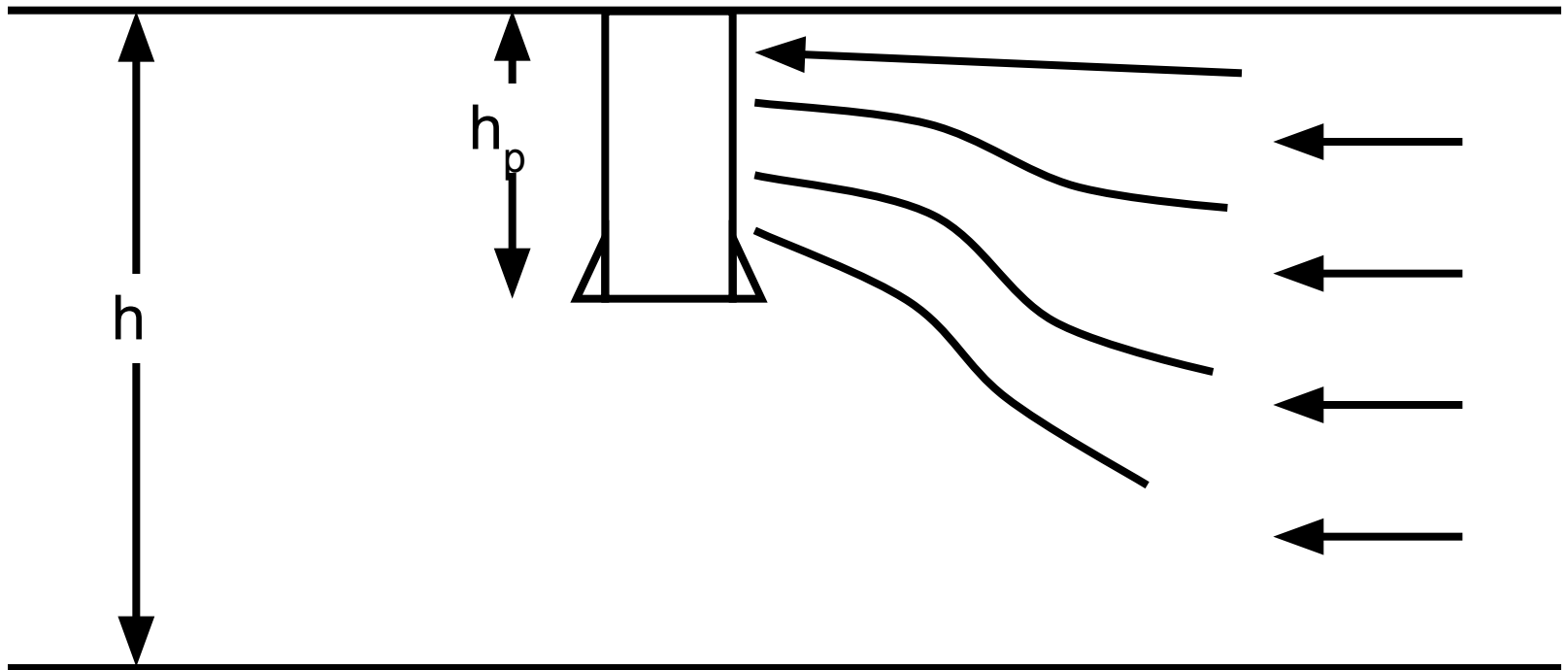
Геометрические скин-факторы

Вследствие воздействия кумулятивной струи КВКЗ на породу, вокруг перфорационного канала образуется уплотненная зона уменьшенной проницаемости. S_p – скин-фактор, учитывающий геометрию перфорации (+)



Геометрические скин-факторы

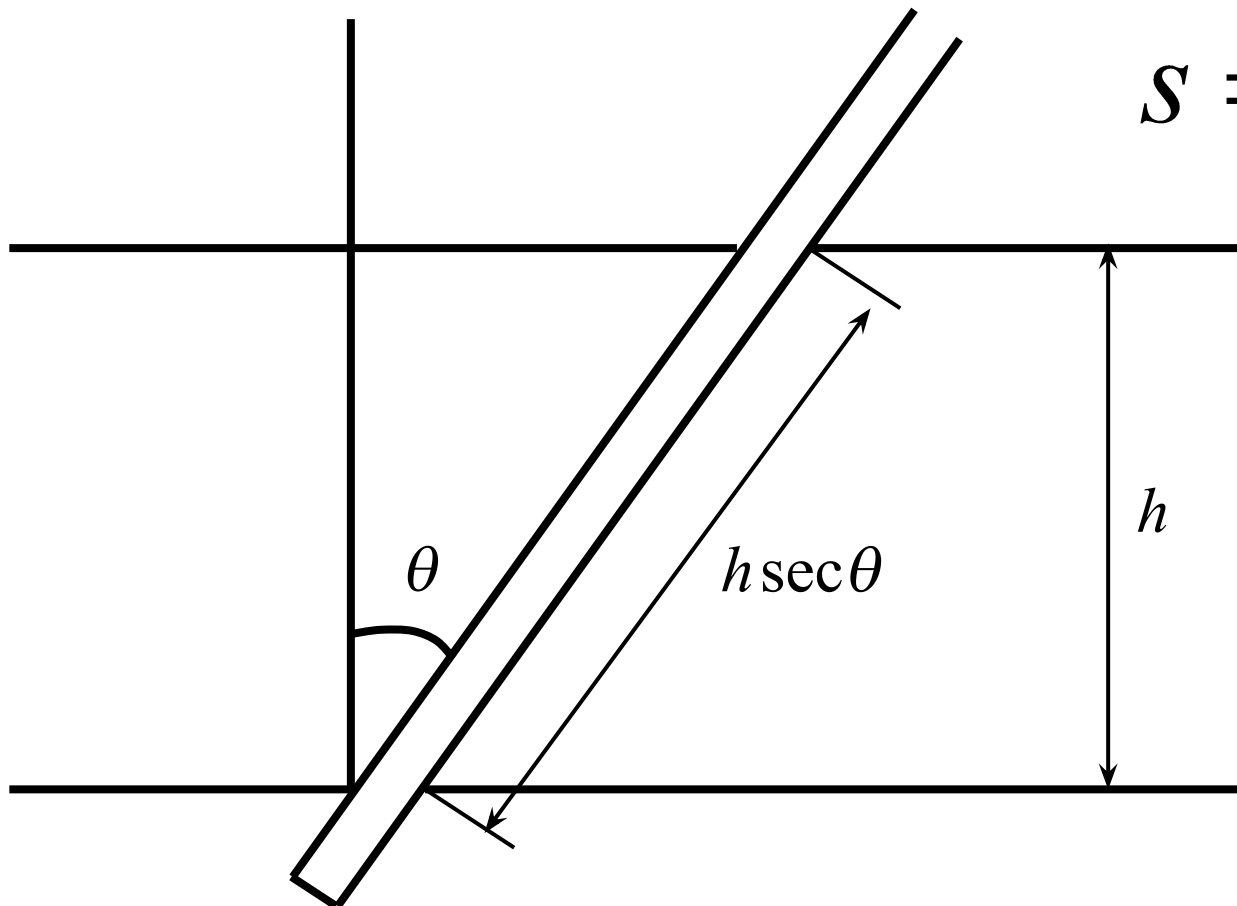
Частичное проникновение – скважина частично вскрывает продуктивный пласт или произведена перфорация только участка продуктивного слоя пласта, S_{pp} – скин-фактор, учитывающий несовершенство вскрытия (+)



Геометрические скин-факторы

Когда скважина входит под углом более, чем 90° , в контакте с пластом находится больший участок поверхности скважины.

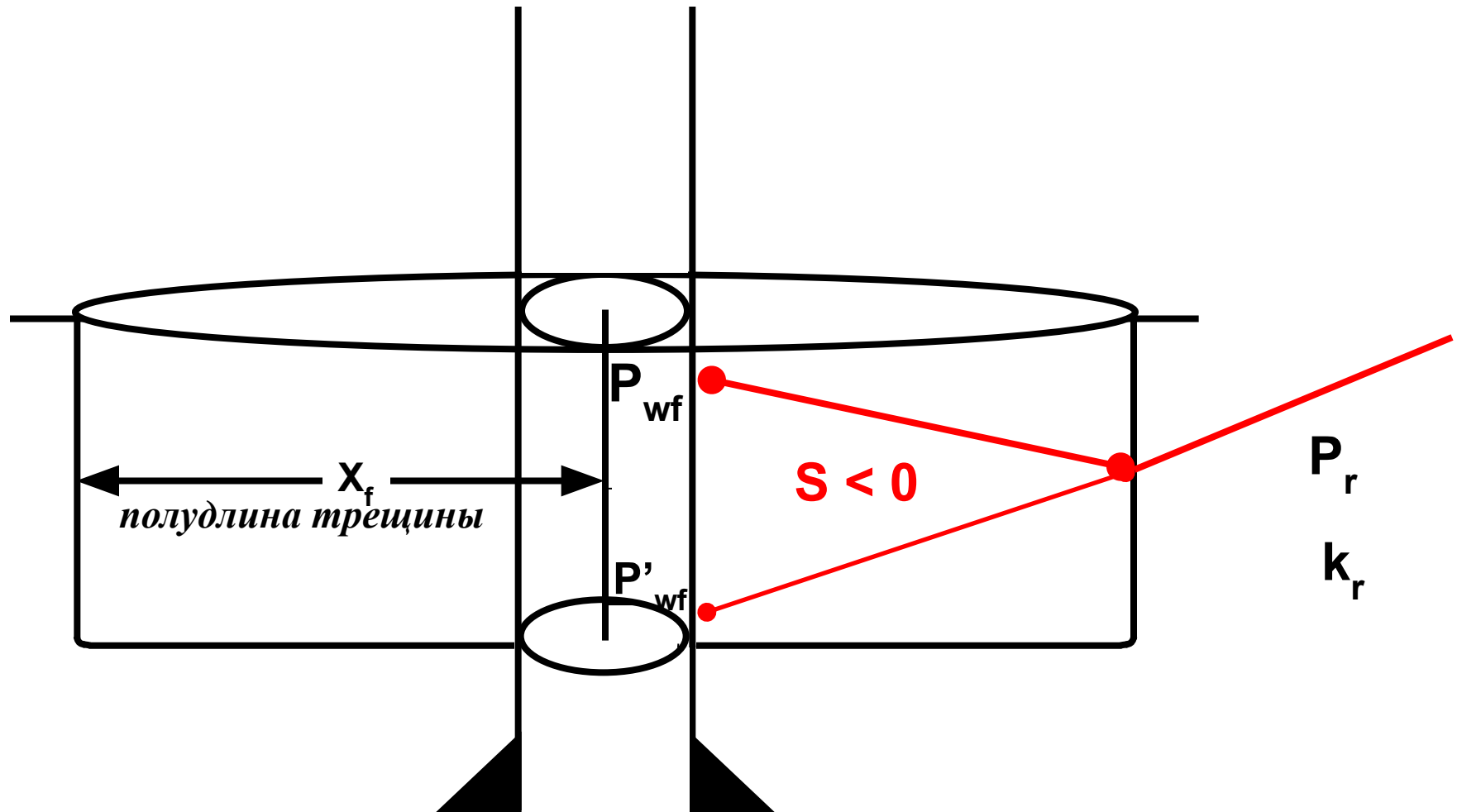
S_θ - скин-фактор вследствие наклона скважины (-)



$$S = S_d + S_\theta$$

Геометрические скин-факторы

В результате гидроразрыва пласта (ГРП) между скважиной и пластом создается зона высокой проводимости. S_s – скин-эффект, возникающий вследствие стимуляции (-)



Скин-фактор и порванные пласты

r_{wd} - эффективный радиус

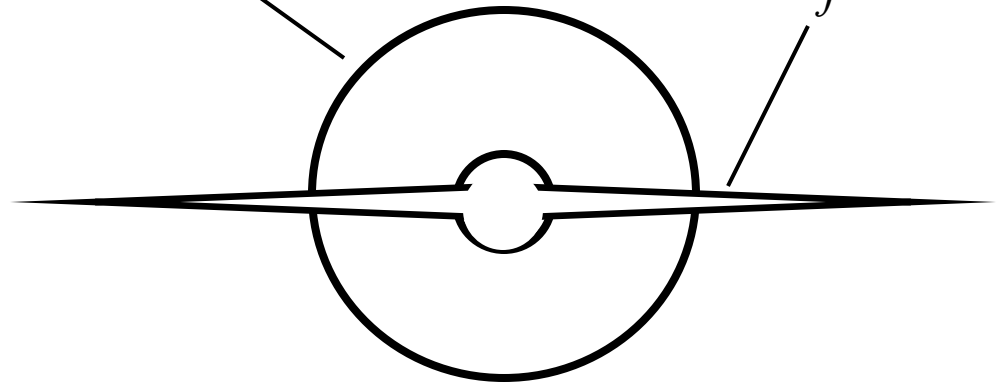
x_f - полудлина трещины

Площадь притока =

$$2\pi r_{wd} h$$

Площадь притока =

$$4 x_f h$$



$$r_{wd} = \frac{X_f}{2}$$

$$X_f = 2r_{wd}$$

Вычисление скин - фактора

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\text{общ}} &= \Delta P_{\text{нач}} + \Delta P_{\text{скин}} = \frac{18,41 \cdot \overline{q\mu B}}{kh} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) + \frac{18,41 \cdot \overline{q\mu B}}{k_d h} \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right] = \right. \\
 &= \frac{18,41 \cdot \overline{q\mu B}}{h} \left(\frac{1}{k_r} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) \right] + \frac{1}{k_d} \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right] \right) = \\
 &= \frac{18,41 \cdot \overline{q\mu B}}{hk} \left(\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) \right] + \frac{k_r}{k_d} \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right] \right) = \\
 &= A \left(\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) \right] + \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right] - \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right] + \frac{k_r}{k_d} \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right] \right) = \\
 &= A \left(\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) \right] + \left(\frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right] \right)
 \end{aligned}$$

Введем обозначения $\left(\frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right] = S$ - скин- фактор, то формула

Дюшои может быть записана в виде:

$$q = \frac{kh}{18,41 \cdot \overline{\mu B} \left(\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \right] - 0,75 + S \right)} (\overline{P} - P_{wf}) .$$

Упражнение: расчет скин - фактора

- *В процессе глушения скважины, отфильтровавшаяся в призабойную зону жидкость, изменила проницаемость со 100 мД до 60 мД в радиусе 0,6 м. Диаметр скважины – 0,152 м. Вычислить скин – фактор.*
- *Для очистки призабойной зоны применили кислотную обработку при этом проницаемость восстановилась до 80% от исходной. Вычислить скин – фактор.*

Пример диапазона значений скина

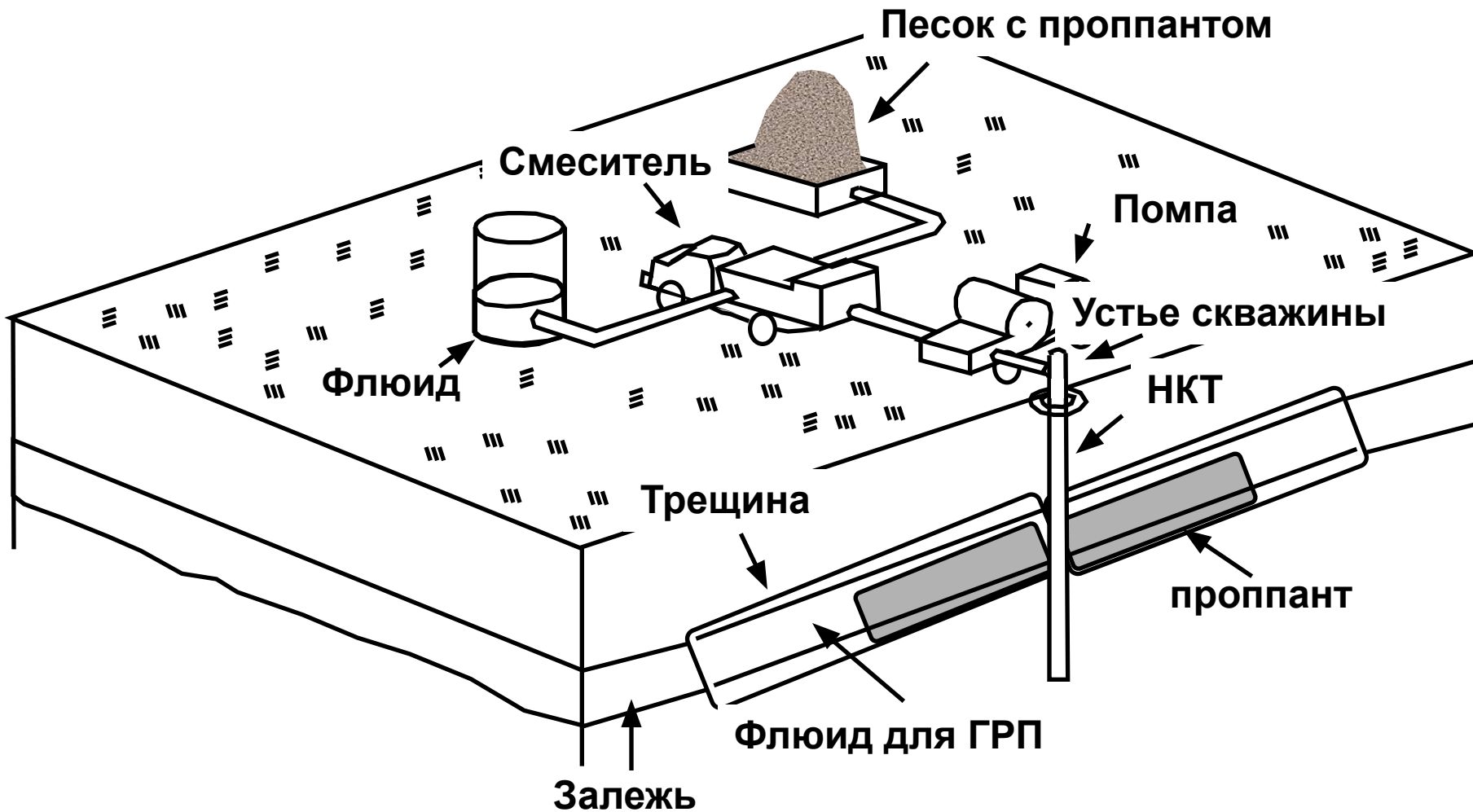
Нелинейная шкала



Гидравлический разрыв

- Гидравлический разрыв – это процесс использования гидравлического давления для создания искусственных трещин в пласте
- Трещина увеличивается в длину, высоту и ширину путем закачки смеси флюида и проппанта под высоким давлением

Гидравлический разрыв

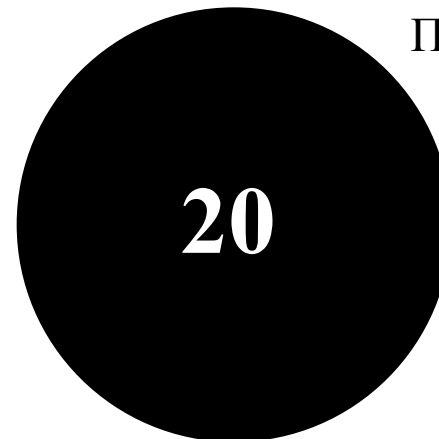


Причины проведения ГРП

- Увеличение добычи
- Запасы:
 - Ускорить извлечение
 - Новый пласт:
 - Извлекать запасы, добыча которых ранее считалась невыгодной
 - Увеличить жизненный цикл пласта
- Увеличить приток в скважину
 - Обойти повреждения в призабойной зоне
 - Увеличить эффективный радиус скважины

радиус скважины

$r_{\text{эф}} = 0.1 \text{ м}$ (или меньше)

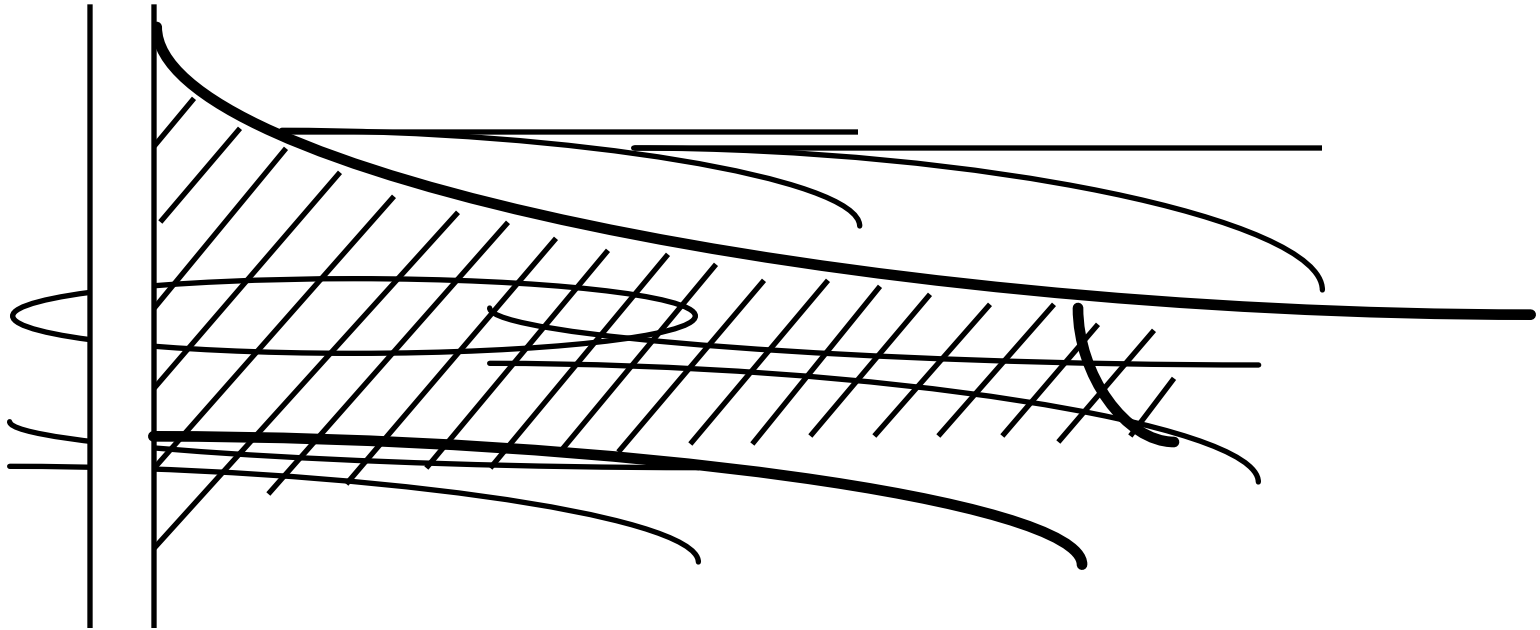


При ГРП ($S = -3$)

$r_{\text{эф}} = 2 \text{ м}$

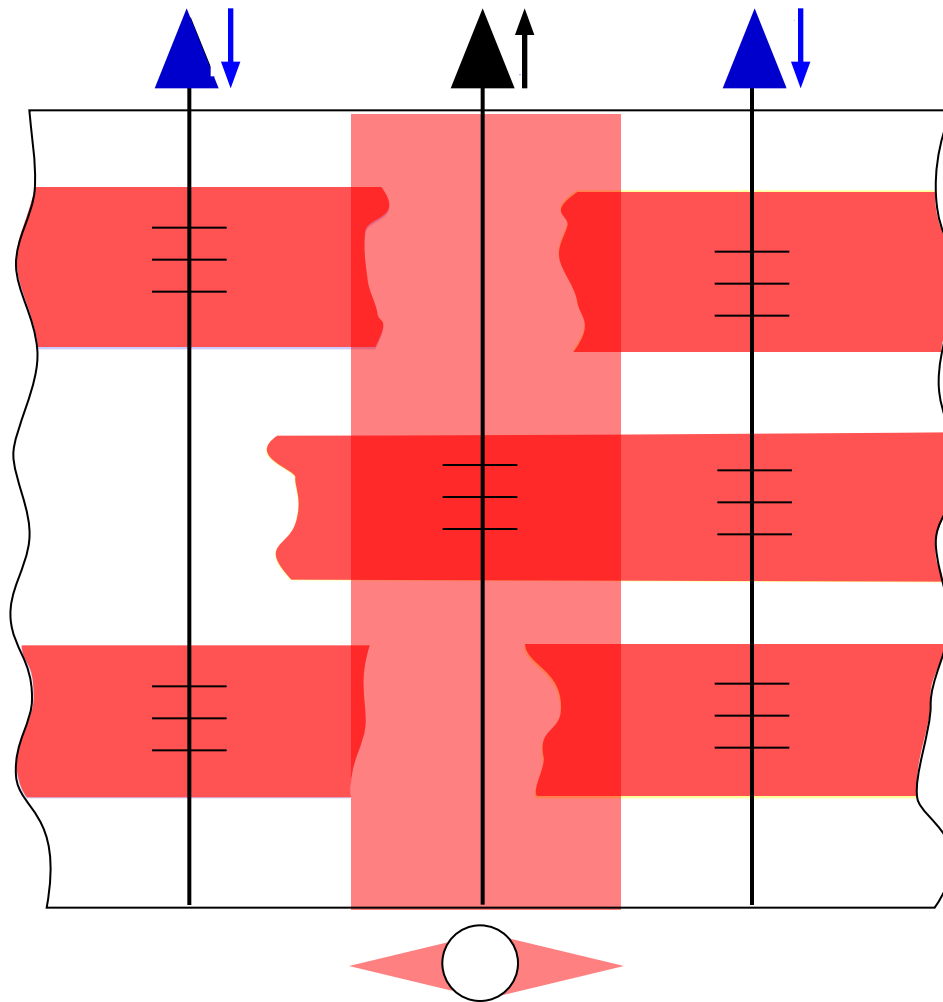
Причины проведения ГРП

Соединение линзовидных резервуаров



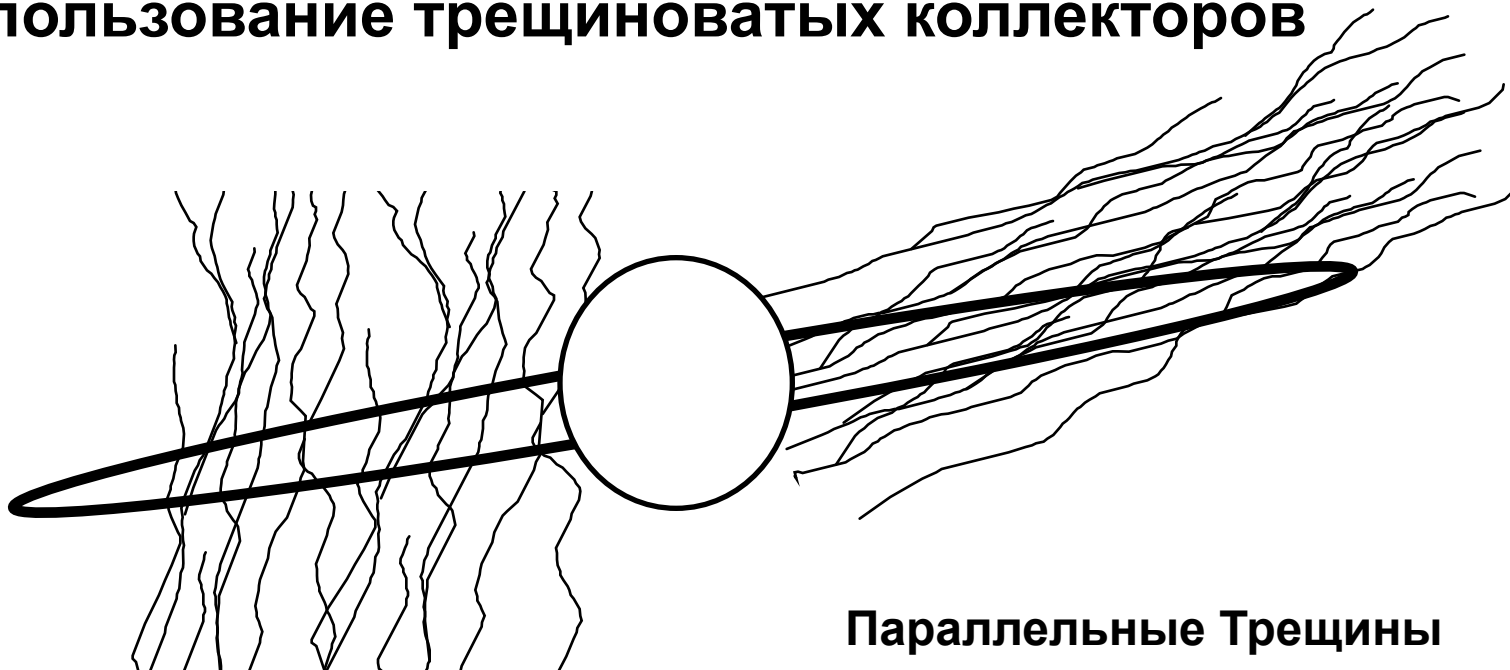
Причины проведения ГРП

Увеличение коэффициента охвата сеткой за счёт ГРП



Причины проведения ГРП

Использование трещиноватых коллекторов



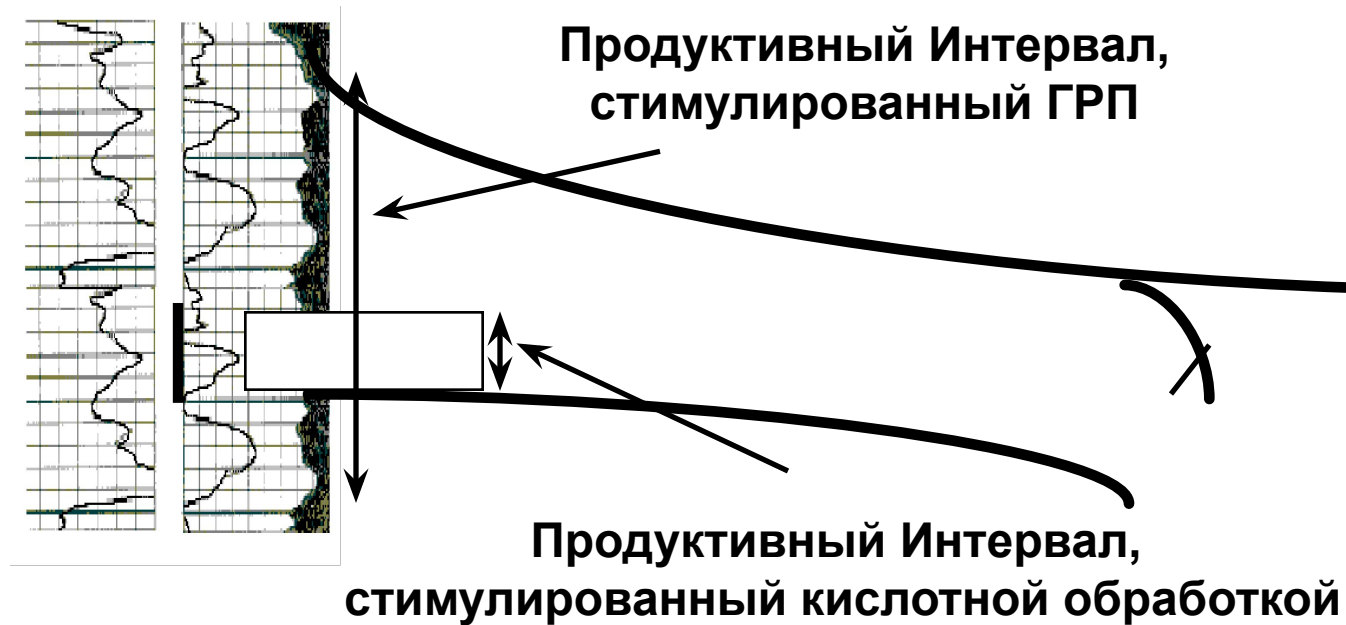
Ортогональные Трещины

Параллельные Трещины

Причины проведения ГРП

Соединение расслоенных формаций

- Обеспечение соединения всех продуктивных пропластков



Скин – фактор после ГРП

- Создается давление в пласте, вызывающее образование трещины
- Проппант или кислота закачиваются в созданную трещину
- Модель основывается на понятии о едином плоском разрыве
- Безразмерная проводимость трещины F_{CD} зависит от разницы проницаемостей проппанта и пласта. F_{CD} это отношение способности трещины пропускать поток к возможности пласта этот поток поставлять в трещину

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

k_f - проницаемость проппанта (мД)

k - проницаемость пласта (мД)

w - ширина трещины (м)

x_f - полудлина трещины (м)

Неограниченная проводимость ($F_{CD} > 10$)

Ограниченная проводимость ($F_{CD} < 10$)

Расчет скин – фактора после ГРП по корреляционной зависимости для месторождений России

- Время наступления псевдоустановившегося режима

$$t_{нур} = \frac{0.12 \cdot \theta \mu C_t A}{0,00864 \cdot k}$$

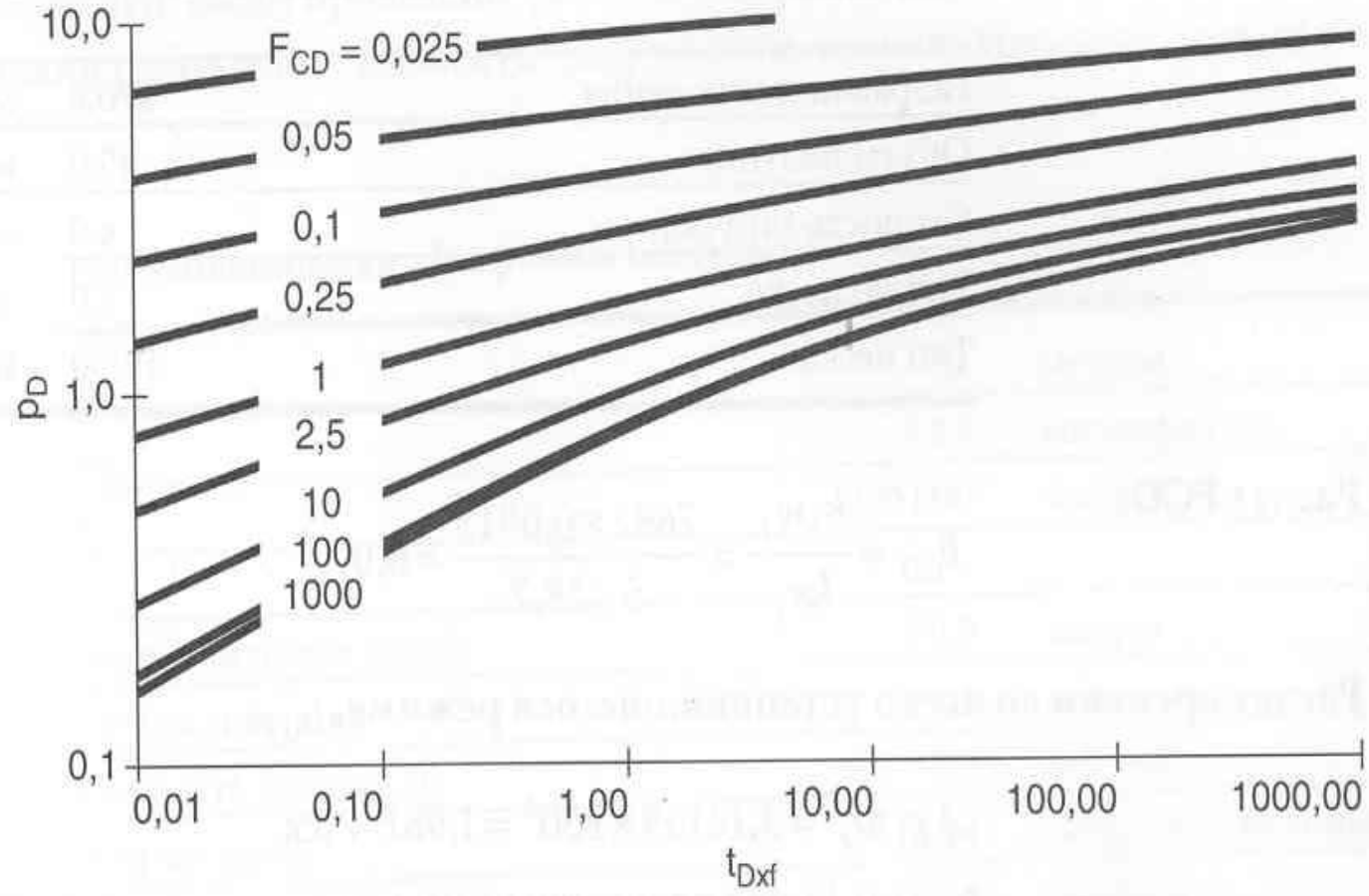
- Безразмерное время

$$t_{Dx_f} = \frac{0,12 A}{t_{нур} x_f^2} \quad A = \square r_e^2$$

- Находим безразмерное давление P_D (по корреляциям для месторождений России)
- Находим скин - фактор

$$S = P_D - \square h \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + 0,75$$

Корреляционная зависимость для расчета скин – фактора после ГРП для месторождений России



Расчет скин-фактора

h=	39.36 ft	12.0 meters		
k=	15 md			
td _(prf) =	2.6 td for pseudo PRF : $1 < td < 5$ —(Fcd=100>>>> td=5); (Fcd=10>>>> td=3); (ect)			
Fcd=	6.0756			
φ=	0.18			
μ=	1.4 cp			
C _t =	2.0E-05			
X _f =	180 ft	54.9 meters		
w _f =	0.394 inches	0.0328 feet	10.00 mm	
k _f =	500000 md			
r _e =	1500 ft	500 meters		
r _w =	0.329 ft	0.100 meters		
t _{pDA} =	0.12			
t _{pss} (time to reach pss)=	45.04 days	1081 hours		
t _{prf} (time to reach prf)=	4.52 days	108.4 hours		
t, days	td	Pd (from table 1)	skin	Rw'
1.0	0.58130			
5.0	2.90652			
15.0	8.71955			
30.0	17.439098			
45.0	26.158647			
45.04	26.17995	2.968	-4.71	36.43

Упражнение : расчет скин - фактора

Данные по скважине 6186 Приобского месторождения, пласт А₁₁

1. Даны параметры ГРП:

Проницаемость проппанта $k_f = 430 \text{ Д}$

Проницаемость пласта $k = 7,8 \text{ мД}$

Эффективная толщина пласта $h = 19.8 \text{ м.}$

Полудлина трещины $x_f = 60 \text{ м}$

Ширина трещины $w_f = 0.008 \text{ м}$

2. Даны параметры скважины:

Вязкость нефти $\mu = 1,36 \text{ сПз}$

Коэффициент сжимаемости $C_t = 0,000294 \text{ атм}^{-1}$

Пористость $\theta = 0,15$

Радиус контура дренирования $r_e = 500 \text{ м}$

Радиус скважины $r_w = 0,1 \text{ м}$

3. Вычислить безразмерную проводимость трещины, оценить является ли проводимость трещины ограниченной или неограниченной.

4. Вычислить скин – фактор.

Гидравлический разрыв

В пластах с низкой проницаемостью, $k < 1$ мД

Требуются глубоко проникающие (длинные) трещины

- Кислотные или расклинивающие наполнители закачиваются на большее расстояние от скважины

В пластах с высокой проницаемостью, $k > 50$ мД

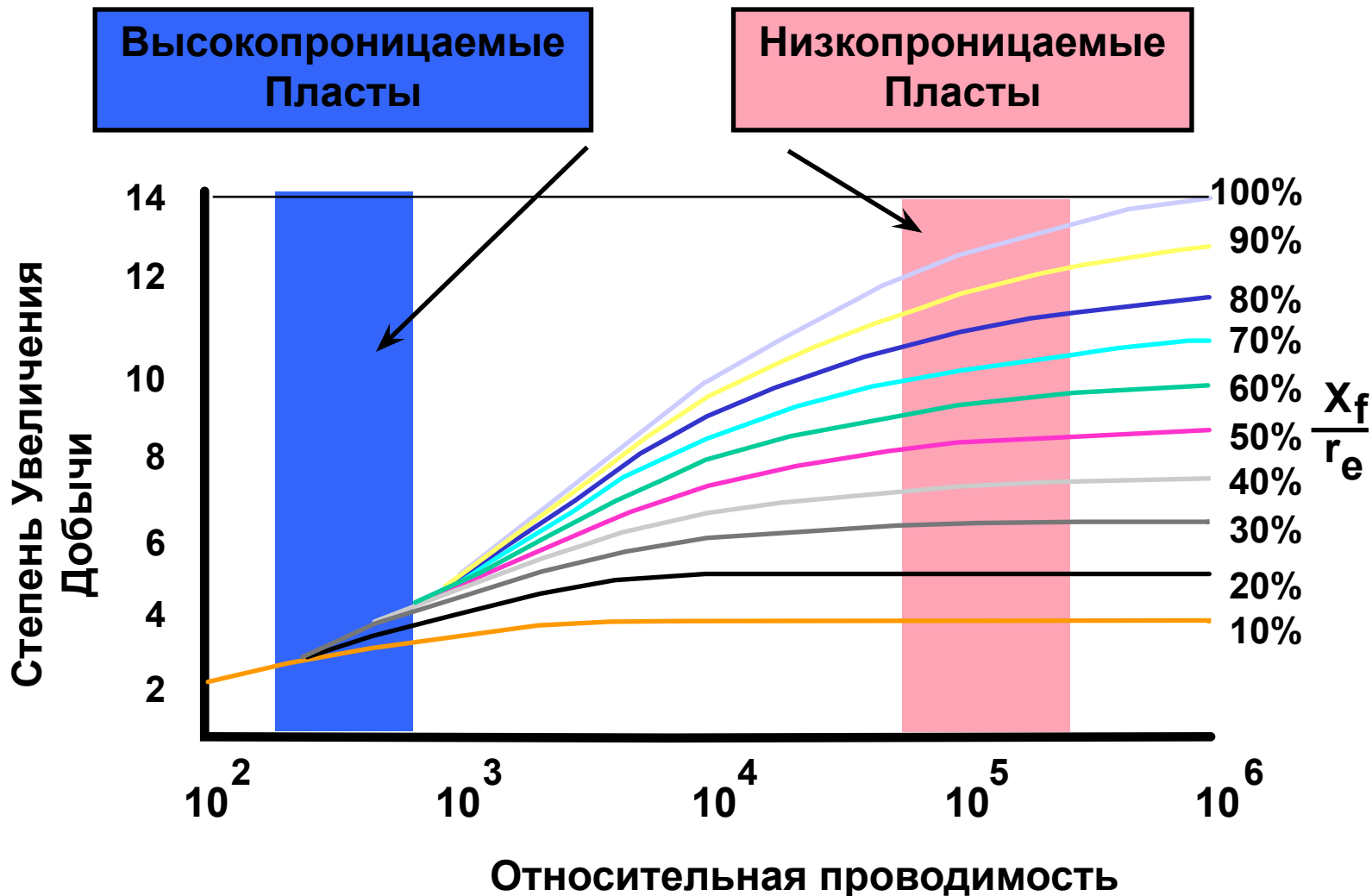
Требуются высокопроводимые короткие трещины

- Более высокий показатель проводимости способствует росту добычи
- Стимуляция призабойной зоны

В пластах со средней проницаемостью, $1 < k < 50$ мД

- Требуется очень высокая проводимость трещины ГРП более 4-5 тысяч мД·м

Увеличение добычи после ГРП для различных длин трещин



□ Теоретически Скин-фактор достигает - 7,76

Выводы из статьи «Большие дебиты после эффективного ГРП в России»

(Джо Мак - ЮКОС, Дон Уолкотт - ЮКОС, Михаил Холодов – ЮКОС):

- 1. В то время как дебит типичной сибирской скважины 5 мД при умеренном скине составляет ~ 20 м³/сут, эта же скважина, эффективно простимулированная, даст до 175 м³/сут в зависимости от забойного давления, создаваемого системой мехдобычи.**
- 2. На скважинах с проницаемостями от 20 до 50 мД после эффективного ГРП и с соответствующей системой мехдобычи можно ожидать дебиты от 500 до 1200 м³/сут.**
- 3. При проницаемости пласта более 5 мД в России проводимость трещины $k_f w_f$ ГРП должна быть не меньше 1500 мД*м.**
- 4. Традиционные ГРП неэффективны на средних проницаемостях российских коллекторов. С особым вниманием надо следить за тем, чтобы в Россию не просочились низкопроницаемые работы ГРП из Северной Америки.**

5. **Остаточный скин, создаваемый в результате проведения ГРП, рассчитывается путем определения P_D по типовым кривым в момент достижения псевдоустановившегося режима.**
6. **Необходимы ГРП на основе технологии концевого экранирования. Требуется очень высокая проводимость трещины $k_f w_f$ ГРП для эффективного проведения работ в пластах средней проницаемости.**
7. **По окончании периода неустановившегося режима можно применять закон Дарси с отрицательным скином для расчета притока. Для расчета притока при давлениях ниже давления насыщения необходимо использовать поправку Вогеля.**
8. **Каждый ГРП должен рассчитываться индивидуально с использованием конкретных данных со скважины для получения правильной стимуляции. Эффективная геометрия трещин ГРП очень чувствительна к изменениям проницаемости в коллекторах средней проницаемости.**

Корреляция Пратса

- Из графика по вычисленному значению F_{CD} находим отношение

$$\frac{r_{эф}}{x_f} \rightarrow r_{эф}$$

- Находим скин - фактор

$$S = -\ln\left(\frac{r_{эф}}{r_c}\right)$$

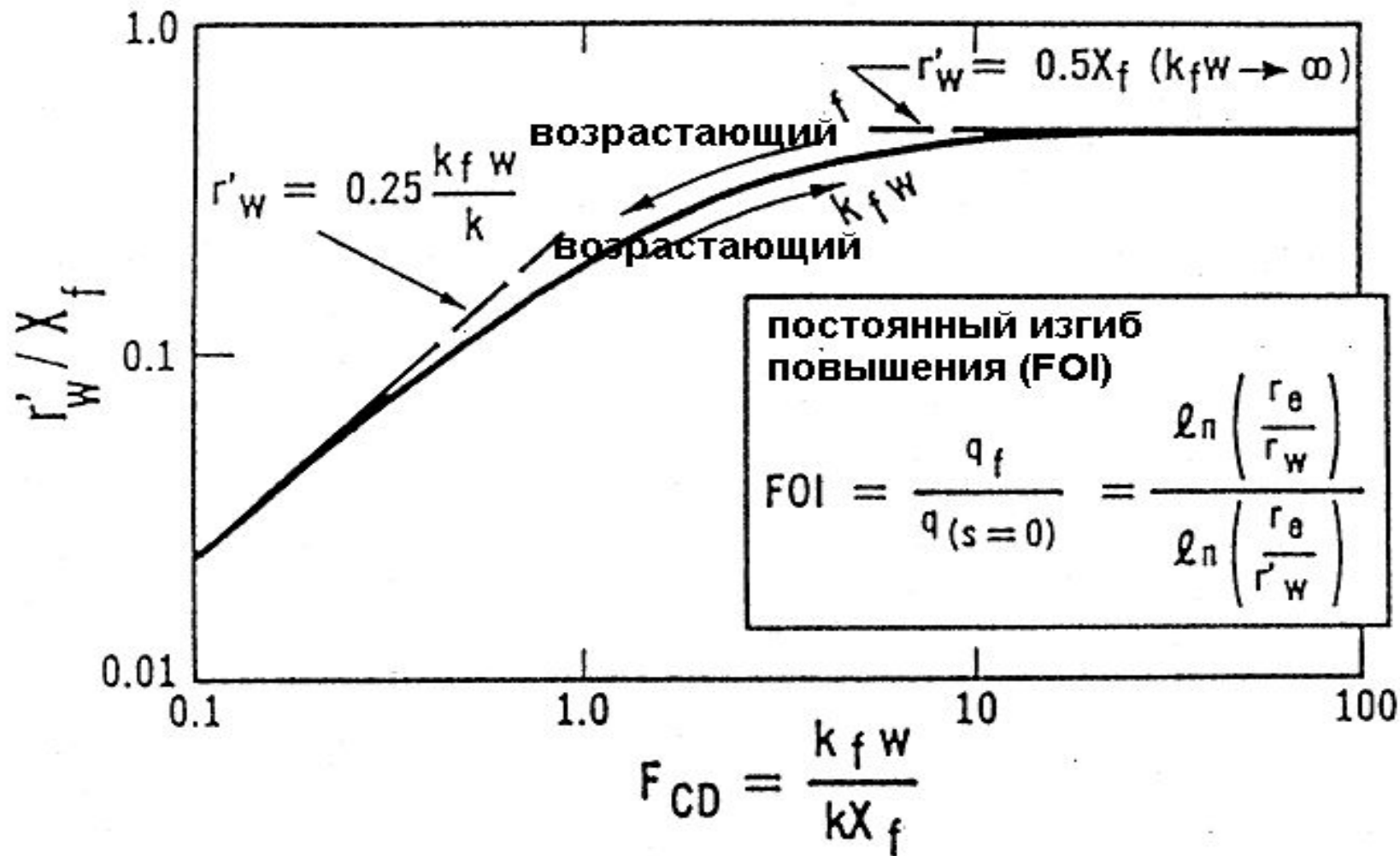
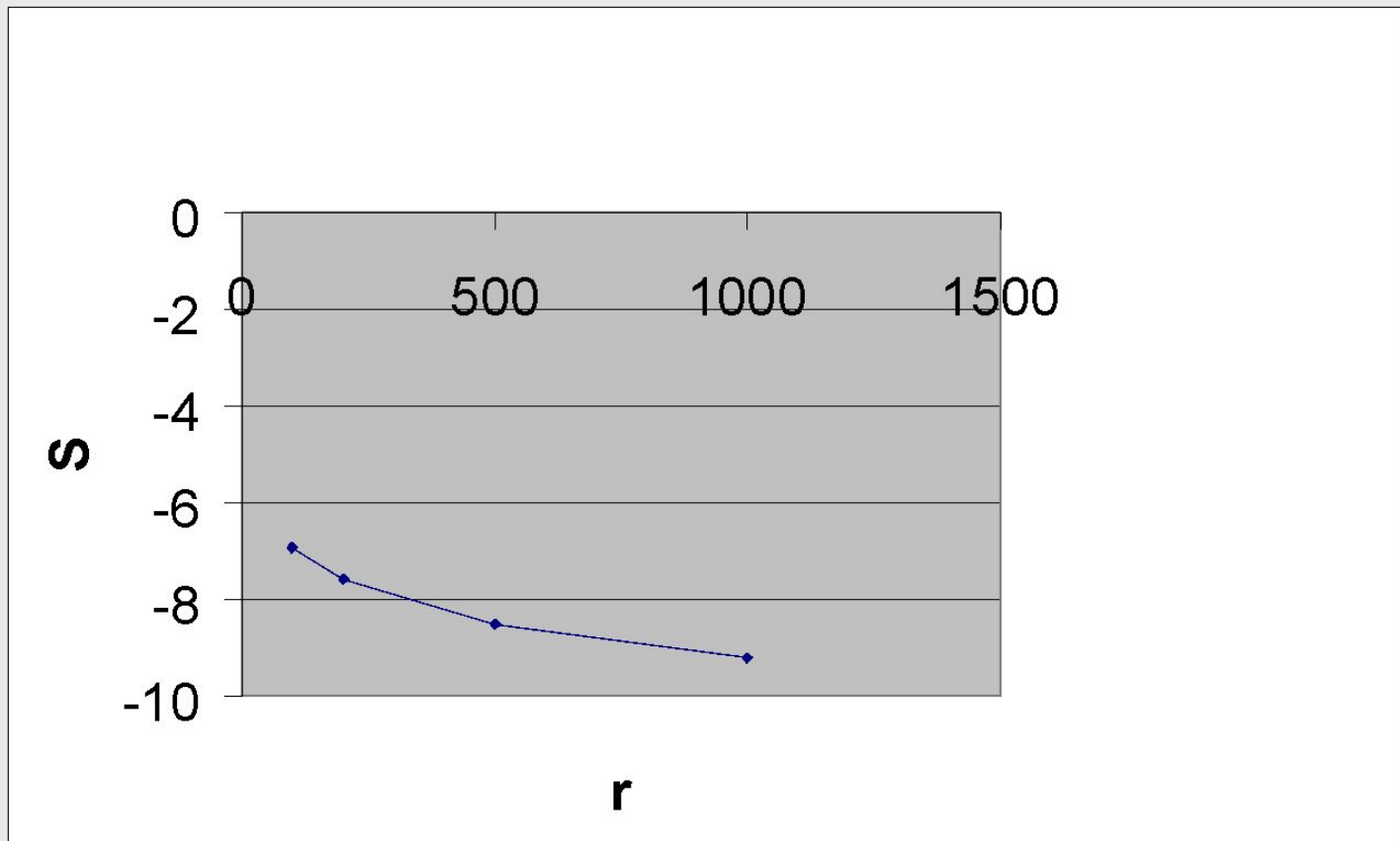


РИС. 1.2— Корреляция Пратса

Влияние контура питания на значения минимально возможного скина



Форм-факторы

Радиальный пласт

$$J = \frac{q}{(\bar{p} - p_{wf})} = \frac{54,32 \times 10^{-3} kh}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{r_k}{r_c} \right) - \frac{3}{4} + s \right)}$$

Каково уравнение для нерадиального пласта?

Форм-факторы

форм-фактор по Диеццу

$$J = \frac{q}{(\bar{p} - p_{wf})} = \frac{54,32 \times 10^{-3} kh}{\mu_o B_o \left(\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06 A}{C_A r_c^2} \right) - \frac{3}{4} + s \right)}$$

Форм-факторы

форм-фактор по Одеху

$$J = \frac{q}{(\bar{p} - p_{wf})} = \frac{54,32 \times 10^{-3} kh}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{C_{A Odeh} \sqrt{A}}{r_c} \right) - \frac{3}{4} + s \right)}$$

Форм-факторы

Скин, вызванный формой пласта и расположением скважины по Феткович-Вьеноту

$$J = \frac{q}{(\bar{p} - p_{wf})} = \frac{54,32 \times 10^{-3} kh}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{r'_k}{r_c} \right) - \frac{3}{4} + s_{CA} + s \right)}$$

$$r'_k \equiv \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

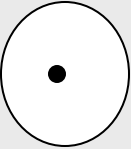
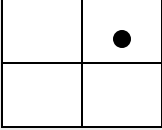
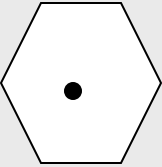
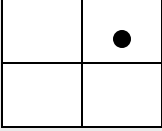
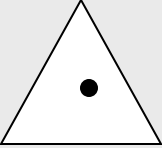
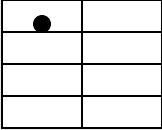
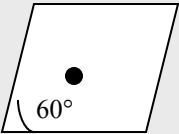
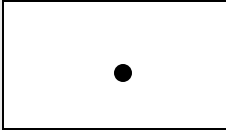
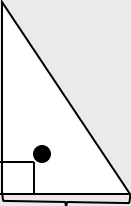
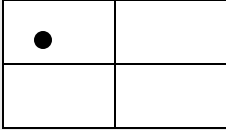
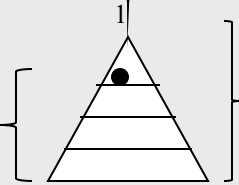
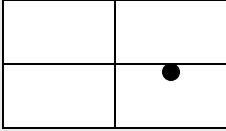
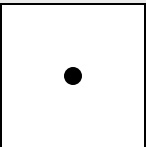
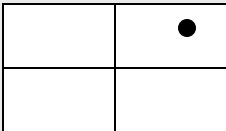
Отношения форм-факторов

$$C_A = \frac{10.07}{C_{A\ Odeh}^2} = \frac{10.07\pi^2}{\exp(2s_{CA})}$$

$$C_{A\ Odeh} = \sqrt{\frac{10.07}{C_A}} = \frac{\exp(s_{CA})}{\pi}$$

$$s_{CA} = \ln(\pi C_{A\ Odeh}) = \ln\left(\pi \sqrt{\frac{10.07}{C_A}}\right)$$

Форм-факторы

	C_A	t_{DA}		C_A	t_{DA}
	31.6200	0.100		12.9851	0.700
	31.6000	0.100		4.5132	0.600
	27.6000	0.200		3.3351	0.700
	27.100	0.200		21.8369	0.300
	21.900	0.400		10.8374	0.400
	0.0980	0.900		4.5141	1.500
	30.8828	0.100		2.0769	1.700

Упражнение

Скважину пробурили ближе к точке пересечения 2-х разломов, чем к центру пласта. Рисунок показывает расположение скважины на основе обработанных геологических данных. Такое неудачное расположение скважины приведет к низкому дебиту.



Рассчитайте положительный скин-фактор, связанный с неудачным расположением скважины

Порядок расчета форм - фактора

1. Находим $C_{A,Od}$, соответствующее геометрии контура питания.

$$C_{A,Od} = \frac{3,173}{\sqrt{C_A}}$$

2. Вычисляем скин форм – фактора

$$S_f = \left[n \left(\frac{C_{A,Od} \sqrt{A}}{r_c} \right) \right]$$

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_o , K_w), 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_{ro} , K_{rw}) – отношение эффективной проницаемости (K_o , K_w) к эффективной проницаемости по нефти, замеренной в породе, насыщенной только связанной водой ($K_{o Swir}$).

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

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

Источники данных о проницаемости :

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

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, (см³/с)

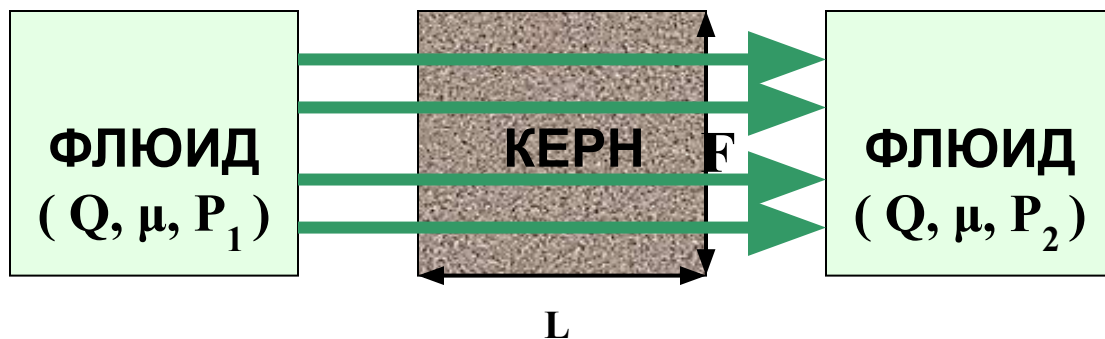
μ – вязкость флюида, (сП)

ΔP – перепад давления, (атм)

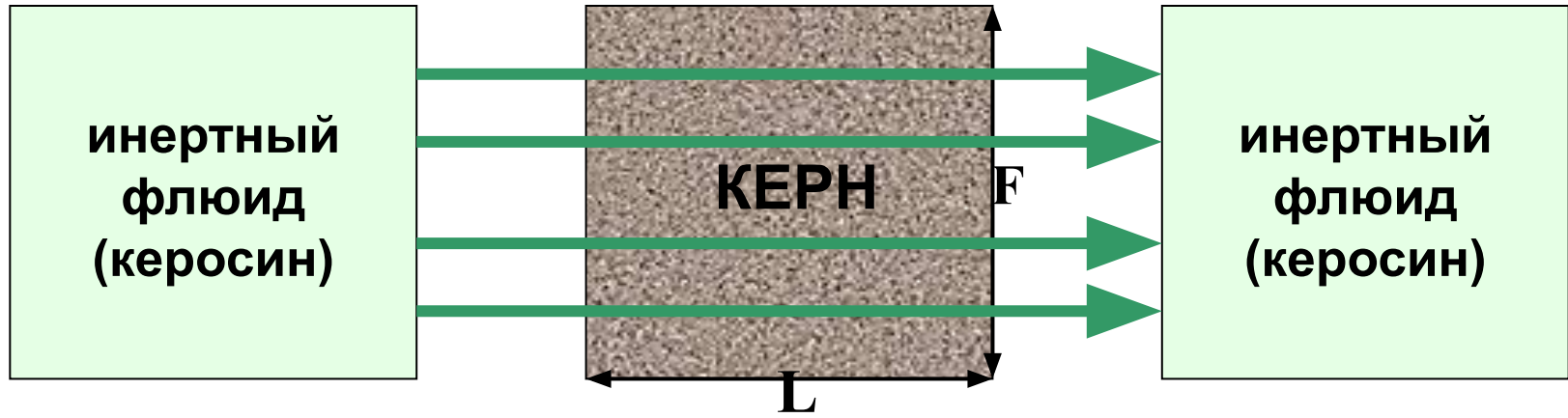
F – площадь фильтрации, (см²)

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:

$$K_o = Q_o \mu_o L / \Delta P F \quad K_w = Q_w \mu_w L / \Delta P F ,$$

где индекс «o» - нефть (oil), «w» - вода (water).

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:

$$F = 2.5 \text{ см}^2; L = 3.0 \text{ см}; Q_w = 0.6 \text{ см}^3/\text{с}; p = 2 \text{ кгс/см}^2; \mu_w = 1.0 \text{ сП}$$

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

Тот же керн насыщен 100% нефтью:

$$\mu_o = 2.7 \text{ сП}; Q_o = 0.222 \text{ см}^3/\text{с};$$

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

Тот же керн с водонасыщенностью 70 % и нефтенасыщенностью 30 %

$$Q_o = 0.027 \text{ см}^3/\text{с}; Q_w = 0.48 \text{ см}^3/\text{с};$$

$$K_o = Q_o \mu_o L / \Delta P F = 0.027 * 2.7 * 3 / 2 * 2.5 = 44 \text{ мД}$$

$$K_w = Q_w \mu_w L / \Delta P F = 0.48 * 1 * 3 / 2 * 2.5 = 288 \text{ мД}$$

$$44 + 288 < 360$$

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
Swir = 0.375	0.000000	9.800000	0 / 9.8	9.8 / 9.8	0	1
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
0.737	2.4500000	0.0000000	2.45 / 9.8	0 / 9.8	0.25	0

Для чего нужна относительная проницаемость?

Пример : Исходные данные по скважинам одного месторождения:

Скважина №1

Скважина №2

Скважина №3

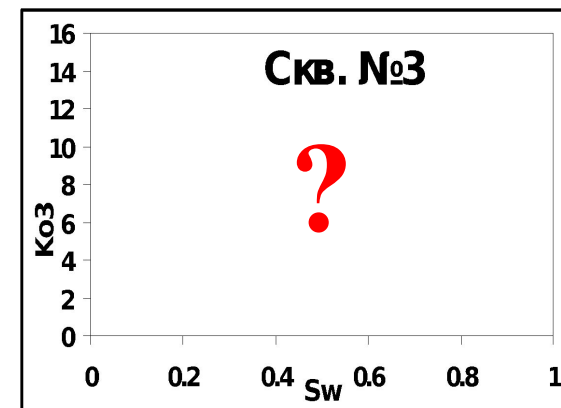
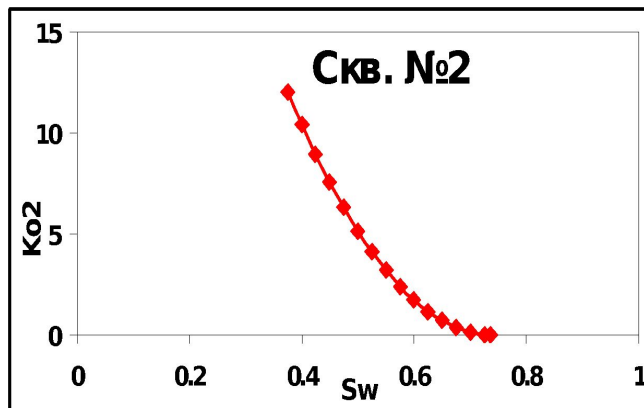
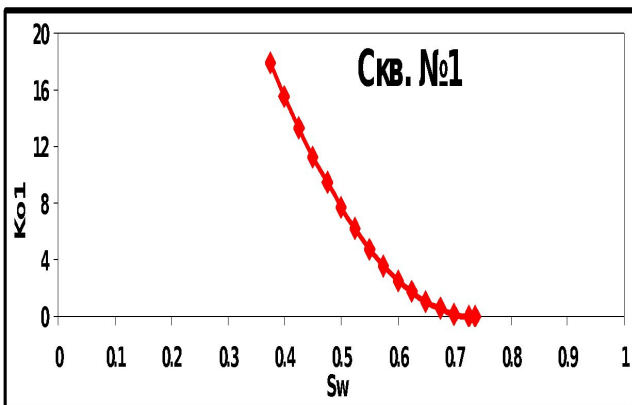
Эффективная проницаемость по нефти на момент открытия месторождения

$$K_{o1(Swir)} = 18 \text{ мД.}$$

$$K_{o2(Swir)} = 12 \text{ мД.}$$

$$K_{o3(Swir)} = 16 \text{ мД.}$$

Зависимость эффективной проницаемости нефти от водонасыщенности
(лабораторные исследования)

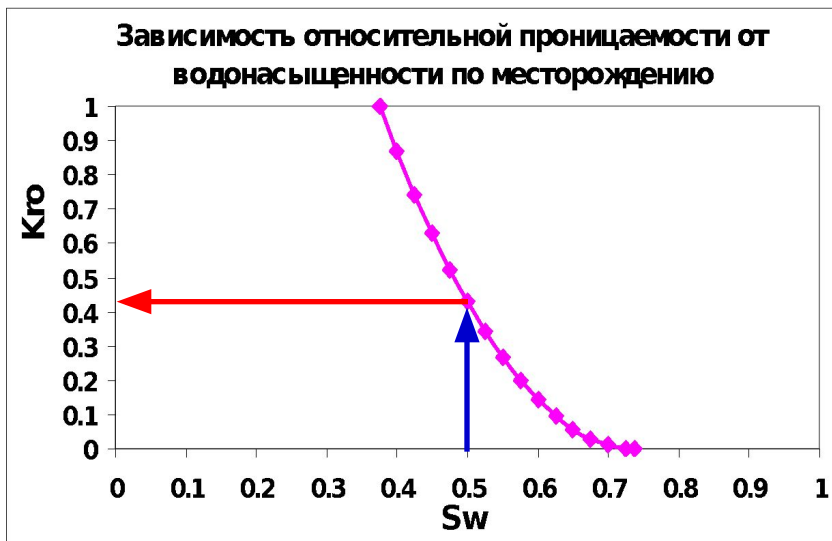


Определить эффективную проницаемость нефти по скважине №3 при достижении водонасыщенности 0.5 ?

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 ($K_{o1Swir} = 18$ мД, $K_{o2Swir} = 12$ мД). По полученным результатам построим усредненную кривую, определяющую зависимость относительной проницаемости нефти от водонасыщенности для данного месторождения.



Относительная проницаемость нефти при водонасыщенности $S_w = 0.5$,

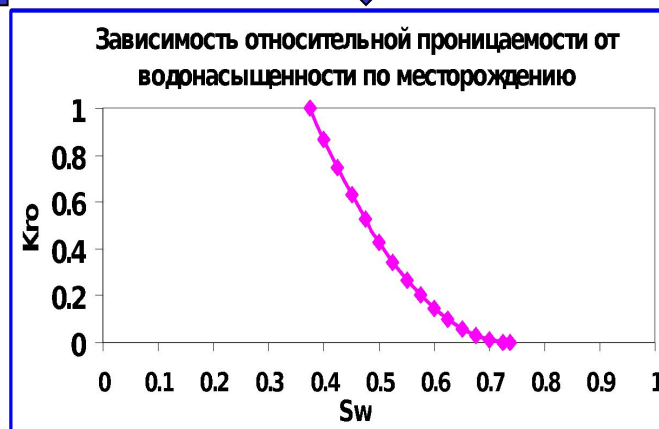
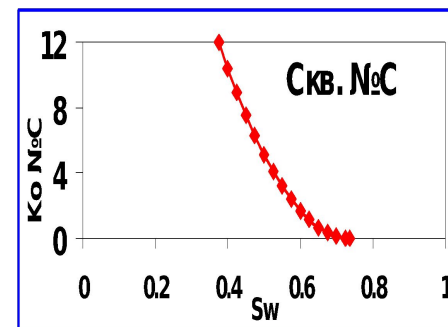
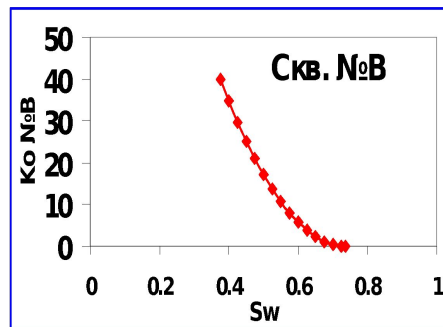
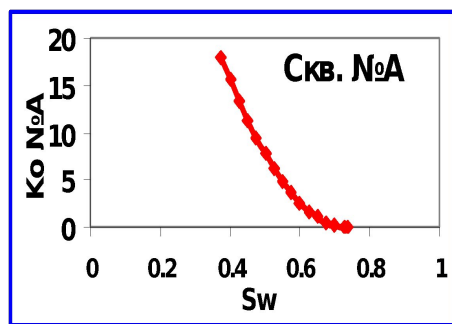
$$K_{ro(Sw=0.5)} = 0.43$$

Эффективная проницаемость по скважине №3 при водонасыщенности 0.5,

$$K_{o3(Sw=0.5)} = K_{ro(Sw=0.5)} * K_{o3(Swir)} = 0.43 * 16 = 6.88 \text{ мД.}$$

Для чего нужна относительная проницаемость?

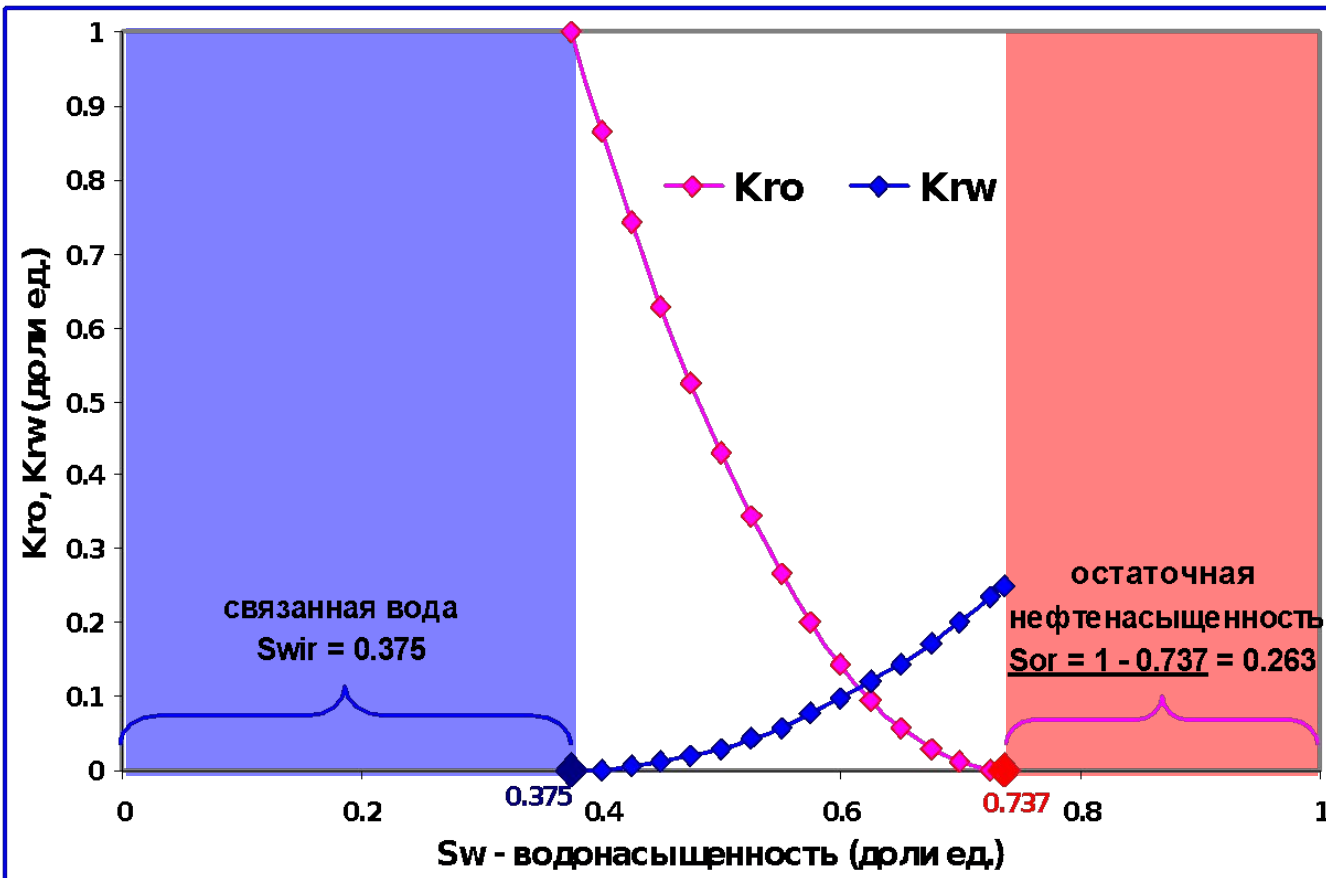
Использование относительной проницаемости позволяет унифицировать зависимости эффективной проницаемости от водонасыщенности, путем приведения к единой безразмерной шкале.



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 (Киняминское месторождение)



Sw	Krw	Kro
0.375	0	1
0.4	0.0011923	0.8666478
0.425	0.0047694	0.7428345
0.45	0.0107311	0.6285599
0.475	0.0190776	0.5238241
0.5	0.0298087	0.428627
0.525	0.0429245	0.3429688
0.55	0.058425	0.2668493
0.575	0.0763102	0.2002686
0.6	0.0965802	0.1432267
0.625	0.1192348	0.0957236
0.65	0.1442741	0.0577592
0.675	0.1716981	0.0293337
0.7	0.2015067	0.0104469
0.725	0.2337001	0.0010989
0.737	0.25	0

Стандарт по проницаемости (FDP, НК «ЮКОС»)

1. В расчетах используется эффективная проницаемость (не абсолютная)
2. Относительная нефтепроницаемость в условиях насыщенности связанной водой равна 1,0
($K_{ro\ Swir} = 1$)
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 (лабораторные исследования и т.д.):

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

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

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

$$P \text{ (пластовое)} = 250 \text{ атм.} \quad P_{wf} \text{ (забойное)} = 50 \text{ атм.}$$

$$Skin = -4,5 \quad R_e \text{ (радиус дренирования)} = 500 \text{ м.} \quad R_w \text{ (радиус скважины)} = 0.1 \text{ м.}$$

Построить кривые относительных проницаемостей (интервал по оси водонасыщенности = 0,1).

Определить потенциальный дебит нефти по данной скважине при обводненности 25%, 50%, 100%.