

Дебит горизонтальной скважины.
Коэффициент продуктивности.
Построение индикаторной диаграммы.

Перец Дмитрий
24.11.2016



Повторение

Тест

Формула Дюпюи

Без учета скин-фактора

$$q = \frac{kh(P_e - P_w)}{18.41\mu B \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

С учетом скин-фактора

$$q = \frac{kh(P_e - P_w)}{18.41\mu B * (\ln \frac{r_e}{r_w} + S)}$$

P_e - давление на границе пласта (на расстоянии r_e от скважины) или на границе зоны дренирования скважины, атм;

P_w - забойное давление в скважине, атм;

q – дебит скважины в пластовых условиях, м³/сут;

μ – вязкость, сПз;

k – проницаемость, мД;

h - продуктивная толщина пласта, м;

r_w - радиус скважины, м;

r_e - расстояние от скважины до границы пласта или до границы зоны дренирования скважины, м

Установившийся приток к скважине

Приток к вертикальной скважине на установившемся режиме

$$\frac{dP}{dR} = \frac{q_r \mu}{k(2\pi R h)}$$

$$P = P_w + \frac{q_r \mu}{2\pi k h} [\ln(R) - \ln(R_w)]$$

$$q_r = \frac{2\pi k h (P_e - P_w)}{\mu \ln(R_e / R_w)}$$

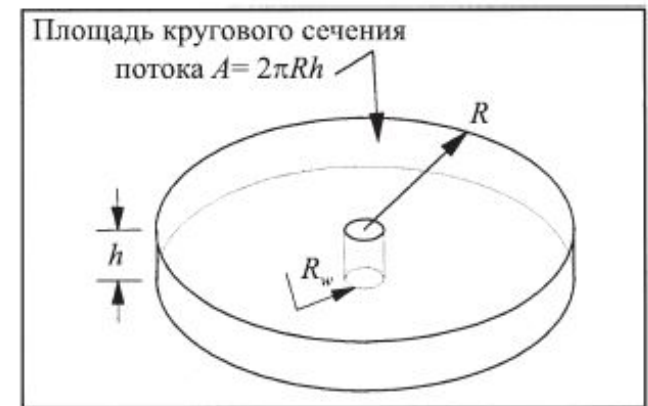
$$R_{w_eff} = R_w e^{-S}$$

$$q_r = \frac{2\pi k h (P_e - P_w)}{\mu [\ln(R_e / R_w) + S]}$$

Пласт. условия

$$q = \frac{2\pi k h (P_e - P_w)}{\mu B [\ln(R_e / R_w) + S]}$$

Поверх. условия



Задача по определению площади дренирования горизонтальной скважины

Методика решения:

Горизонтальную скважину можно представить как множество расположенных вдоль ее горизонтального участка вертикальных скважин. Эта концепция применима в том случае, когда эффективная толщина пласта значительно меньше размеров площади дренирования. Таким образом, площадь дренирования для горизонтальной скважины, в случае известной эффективной площади для вертикальной скважины, можно приблизительно вычислить. Наиболее распространенные схемы:

- 1) Площадь представляется как сумма площадей
 - прямоугольника со следующими сторонами: длина горизонтального участка скважины и двойной эффективный радиус дренирования для вертикальной скважины;
 - Двух половин круга, которые являются половинами эффективной площади дренирования вертикальной скважины.
- 2) Предполагается, что область дренирования горизонтальной скважины представляет собой эллипс, полуоси которой:
 - Малая – эффективный радиус дренирования для вертикальной скважины;
 - Большая – сумма полудлины горизонтального участка скважины и эффективного радиуса дренирования для вертикальной скважины.

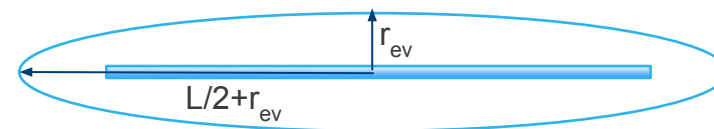
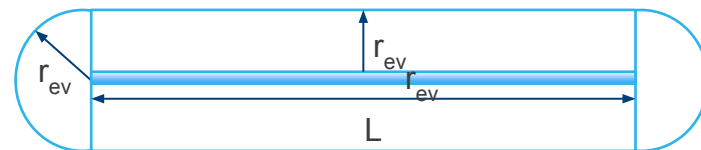
Общий вид формул:

$$1) \quad A_h = L \times 2r_{ev} + 2 \times (A_v / 2)$$

$$2) \quad A_h = \pi \times a \times b = \pi (L/2 + r_{ev}) r_{ev}$$

$$r_{ev} = \sqrt{A_v / \pi} \quad \text{- эффективный радиус дренирования для вертикальной скважины}$$

$$r_{eh} = \sqrt{A_h / \pi} \quad \text{- эффективный радиус дренирования для горизонтальной скважины}$$



Определение продуктивности горизонтальной скважины на стационарном режиме.

Методика решения:

Для расчета дебита горизонтальной скважины при стационарном режиме фильтрации существует множество авторских формул. Среди них:

1) формула Борисова

$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta P / (\mu_o B_o)}{\ln(4r_{eh} / L) + (h / L) \ln[h / (2\pi r_w)]}$$

2) формула Гигера

$$q_h = \frac{2\pi k_h L \Delta P / (\mu_o B_o)}{(L / h) \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - [L / (2r_{eh})]^2}}{L / (2r_{eh})} \right) + \ln[h / (2\pi r_w)]}$$

3) формула Джоши

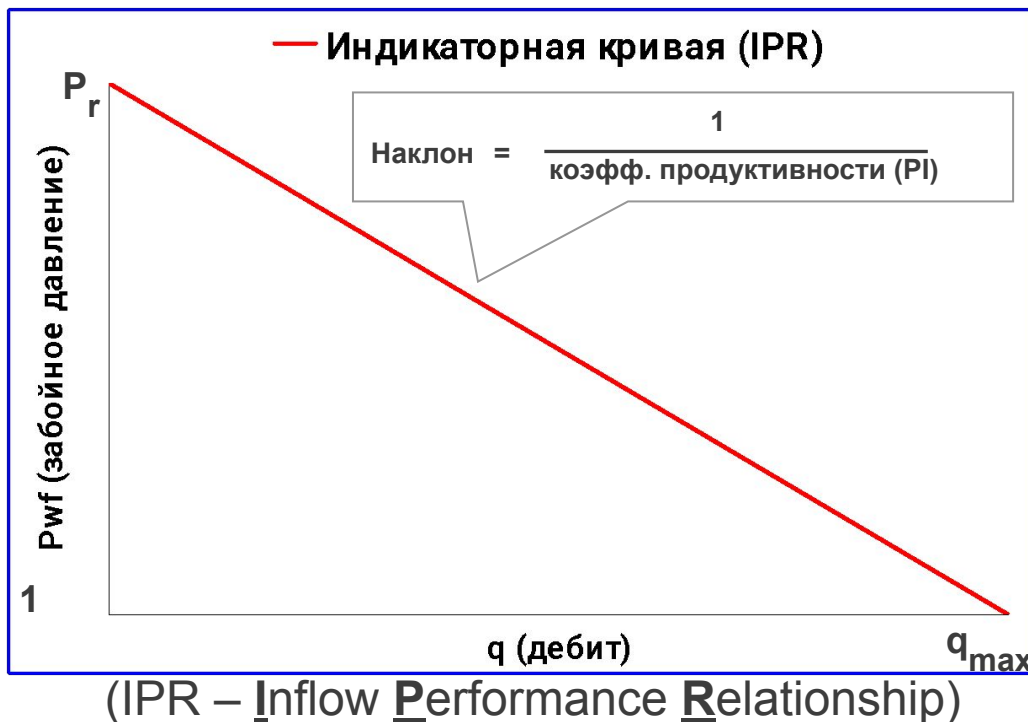
$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta P / (\mu_o B_o)}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L / 2)^2}}{L / 2} \right) + (h / L) \ln[h / (2\pi r_w)]}$$

$$a = (L / 2) \left[0,5 + \sqrt{0,25 + (2r_{eh} / L)^4} \right]^{0,5}$$

Индикаторная кривая

Индикаторная кривая

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 ($P_{\text{атм}}$). Производительность, соответствующая атмосферному давлению на забое – это максимально возможный теоретический дебит скважины (q_{max}). Дебит при забойном давлении, равном среднему пластовому давлению, равен нулю.

Многофазный поток

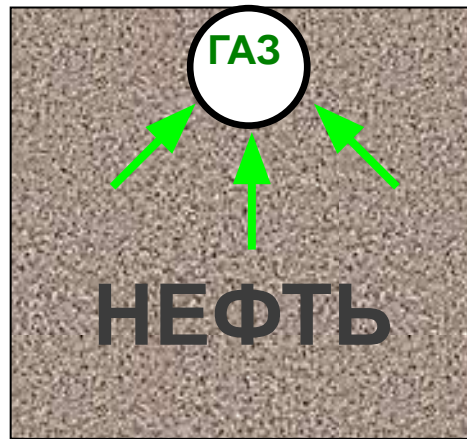
Когда давление падает ниже давления насыщения, из нефти выделяется газ.

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

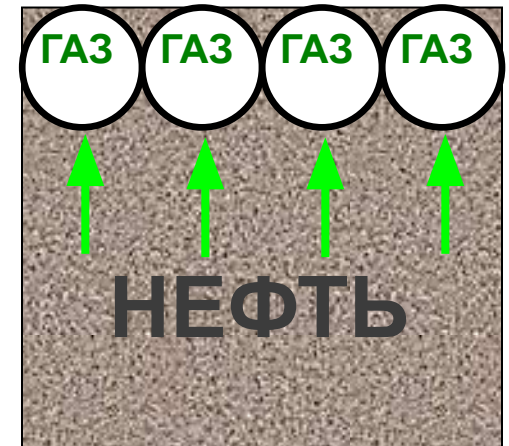
$$P > P_b$$



$$P = P_b$$



$$P < P_b$$



Многофазный поток ($P_{wf} < P_b$)

Корреляция Вогеля для многофазного потока основана на результатах моделирования :

- Режима растворенного газа
- Забойного давления ниже давления насыщения
- Разнообразия PVT и свойств относительной проницаемости

Индикаторная кривая - Вогель представил на графике данные, используя следующие безразмерные переменные:

$$\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \quad \text{и} \quad \frac{q}{q_{\max}}$$

Многофазный поток: метод Вогеля

Уравнение Вогеля:

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

Для сравнения, индикаторная кривая по формуле Дюпюи задается следующим уравнением:

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

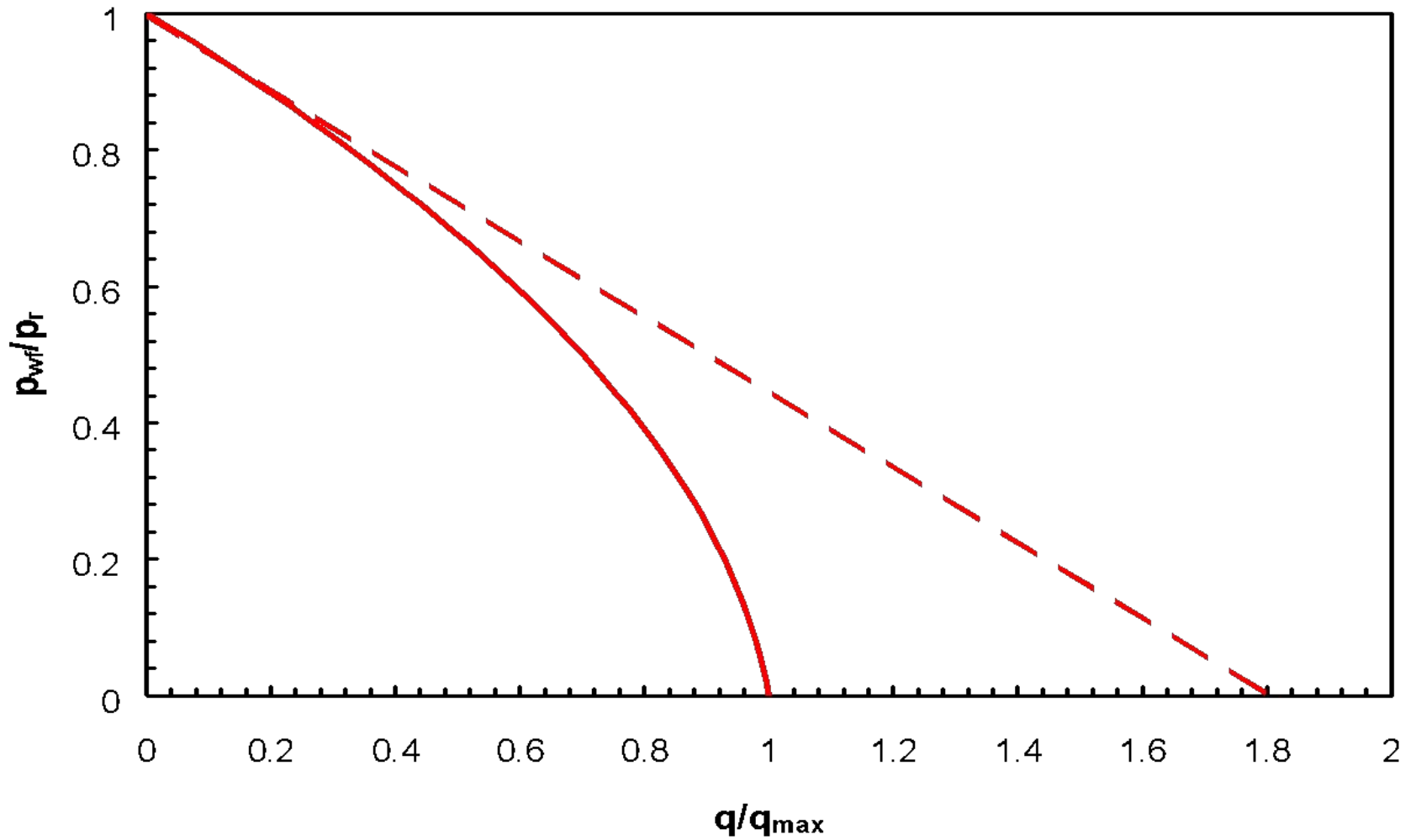
Многофазный поток: метод Вогеля

Процедура:

- 1) Значения p^- , p_{wf} и q_o по исследованиям
- 2) Рассчитать $(q_o)_{max}$
- 3) Спрогнозировать добычу нефти при различных депрессиях и различных p_{wf}

(дебит будет максимальным, если нам удастся достичь $P_{wf} = P_{атм}$, i.e. нулевое забойное давление)

Расчет q_{\max} по Вогелю



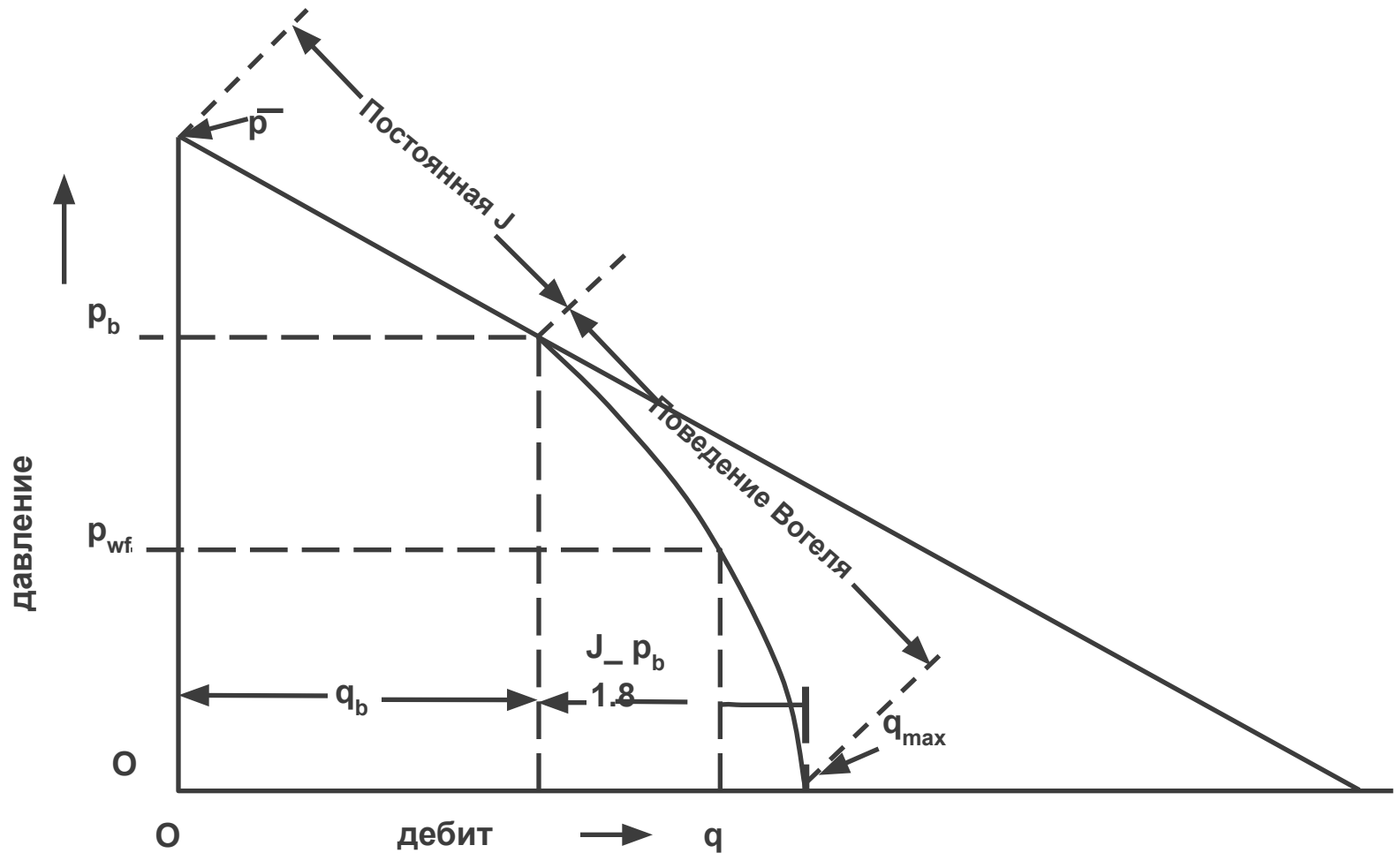
Расчет q_{\max} по Вогелю

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

$$q_{\max}^B = \frac{AOF}{1.8} = \frac{J \times \bar{p}}{1.8}$$

Многофазный поток ($P_{wf} < P_b < P$)

Композитная кривая Дарси/Вогеля



Предположения Вогеля

1. При $P_{wf} < P_b$ индикаторная кривая полином 2-й степени

$$\left. \frac{\partial Q}{\partial P_{wf}} \right|_{P_{wf} = +P_b} = \left. \frac{\partial Q}{\partial P_{wf}} \right|_{P_{wf} = -P_b}$$

2. т.е. углы наклона прямолинейного и криволинейного участка

индикаторной кривой при $P_{wf} = P_b$ равны

Построение индикаторной кривой Вогеля

Если $\bar{P} \geq P_b$,

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

Определение J по исследованию скважин

1. $P_{wf} > P_b$

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

и затем посчитать

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

и окончательно строим индикаторную кривую по

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

Построение индикаторной кривой Вогеля

2. $P_{wf} < P_b$, но $\bar{P} > P_b$,

тогда коэффициент продуктивности определяем как

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

а затем

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

и окончательно строим индикаторную кривую по

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

Построение индикаторной кривой Вогеля

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

В этом случае J надо считать либо по параметрам пласта :

Так как $q_{b.} = 0$,то

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

либо из данных по исследованию скважин находят $q_{o_{\max}}$;

и затем строится индикаторная кривая.

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

Коэффициент продуктивности

Коэффициент продуктивности

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

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

Используя коэффициент продуктивности можно рассчитать дебит.

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

(J – **P**roductivity **I**ndex)

После этой лекции я должен знать

1. **Варианты определения площади дренирования горизонтальной скважины**
2. **Что такое индикаторная кривая**
3. **Когда необходимо учитывать поправку Вогеля**
4. **Что такое коэффициент продуктивности**