Дебит горизонтальной скважины. Коэффициент продуктивности. Построение индикаторной диаграммы.

Перец Дмитрий
24.11.2016

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

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

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

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, м^3/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

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

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

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

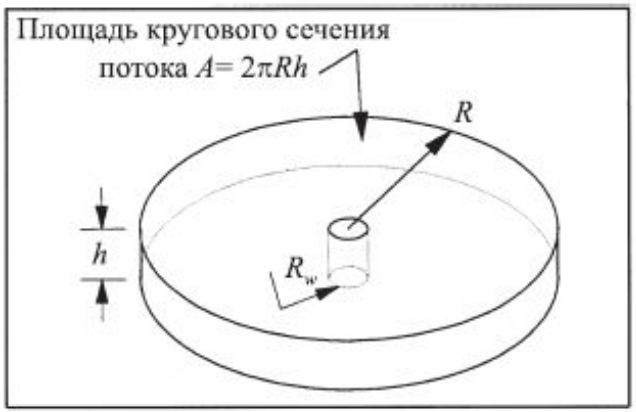
$$R_{w_eff} = R_w e^{-S}$$

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

Пласт. условия

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

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:

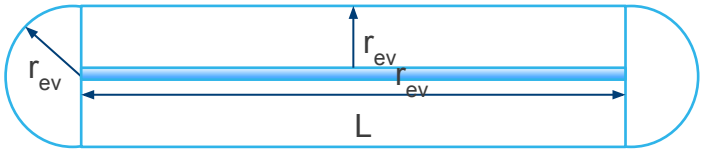
1) Площадь представляется как сумма площадей
   - прямоугольника со следующими сторонами: длина горизонтального участка скважины и двойной эффективный радиус дренирования для вертикальной скважины;
   - Двух половин круга, которые являются половинами эффективной площади дренирования вертикальной скважины.

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)

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

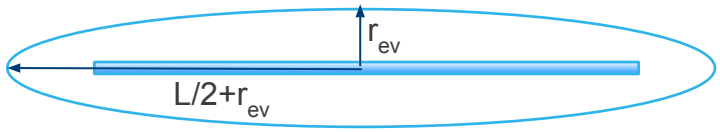


2)

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

$$r_{ev} = \sqrt{A_v / \pi}$$

- эффективный радиус дренирования для вертикальной скважины



$$r_{eh} = \sqrt{A_h / \pi}$$

- 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

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

2) формула Гигера

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

3) формула Джоши

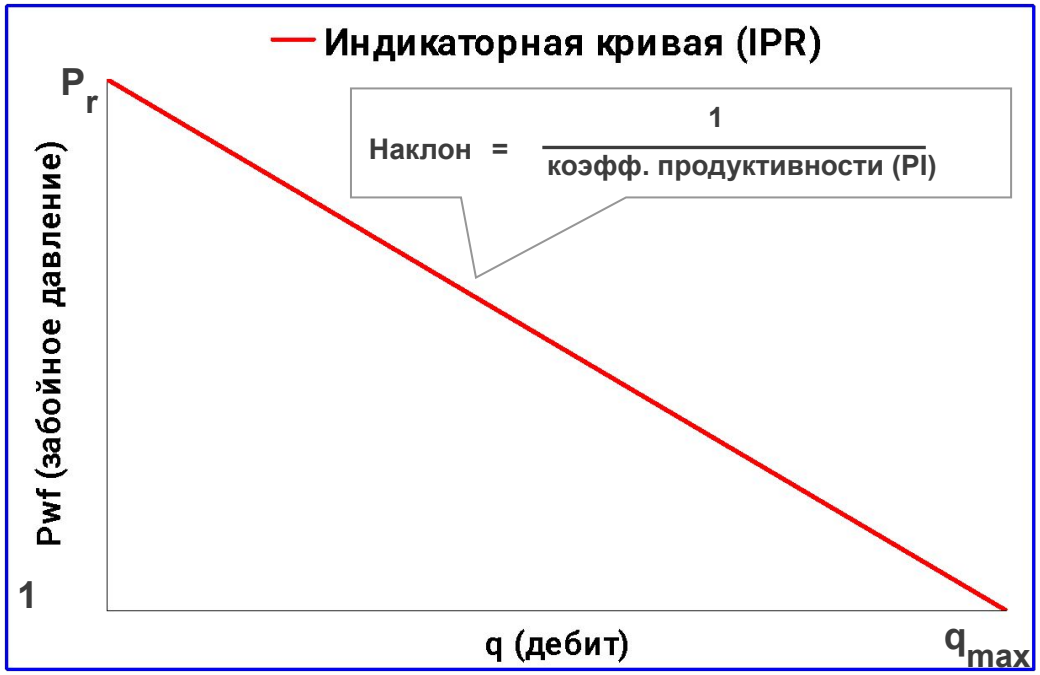
$$q_h = \frac{2\pi k_h h \Delta P / (\mu_o B_o)}{\ln\left(\dfrac{a+\sqrt{a^2-(L/2)^2}}{L/2}\right) + (h/L)\ln\left[h/(2r_w)\right]}$$

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

Индикаторная кривая

Индикаторная кривая

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



(IPR – **I**nflow **P**erformance **R**elationship)

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.

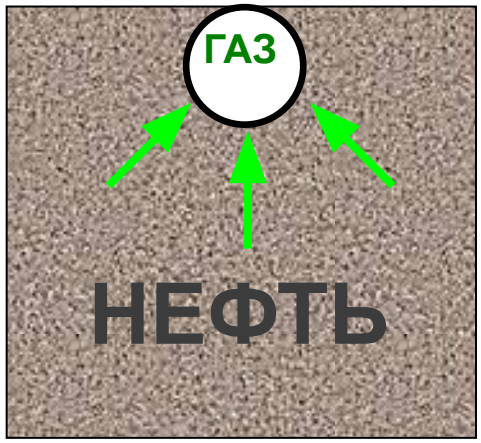
Многофазный поток

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

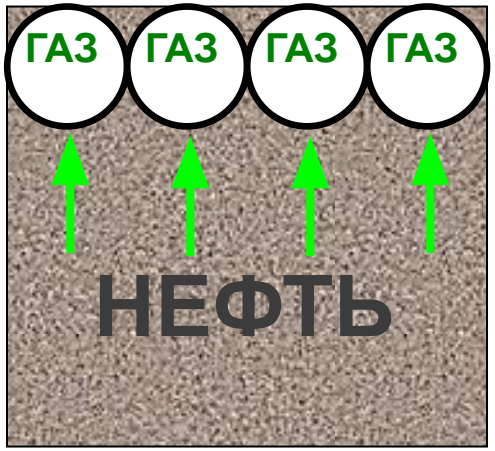
Давление, при котором выделяется первый пузырек газа, называется <u>давлением насыщения</u> (P_b).

$P > P_b$

$P = P_b$



$P < P_b$



Многофазный поток(Pwf<Pb)

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:

$$\frac{p_{wf}}{\overline{p}} \quad \text{и} \quad \frac{q}{q_{\max}}$$

Многофазный поток: метод Вогеля

Уравнение Вогеля:

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

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

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

Многофазный поток: метод Вогеля

Процедура:

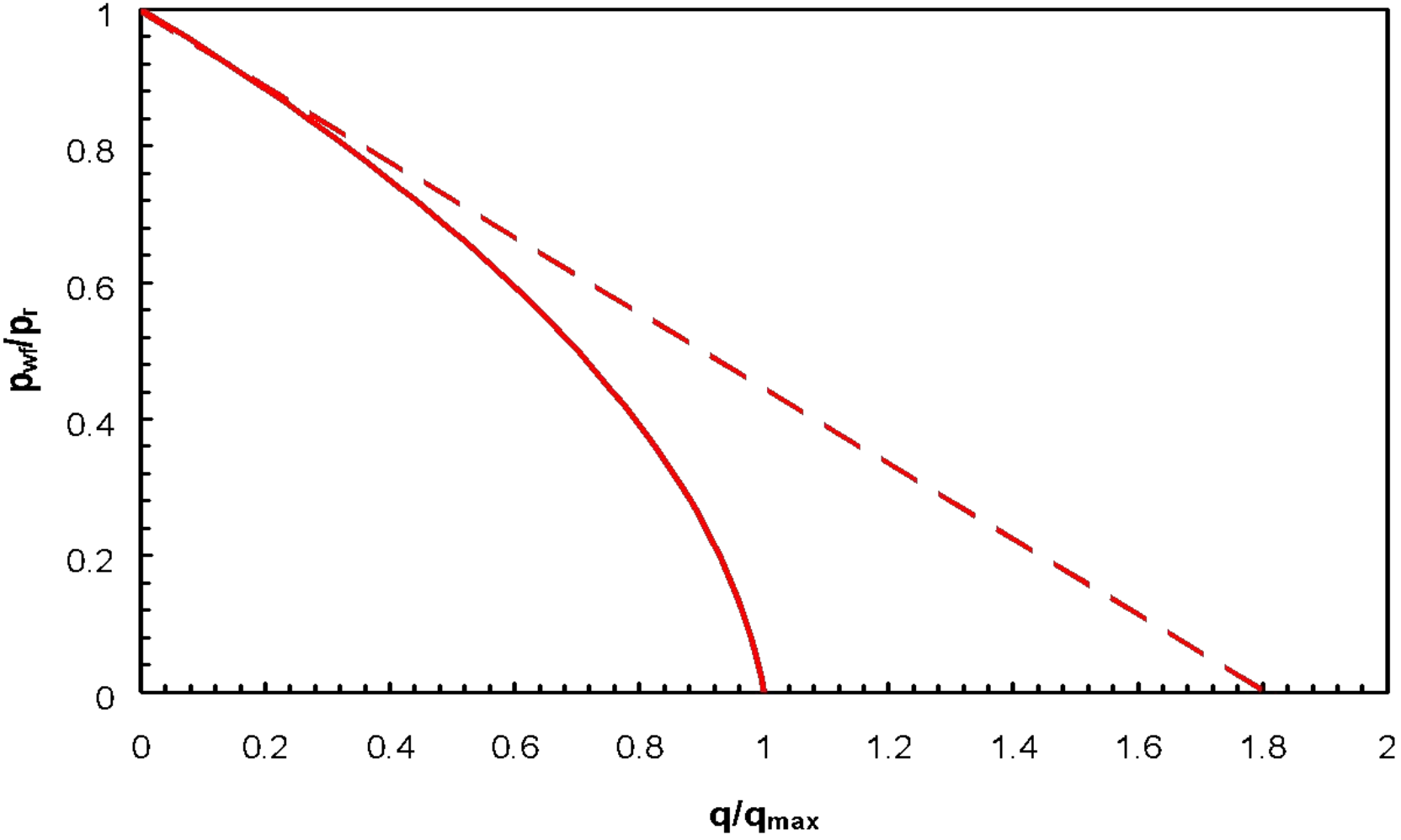
1) Значения $\bar{p}$, p_{wf} и q_o по исследованиям

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



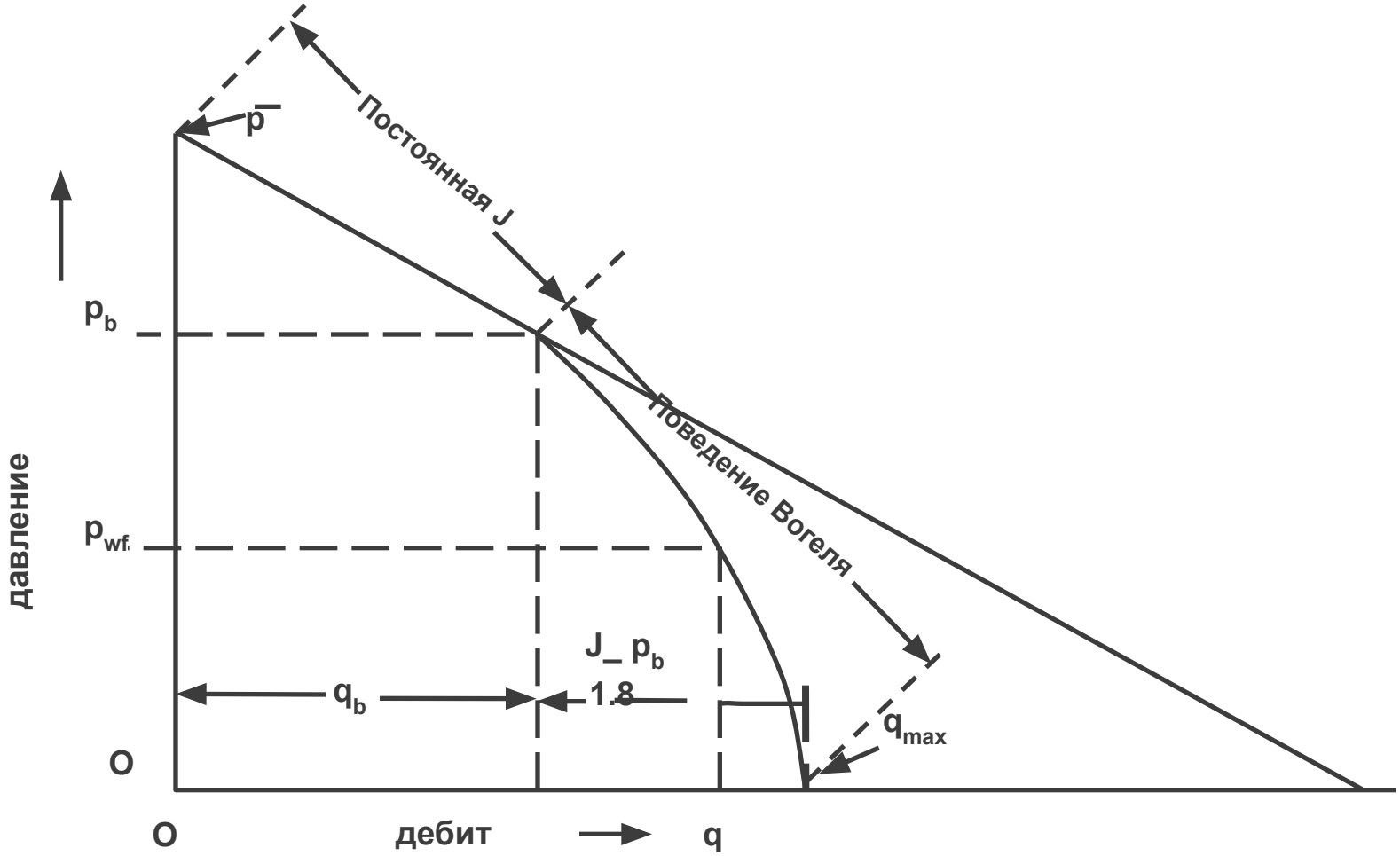
Расчет q_{max} по Вогелю

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

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

Многофазный поток (Pwf<Pb<P)

Композитная кривая Дарси/Вогеля



Предположения Вогеля

1. При Pwf<Pb 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 Pwf=Pb равны

Построение индикаторной кривой Вогеля

Если $\overline{P} \geq P_b$,

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

Определение J по исследованию скважин

1. $P_{wf} > P_b$

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

и затем посчитать

$$q_b = J(\overline{P} - P_{b.})$$

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 $\overline{P} > P_b$,

тогда коэффициент продуктивности определяем как

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

а затем

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

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. $\overline{P} < P_b$,

В этом случае *J* надо считать либо по параметрам пласта :

Так как $q_b = 0$,то

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

либо из данных по исследованию скважин находят q_{omax};

и затем строится индикаторная кривая.

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

Коэффициент продуктивности

Коэффициент продуктивности

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

$$J_{oil} = \frac{q_o}{\left(\overline{P}_r - P_{wf}\right)} = \frac{kh}{18.41\mu_0 B_0\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S\right]}$$

Используя коэффициент продуктивности можно рассчитать дебит.

$$q_{oil} = J_{oil}\left(\overline{P}_r - P_{wf}\right)$$

(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**