

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Лекция №5

Хромых Людмила Николаевна

Расчеты технологических показателей разработки неоднородных пластов по методу УФНИИ (метод М.М. Саттарова).

- М.М. Саттаровым предложен метод расчетов показателей разработки с учетом неоднородности по проницаемости.
- Метод предполагает, что непрерывный неоднородный пласт моделируется серией прослоев, границы которых сориентированы параллельно линиям тока. Прослой различной проницаемости распределены по мощности вероятно, а плотность $f(k)$ и функция распределения проницаемости $F(k)$ имеет вид видоизмененного распределения Максвелла:

$$f(k) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{\frac{-k+a}{k_0}} \sqrt{\frac{k+a}{k_0}} \frac{1}{k_0} \quad (1)$$

$$F(k) = \operatorname{erf} \sqrt{\frac{k+a}{k_0}} - \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{\frac{-k+a}{k_0}} \sqrt{\frac{k+a}{k_0}} \quad (2)$$

- где k – проницаемость,
- a , – параметры распределения.
- Вытеснения нефти принимается поршневым, но учитывается снижение фазовой проницаемости для воды в промытой зоне.
- Принимается течение жидкости к “проницаемым” эксплуатационным галереям с дополнительным внутренним фильтроционным сопротивлением, а скорость движения жидкости – пропорциональной проницаемости пропластков.
- Схема расчета процесса обводнения строится аналогично схеме расчетов по методу Ю.П. Борисова – определяются характеристики вытеснения по отдельным прослоям, которые затем суммируются по всем прослоям различной проницаемости.
- Доля нефти в потоке жидкости находится по следующей формуле:

$$f_H = \frac{1}{1 + \frac{\mu_n}{\mu_v} \cdot \frac{k_\phi}{k} \cdot \frac{\bar{k}_v}{\bar{k}_n}} \quad (3)$$

- где: μ_i, μ_a – вязкость нефти и воды,
- $\frac{k_{\delta}}{k}$ – относительная проницаемость для воды в заводненной зоне

(принимается равной 0,5÷0,3 по кривым фазовой проницаемости Березина В.М.),

- \bar{k}_a – средняя проницаемость зоны, занятой вытесняемой водой к моменту t_m ,
- \bar{k}_i – средняя проницаемость зоны, занятой нефтью к моменту t_m .
- С учетом функции распределения проницаемости (2) \bar{k}_a и \bar{k}_i находятся из соотношений:

$$\bar{e}_a = \frac{3}{2} \frac{k_0}{1 - F\left(\frac{a}{k_0}\right)} \left[\frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\frac{a}{k_0}} \sqrt{\frac{a}{k_0}} + \operatorname{erf} \sqrt{\frac{a}{k_0}} \left(1 - \frac{2}{3} \frac{a}{k_0}\right) \right] - \bar{k}_H \quad (4)$$

$$\tilde{e}_H = \frac{3}{2} \frac{k_0}{1 - F\left(\frac{a}{k_0}\right)} \left\{ \left(1 - \frac{2}{3} \frac{a}{k_0}\right) \left[F\left(\frac{k_m + a}{k_0}\right) - F\left(\frac{a}{k_0}\right) \right] - \frac{4}{3\sqrt{\pi}} \left[e^{-\left(\frac{k_m + a}{k_0}\right)} \left(\sqrt{\frac{k_m + a}{k_0}}\right)^3 e^{-\frac{a}{k_0}} \left(\frac{a}{k_0}\right) \right]^3 \right\} \quad (5)$$

- Коэффициент охвата пласта заводнением к моменту t_m прорыва воды по пропласткам с проницаемостью k_m представляется как:

$$\beta_{i\bar{a}} = [1 - F(k_m)] + \frac{\bar{k}_H}{\bar{k}_a} \quad (6)$$

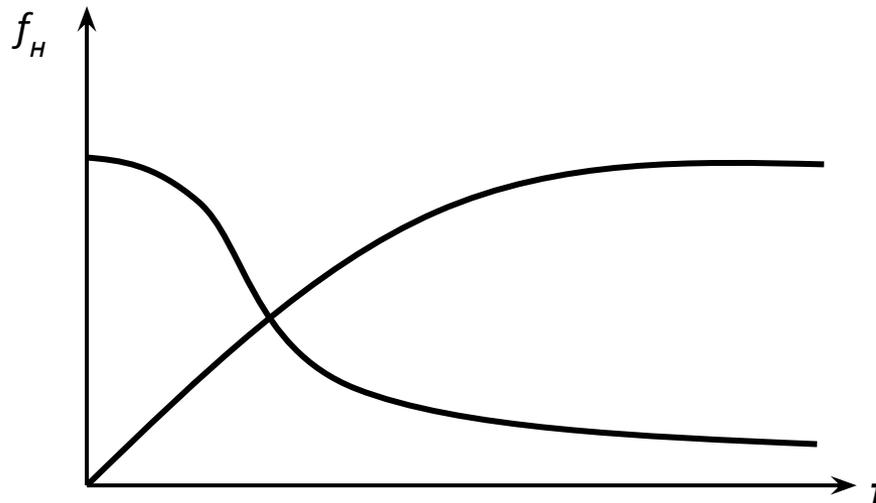
- где: $F(k_m)$ – значение интегральной функции распределения проницаемости в сечении k_m ,
- Затем вводится безразмерное время разработки.
- τ – равное суммарному отбору жидкости в долях активных запасов.

$$\tau = \frac{q_a t}{Q_A} = \beta_{i\bar{a}} + \mu_0 \left[\frac{\bar{k}_a}{k_m} - 1 + F(k_m) \right] \quad (7)$$

- где: $q_{ж}$ – дебит галереи по жидкости, м³/год
- t – время, годы
- Q_A – активные запасы.

$$Q_A = Q_{\text{акт}} \cdot k_{\text{акт}}$$

- Методом материального баланса в выражениях $f_H; \beta; \tau$ (3,6,7) исключается переменная k_m и устанавливается зависимость между долей нефти f_H и охватом и безразмерным временем разработки τ .



- Эти зависимости и положены в основу дальнейших расчетов.
- Для различных показателей неоднородности $\frac{\dot{a}}{k_0}$ и соотношения вязкостей $\frac{\mu_H}{\mu_{\dot{a}}}$ зависимости $f_H; \tau; \beta(\tau)$ вычислены и табулированы в работе Баишева Б.П.
- Начальные дебиты жидкости рядов скважин определяются по уравнениям интерференции Ю.П. Борисова, которые считаются постоянными на рассмотренном этапе и изменяются при переходе к следующему этапу, то есть после отключения ряда.
- Система уравнений интерференции может быть представлена для полосовой залежи из трех рядов скважин (1 нагнетательная и 2 добывающих) в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} P_H - P_1 &= (Q_1 + Q_2 + Q_3)\Omega_1 + Q_1\omega_1 \\ P_1 - P_2 &= -Q_1\omega_1 + (Q_2 + Q_3)\Omega_2 + Q_2\omega_2 \\ P_2 - P_3 &= -Q_2\omega_2 + Q_3(\Omega_3 + \omega_3) \end{aligned} \right\}$$

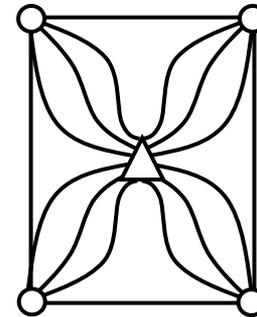
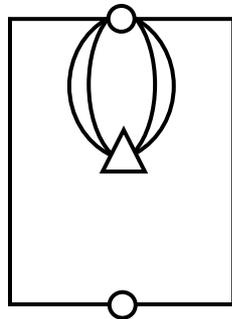
$$Q_H = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

- Где: Ω_1, ω_1 – внешнее и внутреннее сопротивление.

$$\Omega_1 = \frac{\mu_H L_1}{S k h}$$

$$\omega_1 = \frac{\sigma_1 \mu_H}{\pi S k h} \cdot \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_1}$$

Линии тока



- По зависимости $f_H(\tau)$ или $\beta_H(\tau)$ для всех значений τ находят величины f_H - доли нефти в потоке жидкости.

- Затем определяются отборы нефти $q_i = q_{\alpha} f_n$ и воды $q_{\hat{a}} = q_{\alpha} - q_n$
- суммарный отбор нефти $\sum q_i$; воды $\sum q_{\hat{a}}$; жидкости $\sum q_{\alpha}$.
- Кроме того метод Саттарова позволяет определить распределение скважин по дебитам и оценить их обводненность.
- При этом принимается, что пласт состоит из определенного числа отдельных зон, а распределение проницаемости, по зонам подчиняется уравнению:

$$F(k) = erf \frac{k_i}{k_n} - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \dot{a} \left(\frac{k_i}{k_i} \right) \cdot \frac{k_i}{k_i} \quad (8)$$

- Где: k_i – средняя проницаемость i -той зоны,
- k_n – параметрические распределения.
- Этим же законом определяется и распределение проницаемости по мощности в каждой зоне.
- Для установления темпа обводнения $f_i(\tau_i)$ выбирается зона со средней проницаемостью k_0 .
- Для других зон безразмерное время определяется из соотношения:

$$\tau_i = \tau_0 \cdot \frac{k_i}{k_0}$$

- Распределение скважин по дебитам находится по следующей формуле:

$$F(q) = \operatorname{erf} \sqrt{\frac{q}{q_0}} - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-\frac{q}{q_0}} \cdot \sqrt{\frac{q}{q_0}} \quad (9)$$

- Где: q_0 – параметр распределения.
- Затем по зависимостям $f_n(\tau)$ или $\beta_n(\tau)$ для всех значений τ выполняется расчет обводнения фонда скважин во времени.
- Расчет ведется до тех пор, пока значение обводненности $f_g(\tau)$ не достигнет заданного значения при отключении рядов скважин (98 – 99,9%)