

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Лекция №6

Хромых Людмила Николаевна

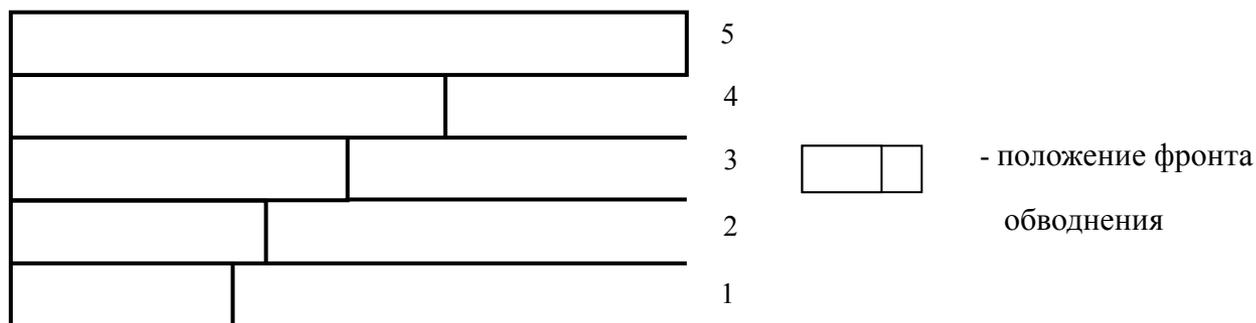
Расчеты обводнения неоднородных пластов по методике института Гипростокнефть (В.С. Ковалев, М.Л. Сургучев, Б.Ф. Сазонов)

- Этот метод расчета процесса обводнения нефтяного пласта является дальнейшим развитием изложенных методов Ю.П. Борисова и М.М. Саттарова.
- В методике института ГВН предусматривается более полный учет неоднородности коллектора (по проницаемости, пористости, нефтенасыщенности и коэффициенту вытеснения). Метод также предусматривает учет начальных водонефтяных зон, которые характеризуются параметром W .

$$W = \frac{L_2 - L_1}{L_2 + L_1}$$

- Где: L_2, L_1 – расстояние от эксплуатируемой галереи (или ряда эксплуатирующих скважин) до внутреннего и внешнего контуров нефтеносности.

- W изменяется от 0 до 1.
- Если водо – нефтяная зона отсутствует (“запечатанные” залежи), то $W=0$ для залежи по всей площади нефтеносности подстилаемой водой (массивные или водоплавающие залежи) $W=1$. (0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6;1)
- При расчете процесса заводнения нефтяного месторождения используется следующая схема:



- Пласт состоит из изолированных прослоев с различной проницаемостью, пористостью, начальной нефтенасыщенностью. При этом для каждого прослоя характерна своя величина коэффициента вытеснения нефти водой.

- Истинная скорость перемещения фронта вытеснения, а следовательно и время обводнения каждого прослоя зависит от этих параметров.

$$v_i = \frac{k_i \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta L \cdot m_{\hat{y} \hat{o} .i}} = \frac{\Delta P \cdot \omega_i}{\mu \cdot \Delta L}$$

- где: $m_{\hat{y} \hat{o} .i} = m_i \cdot S_i \cdot \eta$
- m_i – пористость,
- S_i – начальная нефтесыщенность,
- η_i – коэффициент вытеснения нефти водой.
- При обводнении одинаковых по объему пропластков с различной эффективной пористостью из них можно получить не одинаковое количество нефти. При характеристике неоднородности продуктивных пластов рассматривается их комплексная неоднородность выраженная параметрами.

$$\omega = \frac{k_i}{m_{y\delta.}}$$

- Где: k_i – проницаемость i – го слоя.

$$m_{y\delta.} = m_i \cdot \rho_i \cdot \eta_i$$

- $m_i \rho_i \eta_i$ – соответственно пористость, нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения i – го слоя.
- Начальные продуктивные характеристики эксплуатации скважин находятся в результате их исследования при установившихся режимах фильтрации. Учитывается изменение коэффициентов фильтрации сопротивления A и B в результате деформации пласта коллектора, т.е. $A(\tilde{P}_3) \text{ и } B(\tilde{P}_3)$ (коэффициенты увеличиваются), уравнение оттока воды для нагнетательной скважины имеет вид:

$$P_c - \tilde{P}_3 = A_i \cdot q_{\text{в.с.}}$$

- Где: $q_{\text{в.с.}}$ – расход воды в нагнетательной скважине.

$$\dot{A}_i = \frac{2 \cdot D_{\dot{A}0} \cdot h_{\dot{a}} \cdot \mu_{\dot{a}}(\tilde{D}_3)}{\mu_{\dot{a}} \cdot h_{\dot{a}} \cdot A(\tilde{P}_3)} \quad (2)$$

- Где: P_c – давление на забое нагнетательной скважины,
- $h_g; h_z$ – обводненная и газонасыщенная толщина пласта,
- μ_g, μ_z – соответственно вязкость воды и газа.
- Из уравнения (2) находится расход воды q_g по одной “средней” нагнетательной скважине (при заданной депрессии ΔP в пласте).
- Необходимое количество нагнетательных скважин равно:

$$n_i = \frac{q_{\dot{a}}}{q_{\dot{a}.н.}} \quad (3)$$

- Соответственно определяются другие показатели разработки $\tilde{D}_3; \dot{A}(\tilde{D}_3); A(\tilde{D}_3)$ период ППД (поддержания пластового давления).
- Зависимости между проницаемостью и другими параметрами пласта, установленные по изучению физико-геологических свойств продуктивных отложений Урало – Поволжья записываются в общем виде следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} m(k) &= a_1 \cdot k^{\hat{a}_1} \\ \rho(k) &= a_2 \cdot k^{\hat{a}_2} \\ \eta(k) &= a_3 \cdot k^{\hat{a}_3} \\ m_{\check{y}\hat{o}.}(k) &= a_4 \cdot k^{\hat{a}_4} \\ m_{\check{y}\hat{o}.}(\omega) &= a \cdot \omega^{\hat{a}} \end{aligned} \right\}$$

- k – проницаемость;
- a_n, b_n – постоянные коэффициенты, определяемые для каждого месторождения в результате исследования кернов по геофизическим данным.
- Распределение параметра ω количественно оценивается коэффициентом вариации и описывается гамма – распределением, плотность которой имеет вид:

$$f(\omega) = \frac{C^{\hat{a}_1+1}}{\tilde{A} \cdot (\hat{a}_1 + 1)} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_{\check{n}\hat{o}.}} \right)^{\hat{a}_1} \cdot e^{-c \frac{\omega}{\omega_{\check{n}\hat{o}.}}} \cdot \frac{1}{\omega_{\check{n}\hat{o}.}} \quad b_1 = \frac{1}{\nu^2} \quad \tilde{N} = \frac{b_1 + 1}{\omega_{\check{n}\hat{o}.}}$$

- Где: $v; \omega_{cp.}$ – параметры распределения (коэффициент вариации и среднее значение ω ,

- $\Gamma(v_1 + 1)$ – гамма функция $\tilde{A}(\hat{a}_1 + 1) = \int_0^{\infty} \hat{a}^{-t} \cdot t^{\hat{a}_1} \cdot dt$

- Для расчетов используется 15 распределений с коэффициентами вариации от 30,2 до 87,7%.
- Расчеты также могут проводиться и с применением логарифмически нормального закона распределения.
- Плотность распределения которого имеет вид:

$$f(\omega) = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot \sigma \cdot \omega}} \cdot e^{-\frac{(\ln \omega - \ln \omega_{н.д.})^2}{2 \cdot \sigma}}$$

- Где: $\sigma; \omega_{cp.}$ – параметры распределения.
- Соотношение для определения характеристик заводнения – доли нефти в потоке жидкости $f_n(\tau)$ и $\beta(\tau)$ разработаны как для поршневого, так и с учетом непоршневого характера вытеснения.

- Для поршневого вытеснения расчеты ведутся по характеристикам вытеснения с учетом различия вязкостей $\mu_0 = \frac{\mu_i}{\mu_a}$ и скачкообразного изменения проницаемости в промытой зоне при условии наличия водо – нефтяной зоны.
- Методика расчета полностью автоматизирована.

Расчеты проводятся в следующем порядке:

1. Изучается строение залежи и выбирается плотность сетки скважин в определенном диапазоне (например 400×400 , 500×500 , 600×600).
2. Определяется система разработки количество скважин, добывающих и нагнетательных для каждого из рассматриваемых вариантов.
3. Определяется средний дебит одной скважины по жидкости по результатам опробования скважин и гидродинамические исследования продуктивности залежи.
4. Рассчитывается параметр W .
5. Определяется соотношение вязкостей нефти и воды $\mu_0 = \frac{\mu_i}{\mu_a}$

6. Выбирается закон распределения.
7. Рассчитываются активные запасы. $Q_A = Q_{\text{акт}} \cdot k_{\text{акт}}.$
8. По отдельной методике рассчитывается предельный дебит фонтанирования добывающих скважин.
9. Выбирается зависимость выбытия добывающих скважин при достижении предельной обводненности.
10. Принимается коэффициент компенсации объема добываемой жидкости закачкой. $k = \frac{Q_{\text{закачка}}}{Q_{\text{акт}}} \approx 1,15$
11. Расписывается ввод добывающих и нагнетательных скважин по годам.
12. Проводится расчет для каждого варианта по выбранной кривой до предельной обводненности продукции (99 – 99,9%).
13. Определяются основные технологические показатели и конечный коэффициент нефтеизвлечения.

- Все рассмотренные методики расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений называются аналитическими.
- Эти методики используются также для определения коэффициента нефтеизвлечения или нефтеотдачи. Прогнозирование роста обводненности продукции до 99,9% и определения соответствующих уровней добычи нефти, позволяет определить максимально возможное извлечение нефти, что составляет в итоге извлекаемые запасы залежи.