

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Лекция №3

Хромых Людмила Николаевна

Литература:

- *В.С. Орлов* Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М. "Недра" 1973г.
- *М.Л. Сургучев* Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М "Недра" 1968г.
- *Ю.П. Борисов З.К. Рябинина, В.В. Войнов* Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М "Недра" 1976г.

Методики расчета технологических показателей разработки, применяемые в США и в нашей стране.

- 1.Одной из основных проблем проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений является надежный прогноз добычи нефти, и жидкости во времени (при вытеснении нефти водой).
- К настоящему времени получены многочисленные решения задачи оценки технологических показателей эксплуатации нефтяных месторождений во времени.
- Процесс разработки нефтегазового месторождения может описываться системой дифференцируемых уравнений с начальными и граничными условиями. Процедуру расчетов на основе созданной геолого-физической модели пласта называют методикой расчета.
- Дифференцируемые уравнения, описывающие процессы разработки нефтяных месторождения, основаны на использовании двух фундаментальных законов природы:

▫ закона сохранения вещества,

▫ закона сохранения энергии,

- а так же на целом ряде физических, физико-химических и специальных законов фильтрации. Эти законы используются в виде уравнений неразрывности потока или в виде уравнений материального баланса. Основным законом фильтрации является закон Дарси. Все известные законы фильтрации базируются на этом законе. Он фиксирует, что скорость фильтрации линейно и прямо пропорционально зависит от градиента давлений

$$v = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx}$$

- где: v – скорость фильтрации жидкости,
- k – коэффициент проницаемости,
- μ – вязкость жидкости в пластовых условиях,
- $\frac{dP}{dx}$ – градиент давления в рассматриваемой точке x .

- 2. Сюда входят методы материального баланса и методы, основанные на экстраполяции фактических характеристик обводнения по известной истории разработки нефтяной залежи. Все методы, которые можно использовать лишь тогда, когда имеется достаточная история разработки залежи к моменту составления проекта разработки – называются эмпирическими.
- 3. Прогноз процесса обводнения можно выполнить путем гидродинамических расчетов с учетом неоднородности пластов. Этот метод применим как на стадии оценки добывных возможностей месторождения, составления технологических схем разработки, так и в более поздних стадиях проектирования и анализа разработки – называется аналитическим.
- В нашей стране методика учета неоднородности пластов в расчетах процесса обводнения впервые была предложена во ВНИИ Ю.П. Борисовым в 1957-1959г.
- К настоящему времени в различных научно-исследовательских институтах разработан ряд аналитических методик прогноза технологических показателей, которые построены на различных предпосылках и степени учета реальных условий фильтрации флюидов в пористой сфере.

- Все аналитические методики предполагают по крайней мере четыре следующих допущений:
- А) Неоднородный по проницаемости пласт представляется серией однородных пропластков различной проницаемости.
- Б) Расчетная характеристика неоднородности пласта в целом предполагается равной сумме расчетных характеристик однородных пропластков.
- В) Между пропластками не существует гидродинамической связи – отсутствуют перетоки жидкости.
- Г) Принимается поршневые вытеснения нефти водой.
- Д) Пренебрегается гравитационным эффектом.

Метод Стайлса.

- В дополнение к общим допущениям метод Стайлса предполагает, что:
- 1. добыча жидкости, нефти и закачка воды пропорциональны проницаемости и подвижности k/μ ;
- 2. коэффициент охвата до прорыва воды постоянен;
- 3. линейная система вытеснения;
- 4. в момент прорыва жидкости добыча из прослоя становится мгновенно равной добыче воды (поршневое вытеснения);
- 5. прослои имеют равную толщину;
- 6. отсутствует остаточная газонасыщенность.
- Исходными данными для расчета показателей разработки служит профиль слоев различной проницаемости, начальная и конечная нефтенасыщенность, вязкость нефти и воды в пластовых условиях.
- Данные о проницаемости слоев располагаются сверху вниз упорядоченно в убывающей последовательности. Для каждого пропластка вычисляются произведением проницаемости k на толщину “производительность”
$$D = k_i H_i = C_i$$

- Недостающие значения “производительности”, выраженные в долях единиц, в зависимости от нарастающей толщины изображаются в виде кривой.
- С помощью этой кривой вычисляются значения доли воды в потоке жидкости и нефтеотдачу R к моменту времени, когда по j - му пропластку прорвалась вода в скважину и пласт в пределах толщины H_j обводнен и дает воду;

$$f_b = \frac{C_j A}{C_j A + C_\Sigma - C_j} \quad (1)$$

$$R = \frac{H_1}{H_\Sigma} + \frac{1}{k_j H_\Sigma} [C_\Sigma - C_j] \quad (2)$$

- где: H_Σ – общая толщина пласта,
- H_j – толщина части пласта, заполненного водой,
- J – номер пропластка по которому вода прорвалась в скважину,
- C_Σ – общая производительность пласта,
- C_j – производительность части пласта толщиной H_j ,

- $A = \frac{k_{\hat{a}} \mu_H}{k_H \mu_{\hat{a}}}$ отношение подвижностей воды и нефти с учетом

коэффициента объемного расширения нефти v .

- В уравнении (2) первый член правой части выражает нефтеотдачу полностью обводненных пропластков, а второй – характеризует нефтеотдачу пропластков, из которых продолжает поступать нефть.
- Зная количество извлекаемой нефти (активные запасы), определяют для каждого пропластка дебиты нефти и воды, накопленное количество нефти и воды в пластовых условиях.
- Накопленная добыча нефти подсчитывается из уравнения материального баланса:

$$N_p = \frac{F \cdot h \cdot m (\rho_H - \rho_{O.H.})}{\hat{a}_H} E \quad (3)$$

Время получения приращения накопленной добычи нефти определяется из соотношения:

$$\Delta t = \frac{\hat{a}_H \Delta N_p}{Q_{bi} (1 - f_{\hat{a}})} \quad (4)$$

- В уравнении (4) предполагается, что закачка воды равна добыче жидкости. Знаменатель этого уравнения представляет собой добычу нефти в пластовых условиях.
- Накопленное время получают суммированием “приращений времени” Δt (4). Существует несколько модификаций метода Стайлса.

Усовершенствованный метод Стайлса (Арпсом)

- Допущения – те же.
- Принципиальное отличие состоит в том, что этот метод учитывает различную толщину пропластков, пористость, относительные проницаемости, различное количество связанной воды и остаточной нефти по пропласткам.
- Доля воды в потоке жидкости определяется из следующего соотношения:

$$f_b = \frac{q_a}{1 + \frac{q_a}{q_H} \cdot \hat{a}_H} \quad (5)$$

- где: $\frac{q_{\hat{a}}}{q_H}$ – водонефтяной фактор (ВНФ),
- $q_{\hat{a}}, q_H$ – соответствующий дебит воды и нефти.

$$\hat{A}\hat{I}\hat{O} = \frac{\hat{a}_H \mu_H \sum_{i=1}^k k_{\hat{a}_i} k_i h_i}{\mu \hat{a} \sum_{j=k+1}^{j=n} k_{Hj} k_j h_j} \quad (6)$$

- Числитель уравнения (6) представляет собой сумму дебитов воды всех пропластков, в которые прорвалась вода, а знаменатель соответственно сумму дебитов нефти всех пропластков в которые вода не прорвалась.
- В момент, когда вода прорвется в пропласток k , накопленная добыча нефти определяется следующим соотношением:

$$N_p = \frac{FE}{\hat{a}_H} \left[\sum_{i=1}^k h_i m_i (\rho_{Hi} - \rho_{O.H.}) + \sum_{j=k+1}^{j=n} h_i m_j (\rho_{Hj} - \rho_{O.H.j}) \frac{k_j}{k_i} \right] \quad (7)$$