

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Лекция №7-8

Хромых Людмила Николаевна

Методы оценки нефтеотдачи пластов.

Статистические модели.

- Во многих случаях, особенно на ранней стадии изучения месторождения, определение нефтеотдачи пласта затруднено, так как информации о строении пластов бывает недостаточно для детального геологического моделирования.
- В этих случаях широко используются результаты статистической обработки фактических данных по месторождению, находящимся в длительной разработке и обладающих сходными геолого – физическими условиями.
- В настоящее время имеется большое количество статистических моделей для разных нефтегазаносных районов страны, которые можно использовать для приближенной оценки нефтеотдачи пластов. Эти модели основываются на различной геолого – промышленной информации и их можно применять к условиям, аналогичным тем, в которых они получены. Необходимо, чтобы геологические и технологические факторы, исследуемых залежей соответствовали входным данным статистических моделей. Наиболее точные результаты оценки КИН можно получить в том случае, когда параметры месторождений близки к средним величинам, используемым при построении моделей.

- С помощью многомерного корреляционного анализа была получена (Гомзиповым В.К.) статистическая модель конечной нефтеотдачи на основе данных 42 длительно разрабатываемых объектов Урало – Поволжья. В модель вошла информация по нефтяным залежам, приуроченным к терригенным пористым коллекторам и разрабатываемым в условиях водонапорного режима.

$$\eta = 0,507 - 0,167 \cdot \lg \mu_0 + 0,0275 \cdot \lg k - 0,05 \cdot W_k + 0,0018 \cdot h + 0,717 \cdot k_i - 0,000855 \cdot S$$

- Полученное уравнение справедливо при следующих параметрах:

$$\mu_0 = 0,5 \div 34,3 \text{ г/см}^3$$

$$k = 0,109 \div 3,2 \text{ мД}$$

$$W_k = 0,33 \div 2,24 \text{ м}^3/\text{т} \text{ — коэффициент водонапорности}$$

$$h = 2,6 \div 26,9 \text{ м}$$

$$k_i = 0,51 \div 0,94 \text{ мД} \text{ — коэффициент проницаемости}$$

$$S = 7,1 \div 74 \text{ м}^2/\text{г} \text{ — коэффициент скважинной фильтрации}$$

- Аналогичная модель для месторождений Урало – Поволжья с учетом размеров водонефтяных зон $Q_{ВНЗ}$, начальной нефтенасыщенности β_H и t^0 имеет вид:

$$\eta = 0,333 - 0,0089 \cdot \lg \mu_0 + 0,0121 \cdot \lg k + 0,0013 \cdot t_0 + 0,0038 \cdot h + 0,149 \cdot k_i - 0,085 \cdot Q_{\text{АиС}} + 0,173 \cdot \beta_i - 0,00052 \cdot S$$

- Полученное уравнение справедливо при следующих параметрах:

$$Q_{\text{АиС}} = 0,06 \div 1 \quad S = 9 \div 84$$

$$\beta_i = 0,55 \div 0,95 \quad t^0 = 22 \div 140^\circ \text{C}$$

- Коэффициент пластовой корреляции уравнения составил 0,861. Средне квадратическая погрешность $\pm 0,05$.
- Для залежей Башкирии и Татарии установлена следующая зависимость η водонефтяных зон от скорости фильтрации жидкости v_{cp} (м/год), показатель эффективности вытеснения $tg\alpha$, плотности сетки скважин S (га/скв), коэффициент песчанности k_n и проницаемости – k .

$$\eta_{\hat{A}iC} = 20,606 + 0,3845 \cdot v_{\hat{n}d} + 65,5104 \cdot tg\alpha - 0,2712 \cdot S + 35,678 \cdot k_i - 0,0306 \cdot k$$

- Коэффициент многопластовой корреляции – 0,922, средне квадратическая погрешность $\pm 0,12\%$
- Для оценки конечного коэффициента КИН залежей до начала их разработки предложено следующее уравнение с учетом следующих параметров:

$$\mu_0; k_i; h; m; k; \hat{a}_i$$

$$\eta = -0,674 - 0,01 \cdot \mu_0 + 0,306 \cdot k_i + 0,0019 \cdot h + 1,998 \cdot m + 0,144 \cdot \lg k + 0,71 \cdot \hat{a}_i$$

- Коэффициент многопластовой корреляции – 0,307, средне квадратическая погрешность $\pm 0,05\%$
- Существуют аналогичные модели для карбонатных коллекторов, для залежей разрабатываемых при РРГ и др.
- Каждая из этих уравнений пригодно для использования лишь в определенных условиях.
- Все статистические модели используют в сочетании с другими методами определения нефтеотдачи.

Методика оценки нефтеотдачи пластов при вытеснении нефти водой.

- Рассмотрим метод определения нефтеотдачи неоднородности пласта, основанный на промысловых исследованиях в сочетании с аналитическими методами, предполагающими использование математической статистики.

- Коэффициент нефтеотдачи можно представить как произведение

$$\eta = \beta_{\hat{a}} \cdot \beta_0$$

- где: $\beta_{\hat{a}}$ – коэффициент вытеснения равный отношению объема нефти, вытесняемой из области пласта, занятой рабочим агентом к начальному ее содержанию в этой области.
- β_0 – коэффициент охвата пласта вытеснения – это отношение объема породы из которой вытесняется нефть, по всему объему породы.

$$\beta_{\hat{a}} = \frac{1 - S_{\hat{n}\hat{a}} - S_{\hat{u}} - \frac{2}{3} \cdot z_{\hat{o}}}{1 - S_{\hat{n}\hat{a}}}$$

- Где: $S_{св}$ – насыщенность порового пространства связанной водой,
- $S_{он}$ – насыщенность порового пространства остаточной нефтью при бесконечной промывке пласта.

- Z_ϕ – насыщенность пор пласта подвижной нефтью на фронте вытеснения.
- Кроме того, нефтеотдача пластов определяется их неоднородностью по проницаемости, прерывистости и линзовидности; потерями нефти в тупиковых зонах; неполным вытеснением нефти водой по толщине пласта, соотношением вязкостей нефти и воды и запроектированной системы разработки.
- Тогда КИН можно представить в виде:
- То есть коэффициент охвата можно представить в виде пяти составляющих коэффициентов:

$$\eta = \beta_{\hat{a}} \cdot \beta_0 = \beta_{\hat{a}} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \beta_4 \cdot \beta_5 \quad (\beta_0 = \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \beta_4 \cdot \beta_5)$$

- β_1 – коэффициент учитывающий неоднородность пласта по проницаемости,
- β_2 – коэффициент учитывающий прерывность и линзовидность коллектора,
- β_3 – коэффициент охвата вытеснения по толщине пласта,
- β_4 – коэффициент учитывающий потери нефти в стягивающих рядах эксплуатационных скважин,
- β_5 – коэффициент учитывающий потери нефти в разрезающих рядах эксплуатационных скважин.

- β_1 определяется из соотношения (по Сазонову):

$$\beta_1 = \frac{dF_1}{d\bar{k}} \quad \beta_1 = 1 - F(k_a) + \frac{(1 + \varepsilon)}{k_a} \cdot \int_0^{k_0} \frac{k \cdot dF(k)}{1 + \sqrt{1 + \frac{(\varepsilon^2 - 1) \cdot k}{k_0}}}$$

- Для решения этого уравнения необходимо определить функцию распределения безразмерной проницаемости $F_1(k)$

$$\bar{k} = \frac{k}{k_{H.V.}}$$

- Где: k – текущая проницаемость ряда распределения,
- $k_{H.V.}$ – наиболее вероятная проницаемость.
- Влияние неоднородности пластов по прерывистости и линзовидности, т.е. определяют из соотношения:

$$\beta_2 = \frac{V_i}{V_e}$$

- Где: V_H – объем непрерывной части пласта,
- V_K – весь объем коллектора.

- За непрерывную часть пласта принимается часть коллектора, ограниченная линией воздействия заводненном и рядами эксплуатируемых скважин.
- Полулинзами считают тупиковые участки пласта, которые ограничены с одной стороны последним рядом эксплуатации скважин, с другой стороны – линией выклинивания коллектора.

• Или:

$$\beta_2 = \frac{V_{\text{нпр}} + (V_{\text{пл}} - V_{\text{т}})}{V}$$

- Где: V – весь объем пласта,
- $V_{\text{нпр}}$ – объем непрерывности части пласта,
- $V_{\text{пл}}$ – объем полулинз,
- $V_{\text{т}}$ – объем тупиковых зон.
- Коэффициент β_3 представляет собой отношение эффективной работающей толщины $h_{\text{эф.р.}}$ ко всей эффективной нефтенасыщенной толщине.

$$\beta_3 = \frac{h_{\text{эф.р.}}}{h_{\text{эф.н.}}}$$

- Коэффициент β_4 определение из формулы:

$$\beta_4 = 1 - \frac{Q_{\text{нп}}}{Q_{\text{зап.г.}}}$$

- Где: $Q_{\text{нп}}$ – потери нефти в стягивающих рядах эксплуатационных скважин,
- $Q_{\text{зап.г.}}$ – геологические запасы (балансовые) нефти.

$$Q_{i.i.} = 1,58 \cdot \sigma_i^2 \cdot h \cdot m \cdot \delta_{\text{н.д.}} \cdot N$$

- Где: $2 \cdot \sigma_i$ – расстояние между скважинами в ряду,
- N – число скважин в ряду,
- $\delta_{\text{ср}}$ – средний коэффициент использования пор.

$$\delta_{\text{н.д.}} = 1 - S_{\text{н.д.}} - S_{i.i.} - \frac{2}{3} \cdot Z_0$$

- Коэффициент β_5 определяют из формулы:

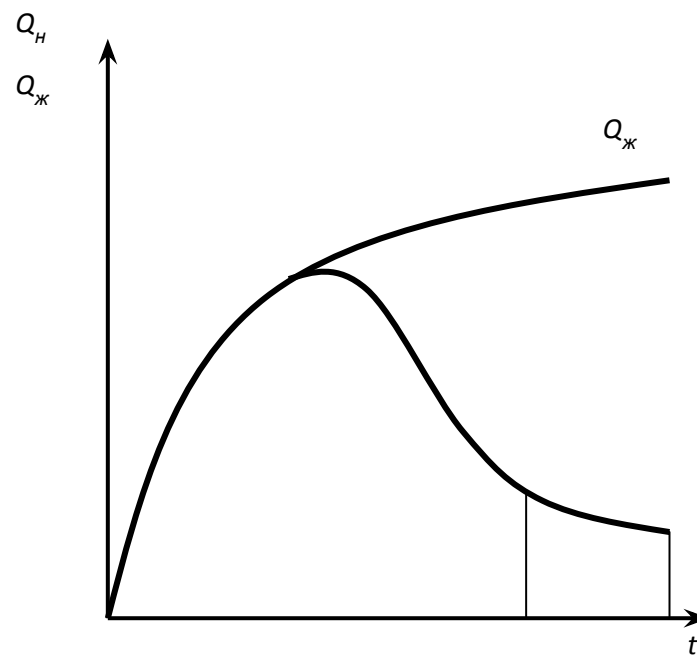
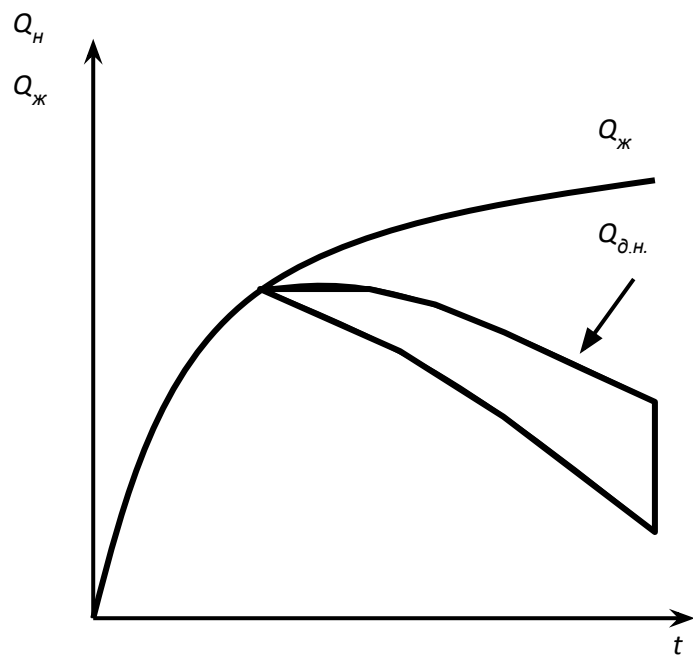
$$\beta_5 = 1 - \frac{Q_i}{Q_{\text{зап.г.}}}$$

- Где: σ_n – расстояние между скважинами в разрезающем (нагнетательном) ряду,
- δ_∞ – коэффициент использования пор при бесконечно долгой промывке пласта водой.

$$\delta_\infty = 1 - S_{\tilde{n}\tilde{a}} - S_{\tilde{u}}$$

- Произведение балансовых или геологических запасов на коэффициент вытеснения позволяет получить так называемые активные запасы.
- Если нефтеотдача пласта $\bar{Q}_{\text{отд}}$ увеличивается за счет коэффициента вытеснения или сокращения потерь нефти в линзах, тупиковых зонах и т.д., то величина активных запасов изменяется. При возрастании нефтеотдачи в следствие повышения коэффициента охвата при прокачке через залежь дополнительного объема воды активные запасы остаются неизменными и вся дополнительно добываемая нефть извлекается только на конечной стадии разработки нефтяной залежи.

- Затраты на увеличение нефтеотдачи пласта могут носить либо единовременный характер (например, бурение плотной сетки скважин), либо более или менее распределенными в течение всего срока разработки нефтяной залежи (закачка с водой ПАВ, загустителей и др.).
- При этом эффект – повышение суммарной добычи нефти, либо растянут в течении всего водного периода разработки, либо реализуется только на конечной стадии разработки нефтяной залежи.



- Большое влияние на экономическую эффективность мероприятий по повышению КИН оказывает момент осуществления капитальных затрат на увеличение нефтеотдачи пласта. Если затраты осуществлены с начала разработки месторождения, а эффект получается лишь в конечной стадии, то такой процесс малоэффективен даже при значительном росте КИН.
- Фактор времени “съедает” весь эффект и даже при значительном увеличении нефтеотдачи пласта экономический эффект от этого мероприятия оказывается незначительным.
- Даже небольшое увеличение КИН получаемое сразу после осуществления затрат, может дать более значительный экономический эффект.
- Иногда эффект от роста текущей добычи нефти, значительно превосходит эффект от увеличения нефтеотдачи пласта. Например, уплотнение сетки скважин ведет одновременно к увеличению $\beta_{охв.}$, т. е. КИН и увеличивает текущую добычу нефти.

- Наиболее эффективными методами повышенной нефтеотдачи пластов оказываются не только те методы, которые обеспечивают максимальное повышение КИН при минимальных капитальных и эксплуатационных затратах, но и те, по которым наблюдается минимальный разрыв между временем капиталовложений и временем получения эффекта, т.е. те методы которые одновременно с увеличением конечного КИН оказывают влияние на уровень текущего отбора нефти из залежи.