

Некоторые аспекты нестационарных процессов нефтегазодобычи с учетом аномальных свойств нефтей

Т.Ш. Салаватов, д.т.н.

М.А. Дадаш-заде, к.т.н.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

e-mail: petrotech@asoiu.az

Ключевые слова: проницаемость, скин-фактор, контурное и забойное давления, контурный и скважинный радиусы, плотность.

Neftlərin anomal xassələrini nəzərə alaraq neftqazçıxarımda qərarlaşmamış proseslərin bəzi aspektləri

T.Ş. Salavatov, t.e.d., M.A. Dadaş-zadə, t.e.n.
Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti

Açar sözlər: keçiricilik, skin-faktor, kontur və quyudibi təzyiq, kontur və quyru radiusu, sıxlıq.

Mədən şəraitində bir çox neftlər anomal xassələrə malikdir. Bu neftlər üçün təzyiğin bərpası daha böyük müddətdə baş verir. Lakin bərpə müddətini nəzərə alarkən skin-zonanın olmasını da nəzərə almaq lazımdır. Bu parametrlərin nəzərə alınması daha dərin olaraq, həm adi və həm də qeyri-Newton xassəli neftlərin süzülmə xassələrini öyrənmək imkanı yaradır.

Few aspects of non-stationary oil-gas production processes considering abnormal properties

T.Sh. Salavatov, Dr. in Tech. Sc.,
M.A. Dadash-zade, Cand. in Tech. Sc.
Azerbaijan State Oil and Industry University

Keywords: permeability, skin-factor, contour and bottom-hole pressure, contour and well radius, density.

Most of the oils have abnormal properties in field conditions. Pressure recovery time in a long period is characteristic for such oils. However, herewith, it is preferably to consider the influence of the skin-factor on the recovery process. The consideration of these aspects allows studying more deeply the main characteristics of filtration process for simple and non-Newtonian oil as well.

Все промышленные исследования и наблюдения, проводящиеся в системе, определяются в различных масштабах времени, начиная с секунды и кончая годами. Интерпретации проведенных измерений и решений, как правило, подвергаются необоснованному изменению по времени. На практике это приводит или к увеличению масштаба времени, или к определению основных показателей по заданным параметрам. Отметим, что промышленные исследования, замеры параметров скважин и пластов проводятся периодически, и при расчетах необходимо учитывать временные интервалы. Период времени, периодичность измерений и расчетов основных показателей определяет обоснованность замеров и параметров процесса. Надо отметить, что при определении добычи нефти, газа и конденсата необходимо учитывать многочисленные факторы, влияющие на данные измерения [1-3].

Промышленные процессы очень сложны и проверить совокупность их влияния на технологические показатели на основании лабораторных и теоретических работ практически невозможно. Для этого необходимо провести чрезвычайно большое количество исследований и расчетов.

В данной работе предложен метод оценки эффективности и регулирования технологических процессов на этапе добычи и разработки месторождений на основе показателей скважин в заданный период времени. Точность и надежность полученных выводов, сделанных в результате расчетов в значительной степени зависят от времени. Такой подход с целью полу-

чения достоверных результатов в промышленной практике приобретает немаловажное значение и может быть основой для решения большого количества задач по оценке эффективности и неэффективности методов, принимаемых в процессе нефтегазодобычи.

Отметим, что в литературе существуют работы, в которых для получения осредненных показателей за определенный период времени, эти методы, как считают авторы, обеспечивают точность оценки данного параметра.

Однако отметим, что более точное определение периодичности или продолжительности измерений во времени, обеспечивает большую точность оценки показателей скважин и пластов, а также дает возможность разработки текущих технологических показателей. Оценка периодичности и продолжительности определения основных параметров пласта позволяет сократить время исследования скважин и пластов, дает возможность установления оптимального режима работы скважин.

Известно, что дебиты отдельных нефтяных скважин можно определять на основе периодического измерений добычи в течение фиксированного периода времени. Необходимость для оценки дебита скважин с заданной погрешностью проверяется гипотезой равенства на основе критерия Стьюдента.

Отметим, что данную методику обработки и интерпретации промышленных исследований можно широко применять при проектировании, анализе, разработке и эксплуатации как нефтяных, так и газовых месторождений. От достоверности нефтегазопромышленной информации и результатов интерпретации параметров зависит правильность принятия решения при оценке технологических параметров работы скважин, подсчета запасов, величины расчета коэффициента углеводородоотдачи, а также при решении текущих задач нефтегазодобычи.

Данный метод более прост при обработке промышленного материала и позволяет выявить унифицированные зависимости, эффективность моделирования и прогнозирования аналогичных процессов.

Таким образом, данная методика дает возможность получить упрощенную модель прогнозирования нестационарных процессов промышленной практики и обуславливает прогнозирование изменений изучаемых величин на основе информации, получаемой в данный период времени. Постановка задачи дает возможность

получить упрощенную математическую модель, позволяющую с достаточной точностью предсказать поведение по времени в заданной точке и определить основную характеристику данного процесса. Простота и надежность данной модели дает возможность использовать её в промышленной практике.

В данных работах была предложена расчетная формула для определения дебита скважины продуцирующей аномальные жидкости с учетом скин-зоны.

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu \left(\ln \frac{R_s}{R_c} + S \right)} \left[(p_k - p_c) - \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k_1}} (R_k - R_c) \right], \quad (1)$$

где Q – объемный расход аномальной вязко-пластичной жидкости; k – проницаемость пласта по жидкости; h – толщина пласта; μ – динамическая вязкость аномальной жидкости, структурная вязкость; R_k, R_c – радиусы контура питания и скважины; p_k, p_c – соответственно, давление на контуре и на забое скважины; α – коэффициент, учитывающий аномальные свойства; k_1 – проницаемость по воздуху; τ_0 – предельное касательное напряжение сдвига; S – скин-фактор, определяемый по формуле

$$S = \ln \frac{R_s}{R_c} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right), \quad (2)$$

где R_s – радиус скин-зоны; k_s – проницаемость в скин-зоне пласта.

Отметим, что приток аномальной нефти к скважине, эксплуатирующейся периодически, является постоянно неустановившимся. Учитывая вышесказанное можно отметить, что дебит скважины в общем случае не может быть предсказан. Для оценки данной задачи примем, что жидкость, поступающая в скважину, несжимаемая.

Тогда вышеуказанное уравнение можно записать как

$$Q = A [(p_k - p_c)] - B, \quad (3)$$

$$\text{где } A = \frac{2\pi kh}{\mu \left(\ln \frac{R_s}{R_c} + S \right)}; B = \frac{\alpha \tau_0}{\sqrt{k_1}} (R_k - R_c).$$

Допустим, что конструкция установки периодически изменяется, тогда в подъемных трубах

площадь поперечного сечения будет увеличиваться на $(\omega \cdot dh)$:

$$\omega \cdot dh = Q \cdot dt. \quad (4)$$

Теперь можно записать

$$dh = \frac{dp}{\rho g},$$

где ρ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения.

Решая совместно после интегрирования

$$\int_{p_s}^{p_k} \frac{\omega \cdot dp}{\rho g} = \int_{t_1}^{t_2} A[(p_k - p_c) - B] dt \quad (5)$$

отсюда

$$\frac{\omega}{\rho g} \int_{p_s}^{p_k} dp = \int_{t_1}^{t_2} A[(p_k - p_c) - B] dt. \quad (6)$$

Как видно в левой части данного уравнения первый член характеризует изменение параметров фильтрации для обычных жидкостей, а второй – изменение с учетом аномальных свойств системы. Выносим за знак интеграла значение депрессии

$$\frac{\omega}{\rho g} \int_{p_s}^{p_k} dp_c = (p_k - p_c) \int_{t_1}^{t_2} A \left(1 - \frac{B}{p_k - p_c} \right) dt. \quad (7)$$

Для удобства решения примем, что изменение аномальных свойств достаточно в пределах пластового, т.е. контурного и статического давлений. Тогда значение $\left(\frac{B}{p_k - p_{ct}} \right) \approx const$, где p_{ct} – статическое давление в скважине.

Тогда имеем:

$$\int_{p_s}^{p_k} \frac{dp_c}{p_k - p_c} = \frac{\rho g}{\omega} \int_{t_1}^{t_2} A \left(1 - \frac{B}{p_k - p_c} \right) dt. \quad (8)$$

Раскрывая интеграл, имеем:

$$\ln \left(\frac{p_k - p'_s}{p_k - p_s} \right) = - \frac{A \rho g}{\omega} \left(1 - \frac{B}{p_k - p_{ct}} \right) (t_2 - t_1). \quad (9)$$

Решив данное уравнение относительно забойного динамического в момент $(t_2 - t_1)$:

$$p_k - p'_s = (p_k - p_s) e^{-\frac{A \rho g}{\omega} \left(1 - \frac{B}{p_k - p_{ct}} \right) (t_2 - t_1)}. \quad (10)$$

Если внести понятие депрессии, тогда имеем

$$\Delta p' = \Delta p e^{-\frac{A \rho g}{\omega} \left(1 - \frac{B}{p_k - p_{ct}} \right) (t_2 - t_1)}. \quad (11)$$

В случае, когда начальное касательное напряжение равняется нулю, тогда $B = 0$, то имеем формулу для обычных ньютоновских жидкостей.

Если значение скин-фактора приравняется к нулю, то имеем формулу, полученную М.Маскетом.

Выводы

1. При возникновении скин-фактора ухудшается время восстановления динамического давления.
2. В зависимости от свойств нефтей изменятся и основные показатели восстановления давления.

Список литературы

1. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 564 с.
2. Вулис Л.А., Кашкаргов В.П. Теория струй вязкой жидкости. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007, 439 с.
3. Щелкачев В.Н., Лапук Б.В. Подземная гидравлика. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2001, 763 с.

References

1. Masket M. Tchenie odnorodnykh zhidkosti v poristoj srede. – M.-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2004, 564 p.
2. Vulis L.A., Kashkarov V.P. Teoriya struy vazkoj zhidkosti. – M.-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2007, 439 p.
3. Shchelkachev V.N., Lapuk B.V. Podzemnaya gidravlika. – M.-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2001, 763 p.