

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАБОТАЮЩИХ ТОЛЩИН ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ.

Бисембаева К.Т., Базарбаева А.Ж.

Бұл мақалада сатылы және фигуралық айдауды қолдану кезінде жұмыс жасайтын қалыңдықты анықтау әдісі қаралады.

The method of estimation of working thickness during using of step and figure flooding is given in this article.

Известно, что в основном методы регулирования применяются для интенсификации добычи нефти из многопластовых залежей путем подключения в работу отдельных пластов и пропластков, которые на текущий момент не участвовали в процессе выработки запасов. Поэтому при планировании предполагаемых методов регулирования к внедрению на действующем месторождении необходимо определить величины гидродинамических параметров. Они являются одними из основных фильтрационных характеристик продуктивных залежей, показывающие основные условия движения флюидов по поровым, трещиноватым и порово-трещиноватым коллекторам. Установление этих величин позволяет своевременно проводить дополнительные методы воздействия для улучшения условий фильтрации нефти в пластовых условиях и оптимизировать объем основных технологических параметров и показателей. Среди гидродинамических параметров работающая толщина имеет важное значение потому что именно от её величины в основном зависит степень и темп выработки запасов нефти. В связи с этим в этой работе приводятся результаты работы исследований по определению работающей толщины при эксплуатации многопластовой залежи. Известно, что работающую толщину определяют путем прямым измерением указанной информации с использованием глубинных дебитомеров в добывающих и расходомеров в нагнетательных скважинах [1].

Однако, их применение очень часто приводит к остановке скважин, которые способствуют к потере определенной продукции, что является одной из многочисленных причин невыполнения планового задания. Поэтому в промысловых условиях очень часто прибегают к услугам косвенных методов определения указанных гидродинамических параметров путем использования математических аппаратов или применением фактических данных эксплуатации, обработанных методом математической статистики и теории вероятности.

Ниже приводится метод определения работающей толщины при применении ступенчатого и фигурного заводнений.

Рассматривается залежь нефти, которая разрабатывается при блоковом заводнении. После некоторого времени (t_1) дополнительно создан разрезающий нагнетательный ряд, расположенный перпендикулярно к действующему блоковому воздействию. Требуется определить величину работающей толщины пластов в условиях применения дополнительно созданного метода воздействия. Следует отметить, что во время процесса эксплуатации нагнетательные

скважины, расположенные в обоих разрезающих (блоковых и ступенчатых) рядах, периодически останавливаются для создания в многослойном участке пласта неустановившееся фильтрационное состояние, которое возникает из-за появления в коллекторах попеременноизменяющиеся величины давления в пластах или в призабойных зонах скважин. [2]

Заданы: забойные давления в нагнетательных ($P_{с.н.б.}$ и $P_{с.н.ст.}$) и добывающих ($P_{с.д.б.}$ и $P_{с.д.ст.}$) скважинах, соответственно в блоковом и ступенчатом заводнениях; абсолютные и относительные (κ_n и κ_b) ;проницаемости пластов соответственно для нефти и воды; вязкость нефти и воды (μ_n и μ_b); толщина пластов равна h . Считается, что при эксплуатации залежи сохраняется установившееся движение жидкости в продуктивных коллекторах. [3]

Предполагается, что при внедрении ступенчатого метода в работу подключаются новые нефтенасыщенные пласты, ранее неработающие от блокового воздействия.

Согласно формуле Дюпюи, дебиты одной скважины при блоковом ($q_{ж.б.}$) и ступенчатом ($q_{ж.с.}$) заводнениях определяются по следующим формулам:

$$q_{ж.б.} = \frac{2 \cdot B \cdot \kappa \cdot (P_{с.н.б.} - P_{с.д.б.}) (\kappa_n \cdot h_n \cdot \mu_g + \kappa_g \cdot h_g \cdot \mu_n)}{\mu_n \cdot \mu_g (L_{1.б.} + L_{2.б.})}; \quad (1)$$

$$q_{ж.с.} = \frac{2 \cdot L \cdot \kappa \cdot (P_{с.н.б.} - P_{с.д.б.}) (\kappa_n \cdot h_n \cdot \mu_g + \kappa_g \cdot h_g \cdot \mu_n)}{\mu_n \cdot \mu_g (B_{1.с.} + B_{2.с.})}; \quad (2)$$

Где, $q_{ж.с.}$ и $q_{ж.б.}$ – соответственно дебиты скважин по жидкости при блоковом и ступенчатом заводнениях; При одновременной работе блокового и ступенчатого заводнений общий дебит скважины по жидкости определяется путем сложения формул (1) и (2). Тогда получим следующее выражение:

$$q_{ж.(вс)} = \frac{2 \cdot B \cdot \kappa \cdot (P_{с.н.б.} - P_{с.д.б.}) (\kappa_n \cdot h_n \cdot \mu_g + \kappa_g \cdot h_g \cdot \mu_n)}{\mu_n \cdot \mu_g (L_{1.б.} + L_{2.б.})} + \frac{2 \cdot L \cdot \kappa \cdot (P_{с.н.б.} - P_{с.д.б.}) (\kappa_n \cdot h_n \cdot \mu_g + \kappa_g \cdot h_g \cdot \mu_n)}{\mu_n \cdot \mu_g (B_{1.с.} + B_{2.с.})} =$$

$$= \frac{2 \cdot \kappa \cdot [B \cdot (B_{1.с.} + B_{2.с.}) (\kappa_{нб} \cdot h_{нб} \cdot \mu_g + \kappa_{гб} \cdot h_{гб} \cdot \mu_n) \Delta P_B + L \cdot (L_{1.б.} + L_{2.б.}) (\kappa_{нс} \cdot h_{нс} \cdot \mu_g + \kappa_{гс} \cdot h_{гс} \cdot \mu_n) \cdot \Delta P_C]}{\mu_n \cdot \mu_g (L_{1.б.} + L_{2.б.}) \cdot (B_{1.с.} + B_{2.с.})}; \quad (3)$$

Где, $h_{н.б.}$, $h_{н.с.}$ и $h_{в.б.}$, $h_{в.с.}$ – соответственно нефтенасыщенные и обводненные водонасыщенные толщины пластов при блоковом и ступенчатом заводнениях;

$L_{1.б.}$, $L_{2.б.}$ и $B_{1.с.}$, $B_{2.с.}$ – соответственно расстояния от нагнетательного ряда до первого и второго добывающих рядов, при блоковом и ступенчатом заводнении; ΔP_B , ΔP_C – соответственно рабочие депрессии при блоковом и ступенчатом заводнении, которые определяются путем разности между давлениями на забоях нагнетательных и добывающих скважин расположенных в указанных рядах, т.е. $\Delta P_B = (\Delta P_{с.н.б.} - \Delta P_{с.д.б.})$; и $\Delta P_C = (\Delta P_{с.н.ст.} - \Delta P_{с.д.ст.})$; B и L – соответственно длина и ширина блокового участка залежи.

Доля дебита жидкости скважины по жидкости при ступенчатом заводнении определяются по следующему соотношению, полученному путем делением выражения (2) к уравнению (3), т.е.

$$\begin{aligned}
q_{ж.с.} &= \frac{2 \cdot L \cdot \kappa \cdot (P_{с.н.б.} - P_{с.д.б.}) (\kappa_n \cdot h_n \cdot \mu_g + \kappa_g \cdot h_g \cdot \mu_n)}{\mu_n \cdot \mu_g (B_{1.c} + B_{2.c})} \\
&= \frac{2 \cdot \kappa \cdot [B \cdot (B_{1.c} + B_{2.c}) (\kappa_{нБ} \cdot h_{нБ} \cdot \mu_g + \kappa_{гБ} \cdot h_{гБ} \cdot \mu_n) \Delta P_B + L \cdot (L_{1.Б} + L_{2.Б}) (\kappa_{нС} \cdot h_{нС} \cdot \mu_g + \kappa_{гС} \cdot h_{гС} \cdot \mu_n) \cdot \Delta P_C]}{\mu_n \cdot \mu_g (L_{1.Б} + L_{2.Б}) \cdot (B_{1.c} + B_{2.c})} \\
&= \frac{L \cdot (L_{1.Б} + L_{2.Б}) (\kappa_{нС} \cdot h_{нС} \cdot \mu_g + \kappa_{гС} \cdot h_{гС} \cdot \mu_n) \cdot \Delta P_C}{B \cdot (B_{1.c} + B_{2.c}) (\kappa_{нБ} \cdot h_{нБ} \cdot \mu_g + \kappa_{гБ} \cdot h_{гБ} \cdot \mu_n) \Delta P_B + L \cdot (L_{1.Б} + L_{2.Б}) (\kappa_{нС} \cdot h_{нС} \cdot \mu_g + \kappa_{гС} \cdot h_{гС} \cdot \mu_n) \cdot \Delta P_C} \\
&= \frac{1}{1 + \frac{B \cdot (B_{1.c} + B_{2.c}) (\kappa_{нБ} \cdot h_{нБ} \cdot \mu_g + \kappa_{гБ} \cdot h_{гБ} \cdot \mu_n) \Delta P_B}{L \cdot (L_{1.Б} + L_{2.Б}) (\kappa_{нС} \cdot h_{нС} \cdot \mu_g + \kappa_{гС} \cdot h_{гС} \cdot \mu_n) \cdot \Delta P_C}}; \tag{4}
\end{aligned}$$

Где $\bar{q}_{ж.с.} = \frac{q_{ж.с.}}{q_{ж.б.}}$ – соотношение средних дебитов скважин при ступенчатом ($q_{ж.с.}$)

и блоковом ($q_{ж.б.}$) заводнениях, в долях от единицы.

Используя относительные фазовые диаграммы для нефти и воды, построенные зависимости от водонасыщенности, можно определить величины указанных параметров κ_n и κ_b . Величину водонасыщенности можно определить по следующему соотношению:

$$S_{вод.}(t_i) = S_{св.в} + \frac{\sum Q_H(t_i)}{V_{пор}}; \tag{5}$$

Где, $S_{св.в}$ – связанная вода, доли единиц; $\sum Q_H(t_i)$ накопленная добыча нефти, т; $V_{пор}$ – объем порового пространства участка пласта, м³.

Это выражение было создано в предположении, что при добычи жидкости будет сохранено поршневое вытеснение нефти водой. В связи с этим, соотношение $\frac{\sum Q_H(t_i)}{V_{пор}}$ представляет в долях от объема пор, значение водонасыщенности пласта на текущий период, предполагая, что объем добытой нефти в поровом пространстве занимает вода, которая вытеснила из пласта нефть и поступила в коллектор.

Величины значений фазовых проницаемостей для нефти ($\bar{\kappa}_n$) и воды ($\bar{\kappa}_b$) определяют согласно аналитическим выражениям следующих видов, предложенных в работе [2].

$$\begin{aligned}
\bar{\kappa}_b(S_{вод}) &= 0; && \text{при } 0 \leq S_{вод} \leq 0,2; \\
\bar{\kappa}_b(S_{вод}) &= \left(\frac{S_{вод} - 0,2}{0,8} \right)^{3,5}; && \text{при } 0,2 \leq S_{вод} \leq 0,8; \\
\bar{\kappa}_n(S_{вод}) &= 0; && \text{при } 0,85 \leq S_{вод} \leq 1,0; \\
\bar{\kappa}_n(S_{вод}) &= \left(\frac{0,85 - S_{вод}}{0,85} \right)^{2,8} + (1 + 2,4 \cdot S_{вод}); && \text{при } 0 \leq S_{вод} \leq 0,85;
\end{aligned}$$

Если предположить, что отношение дебитов $\bar{q}_{ж.с.} = \frac{q_{ж.с.}}{q_{ж.б.}}$ равно единице, т.е. $q_{ж.с.}$

$= q_{ж.б.}$, то из уравнения (4) можно определить соотношение $\frac{h_{н.б.}}{h_{г.б.}}$, которое имеет

следующий вид:

$$\frac{h_{н.б.}}{h_{в.б.}} = \frac{\kappa_{в.б.}}{\kappa_{н.б.}} \cdot \frac{\mu_n}{\mu_v}; \quad (5)$$

Так, нами приняты условия, что $q_{ж.с} = q_{ж.б.}$, то и равенство (5) можно представить в следующем виде:

$$\frac{h_{н.б.}}{h_{в.б.}} = \frac{h_{н.с.}}{h_{в.с.}} = \frac{\bar{\kappa}_{в.б.} \cdot \mu_n}{\bar{\kappa}_{н.б.} \cdot \mu_v} = \frac{\bar{\kappa}_{в.с.} \cdot \mu_n}{\bar{\kappa}_{н.с.} \cdot \mu_v}; \quad (6)$$

Если $q_{ж.с} = 0,2 \cdot q_{ж.б.}$, то соотношение (6) имеет следующий вид:

$$\frac{h_{н.б.}}{h_{в.б.}} = 4 \cdot \left(\frac{\bar{\kappa}_{н.с.} \cdot h_{н.с.}}{\bar{\kappa}_{н.б.} \cdot h_{н.б.}} + \frac{\bar{\kappa}_{в.с.} \cdot h_{в.с.}}{\bar{\kappa}_{н.с.} \cdot h_{н.б.}} \cdot \frac{\mu_n}{\mu_v} \right) \cdot \frac{\Delta P_c}{\Delta P_b} \cdot \frac{L \cdot (L_{1.б.} + L_{2.б.})}{B \cdot (B_{1.с.} + B_{2.с.})};$$

Если предположить, что геометрические размеры участка, где расположены добывающие и нагнетательные скважины при блоковом и ступенчатом заводнениях, одинаковы, т.е. $L, B, L_{1.б.}, L_{2.б.}$ и $B_{1.с.}, B_{2.с.}$, а также фазовые проницаемости $\bar{\kappa}_{н.с.}$ и $\bar{\kappa}_{н.б.}$, и нефтенасыщенные толщины $h_{н.б.}, h_{н.с.}$, имеют одинаковые значения, то вышеприведенная формула (6) имеет вид:

$$\frac{h_{н.б.}}{h_{в.б.}} = 4 \cdot \left(0,3 + \frac{\bar{\kappa}_{в.с.} \cdot h_{в.с.}}{\bar{\kappa}_{н.с.} \cdot h_{н.б.}} \cdot \mu_0 \right) \cdot \frac{\Delta P_c}{\Delta P_b}; \quad (7)$$

Если предположить, что $q_{ж.с.} = 2 \cdot q_{ж.б.}$ и соблюдаются все условия приведенные выше, тогда соотношение (7) примет вид:

$$\frac{h_{н.б.}}{h_{в.б.}} = 0,5 \cdot \left(0,3 + \frac{\bar{\kappa}_{в.с.} \cdot h_{в.с.}}{\bar{\kappa}_{н.с.} \cdot h_{н.б.}} \cdot \mu_0 \right) \cdot \frac{\Delta P_c}{\Delta P_b}; \quad (8)$$

где, μ_0 – соотношение вязкости нефти и воды, т.е. $\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v}$.

Таким образом, получены формулы, с помощью которых можно определить соотношения работающих толщин, из которых добываются нефть и вода, при блоковом и ступенчатом заводнениях.

Литература:

1. Бочаров В.А., Апакаев Ж.А. Анализ результатов исследования скважин месторождения Узень глубинными дебитомерами и расходомерами. Тр. ВНИИ, вып.55. – М., 1976, с. 145-153.
2. Муравьев И.М., Андриасов Р.С., Гиматудинов Ш.К. и др. Разарботка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1970, с.448.
3. Зайцев В.М., Магадова Л.А., Губанов В.Б., Кожабергенов М.М. Лабораторные исследования возможности доизвлечения микроостаточной нефти после заводнения пластов XIII горизонта месторождения Узень // «Нефть, газ и бизнес».- М., 2006.- №9 –С.48-53.