

## 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 ( $t_i$ ) 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 ( $\kappa_n$  и  $\kappa_b$ ) ;проницаемости пластов соответственно для нефти и воды; вязкость нефти и воды ( $\mu_n$  и  $\mu_b$ ); 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;  $\Delta P_B$ ,  $\Delta P_C$  – 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  $\kappa_n$  и  $\kappa_b$ . 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, м<sup>3</sup>.

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,  $\mu_0$  – 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. Разработка 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.