

К. Т. БИСЕМБАЕВА

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФИГУРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Фигурное заводнение, как дополнительный метод, с целью улучшения степени выработки запасов нефти многопластового месторождения Узень, начало внедряться с 1985 года и продолжалось в течение 7 лет, т.е. до 1991 года. За это время было внедрено 9 (девять) участков, согласно проекту разработки, составленному ВНИИ [1]. Автором этого метода является институт ВНИИ [2], идея которого заключается в создании дополнительных нагнетательных рядов в действующих полях ступенчатого заводнения. При этом дополнительные разрезающие нагнетательные ряды располагаются по диагоналям действующих полей ступенчатого заводнения.

В настоящей работе приводятся результаты исследования по оценке эффективности данного метода путем создания математической модели процесса разработки при внедрении его как дополнительного способа. Для этого необходимо создать математическую модель исследуемого участка. Рассматривается несколько вариантов

схемы участка фигурного заводнения. Первый вариант, когда работают все нагнетательные ряды (блоковые, ступенчатые и фигурные), т.е. участок имеет форму равнобедренного треугольника (рис. 1).

Тогда, согласно приведенным схемам расположения скважин участков фигурного заводнения, можно представить следующую электрическую расчетную схему для определения дебита скважины (рис. 2).

Согласно вышеизложенной электрической схеме, используя второй закон Кирхгофа [1], получена следующая формула для определения дебита отдельной скважины:

$$q_i = \frac{P_{ki} - P_{ci}}{\Omega_0 + \Omega_i + \Omega_{i+1} + w_i}. \quad (1)$$

Для расчета используем исходные данные для участков блокового и ступенчатого заводнений и нижеследующие расчетные параметры пластов фигурного воздействия: $L_\phi = 200\text{ м}$; $\sigma_\phi = 150\text{ м}$. При

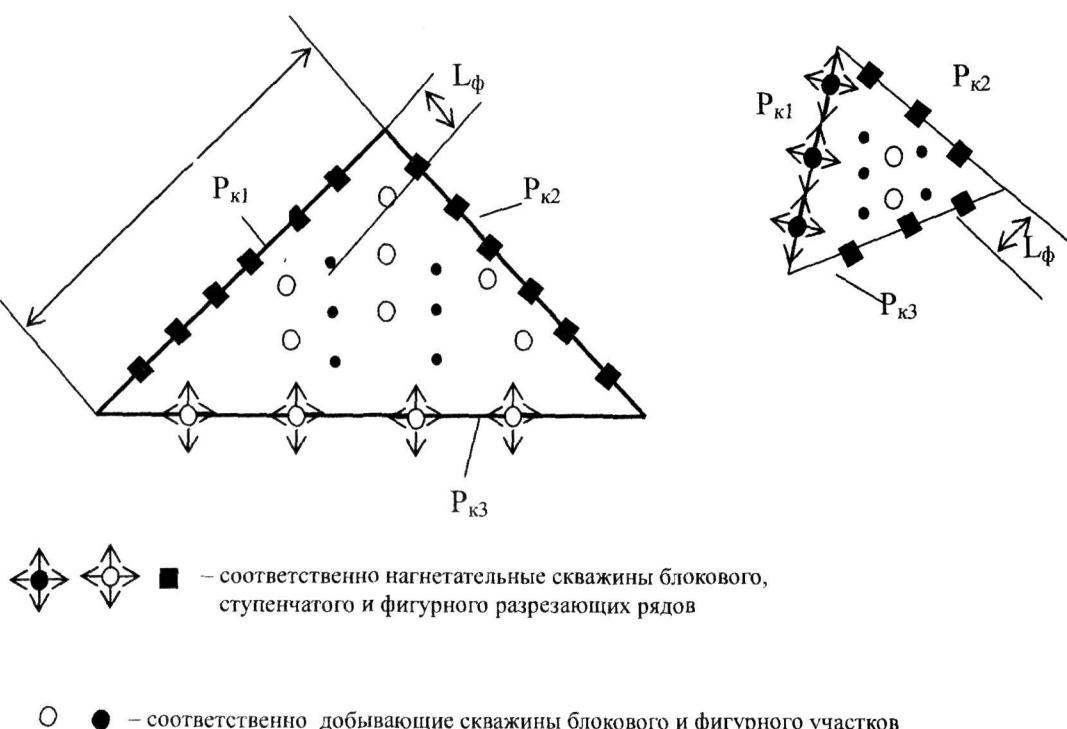
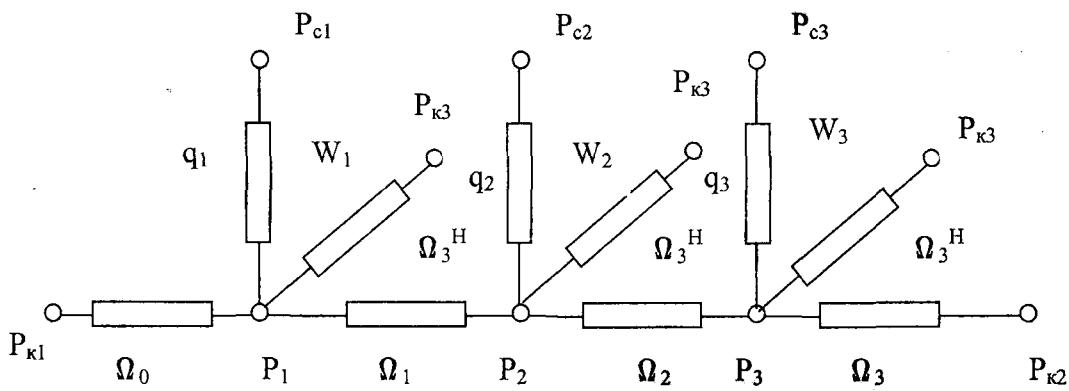


Рис. 1. Схемы расположения скважин расчетных участков



где P_{k1} , P_{k2} , P_{k3} – соответственно давления на контурах питания в МПа (см. рис. 2); P_c1 , P_c2 , P_c3 – соответственно забойные давления в добывающих скважинах в МПа; P_1 , P_2 , P_3 – соответственно давления на линии добывающих скважин в МПа; Ω_0 , Ω_1 , Ω_2 , Ω_3 , Ω_3^H – соответственно внешние фильтрационные сопротивления между контурами питания и добывающими рядами скважин, $\frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^2 \cdot \text{м} \cdot \text{м}}$; w_1 , w_2 и w_3 – соответственно внутренние фильтрационные сопротивления первого, второго и третьего добывающих рядов, $\frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^2 \cdot \text{м} \cdot \text{м}}$.

Рис. 2. Электрическая схема фигурного участка для проведения расчета с целью определения дебита скважины, при трехрядном расположении добывающих рядов

этом значения проницаемости, толщины и вязкости равны при применении ранее внедренных методов воздействия. Величина запасов была взята равной порядка 3 млн.тонн. Тогда величины $\Omega_0 = \Omega_1 = \Omega_3 = 3010 \text{ Па}\cdot\text{сутки}/\text{м}^3$; $w_1 = 2150 \text{ сутки}\cdot\text{Па}/\text{м}^3$; $S = 5500 \text{ м}$.

В этих условиях, когда работают все разрезающие нагнетательные ряды (блоковый, ступенчатый и фигурный), средний дебит одной скважины по жидкости будет равен:

$$q_{xc} = \frac{13 \cdot 10^6 \text{ м}^3}{11180 \cdot \text{сутки}} \cdot \frac{150}{4500} = 38,7 \text{ м}^3/\text{сутки}.$$

Полученное значение дебита скважины было сопоставлено с фактическим его значением. Результаты анализа показали, что фактический дебит скважины по жидкости на первом году применения этого метода привело к увеличению рассматриваемого показателя, и он составил 35,7 т/сутки, что меньше расчетного на 7,8% (табл.). Это свидетельствует о том, что полученная математическая модель для определения дебита скважины по жидкости создана с запасом прочности, т.е. она учитывает все основные гидродинамические параметры рассматриваемого участка. Если не было бы фигурного заводнения, то средний дебит скважины по жидкости состав-

ляет 32,6 т/сутки. Это свидетельствует о том, что применение данного метода способствовало увеличению суточной производительности одной скважины по жидкости, в среднем на 18,7%.

Фактические осредненные величины дебитов жидкости и нефти скважины по участкам фигурного заводнения продуктивных горизонтов месторождения Узень

№ п/п	Обводненность, %	Средние значения дебитов одной скважины, т/сутки	
		нефти	жидкости
1	62,9	14,7	39,6
2	67,4	12,7	39,0
3	65,9	14,5	42,5
4	66,5	13,6	40,6
5	65,6	12,1	35,2
6	67,8	11,5	35,7
7	60,9	9,6	24,6
8	64,1	8,9	24,8
9	62,9	9,6	25,9
10	61,0	9,0	23,1
11	59,0	8,6	21,0
12	60,8	6,2	15,8
13	60,6	5,4	13,7
14	67,7	5,1	15,8
15	65,1	5,1	14,6

Для определения безразмерного времени τ , в условиях применения данного метода в условиях, когда работают все три нагнетательных ряда, расположенные в виде равностороннего треугольника, а внутри три добывающих ряда. Элемент участка фигурного заводнения разделяем на три участка (I, II и III) (рис. 3), с соответствующими запасами между рядами: в зоне между нагнетательным и первым рядами на V_1^I , V_1^{II} и V_1^{III} ; в зоне между первым и вторым рядами на V_2^I , V_2^{II} и V_2^{III} ; в зоне между вторым и третьим рядами на V_3^I , V_3^{II} и V_3^{III} ; в зоне, где расположен третий добывающий ряд V_4^I , V_4^{II} и V_4^{III} . Соответственно обозначим дебиты добывающих рядов скважин по зонам: в первой зоне: q_1^I , q_2^I и q_3^I ; во второй зоне q_1^{II} , q_2^{II} и q_3^{II} ; в третьей зоне: q_1^{III} , q_2^{III} и q_3^{III} .

Тогда, совершившись методический подход М. М. Саттарова [3], величины безразмерного времени $\Delta\tau_i$ по зонам можно определить по следующим соотношениям:

Первая зона:

для первого ряда:

$$\Delta\tau_1' = \frac{1}{V_1'} \cdot \Delta t_1';$$

$$q_1' + q_2' + q_3'$$

для второго ряда:

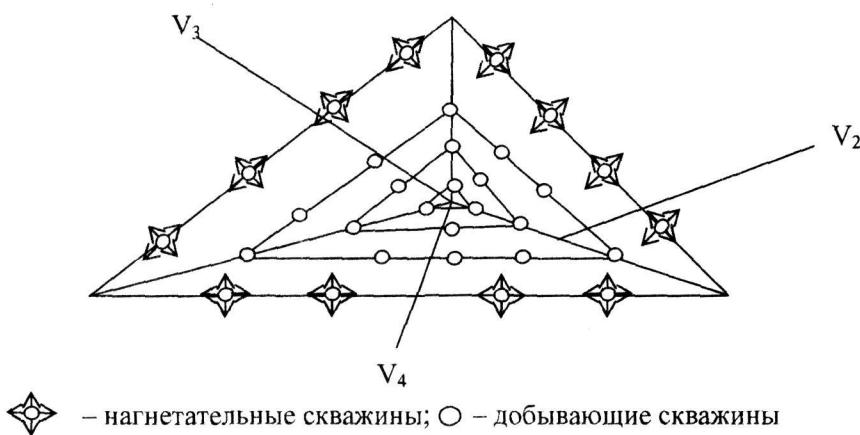
$$\Delta\tau_2' = \frac{1}{V_1' + V_2'} \cdot \Delta t_2';$$

$$q_1' + q_2' + q_3' + q_2' + q_3'$$

для третьего ряда:

$$\Delta\tau_3' = \frac{1}{V_1' + V_2' + V_3'} \cdot \Delta t_3';$$

$$q_1' + q_2' + q_3' + q_2' + q_3' + q_3'$$



1 – номера добывающих рядов; V_1 , V_2 , V_3 и V_4 – запасы между рядами

Рис. 3. Схема расположения скважин при фигурном заводнении

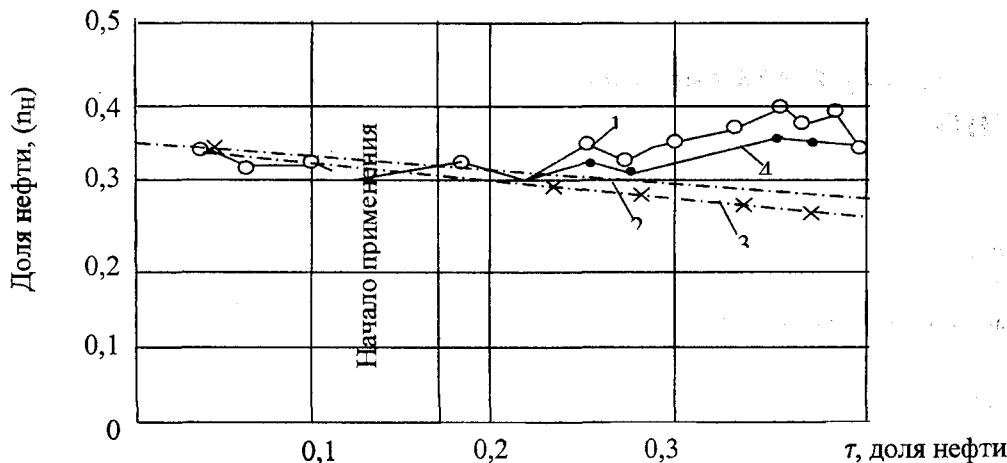
Используя исходные данные и формулу (1) определяют величины дебитов рядов скважин по зонам, а затем на основании зависимостей (2) устанавливают значение безразмерного времени τ_i по рядам. После этого, имея теоретическую кривую зависимости доли нефти (n_H) от безразмерного времени (τ), устанавливают значения доли нефти по добывающим рядам каждой зоны ($q_{\text{нф}}^i$). Значения соответствующих дебитов жидкости и нефти суммируем по рядам в каждой зоне и по зонам, а затем устанавливаются величины

дебитов жидкости и нефти по годам фигурного участка т.е.:

$$q_{\text{ж.ф}}(t_i) = \sum_1^3 q_{\text{ж.1}}^I(t_i) + \sum_1^3 q_{\text{ж.2}}^{II}(t_i) +$$

$$+ \sum_1^3 q_{\text{ж.3}}^{III}(t_i); \quad (3)$$

$$q_{\text{нф}}(t_i) = \sum_1^3 q_{\text{нф.1}}^I(t_i) + \sum_1^3 q_{\text{нф.2}}^{II}(t_i) + \sum_1^3 q_{\text{нф.3}}^{III}(t_i). \quad (4)$$



Изменение доли нефти: 1 – фактическое при применении фигурного заводнения; 2 – расчетное если не было бы фигурного заводнения; 3 и 4 – соответственно расчетные при фигурном заводнении и если не было бы его.

Рис. 4. Зависимость изменения доли нефти (n_H) от безразмерного времени (t)

Тогда содержание нефти в составе добываемой жидкости определяется путем деления (3) к (2) т.е.:

$$n_H(t_i) = \frac{q_{n\phi}(t_i)}{q_{\text{жф}}(t_i)}. \quad (5)$$

Расчет темпа обводнения проводился по методу М. М. Саттарова с использованием теоретической кривой доли нефти от величины t , формулы (1) и указанного усовершенствованного метода. Результаты расчетов приведены на рис. 4, из которого следует, что применение фигурного заво-днения может способствовать некоторому снижению темпа обводнения пластов, при незначительном увеличении дебита скважины по жидкости, на небольшой срок.

Сопоставление фактического и расчетного значений доли нефти показало достаточно высокую степень точности полученных расчетных результатов с соответствующими фактическими данными (отклонение от факта не превышает $-1,5 \div 2,1\%$).

Таким образом, получена формула, с помощью которой можно определить дебит скважин добывающих рядов, а также усовершенствовано уравнение для определения безразмерного времени (t) при расчете указанного параметра и доли нефти в составе добываемой продукции при применении фигурного заво-днения.

Путем проведения гидродинамических расчетов установлено, что применение фигурного заво-днения недостаточно полно позволяет подключить в работу новые интервалы нефтенасыщенных пластов, если не будут созданы новые

самостоятельные системы обустройства по обеспечению соответствующими гидродинамическими параметрами необходимых давлений на устьях и на забоях нагнетательных и добывающих скважинах.

Для увеличения объема добычи жидкости необходимо произвести уплотнение сетки скважин на участках фигурного воздействия в 2 раза.

Учитывая, что фигурное заво-днение внедрено как дополнительный метод к ступенчатому воздействию, оптимальное значение давления нагнетания нужно поддерживать на уровне 16,0 МПа, установленного при применении ступенчатого заво-днения.

ЛИТЕРАТУРА

- Айткулов А. У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. М.: ОАО ВНИОЭНГ, 2000. С. 227.
- Авт. свид. №11522-79. М., 1980.
- Айткулов А. У. Основы подземной гидромеханики и разработки нефтяных месторождений. Алматы. С. 337.

Резюме

Қосымша жұмыс ретінде қолданылатын фигуралық суландыруды енгізу кезіндегі игеру үрдісінің математикалық модулі қарастырылған. Осы әдістің тиімділігін бағалау қорытындылары көлтірілген.

Summary

The mathematical model of development process during involving of figure flooding as additional method is considered in this work. The results of this method efficiency are given.

УДК 622.276

Актауский государственный
университет им. Ш. Есенова

Поступила 25.01.08г.