

УДК 622.32

**ПРИТОК ЖИДКОСТИ К СИСТЕМЕ СКВАЖИН
В ПОЛОСООБРАЗНОЙ ЗАЛЕЖИ****М.М.ТАГИЕВ*, Г.М.САЛМАНОВА*, Р.М.ТАГИЕВ*******Бакинский Государственный Университет****** Бакинский Университет Бизнеса*****tagiyev.misir@gmail.com, gsm-1907@mail.ru, tagiyev.rashad@gmail.com***

В статье рассмотрено гидродинамическую задачу о притоке жидкости к системе скважин в кусочно-однородном полосообразном постоянной мощности пласте, разрабатываемом при разрезании его рядом нагнетательных скважин, работающих в условиях одно и двустороннего питания. В данной работе предложены простые гидродинамические расчетные формулы и схемы определения технологических показателей разработки нефтяных месторождений. Созданы упрощенные гидродинамические расчетные схемы прогнозирования технологических показателей разработки нефтяных месторождений при их разрезании рядами нагнетательных скважин и применении гидроразрыва пласта.

Рассматривая задача решается методом комплексного потенциалом.

Ключевые слова: пласт, проницаемость, расход, залежи, нагнетательные скважины.

Работы [1,2] посвящены теоретическому исследованию и обоснованию целесообразности отработки нагнетательных скважин на нефть в однородном и неоднородном пластах в зависимости от таких факторов, как число рядов добывающих скважин в блоковых системах заводнения, геометрия элемента и расстановка скважин, соотношение вязкостей нефти и воды, степень неоднородности пласта и упругий запас залежи. Эти результаты являются очень важными для проектирования разработки нефтяных месторождений при разрезании с точки зрения темпа отбора и конечной нефтеотдачи пласта.

Задача оптимального разрезания нефтяной залежи в безводный период разработки при определенных ограничениях на забойные давления нагнетательных и добывающих скважин, с целью максимизации суммарной добычи нефти в пласте при наличии непроницаемой границы и контура питания, решена в [3].

С целью всестороннего изучения механизма фильтрационных явлений, происходящих в условиях разрезания залежей рядами нагнетательных скважин, в данной статье предложены простые гидродинамические расчетные формулы и схемы определения технологических показателей разработки нефтяных месторождений, позволяющие определить количество воды, внедренной в обе стороны от разрезающего ряда, движение границы нефть-вода, процесс обводнения скважин и их регулирование с учетом кусочной однородности пласта, трещиноватости породы и двухфазности потока. Двухфазность потока учтена применением метода неизменяемых трубок тока.

Постановка задачи. Рассмотрим гидродинамическую задачу с притоке жидкости к системе скважин в кусочно-однородном полосообразном постоянной мощности пласте, разрабатываемом при разрезании его рядом нагнетательных скважин, работающих в условиях одно- и двустороннего питания. При этом предполагается, что пласт состоит из n зон с разной проницаемостью и по себе стороны от разрезающего ряда, расположенного в S – ой зоне, действуют ряды совершенных по характеру и по степени вскрытия добывающих скважин, расположенные по одному в каждой зоне (рис.1). Пласт насыщен несжимаемой жидкостью и ее течение подчиняется линейному закону Дарси. Скважины разрезающего ряда работают при постоянном объемном расходе, а скважины добывающих рядов - либо при режиме заданных дебитов, либо заданных забойных давлений.

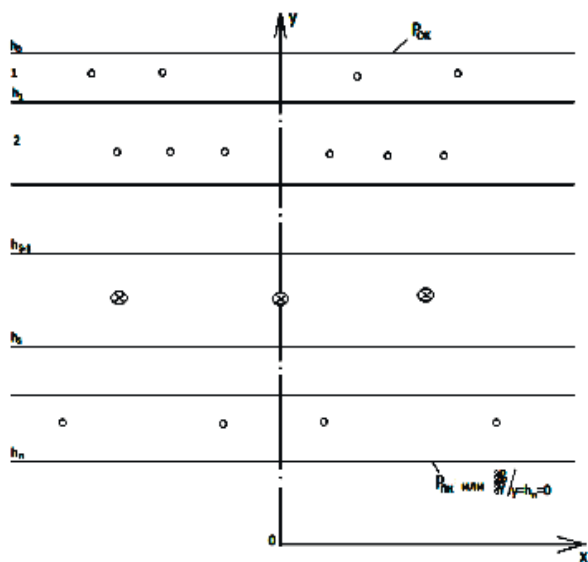


Рис.1. Схема многорядной системы эксплуатационных и нагнетательных скважин в неоднородной по проницаемости полосообразной залежи.

Требуется установить влияние изменения проницаемости пласта на дебиты добывающих скважин, на забойные давления добывающих и нагнетательных скважин, на перетоки жидкости через контуры питания и на доли объемов внедренной воды по обе стороны от разрезающего ряда, а также влияние местоположения разрезающего ряда и изменения напоров на контурах питания на упомянутые характеристики разработки.

Решение задачи. Из постановки задачи видно, что для определения поля давлений в пласте, которое является исходным, чтобы ответить на поставленные вопросы, необходимо построить n аналитические функций, имеющих логарифмические особенности в точках, где расположены точечные скважины. Задача по определению комплексных потенциалов решается аналогичным, примененным в [4,5], путем.

Рассмотрим отдельные случаи.

а) Случай двустороннего напора.

Для этого случая комплексный потенциал течения должен удовлетворять следующим условиям, заданным на контурах питания и на линиях раздела зон:

$$F_1(z) + \overline{F_1}(z) = 2\varphi_{ок} \quad \text{при } z = x + ih_0,$$

$$F_n(z) + \overline{F_n}(z) = 2\varphi_{нк} \quad \text{при } z = x + ih_n,$$

$$[F_j(z) + \overline{F_j}(z)]k_{j+1} = [F_{j+1}(z) + \overline{F_{j+1}}(z)]k_j,$$

$$F'_j(z) - \overline{F'_j}(z) = F'_{j+1}(z) - \overline{F'_{j+1}}(z) \quad \text{при } z = x + ih_j.$$

Здесь $F_j(z)$ – комплексный потенциал течения, h_0 , h_n и h_j – соответственно расстояния линий первого и второго контуров питания и линии раздела между j -ой и $(j+1)$ -ой зонами от действительной оси в комплексной плоскости (пласте); K_j – коэффициент проницаемости; $\varphi_{ок}$ и $\varphi_{нк}$ – потенциал соответственно на первом и втором контурах питания; $\overline{F_j}(z)$ и $\overline{F'_j}(z)$ – комплексно-сопряженные функции относительно функций $F_1(z)$ и $\overline{F'_1}(z)$ соответственно; j – номер зоны.

Отметим, что $\varphi_{ок}$ и $\varphi_{нк}$ через контурные давления $P_{ок}$ и $P_{нк}$ выражаются следующими формулами соответственно:

$$\varphi_{ок} = \frac{k_1}{\mu} P_{ок} \quad \text{и} \quad \varphi_{нк} = \frac{k_n}{\mu} P_{нк},$$

где μ – вязкость нефти.

Предположим, что скважины добывающих и разрезающего рядов работают при заданном дебите. Пропуская промежуточные выкладки решения задачи, комплексный потенциал j -ой зоны представим в следующем виде:

$$\begin{aligned}
F_j(z) = & \frac{k_j \mu_n}{k_n \mu_j} \varphi_{nk} + \delta \left\{ \sum_{\alpha=j+1}^n \frac{k_j \mu_\alpha}{k_\alpha \mu_j} (h_{\alpha+1} - h_\alpha) + (h_{j+1} + iz) \right\} - \\
& - \frac{1}{2h} \sum_{\alpha=j+1}^n \frac{k_j \mu_\alpha}{k_\alpha \mu_j} \left[(h_\alpha - h_{\alpha+1}) \sum_{k=1}^{\alpha} \frac{q_k}{\sigma_k} + \frac{q_\alpha}{\sigma_\alpha} (y_\alpha - h_\alpha) \right] + \frac{h_{j+1} + iz}{2h} \sum_{k=1}^j \frac{q_k}{\sigma_k} - \frac{y_j + iz}{4h} \frac{q_j}{\sigma_j} + \\
& + \frac{q_j}{2\pi h} \ln 2 \sin \frac{\pi(z - z_j)}{2\sigma_j} + \sum_{i=1}^{\infty} \left[A_{jz} \exp \frac{\pi \chi z}{\sigma_j} + B_{jz} \exp \left(-\frac{\pi \chi z}{\sigma_j} \right) \right], \quad (1)
\end{aligned}$$

где

$$\delta = \frac{\frac{\mu_n}{k_n} \varphi_{nk} - \frac{\mu_1}{k_1} \varphi_{0k} \frac{1}{2h} \sum_{\alpha=1}^n \frac{\mu_\alpha}{k_\alpha} \left[(h_\alpha - h_{\alpha+1}) \sum_{k=1}^{\alpha-1} \frac{q_k}{\sigma_k} + \frac{q_\alpha}{\sigma_\alpha} (y_\alpha - h_{\alpha-1}) \right]}{\sum_{\alpha=1}^n \frac{\mu_\alpha}{k_\alpha} (h_\alpha - h_{\alpha+1})},$$

A_{jz} и B_{jz} - известные коэффициенты [5]; σ_j - полурастояние между скважинами в ряду j -ой зоны; h - мощность пласта; q_j - дебит одной скважины j -ой зоны, причем $q_j > 0$ при $j \neq s$; $q_j < 0$ при $j = s$.

Тогда распределение давления и забойное давление скважины в j -ой зоне, путем выделения действительной части $F_j(z)$, выражаются соответственно в виде:

$$\begin{aligned}
P_j(x, y) = & P_{nk} + \frac{\mu_j q_j}{4\pi h k_j} \ln 2 \left[ch \frac{\pi(y - y_j)}{\sigma_j} - \cos \frac{\pi(x - x_j)}{\sigma_j} \right] - \delta \left[\sum_{\alpha=j+1}^n \frac{k_j \mu_\alpha}{k_\alpha \mu_j} (h_\alpha - h_{\alpha+1}) + (y - h_{j+1}) \right] - \\
& - \frac{\mu_j}{2h k_j} (y - h_{j+1}) \sum_{k=1}^{j-1} \frac{q_k}{\sigma_k} - \frac{\mu_j}{4h k_j} \cdot \frac{q_j}{\sigma_j} (y + y_j - 2h_{j+1}) - \frac{1}{2h} \cdot \\
& \cdot \sum_{\alpha=j+1}^n \frac{k_j \mu_\alpha}{k_\alpha \mu_j} \left[(h_\alpha - h_{\alpha+1}) \sum_{k=1}^{\alpha-1} \frac{q_k}{\sigma_k} + \frac{q_\alpha}{\sigma_\alpha} (y_\alpha - h_{\alpha+1}) \right], \quad (2)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
P_{c_j} = & P_j(x_j, y_j + r_{c_j}) = P_{nk} + \frac{\mu_j q_j}{2\pi h k_j} \ln 2 sh \frac{\pi r_{c_j}}{2\sigma_j} - \delta \left[(y_j - h_{j+1}) + \sum_{\alpha=j+1}^n \frac{k_j \mu_\alpha}{k_\alpha \mu_j} (h_\alpha - h_{\alpha+1}) \right] - \\
& - \frac{\mu_j}{2h k_j} (y_j - h_{j+1}) \sum_{k=1}^{j-1} \frac{q_k}{\sigma_k} - \frac{\mu_j q_j}{2h k_j \sigma_j} (y_j - h_{j+1}) - \frac{1}{2h} \sum_{\alpha=j+1}^n \frac{k_j \mu_\alpha}{\mu_j k_\alpha} \left[(h_\alpha - h_{\alpha+1}) \sum_{k=1}^{\alpha-1} \frac{q_k}{\sigma_k} + \frac{q_\alpha}{\sigma_\alpha} (y_\alpha - h_{\alpha+1}) \right] \quad (3)
\end{aligned}$$

где r_{c_j} - радиусы скважин ряда, расположенного в j -ой зоне.

Теперь предположим, что скважины добывающих рядов работают в режиме заданных забойных давлений, а скважины разрезающего ряда заданных дебитов. Тогда для определения дебитов добывающих и забойных давлений нагнетательных скважин, используя (3), при всех $j = 1, 2, \dots, n$ после некоторых преобразований получаем следующую систему уравнений:

$$\frac{1}{2h} \sum_{v=1}^{S-1} \overline{\varphi_{jv}} q_v + \frac{1}{2h} \sum_{v=S+1}^n \overline{\varphi_{jv}} q_v = P_{nk} - P_{cj} - (P_{nk} - P_{ok}) \cdot (1 - \overline{F_j}) - \frac{1}{2h} q_s \overline{\varphi_{js}} \quad j = 1, 2, \dots, S-1, S+1, \dots, n \quad (4)$$

Здесь использованы следующие обозначения:

$$\varphi_{jv}(x, y) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_j} \varphi_j(y) F_v(y_v), & v = 1, 2, \dots, j-1 \\ \frac{1}{\sigma_j} \left[\frac{\mu_j}{k_j} \cdot \frac{y_j - y}{2} + \varphi_j(y) F_j(y_i) \right] - \frac{\mu_j}{2\pi k_j} \ln 2 \left[ch \frac{\pi(y - y_i)}{\sigma_j} - \cos \frac{\pi(x - x_i)}{\sigma_j} \right], & v = j \\ \frac{1}{\sigma_v} \varphi_v(y_v) F_j(y), & v = j+1, j+2, \dots, n \end{cases}$$

где

$$\varphi_j(y) = \frac{\mu_j}{k_j} (y - h_{j+1}) + \sum_{\alpha=j+1}^n \frac{\mu_\alpha}{k_\alpha} (h_\alpha - h_{\alpha+1}),$$

$$F_j(y) = 1 - \frac{\varphi_j(y)}{\sum_{\alpha=1}^n \frac{\mu_\alpha}{k_\alpha} (h_\alpha - h_{\alpha+1})}, \text{ и } \overline{\varphi_{jv}} = \varphi_{jv}(x_j, y_j + r_{cj}, \overline{F_j} = F_j(y_j)).$$

При разработке нефтяных залежей с разрезанием важным, с точки зрения регулирования процесса разработки, является определение перетоков жидкости через контуры питания и доли объемов внедренной воды в каждую сторону от разрезающего ряда при заданных забойных давлениях в добывающих скважинах.

Используя для перетоков жидкости через границы $y = h_0$ и $y = h_n$ (линии контуров питания) соответственно формулы

$$Q_1 = 2\sigma h \frac{k_1}{\mu_1} \frac{\partial P_1}{\partial y} \Big|_{y=h_0}, \quad Q_2 = -2\sigma h \frac{k_n}{\mu_n} \frac{\partial P}{\partial y} \Big|_{y=h_n}$$

и подставляя в них из (2) выражения

для $\frac{\partial P_1}{\partial y} \Big|_{y=h_n}, \frac{\partial P}{\partial y} \Big|_{y=h_n}$ получаем

$$Q_1 = -2\sigma h \delta u, \quad Q_2 = 2\sigma h \delta + \sum_{k=1}^n q_k$$

При этом предполагается, что

$\sigma_1 = \sigma_2 = \dots = \sigma_n = \sigma$ (соответствующий элемент пласта представлен на рис.2).

Аналогично, для перетоков жидкости через границы h_{s-1} и h_s (это границы зоны, где расположен разрезающий ряд) получаются:

$$Q_1^* = -2\sigma h \frac{k_s}{\mu_s} \frac{\partial P_s}{\partial y} \Big|_{y=h_{s-1}} = 2\sigma h \delta + \sum_{v=1}^{s-1} q_v,$$

$$Q_2^* = 2\sigma h \frac{k_s}{\mu_s} \frac{\partial P_s}{\partial y} \Big|_{y=h_s} = -(2\sigma h \delta + \sum_{v=1}^s q_v).$$

Отсюда

$$Q_1^* + Q_2^* = -q_s.$$

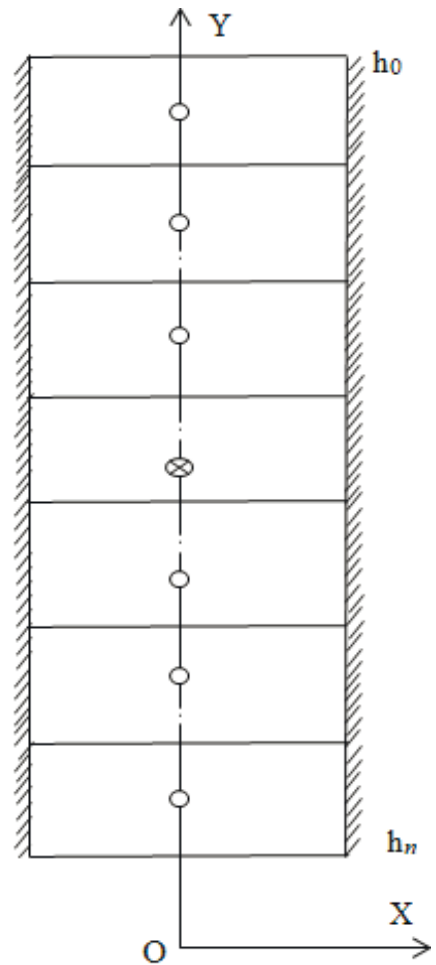


Рис.2. Схема расчетного (например, неоднородности, по проницаемости, напоров) элемента пласта

Нетрудно проверить, что при этом выполняются следующие равенства

$$Q_1 + Q_1^* = \sum_{v=1}^{s-1} q_v, \quad Q_2 + Q_2^* = \sum_{v=s+1}^n q_v, \quad Q_1 + Q_2 = -\sum_{v=1}^h q_v,$$

$$Q_1 + Q_1^* + Q_2 + Q_2^* = \sum_{v=1}^{s-1} q_v + \sum_{v=s+1}^n q_v,$$

что вытекает из предположения с несжимаемости жидкости.

Величины Q_1^*/q_s и Q_2^*/q_s выражает доли внедренной воды через нагнетательные скважины в каждую сторону от разрезающего ряда.

Чтобы установить влияния некоторых параметров на контуре, объема закачки, местоположения разрезающего ряда) на отдельные показате-

ли разработки залежей, по полученным формулам проведены в большом объеме численные расчеты при следующих исходных данных:

$$n = 7; h_0 = 2200\text{м}; h_1 = 1900\text{м}; h_2 = 1600\text{м}; h_3 = 1300\text{м}; h_4 = 900\text{м}; h_5 = 600\text{м}; h_6 = 300\text{м}; h_7 = 0$$

$$y_1 = 2050\text{м}; y_2 = 1750\text{м}; y_3 = 1450\text{м}; y_4 = 1100\text{м}; y_5 = 750\text{м}; y_6 = 450\text{м}; y_7 = 150\text{м}$$

$$S = 4 \quad x_1 = x_2 = \dots = x_7 = 0 \quad \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_7 = 5\text{мПа} \cdot \text{с}$$

и для различных значений коэффициента проницаемости k_j .

б) Случай одностороннего напора.

Математическое описание задачи в этом случае отличается от ее описания для случая разработки пласта в условиях двустороннего питания тем, что вместо условия, заданного на линии $z = x + ih_n$, нужно брать следующее условие:

$$F'_n(z) - \overline{F'_n(z)} = 0.$$

Комплексный потенциал и распределение давления в этом случае получаются соответственно из комплексного потенциала и распределения давления, полученных в предыдущем случае при замене n на $n - 1$ и переходе к пределу, когда $k_{n+1} \rightarrow 0$.

Опуская промежуточные выкладки, тут приводим только выражения для распределения давления в j -ой зоне:

$$P_j(x, y) = P_{0k} - \frac{1}{2h} \sum q_r M_{jr}(x, y), \quad (5)$$

где

$$M_{jr}(x, y) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_r} \sum_{\alpha=1}^r \frac{\mu_\alpha}{k_\alpha} (h_{\alpha-1} - h_\alpha^*), & r = 1, 2, \dots, j-1 \\ \frac{1}{\sigma_j} \left[\frac{\mu_j}{k_j} \cdot \frac{y_j - y}{2} + \sum_{\alpha=1}^j \frac{\mu_\alpha}{k_\alpha} (h_{\alpha-1} - h_\alpha^*) \right] - \frac{1}{2\pi k_j} \ln 2 \left[ch \frac{\pi(y - y_j)}{\sigma_j} - \text{Cos} \frac{\pi(x - x_j)}{\sigma_j} \right], & r = j \\ \frac{1}{\sigma_r} \sum_{\alpha=1}^r \frac{\mu_\alpha}{k_\alpha} (h_{\alpha-1} - h_\alpha) - \frac{\mu_j}{k_j} (y - h_j), & r = j+1, j+2, \dots, n, \end{cases}$$

$$h_\alpha^* = \begin{cases} h_\alpha, & \alpha = 1, 2, \dots, r-1 \\ y_r, & \alpha = r. \end{cases}$$

Это и позволяет определить забойные давления при заданных дебитов или дебиты при заданных забойных давлениях.

И заключение отметим, что использованная гидродинамическая модель пригодна и для случая, когда в кусочно-однородном пласте действует несколько рядов нагнетательных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кундин В.С. Влияние обработки нагнетательной скважины на нефтеотдачу элемента неоднородного нефтяного пласта., Сб. научных трудов ВНИИ. М.: 1986, Вып.95, с.132-144.
2. Кундин В.С. Обработка нагнетательных скважин в блоковых системах заводнения, Сб. научных трудов ВНИИ, М.: 1986, Вып.94., с.65-68.
3. Усманова С.М. Об оптимальном разрезании нефтяной залежи, В кн. Задачи подземной гидромеханики и рациональной разработки нефтяных месторождений. Казань, 1981, с.32-37.
4. Джалилов К.Н., Джафаров Н.Д. О фильтрации жидкости к системе скважин при двустороннем питании, Изв. АН Азерб.ССР, сер.наук о Земле, 1978, №4, с.47-52.
5. Джафаров Н.Д., О взаимодействии скважин прямолинейных батарей в неоднородных пластах, Уч.записки АГУ им. С.М.Кирова, сер.физ. мат.наук, 1973, №1, с.16-21.

ZOLAQVARI YATAQDA MAYENİN QUYULAR SİSTEMİNƏ AXINI

M.M. TAĞIYEV, Q.M.SALMANOVA, R.M. TAĞIYEV

XÜLASƏ

Məqalədə hissə-hissə bircins zolaqvari sabit qalınlıqlı yataqda mayenin quyular sisteminə axımına baxılır. Yataq vurucu quyularla kəsilərək iki tərəfli qidalanma şəraitində texnoloji göstəricilərinin təyini sxemi verilir. Bir sıra suvurma quyularının sıraları ilə kəsilmiş neft yataqlarının texnoloji proqnoz göstəricilərinin sadələşdirilmiş hidrodinamik sxemi yaradılmışdır və layın hidrodinamik yayılması tətbiq edilmişdir. Baxılan məsələ kompleks potensial üsulu ilə həll olunmuşdur.

Açar sözlər: Lay, keçiricilik, sərf, yataq, suvurucu quyular.

FLUID FLOW TO THE WELL SYSTEM IN A STRIP DEPOSITS

M.M.TAGIYEV, Q.M.SALMANOVA, R.M.TAGIYEV

SUMMARY

The article discusses the hydrodynamic problem of fluid flow to the well system in a piecewise-homogeneous strip-like deposits of constant thickness, developed when it is cut by a series of injection wells operating under single and double feed conditions. In this paper, simple hydrodynamic calculation formulas and schemes for determining the technological indicators of oil field development are proposed. Simplified hydrodynamic computational schemes have been created for predicting technological indicators of oil field development when they are cut by rows of injection wells and the application of hydraulic fracturing. The considered problem is solved by the method of complex potential.

Key words: reservoir, permeability, consumption, deposits, injection wells.

Поступила в редакцию: 18.03.2019 г.

Подписано к печати: 16.10.2019 г.