

УДК 532.685

## МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕЖДУ НАГНЕТАТЕЛЬНЫМ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ РЯДАМИ СКВАЖИН В КОЛЛЕКТОРАХ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

© И. Л. Хабибуллин<sup>1</sup>, Р. З. Хасанова<sup>1\*</sup>,  
Г. Ф. Асалхузина<sup>1</sup>, А. Я. Давлетбаев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Башкирский государственный университет  
Россия, Республика Башкортостан, 450076 г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32.

\*Email: rezeda97@mail.ru

Представлены результаты моделирования фильтрации в элементе линейной системы разработки с трещинами гидроразрыва пласта. Изучено влияние коэффициента пьезопроводности и расчлененности пласта на распределение давления между скважинами. Решение задачи было получено методом функции Грина, также выполнена реализация задачи в ПК «РН-КИМ» для оценки эффективности системы поддержания пластового давления (ППД).

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, низкопроницаемый коллектор, математическая модель, пластовое давление, техногенная трещина ГРП.

### Введение

В настоящее время во всем мире происходит ухудшение структуры запасов углеводородов. С каждым годом разработка низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов становится все более актуальной задачей. В настоящее время разрабатываются низкопроницаемые коллекторы с проницаемостями порядка 1 мД. При их разработке применяется интенсивное заводнение и проведение гидравлического разрыва пласта в добывающих и нагнетательных скважинах.

В работе представлены результаты аналитического и численного моделирования влияния коэффициента пьезопроводности на распределения давления в пласте между рядами нагнетательных и добывающих скважин в низкопроницаемых коллекторах.

### Постановка задачи

Рассмотрим поле давления в фильтрационном потоке линейной системы разработки, который состоит из одной добывающей и одной нагнетательной скважины с трещинами гидроразрыва пласта [1]. Схема элемента приведена на рис. 1. Рассматриваемый элемент содержит одну нагнетательную (1) и одну добывающую (2) скважины. Полагается, что нагнетательная скважина пересекается трещиной автоГРП (3). Также считается, что добывающая скважина пересекается техногенной трещиной ГРП (4). Трещины, которые пересекают скважины можно рассматривать как галереи добывающих (трещина ГРП) и нагнетательных (автоГРП) скважин.

Распределение давления в пласте между трещинами будем описывать следующей задачей:

$$\phi_m C_{mt} \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{K_m}{\mu} \frac{\partial^2 P_m}{\partial y^2}, \quad 0 < y < L. \quad (1)$$

$$P_m(y = 0, t) = P_1, \quad P_m(y = L, t) = P_2, \quad (2)$$

$$P_m(y, t = 0) = P_0. \quad (3)$$

Здесь  $\phi_m$ ,  $K_m$ ,  $C_{mt}$  – пористость, проницаемость и сжимаемость пласта;  $L$  – расстояние ме-

жду рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин [1].

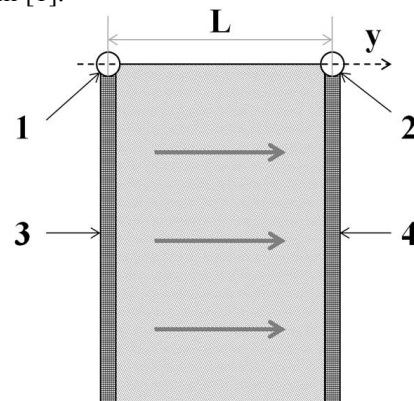


Рис. 1. Схема элемента разработки.

Начальное давление в пласте  $P_0$ , и в момент времени  $t = 0$  начинается закачка жидкости в пласт через нагнетательные скважины –  $P_1 > P_0$ , также начинается отбор жидкости из пласта через эксплуатационные скважины –  $P_2 < P_0$ . Рассматриваются трещины высокой проводимости, поэтому давления на забое скважины и в трещинах практически совпадают.

Использование метода функций Грина позволяет написать решение задачи в виде суммы трех слагаемых, которые с физической точки зрения определяют распределения давления, обусловленные существованием начального поля давления и давлений, вызванных наличием трещин, которые можно рассматривать как галереи или контуры питания элемента пласта:

$$P(y, t) = P_I(y, t) + P_{II}(y, t) + P_{III}(y, t) \quad (4)$$

Распределение давления выражается через функцию Грина для первой краевой задачи уравнения типа теплопроводности для области конечных размеров [3]:

$$G(y, \xi, t - \tau) = \frac{1}{2\sqrt{\pi\kappa_m(t-\tau)}} \sum_{n=-\infty}^{n=\infty} \left[ e^{-\frac{(y-\xi+2nL)^2}{4\kappa_m(t-\tau)}} - e^{-\frac{(y+\xi+2nL)^2}{4\kappa_m(t-\tau)}} \right] \quad (5)$$

$$P_I(y, t) = \int_0^L f(\xi)G(y, \xi, t - \tau) d\xi, \quad (6)$$

$$P_{II}(y, t) = \kappa \int_0^t P_I(\tau) \frac{\partial G}{\partial \xi} \Big|_{\xi=0} d\tau, \quad (7)$$

$$P_{III}(y, t) = \kappa \int_0^t P_{II}(\tau) \frac{\partial G}{\partial \xi} \Big|_{\xi=L} d\tau. \quad (8)$$

Здесь  $\kappa_m = \frac{K_m}{\mu\phi_m c_{mt}}$  – коэффициент пьезопроводности пласта;  $f(\xi)$  определяет неоднородное начальное давление  $P(y, t = 0) = f(y)$ . Коэффициент пьезопроводности зависит от общей сжимаемости системы. При увеличении доли глинистых пропластков в продуктивном пласте увеличивается сжимаемость системы, что влечет за собой уменьшение коэффициента пьезопроводности и, как следствие, замедление процессов перераспределения в пласте. Анализ влияния общей сжимаемости на распределение давления в пласте выполнены в работе [1].

Подставляя выражения (6)–(8) для  $P_I, P_{II}$  и  $P_{III}$  в (4) и вычисляя интегралы имеем:

$$P = P_0 \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \left[ \operatorname{erfc} \frac{nL - y}{2\sqrt{\kappa_m t}} - \operatorname{erfc} \frac{nL + y}{2\sqrt{\kappa_m t}} \right] + \frac{P_0 \operatorname{erf} y}{2\sqrt{\kappa_m t}} + P_1 \left[ \operatorname{erfc} \frac{y}{2\sqrt{\kappa_m t}} + \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \operatorname{erfc} \frac{2nL + y}{2\sqrt{\kappa_m t}} - \operatorname{erfc} \frac{2nL - y}{2\sqrt{\kappa_m t}} \right] \right] + P_2 \sum_{n=0}^{\infty} \left[ \operatorname{erfc} \frac{(2n+1)L - y}{2\sqrt{\kappa_m t}} - \operatorname{erfc} \frac{(2n+1)L + y}{2\sqrt{\kappa_m t}} \right]. \quad (9)$$

Здесь  $\operatorname{erfc}(\xi) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_{\xi}^{\infty} e^{-\xi^2} d\xi$ .

Расчеты по формуле (9) позволяют количественно оценить влияние на распределение давления коэффициента пьезопроводности пласта, который может изменяться в значительных пределах в зависимости от проницаемости и сжимаемости пласта и вязкости насыщающего пласт флюида.

Численные расчеты проводились при значениях параметров среды, приведенных в табл. 1.

Давления на нагнетательной и эксплуатационных скважинах равны соответственно 45 МПа и 5 МПа, начальное пластовое давление 25 МПа, расстояние между рядами скважин  $L = 300$  м.

Таблица 1

Параметры среды			
Символ	Параметр	Значения	Единицы измерения
$\mu$	Вязкость жидкости	$1.48 \cdot 10^{-3}$	Па*с
$k_{NTG}$	Коэффициент песчанности	0.9	д.ед.
$S_w$	Начальная водонасыщенность	0.35	д.ед.
$\phi_m$	Пористость коллектора	0.188	д.ед.
$k_m$	Проницаемость коллектора	$0.01 \cdot 10^{-15}$ , $0.1 \cdot 10^{-15}$ , $1 \cdot 10^{-15}$	м <sup>2</sup>
$C_w$	Сжимаемость воды	$5 \cdot 10^{-10}$	1/Па
$C_c$	Сжимаемость глины	$1 \cdot 10^{-8}$	1/Па
$C_o$	Сжимаемость нефти	$1.2 \cdot 10^{-9}$	1/Па
$C_s$	Сжимаемость песчаника	$5 \cdot 10^{-10}$	1/Па
$x_{pl}$	Полудлина трещины в нагнетательной скважине	500	м
$x_{pr}$	Полудлина трещины в добывающей скважине	150	м
$\phi_f$	Пористость трещин	0.41	д.ед.
$k_f$	Проницаемость трещин	$500 \cdot 10^{-12}$	м <sup>2</sup>
$h$	Высота пласта	20	м

Число членов ряда  $n$  берется в зависимости от  $\kappa_m$  и  $t$ : чем они больше, тем большее число приближений необходимо брать. В настоящей работе взято  $n = 3$ . Этого достаточно для расчетов в случае малых коэффициентов пьезопроводности (до  $10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с) и времени исследования (до 1000 суток).

**Анализ результатов аналитических расчетов**

Распределения полей давления в элементе разработки с различными долями глинистых пропластков при различных коэффициентах пьезопроводности и приведены на рис. 2–4.

На рис. 2 приведены профили давления между нагнетательной и добывающими скважинами спустя 100 суток после запуска скважины в работу.

Расчеты проводились при различных коэффициентах пьезопроводности пласта. Результаты показывают, что чем больше коэффициент пьезопроводности, тем больше скорость распространения возмущения. При коэффициенте пьезопроводности  $1.5 \cdot 10^{-5}$  м<sup>2</sup>/с нагнетательная скважина практически не оказывает влияния на давления вокруг добывающих скважин. При этом поле повышенного давления от нагнетательной скважины распространяется на радиус до ~ 45 м вглубь пласта, тогда как расстояние между скважинами составляет 300 м. Нагнетательная скважина начинает оказывать влияние на

давления вокруг добывающих скважин при коэффициенте пьезопроводности пласта более  $1.5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ .

На рис. 3 приведены профили давления между нагнетательной и добывающей скважинами спустя разное количество суток после запуска скважины в работу при коэффициенте пьезопроводности  $\kappa_m = 1.5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$ , что соответствует проницаемости пласта  $k_m = 0.01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Видно, что возмущение от нагнетательной скважины распространяется вглубь пласта на  $\sim 50 \text{ м}$  в течение 100 сут. Только спустя 10000 суток между рядами устанавливается стационарное распределение давления.

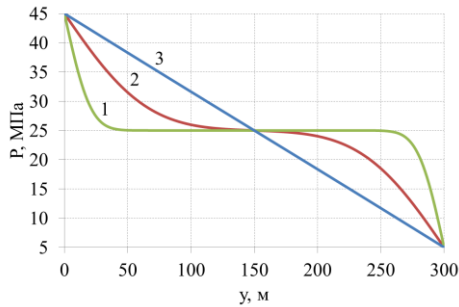


Рис. 2. Профили давления между нагнетательной и добывающими скважинами через 100 суток:  
1 –  $\kappa_m = 1.5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$ ; 2 –  $\kappa_m = 1.5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ;  
3 –  $\kappa_m = 1.5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$

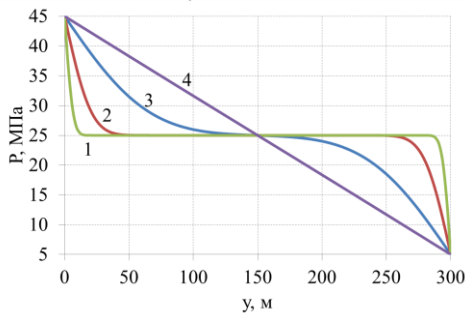


Рис. 3. Профили давления между нагнетательной и добывающими скважинами при коэффициентах пьезопроводности пласта  $\kappa_m = 1.5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$  через разные промежутки времени: 1 –  $t = 10$  суток;  
2 –  $t = 100$  суток; 3 –  $t = 1000$  суток;  
4 –  $t = 10000$  суток

Кривые изменения давления на нагнетательной и добывающей скважине во время работы и после отключения представлены на рис. 4. Первые 5000 суток скважины работают с постоянными давлениями 5 МПа на добывающей скважине и 45 МПа на нагнетательной. Затем скважины останавливают. Математически закрытие скважин соответствует заданию равенства нулю производной по координате  $y$  от давления на линиях  $y = 0$  и  $y = L$ . Из рисунка видно, что при коэффициентах пьезопроводности пласта порядка  $10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$ , даже после длительной остановки скважин, значения давления на добывающей и нагнетательной скважинах не достигают пластового давления (25 МПа) и отличаются на более чем на 10 МПа.

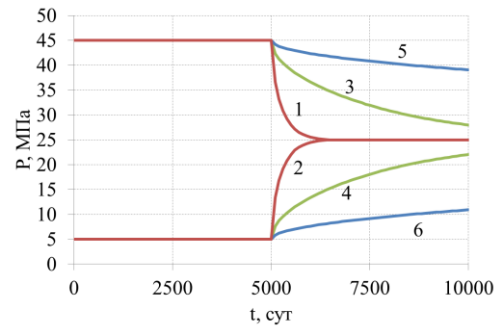


Рис. 4. Динамика изменения давления на добывающей (2, 4, 6) и нагнетательной скважине (1, 3, 5): 1, 2 –  $\kappa_m = 1.5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$ ;  
3, 4 –  $\kappa_m = 1.5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ; 5, 6 –  $\kappa_m = 1.5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$

### Реализация задачи в ПК «РН-КИМ» для оценки эффективности системы ППД

Для оценки эффективности системы поддержания пластового давления была выполнена реализация задачи в ПК «РН-КИМ». Численные расчеты проводились при значениях параметров среды и трещин ГРП и автоГРП, приведенных в табл. 1. На рис. 5 приведены профили давления между скважинами, полученные в гидродинамическом симуляторе «РН-КИМ» и их сравнение с результатами приведенного аналитического решения. Незначительная разница между результатом, полученным выше аналитическим путем и численным, является следствием того, что в гидродинамической модели учитывается больше параметров среды и берутся в расчет параметры трещин ГРП и автоГРП.

На основе модели была построена таблица зависимости дебитов добывающих скважин в системах разработки с ППД (галереи нагнетательных и добывающих скважин) и без ППД (две галереи добывающих скважин). Оценка эффективности системы ППД приведена в табл. 2.

Видно, что при расстояниях порядка 300 м между галереями скважин и малых проницаемостях пласта (менее 0,25 мД) система ППД практически не оказывает влияния на работу окружающих эксплуатационных скважин. Для повышения дебитов необходимо сближать ряды добывающих скважин.

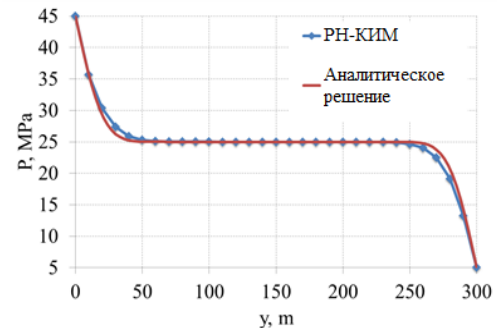


Рис. 5. Сопоставление результатов численных и аналитических расчетов при  $t = 100$  суток и  $\kappa_m = 1.5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$

Таблица 2

Оценка эффективности системы ППД  
к, мД

У, м	0.1	0.25	0.5	0.75	1
100	22%	52%	68%	75%	79%
150	-27%	17%	44%	56%	63%
200	-77%	-43%	-6%	15%	28%
300	-90%	-77%	-47%	-24%	-7%
500	-96%	-94%	-81%	-65%	50%

### Заключение

Установлено, что при закачке/добыче в низкопроницаемых коллекторах происходит только локальное повышение/понижение давления на небольших расстояниях от рядов скважин с техногенными трещинами ГРП/автоГРП. Заметное повышение/понижение давления происходит при достаточ-

но больших значениях времени в зависимости от коэффициента проницаемости.

Выявлено, что при расстояниях между скважинами около 300 м система поддержания пластового давления (нагнетательные скважины) практически не оказывают влияния на работу окружающих добывающих скважин.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Асалхузина Г. Ф., Давлетбаев А. Я., Хабибуллин И. Л. Моделирование дифференциации пластового давления между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами // Вестник Башкирского университета. 2016. Т. 21., №3. С. 537–544.
2. Мальцев В. В., Асмандияров Р. Н., Байков В. А., Усманов Т. С., Давлетбаев А. Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. №5. С. 70–73.
3. Тихонов А. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. М.: изд-во МГУ, 1999. 474 с.

*Поступила в редакцию 14.09.2018 г.*

**MODELING OF THE PRESSURE DISTRIBUTION  
BETWEEN THE ROWS OF INJECTION AND PRODUCTION WELLS  
IN RESERVOIRS WITH LOW-PERMEABILITY**

© **I. L. Khabibullin, R. Z. Khasanova\*, G. F. Asalkhuzina, A. Y. Davletbaev**

*Bashkir State University  
32 Zaki Validi Street, 450076 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.*

*Phone: +7 (347) 229 97 25.*

*\*Email: rezed97@mail.ru*

According to field studies, the pressure in injection and production wells varies greatly. Probable reasons for this differentiation are low permeability, high viscosity of the fluid, high formation compressibility. The combination of these factors causes ultra-low values of the formation pressure conductivity factor and large times of pressure redistribution. In this paper, the nonstationary pressure distribution between the rows (series) of injection and production wells in low-permeability reservoirs was analyzed; the dependence of pressure dynamics in the developed system on the formation pressure conductivity factor was studied. The element of the development system with injection and production wells was considered. The authors assumed that the injection well is intersected by auto hydraulic fracture and the production well is intersected by hydraulic fracture. The fractures in wells can be considered as the well galleries. The pressure distribution between the galleries is described by the first (Dirichlet) boundary value problem for the piezo-conductivity equation in the interval. Accurate analytical solution was obtained by the Green's function method. This method enables one to formulate solution of the problem as the sum of three terms that determine the pressure distributions due to the existence of an initial pressure field and pressures caused by the presence of fractures, which can be considered as external boundary of reservoirs. The use of this formula makes it possible to evaluate the influence of formation pressure conductivity factor on the pressure distribution: the more it is, the faster the perturbing effect from the injection well spreads. In reservoirs with low permeability, the factor is small. Consequently, the perturbing effect from the injection well reaches the producing well slower. This process can take several years. At a distance of about 350 m between production and injection wells, the pressure maintenance system (i.e., the injection wells) has almost no effect on the surrounding production wells.

**Keywords:** auto-hydraulic fracture, hydraulic fracturing, low permeable reservoir, numerically simulated model, reservoir pressure.

Published in Russian. Do not hesitate to contact us at [bulletin\\_bsu@mail.ru](mailto:bulletin_bsu@mail.ru) if you need translation of the article.

#### REFERENCES

1. Asalkhuzina G. F., Davletbaev A. Ya., Khabibullin I. L. Vestnik Bashkirskogo universiteta. 2016. Vol. 21., No. 3. Pp. 537–544.
2. Mal'tsev V. V., Asmandiyarov R. N., Baikov V. A., Usmanov T. S., Davletbaev A. Ya. Neftyanoe khozyaistvo. 2012. No. 5. Pp. 70–73.
3. Tikhonov A. N., Samarskii A. A. Uravneniya matematicheskoi fiziki [Equations of mathematical physics]. Moscow: izd-vo MGU, 1999.

*Received 14.09.2018.*