

## **МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ПЛАЗМЫ**

Гузяль Фаритовна АСАЛХУЗИНА<sup>1</sup>

Альфред Ядгарович ДАВЛЕТБАЕВ<sup>2</sup>

Ильдус Лутфурахманович ХАБИБУЛЛИН<sup>3</sup>

Рина Ринатовна АХМЕТОВА<sup>4</sup>

УДК 532.546

### **К ВОПРОСУ ВЫБОРА ДЛИТЕЛЬНОСТИ РЕЖИМОВ ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН НА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ЗАКАЧКИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

<sup>1</sup> ведущий специалист, отдел проектирования  
и анализа исследований скважин и пластов,  
РН-БашНИПИнефть (г. Уфа)  
asalkhuzinagf@bnipi.rosneft.ru

<sup>2</sup> кандидат физико-математических наук,  
доцент кафедры прикладной физики,  
Башкирский государственный университет (г. Уфа);  
начальник управления по моделированию  
и анализу исследований скважин и пластов,  
РН-БашНИПИнефть (г. Уфа)  
davletbaevay@bnipi.rosneft.ru

<sup>3</sup> доктор физико-математических наук,  
профессор кафедры прикладной физики,  
Башкирский государственный университет (г. Уфа)  
habibi.bsu@mail.ru

<sup>4</sup> ведущий специалист, отдел гидродинамического моделирования,  
РН-БашНИПИнефть (г. Уфа)  
akhmetovarr@bnipi.rosneft.ru

**Цитирование:** Асалхузина Г. Ф. К вопросу выбора длительности режимов при гидродинамических исследованиях скважин на установившихся режимах закачки в низкопроницаемых коллекторах / Г. Ф. Асалхузина, А. Я. Давлетбаев, И. Л. Хабибуллин, Р. Р. Ахметова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 135-149.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149

---

#### **Аннотация**

В статье обсуждаются аспекты проведения и анализа результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на установившихся режимах закачки, проводимых в нагнетательных скважинах с целью оценки пластового давления и коэффициента приемистости. Основной целью данной работы является определение необходимой длительности режимов закачки, при которой пластовое давление будет определено на максимальном радиусе исследования. Ввиду значительной длительности исследований в низкопроницаемых коллекторах учитывается работа скважин окружения, которые в процессе исследования скважин должны оказывать минимальное влияние на результаты интерпретации данных. С этой целью выполнено моделирование динамики изменения давления при данном виде ГДИС для различных параметров пласта и длительностей режимов закачки, с учетом влияния работы окружающих добывающих скважин.

Для решения поставленной задачи использовалась численная модель фильтрации жидкости в элементе девятиточечной системы разработки в низкопроницаемом продуктивном пласте. Добыча и закачка жидкости осуществляется в скважины с магистральными техногенными трещинами гидравлического разрыва пласта (ГРП). При моделировании варьировались фильтрационные параметры системы «трещины — пласт» и длительности режимов работы скважин, воспроизводились синтетические данные по изменению давлений в скважинах. Давления и расходы на режимах работы скважины анализировались путем построения графиков индикаторной диаграммы (ИД). Оценки экстраполированного давления по графикам ИД сравнивались с давлениями в численной модели, в частности с давлением на контуре питания и на радиусе исследования. Показано, что для низкопроницаемых пластов при исследовании нагнетательных скважин методом установившихся режимов закачки необходимо учитывать радиус исследования, который зависит от проницаемости пласта и длительности режимов закачки. Также радиус исследования необходимо учитывать при построении карт изобар наряду со значением пластового давления.

#### **Ключевые слова**

Гидродинамические исследования скважин, низкопроницаемый пласт, трещина гидроразрыва, индикаторные диаграммы, длительность режима закачки, пластовое давление, радиус исследования.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149**

## Введение

Низкая проницаемость пластов, проведение гидроразрыва пласта (ГРП) [2], наличие эффекта самопроизвольного развития техногенных трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах [9] и прочие факторы приводят к необходимости значительного увеличения длительности ГДИС на неустановившихся режимах, и, как следствие, увеличиваются потери в закачке/добыче из-за остановки скважин. Менее затратным видом ГДИС является исследование на установившихся режимах закачки в нагнетательных скважинах (или так называемый метод построения индикаторных диаграмм). При данном виде ГДИС скважина в период исследования находится в работе. Как правило, при ГДИС методом ИД осуществляется изменение расхода закачиваемой жидкости на шести режимах путем смены диаметра проходного сечения штуцера.

На месторождениях с низкой проницаемостью коллектора ГДИС методом ИД проводятся для определения коэффициентов приемистости скважины при давлениях выше и ниже давления смыкания трещин авто-ГРП [9], для оценки пластового давления на определенном удалении от границы «трещина — пласт», т. е. на радиусе исследования [6].

В пределе длительность режима закачки при проведении исследования должна быть достаточной для получения оценки пластового давления на расстоянии, которое сопоставимо с половиной расстояния между скважинами ближайшего окружения [4]. Однако в случае выполнения этого условия общая длительность всех режимов при ГДИС методом ИД в низкопроницаемых продуктивных пластах кратно увеличится. В период проведения такого длительного исследования методом ИД может иметь место существенное изменение пластового давления из-за влияния работы окружающих скважин.

В работе изучено влияние окружающих добывающих скважин на результаты оценки пластового давления в нагнетательной скважине. Выбраны оптимальные длительности режимов, при которых достигается максимальный радиус исследования и минимальное влияние остальных скважин элемента девятиточечной системы разработки на оценку пластового давления.

## Постановка задачи

Для моделирования кривых изменения давления была использована численная модель, описанная в статье [1]. Параметры пласта, трещин и свойства флюидов, используемые при расчетах, характерны для низкопроницаемых месторождений Западной Сибири. Соответственно, рассматривались реализованные на данном месторождении варианты расположения скважин, реальные расстояния между ними и др.

В силу симметричности схемы расчетов рассмотрена  $\frac{1}{4}$  элемента девятиточечной системы разработки. В расчетной сетке (рис. 1) показана нагнетательная скважина с трещиной ГРП, которая окружена тремя добывающими скважинами с техногенными трещинами ГРП. Полагается, что трещины в нагнетательной и добывающих скважинах расположены вдоль регионального стресса и имеют одинаковую полудлину  $x_{fi}$  ( $i = I, P_1, P_2, P_3$ ).

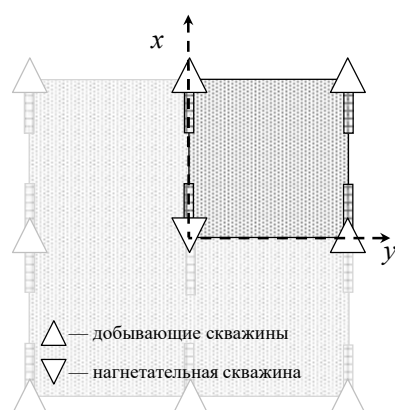


Рис. 1. Схема элемента девятиточечной системы разработки

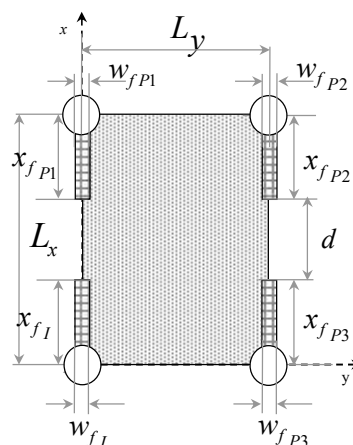


Fig. 1. Scheme of a field development system nine-point element

Распределение давления в низкопроницаемом продуктивном пласте рассчитывается из двумерного уравнения пьезопроводности:

$$\varphi_m c_{mt} \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_m}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{k_m}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial y} \right), \quad (1)$$

где  $\varphi_m$  — пористость пласта,  $c_{mt}$  — сжимаемость пласта,  $k_m$  — проницаемость пласта,  $\mu$  — вязкость жидкости,  $P_m$  — давление в точке пласта,  $x$  и  $y$  — координаты по латерали (рис. 1).

Распределение давления в трещинах ГРП вдоль направления их развития описывается одномерным уравнением пьезопроводности:

$$\varphi_{fi} c_{f_{ti}} \frac{\partial P_{fi}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_{fi}}{\mu} \frac{\partial P_{fi}}{\partial x} \right) + \frac{q_{fi}}{w_{fi} h}, \quad (2)$$

где  $\varphi_{fi}$  — пористость трещины,  $c_{f_{ti}}$  — сжимаемость трещин,  $k_{fi}$  — проницаемость трещин,  $q_{fi}$  — интенсивность притока и расхода,  $w_{fi}$  — ширина раскрытия трещин,  $h$  — мощность пласта,  $P_{fi}$  — давление в точке трещин.

Согласно работе [5], предполагается равенство средних скоростей движения вытесняющей и вытесняемой жидкостей  $v_o = v_w$ . Т. к. подвижности воды и нефти  $k_{ro}/\mu_o = k_{rw}/\mu_w$  равны, полагается, что образуется зона совместной фильтрации жидкостей, вследствие чего может быть осуществлен переход от модели двухфазной фильтрации нефти и воды к фильтрации однофазной жидкости. Стоит отметить, что данное предположение принято с целью упрощения расчетов, и в общем случае подвижности воды и нефти могут значительно отличаться.

В уравнении (2) общая сжимаемость трещин  $c_{f_{ti}}$  зависит от сжимаемости пропанта в трещине и жидкости, которая фильтруется в ней [7]. Общая сжимаемость пласта  $c_{mt}$  — аддитивная величина, которая складывается из произведения

насыщенности  $S_w$  на сжимаемость воды  $c_w$  и нефти  $c_o$  и сжимаемости продуктивного пласта  $c_m$ :  $c_m = S_w c_w + (1 - S_w) \cdot c_o + c_m$ . Сложная форма пласта, включающая терригенные и глинистые пропластки, при расчете общей сжимаемости учтена через коэффициент песчаности [14].

Рассматриваются следующие области расположения трещин добывающих скважин:  $(L_x - d - x_{fl}) \leq x \leq L_x$ ,  $0 \geq y \geq w_{fp1}/2$ ;  $(L_x - d - x_{fp3}) \leq x \leq L_x$ ,  $(L_y - w_{fp2}/2) \leq y \leq L_y$ ;  $0 \leq x \leq x_{fp3}$ ,  $(L_y - w_{fp3}/2) \leq y \leq L_y$ , а также область расположения трещины нагнетательной скважины:  $0 \leq x \leq x_{fl}$ ,  $0 \geq y \geq w_{fl}/2$ , где  $L_x$ ,  $L_y$  — расстояния от скважины  $I$  до границ пласта по оси  $x$  и оси  $y$  соответственно. Интенсивность притока и расхода жидкости из пласта в техногенные трещины в уравнениях (1) и (2) рассчитывается по следующим формулам:

$$\begin{aligned} q_{fP_1} &= 4h \left[ \frac{k_m}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=w_{fp1}/2} \right], & q_{fP_2} &= 4h \left[ \frac{k_m}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=L_y-w_{fp2}/2} \right], \\ q_{fP_3} &= 4h \left[ \frac{k_m}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=L_y-w_{fp3}/2} \right], & q_{fI} &= 4h \left[ \frac{k_m}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=w_{fl}/2} \right]. \end{aligned} \quad (3)$$

### Тестирование численной модели

Система уравнений (1)-(3) с условием постоянного давления в скважинах на первом этапе и с заданием условия по расходу жидкости в скважине на втором этапе [1] решалась конечно-разностным методом по итерационной схеме Ньютона. Применялась неравномерная сетка со сгущением около трещин. Результаты численного моделирования кривой притока в скважину при постоянном давлении в скважине с одиночной трещиной ГРП сравнивались с результатами моделирования в модуле Saphir ПК Ecrin [13]. В частности, на кривой притока в добывающей скважине с одиночной трещиной через 50 суток величина притока по численной модели составляет 163 м³/сут. При этом в модуле Saphir ПК Ecrin получена величина 160 м³/сут. Таким образом, для выбранных размеров сетки 120 × 120 разница между величинами притока составляет менее 2%.

В работах [10, 11] рассмотрены аналитические решения аналогичной задачи в приближении  $\partial P_m / \partial x = 0$ . Там же получено аналитическое решение задачи [1], которое имеет вид:

$$\begin{aligned} P(y, t) &= P_0 \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \left[ \operatorname{erfc} \frac{nL_y - y}{2\sqrt{\kappa_m t}} - \operatorname{erfc} \frac{nL_y + y}{2\sqrt{\kappa_m t}} \right] + \\ &+ P_0 \operatorname{erf} \frac{y}{2\sqrt{\kappa_m t}} + P_{wfI} \left[ \operatorname{erfc} \frac{y}{2\sqrt{\kappa_m t}} + \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \operatorname{erfc} \frac{2nL_y + y}{2\sqrt{\kappa_m t}} - \right. \right. \\ &\left. \left. - \operatorname{erfc} \frac{2nL_y - y}{2\sqrt{\kappa_m t}} \right] \right] + P_{wfP_3} \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \operatorname{erfc} \frac{(2n+1)L_y - y}{2\sqrt{\kappa_m t}} - \operatorname{erfc} \frac{(2n+1)L_y + y}{2\sqrt{\kappa_m t}} \right], \end{aligned} \quad (4)$$

где  $P_0$  — начальное пластовое давление,  $\operatorname{erfc}(\xi) = \int_{\xi}^{\infty} e^{-\xi^2} d\xi$ ,  $\kappa_m = \frac{k_m}{\varphi_m \mu c_m t}$ .

На рис. 2 приведены результаты сопоставления данных численного моделирования и аналитического решения для различных значений проницаемости пласта и длительности работы скважин:  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и  $t = 100$  сут. (рис. 2а),  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и  $t = 30$  сут. (рис. 2б). Получено удовлетворительное согласование кривых, наибольшая разница в кривых распределения давления составляет не более 2,5%.

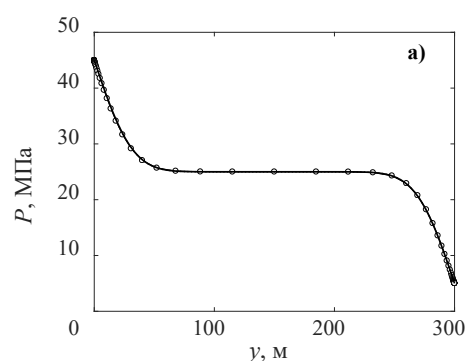


Рис. 2. Сравнение профилей давления между нагнетательной и добывающей скважинами при численном и аналитическом решении (сплошная линия) в момент времени  $t = 100$  сут. при  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (а) и в момент  $t = 30$  сут. при  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (б)

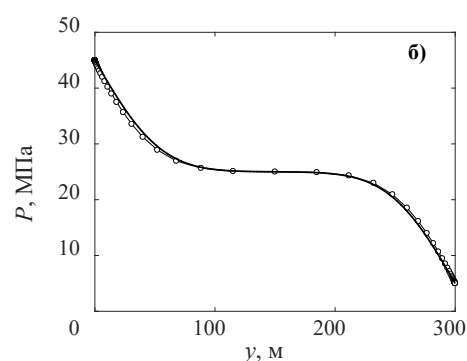


Fig. 2. Comparison of injection and production wells pressure profiles in cases of numerical and analytical determination (solid line) in time  $t = 100$  days,  $k_m = 0.1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (а) and in time  $t = 30$  days,  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (б)

В работе [12] математическая модель с двумя трещинами ГРП использовалась для описания промысловых исследований методом гидропрослушивания. При этом получено удовлетворительное совмещение ( $R^2 \sim 0,98$ ) промысловых и расчетных кривых изменения давления в возмущающей и реагирующей скважинах.

### Влияние длительности режимов, проницаемости пласта и параметров трещины на индикаторные диаграммы

На первом этапе (в течение 300 сут.) моделировалась работа нагнетательной и добывающих скважин с постоянными давлениями закачки/отборов в них. Далее, на втором и последующих этапах в нагнетательной скважине моделировались ГДИС с различными величинами расхода закачиваемой жидкости, т. е. последовательно уменьшалась величина расхода жидкости в нагнетательной скважине. При этом предполагалось, что окружающие добывающие скважины также продолжают работать с постоянными давлениями в них. Моделирование ГДИС методом ИД в элементе разработки проводилось для различных проницаемостей пласта:  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , также варьировались длительности режимов закачки  $\Delta t$  (от 0,1 до 100 сут.). Расчеты выполнялись при следу-

ющих параметрах системы:  $w_{fi} = 5 \cdot 10^{-3}$  м,  $k_{fi} = 100\,000 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>,  $L_x = 500$  м,  $L_y = 500$  м,  $x_{fi} = 100$  м,  $P_0 = 25$  МПа,  $h = 10$  м,  $\varphi_{fi} = 0,41$ ,  $\varphi_m = 0,17$ ,  $S_w = 0,38$ ,  $k_{NTG} = 0,1$ ,  $\mu = 0,31 \cdot 10^{-3}$  МПа  $\cdot$  с,  $c_{mi} = 7,3 \cdot 10^{-9}$  Па<sup>-1</sup>.

На рис. 3 приведены примеры кривых изменения давления и расхода закачиваемой жидкости по нагнетательной скважине на втором этапе при ГДИС методом ИД.

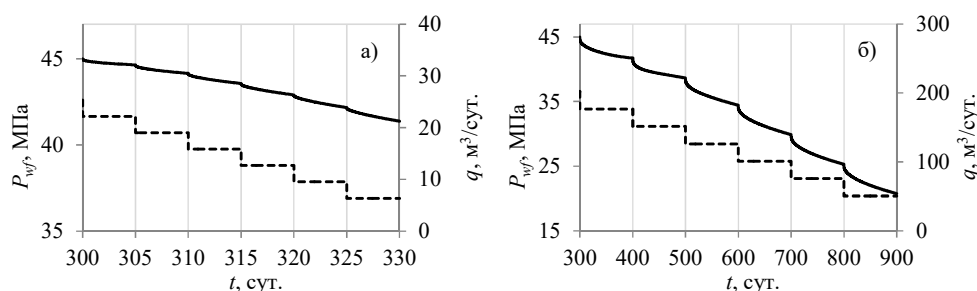


Рис. 3. Динамика изменения давления и расхода закачиваемой жидкости при ГДИС методом ИД:

а —  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>,  $\Delta t = 5$  сут.;

б —  $k_m = 1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>,  $\Delta t = 100$  сут.

Fig. 3. The dynamics of pressure and flow rate of the injected fluid during well testing by the ID method:

а —  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>,  $\Delta t = 5$  days;

б —  $k_m = 1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>,  $\Delta t = 100$  days

Установлено, что при большей проницаемости пласта (рис. 3б) величина изменения давления между режимами закачки больше, тогда как при проницаемости пласта  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> переходы по давлению между режимами закачки выделяются не так явно (рис. 3а). В случае пласта с меньшей проницаемостью выравнивание профиля давления после смены режима работы происходит значительно медленнее [1]. Стоит также отметить, что при больших длительностях исследования методом ИД со ступенчатым снижением давления на режимах закачки происходит существенное снижение пластового давления в элементе системы разработки. В случае с проницаемостью пласта  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (рис. 3а) при общей длительности исследования 30 сут. происходит снижение давления в середине элемента разработки на 0,3 МПа, в случае проницаемости пласта  $k_m = 1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (рис. 3б) и общей длительности исследования 600 сут. — на 6,3 МПа. При этом в последнем случае (рис. 3б) общая длительность исследования на установившихся режимах превышает необходимую длительность традиционного вида ГДИС методом регистрации кривой падения давления (КПД) в остановленной нагнетательной скважине.

Результаты численного моделирования в виде кривых изменения давления и расхода закачиваемой жидкости анализировались путем построения индикаторных диаграмм (ИД), т. е. зависимостей давления от расхода закачиваемой жидкости в скважине. Для построения ИД выбираются значения давления на режимах и величины расхода закачиваемой жидкости, которые задавались при



моделировании работы нагнетательной скважины. Далее на основе выбранных точек для построения ИД строится линейная аппроксимация [8]. Оценка пластового давления  $P_{res}$  осуществляется исходя из анализа полученной формулы при нулевом расходе. Примеры ИД для различных значений проницаемости пласта и длительности режимов закачки приведены на рис. 4. При построении ИД, т. е. зависимости давления в скважине  $P_{wf}$  от расхода закачиваемой жидкости, использован безразмерный расход  $q_D$ :  $q_D = q/q_{max}$ , где  $q_j$  — расход закачиваемой жидкости в конце каждого режима,  $q_{max}$  — расход жидкости на режиме с максимальным давлением закачки.

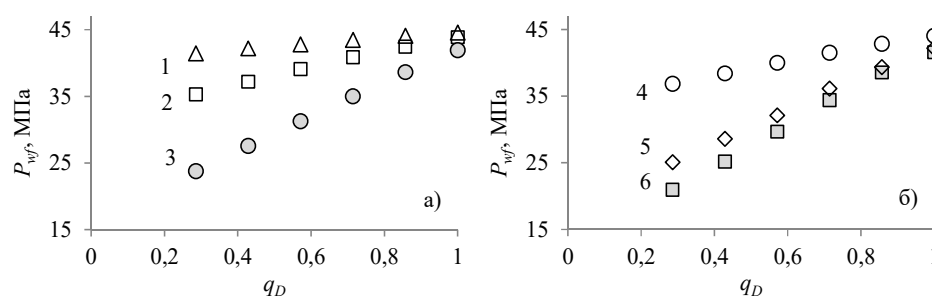


Рис. 4. Зависимость давления в скважине от безразмерного расхода закачиваемой жидкости для проницаемости пласта  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и длительностей режимов закачки  $\Delta t = 5$  сут. (а) и при различном значении проницаемости пласта (б):  
1 — скважина с полудлиной трещины  $x_{fl} = 100$  м в бесконечном пласте (добывающие скважины остановлены);  
2 — скважина с полудлиной трещины  $x_{fl} = 100$  м (добывающие скважины в работе);  
3 — скважина с полудлиной трещины  $x_{fl} = 1$  м в бесконечном пласте;  
4 —  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  
5 —  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  
6 —  $k_m = 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

Fig. 4. The injection performance relationship for reservoir permeability  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  and operate duration  $\Delta t = 5$  days (a) and different reservoir permeability (б):  
1 — half-length of the hydraulic fracture  $x_{fl} = 100$  m in infinite reservoir (production wells are stopped);  
2 — half-length of the hydraulic fracture  $x_{fl} = 100$  m (production wells are operated);  
3 — half-length of the hydraulic fracture  $x_{fl} = 1$  m in infinite reservoir;  
4 —  $k_m = 0.1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  
5 —  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  
6 —  $k_m = 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

На рис. 4а приведено сравнение индикаторных диаграмм для случаев работы нагнетательной скважины в бесконечном пласте: кривая 1 — без учета скважин окружения, с полудлиной трещины  $x_{fl} = 100$  м; кривая 2 — с учетом работы окружающих добывающих скважин, с трещиной  $x_{fl} = 100$  м; кривая 3 — без учета скважин окружения, с «короткой» трещиной  $x_{fl} = 1$  м. Наименьший наклон имеет



кривая 1, т. е. при отсутствии отборов в окружающих добывающих скважинах величина пластового давления больше, чем при прочих равных условиях, но с учетом отборов (кривая 2). Для нагнетательной скважины с «короткой» трещиной в бесконечном пласте (кривая 3) ИД будет иметь наибольший наклон и, следовательно, наименьшее значение пластового давления. Это обусловливается наименьшими объемами закачанной жидкости в пласт на первом и последующих этапах, соответственно, имеет место наименьший рост пластового давления.

### Экстраполированное давление по ИД и давление на радиусе исследования

Полученное по индикаторным диаграммам давление  $P_{res}$  сравнивалось с давлением на радиусе исследования  $P(y_{inv})$  и с давлением в середине элемента разработки (давлением на контуре питания)  $P(y_e)$ . Согласно результатам выполненного расчета, наименьшая разница между значением экстраполированного давления, полученным по графику ИД  $P_{res}$ , и значением давления на контуре питания  $P(y_e)$  для проницаемости пласта  $k_m = 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  достигается при длительности режимов закачки по 20 сут., при проницаемости пласта  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  — 100 сут. (рис. 5а). Для проницаемости пласта  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  длительности режимов ИД по 100 сут. недостаточно для того, чтобы значение пластового давления по ИД приблизилось к давлению в середине элемента разработки.

Таким образом, экстраполированное пластовое давление по графику ИД удовлетворительно согласуется с давлением на контуре питания при значительных длительностях режимов закачки (рис. 5). Однако на практике проведение столь длительных исследований методом ИД будет приводить к значительным потерям в закачке и добыче. Как правило, ГДИС методом ИД проводится не менее чем на шести режимах закачки. Тогда в случае пласта с проницаемостью  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и при длительности каждого режима закачки по 100 сут. общая длительность исследования может составить 600 сут. (>1,5 лет). Исследования с такой значительной длительностью не могут быть реализованы по технологическим ограничениям и из соображений экономической целесообразности.

На практике длительности режимов закачки при ИД значительно меньше, и давление, определяемое по ИД, фактически является давлением не на контуре питания, а на радиусе исследования  $y_{inv}$ , который зависит от пьезопроводности пласта и длительности режима закачки [4]. По этой причине возникает проблема определения оптимальной длительности режимов закачки, соответствующих максимальному радиусу исследования и несущественному влиянию скважин окружения на результаты ГДИС.

Для каждого из выполненных расчетов вычислены радиусы исследования по формуле [4]:  $y_{inv} = 2 \sqrt{\frac{k_m \Delta t}{\phi_m \mu c_{mt}}}$ .

Из численной модели определены значения давлений  $P_{inv}$  на данном радиусе. Сопоставление этих значений давления показало (рис. 5б), что наименьшая разница (0,23 МПа) для проницаемости пласта  $k_m = 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  будет достигаться при

длительности режима закачки 3 сут. В случае проницаемости пласта  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  наименьшая разница (0,03 МПа) получена при длительности режима закачки 5 сут. При  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  наименьшая разница (0,08 МПа) получена при длительности режимов закачки 10 сут. При этом общая длительность исследования при проведении шести режимов закачки составила 60 сут. В случае сокращения длительности режимов закачки до 5 сут. общая длительность исследования составит 30 сут., а разница в значениях давлений — 0,15 МПа. Учитывая, что сокращение общей длительности в два раза кратно сократит потери в закачке/добыче, а ошибка в определении пластового давления увеличится незначительно (на  $\sim 0,3\%$ ), сделан вывод, что длительность режима закачки для проницаемости пласта  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  оптимальнее принять по 5 сут.

При такой длительности режимов закачки работа скважин окружения оказывает минимальное влияние на оценку экстраполированного  $P_{res}$  по графику ИД, и достигаются радиусы исследований от  $\sim 20$  (при  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) до  $\sim 70$  (при  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) и  $\sim 200$  м (при  $k_m = 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ).

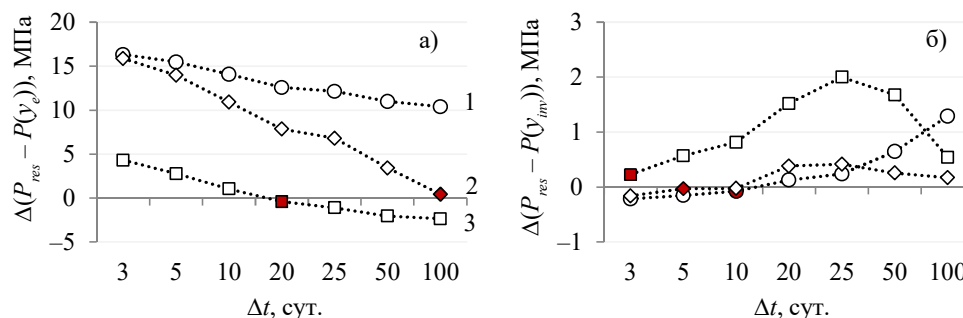


Рис. 5. Сопоставление давления по ИД  $P_{res}$  с давлением на контуре питания  $P(y_e)$  (а) и с давлением на радиусе исследования  $P(y_{inv})$  (б) при проницаемостях пласта  $k_m$ :  
1 —  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  
2 —  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  
3 —  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

Fig. 5. Comparison of pressure value obtained from IPR test  $P_{res}$  and values of the pressure at the external reservoir boundary  $P(y_e)$  (a) and at the investigation radius  $P(y_{inv})$  (б) for various reservoir permeabilities  $k_m$ :  
1 —  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  
2 —  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  
3 —  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

### Применение полученных оценок пластового давления и радиусов исследования при построении карт изобар

В работе [1] показано, что на месторождениях с низкой проницаемостью пласта имеет место значительная дифференциация пластового давления между соседними нагнетательными и добывающими скважинами. Учитывая небольшие значения радиуса исследования при ИД, оценка пластового давления при ГДИС методом ИД в нагнетательной скважине характеризует давление в зоне нагнетания. Таким

образом, при построении карт изобар в низкопроницаемых коллекторах необходимо учитывать, что значения пластового давления по малозатратным и традиционным видам ГДИС могут быть получены на расстояниях от ~4 (при  $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) до ~11 (при  $k_m = 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) раз меньше, чем расстояние между скважинами в элементе разработки. Поэтому при построении карт изобар данные о пластовом давлении по результатам гидродинамических исследований могут быть использованы при настройке полномасштабных 2D и/или 3D-гидродинамических моделей месторождений [3]. При этом необходимо учитывать, что при настройке гидродинамических моделей на ГДИС необходимо, помимо величины пластового давления по ГДИС, использовать величину радиуса исследования. В традиционном понимании эти параметры не являются характеристиками энергетического состояния пласта и не могут использоваться для расчета величины расхода/притока скважины на установившихся режимах, т. к. радиус исследования в низкопроницаемых коллекторах, как правило, меньше, чем половина расстояния между скважинами. Согласование экстраполированного пластового давления по ГДИС должно осуществляться со средним давлением по ячейкам в 2D и/или 3D-гидродинамической модели месторождения, которые получены путем усреднения давлений в ячейках на удалении, равном или близком радиусу исследования.

### Заключение

Для оценки пластового давления на контуре питания (середине расстояния между скважинами) в низкопроницаемых пластах необходимо проводить ГДИС методом ИД с длительностью более 600 сут. При проведении таких длительных исследований работающие скважины окружения могут значительно изменить пластовое давление в элементе разработки.

Ввиду значительной длительности исследований в низкопроницаемых коллекторах и влияния работы скважин окружения на результаты их интерпретации, рекомендуется проводить ГДИС методом ИД с достижением меньшего радиуса исследования. Оптимальная длительность режимов закачки, при которой скважины окружения оказывают наименьшее влияние на оценку пластового давления, для проницаемостей пласта  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  ( $y_{inv} \sim 20 \text{ м}$ ) и  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  ( $y_{inv} \sim 70 \text{ м}$ ) составляет 5 сут. на каждом режиме ИД, для проницаемости пласта  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  ( $y_{inv} \sim 200 \text{ м}$ ) — 3 сут.

Таким образом, радиус исследования в низкопроницаемых коллекторах существенно меньше, чем половина расстояния между скважинами в элементе разработки. Поэтому результаты таких исследований, в том числе пластовое давление на радиусе исследования, могут быть использованы при настройке расчетных карт изобар в 2D и/или 3D-гидродинамических моделях.

### Благодарности

Авторы выражают благодарность доктору физико-математических наук Р. К. Газизову, кандидату физико-математических наук С. А. Гильманову, кандидату физико-математических наук Д. С. Иващенко, кандидату физико-математических наук Ю. Б. Линд (ООО «РН-БашНИПИнефть») за обсуждение результатов и ценные советы при подготовке статьи.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Асалхузина Г. Ф. Моделирование дифференциации пластового давления между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами / Г. Ф. Асалхузина, А. Я. Давлетбаев, И. Л. Хабибуллин // Вестник Башкирского университета. 2016. Том 21. № 3. С. 537-544. URL: <http://bulletin-bsu.com/arch/2016/3/1-1/>
2. Афанасьев И. С. Результаты внедрения массивованного гидроразрыва пласта на Приобском месторождении / И. С. Афанасьев, Д. А. Антоненко, И. З. Муллагаллин, Т. С. Усманов, А. В. Свешников, А. Г. Пасынков // Нефтяное хозяйство. 2005. № 8. С. 62-64.
3. Байков В. А. Мониторинг разработки месторождений с использованием иерархии моделей в программном комплексе «РН-КИН» / В. А. Байков, С. А. Рабцевич, И. В. Костригин, А. В. Сергейчев // Научно-технический вестник «НК „Роснефть“». 2014. Том 2. № 35 (апрель — июнь). С. 14-17.
4. Басниев К. С. Подземная гидромеханика: учебник для вузов / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993. 416 с.
5. Булыгин Д. В. Геология и имитация разработки залежей нефти / Д. В. Булыгин, В. Я. Булыгин. М.: Недра, 1996. С. 154-155.
6. Валеева Э. З. Моделирование исследований методом установившихся режимов закачки в низкопроницаемых коллекторах / Э. З. Валеева, Г. Ф. Асалхузина, А. Я. Давлетбаев // Нефть и газ. 2016. № 6. С. 39-46.
7. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В. М. Добрынин. М.: Недра, 1970. 230 с.
8. Ипатов А. И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. М.: Регулярная и хаотическая динамика; Институт компьютерных исследований, 2005. 780 с.
9. Мальцев В. В. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки / В. В. Мальцев, Р. Н. Асмандияров, В. А. Байков, Т. С. Усманов, А. Я. Давлетбаев // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70-73.
10. Хабибуллин И. Л. Моделирование нестационарного притока жидкости из пласта в скважину через трещину гидроразрыва / И. Л. Хабибуллин, Н. А. Евграфов, А. А. Хисамов // Физико-химическая гидродинамика: сб. трудов Первой летней школы-конференции «Физико-химическая гидродинамика: модели и приложения» / отв. ред. И. Л. Хабибуллин. Уфа: РИЦ БашГУ, 2016. С. 184-192.
11. Хабибуллин И. Л. Моделирование нестационарной фильтрации вокруг скважины с вертикальной трещиной гидроразрыва / И. Л. Хабибуллин, А. А. Хисамов // Вестник Башкирского университета. 2017. Том 22. № 2. С. 309-313.
12. Asalkhuzina G. F. Interference test to fractured injection wells: mathematical model and field case / G. F. Asalkhuzina, A. Y. Davletbaev, R. I. Nuriev // Oil and Gas Studies. 2017. № 6. Pp. 56-62.
13. Ecrin Product Suite // Kappa Engineering. Sophia Antipolis, 2008. 24 p.
14. Horne R. N. Modern Well Test Analysis / R. N. Horne. Palo Alto, 1995. 228 p.

**Guzyal F. ASALKHUZINA<sup>1</sup>**  
**Alfred Ya. DAVLETBAEV<sup>2</sup>**  
**Ildus L. KHABIBULLIN<sup>3</sup>**  
**Rina R. AKHMETOVA<sup>4</sup>**

UDC 532.546

## ON THE SELECTION OF SUITABLE OPERATE DURATIONS FOR INJECTION TESTS IN LOW PERMEABILITY RESERVOIRS

- <sup>1</sup> Leading Specialist, Department “Designing and analysis welltests”,  
RN-BashNIPIneft (Ufa)  
asalkhuzinagf@bnipi.rosneft.ru
- <sup>2</sup> Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,  
Department “Applied Physics”, Bashkir State University (Ufa);  
Head of the Department “Designing and Analysis Welltests”, RN-BashNIPIneft (Ufa)  
davletbaevay@bnipi.rosneft.ru
- <sup>3</sup> Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Department “Applied Physics”,  
Bashkir State University (Ufa)  
habibi.bsu@mail.ru
- <sup>4</sup> Leading Specialist, Department of Hydrodynamic Modeling,  
RN-BashNIPIneft (Ufa)  
akhmetovarr@bnipi.rosneft.ru

### Abstract

The article discusses the aspects of conducting and analyzing the results of hydrodynamic studies of wells (well test) at steady-state injection modes conducted in injection wells in order to assess reservoir pressure and injectivity. The main goal of this work is to determine the necessary duration of injection modes at which reservoir pressure will be determined at the maximum research radius. In view of the considerable duration of the study, in low-permeability reservoirs, the work of the environment wells is taken into account, which, in the

---

**Citation:** Asalkhuzina G. F., Davletbaev A. Ya., Khabibullin I. L., Akhmetova R. R. 2020. “On the selection of suitable operate durations for injection tests in low permeability reservoirs”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 1 (21), pp. 135-149.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149

---

process of well research, should have a minimal impact on the results of data interpretation. To this end, we simulated the dynamics of pressure changes for this type of well test for various parameters of the reservoir and the duration of injection modes, taking into account the influence of the work of the surrounding production wells.

To solve this problem, we used a numerical model of fluid filtration in an element of a nine-point development system in a low-permeable reservoir. The production and injection of fluid is carried out in wells with main technogenic fractures of hydraulic fracturing. During the simulation, the filtration parameters of the “fracture-formation” system and the duration of the well operating modes were varied, and synthetic data on the change in pressure in the wells were reproduced. Pressure and flow rates at the well operating modes were analyzed by plotting the indicator diagram (ID). Estimates of the extrapolated pressure from the ID graphs were compared with the pressures in the numerical model, in particular, the pressure on the supply circuit and on the study radius.

It is shown that for low-permeability formations when studying injection wells using the steady-state injection method, it is necessary to take into account the research radius, which depends on the permeability of the formation and the duration of the injection regimes. Also, the research radius must be taken into account when constructing isobar maps along with the reservoir pressure value.

#### **Keywords**

Hydrodynamic studies of wells, low permeability reservoir, hydraulic fracture, indicator diagrams, injection mode duration, reservoir pressure, survey radius.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149**

#### **REFERENCES**

1. Asalkhuzina G. F., Davletbaev A. Ya., Khabibullin I. L. 2016. “Modeling of the reservoir pressure difference between injection and production wells in low permeability reservoirs”. *Vestnik Bashkirskogo universiteta*, vol. 21, no. 3, pp. 537-544. <http://bulletin-bsu.com/arch/2016/3/1-1/> [In Russian]
2. Afanasyev I. S., Antonenko D. A., Mullagalin I. Z., Usmanov T. S., Sveshnikov A. V., Pasyukov A. G. 2005. “The results of the introduction of massive hydraulic fracturing at the Priobskoye field”. *Neftyanoe khozyaistvo*, no. 8, pp. 62-64. [In Russian]
3. Baykov V. A., Rabtsevich S. A., Kostigin I. V., Sergeychev A. V. 2014. “Monitoring field development using the hierarchy of models in the software package no. RN-KIN”. *Nauchno-tekhnicheskij vestnik “NK ‘Rosneft’”*, vol. 2, no. 35 (April — June), pp. 14-17. [In Russian]
4. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. 1993. *Underground hydromechanics: Textbook for universities*. Moscow: Nedra. 416 pp. [In Russian]
5. Bulygin D. V., Bulygin V. Ya. 1996. *Geology and simulation of oil field development*. Moscow: Nedra. [In Russian]

6. Valeeva E. Z., Asalkhuzina G. F., Davletbaev A. Ya. 2016. "Modeling of steady-state injection studies in low-permeability reservoirs". *Neft i Gas*, no. 6, pp. 39-46. [In Russian]
7. Dobrynin V. M. 1970. Deformation and changes of physical properties of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra. 230 pp. [In Russian]
8. Ipatov A. I., Kremenetskiy M. I. 2005. Geophysical and hydrodynamic control of hydrocarbon field development. Moscow: NIC "Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika", Institut kompyuternyh issledovaniy. 780 pp. [In Russian]
9. Maltsev V. V., Asmandiyarov R. N., Baikov V. A., Usmanov T. S., Davletbaev A. Ya. 2012. "A study of the development of auto-fracturing cracks in the experimental section of the Priobskoye field with a linear development system". *Neftyanoe khozyaistvo*, no. 5, pp. 70-73. [In Russian]
10. Khabibullin I. L., Evgrafov N. A., Khisamov A. A. 2016. "Modeling of unsteady fluid flow from a formation into a well through a hydraulic fracture". Proceedings of the 1<sup>st</sup> Summer School "Fiziko-himicheskaya gidrodinamika: modeli i prilozheniya", pp. 184-192. Ufa: Redaktsionno-izdatelskiy tsentr Bashkirskogo gosudarstvennogo universiteta. [In Russian]
11. Khabibullin I. L., Khisamov A. A. 2017. "Modeling of unsteady filtration around the well with vertical hydraulic fracture". *Vestnik Bashkirskogo universiteta*, vol. 22, no. 2, pp. 309-313. [In Russian]
12. Asalkhuzina G. F., Davletbaev A. Y., Nuriev R. I. 2017. "Interference test to fractured injection wells: mathematical model and field case". *Oil and Gas Studies*, no. 6, pp. 56-62.
13. Kappa Engineering. 2008. Ecrin Product Suite, Sophia Antipolis, France. 24 pp.
14. Horne R. N. 1995. Modern Well Test Analysis. Palo Alto, California. 228 pp.