

Моделирование нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине

П.Е. Морозов

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия
E-mail: morozov@imm.knc.ru

Для более равномерной выработки запасов нефти горизонтальные скважины оснащаются интеллектуальными системами заканчивания с дистанционно управляемым многосекционным оборудованием по регулированию притока и датчиками для контроля давления и температуры. В работе получено новое полуаналитическое решение задачи нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине в анизотропном пласте. Построены типовые кривые изменения давления и производной давления в изолированных друг от друга секциях ствола горизонтальной скважины с учетом скин-фактора и влияния объема ствола скважины. Показано, что для изолированных друг от друга секций ствола горизонтальной скважины с помощью профильных разобщителей пласта и пакеров отклик давления в неактивных секциях происходит с запаздыванием. В тоже время неактивные секции оказывают незначительное влияние на изменение давления в активной секции. С уменьшением длины разобщителей пласта взаимовлияние активных и неактивных секций усиливается. Выявлен эффект «перетока» жидкости через неактивные секции ствола горизонтальной скважины. Аналогичный эффект «перетока» жидкости наблюдается в стволе горизонтальной скважины после ее остановки, а также в интервалах вскрытия остановленной несовершенной вертикальной скважины.

Ключевые слова: многосекционная горизонтальная скважина, интеллектуальная скважина, полуаналитическое решение, нестационарный приток, кривая изменения давления, скин-фактор, эффект «перетока» жидкости

Для цитирования: Морозов П.Е. (2018). Моделирование нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине. *Георесурсы*, 20(1), с. 44-50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50>

В настоящее время при разработке месторождений нефти и газа с трудноизвлекаемыми запасами широко используется технология горизонтального бурения скважин. Основным преимуществом бурения горизонтальных скважин (ГС) является увеличение области дренирования за счет расширения площади контакта с пластом-коллектором. Протяженность стволов ГС достигает нескольких сотен метров, а в отдельных случаях и нескольких километров. Для более равномерной выработки запасов нефти в неоднородных пластах ГС оснащаются интеллектуальными системами заканчивания с дистанционно управляемым многосекционным оборудованием по регулированию притока и датчиками для контроля давления и температуры в каждой секции. На рис. 1 представлена одна из схем разобщения горизонтальной скважины на секции с электроуправляемыми клапанами регулирования притока, разработанная в ПАО «Татнефть». Для изолирования секций друг от друга применяются профильные разобщители пластов длиной 15-20 м и расширяемые пакеры. Разделение горизонтального ствола на секции с возможностью отключения секций по мере их обводнения повышает управляемость добычей и снижает эксплуатационные затраты (Тахаудинов и др., 2013; Абдрахманов и др., 2017; Сагидуллин и др., 2017).

В связи с тем, что интеллектуальные горизонтальные скважины получают все большее распространение, актуальной задачей является разработка методики интерпретации результатов гидродинамических исследований таких скважин с целью определения фильтрационных

параметров пласта и оптимальных режимов их работы.

Графоаналитические методы интерпретации результатов гидродинамических исследований ГС основываются на анализе диагностических графиков изменения давления и производной давления от логарифма времени. На диагностических графиках выделяются отдельные режимы течения жидкости к стволу ГС, и по углу наклона кривой изменения давления в соответствующих координатах определяются параметры пласта и скважины: вертикальная и горизонтальная проницаемость пласта, скин-эффект и эффективная длина горизонтального ствола. Часто на диагностических графиках начальный радиальный и линейный режимы течения жидкости к ГС маскируются эффектом влияния объема ствола скважины. Горизонтальная проницаемость пласта определяется по позднему псевдорadiaльному режиму течения к ГС, время проявления которого зависит от длины ствола ГС и может быть больше времени исследования скважины. В работе (Frick et al., 1996) предложен метод гидродинамических исследований ГС в изолированных сегментах, позволяющий определять проницаемость и локальный скин-фактор в тестируемых интервалах ГС. Показано, что по замерам давления в сегментах ГС, изолированных от тестируемого интервала при помощи пакеров, можно получать дополнительную информацию о проницаемости пласта. В работах (Kamal et al., 1993; Yildiz et al., 1994; Rbeawi et al., 2014; Li et al., 2016; He et al., 2017) представлены аналитические решения задачи нестационарного притока жидкости к горизонтальной скважине с несколькими продуктивными интервалами. В работах (Kamal et al., 1993; Yildiz et al., 1994) отмечается, что

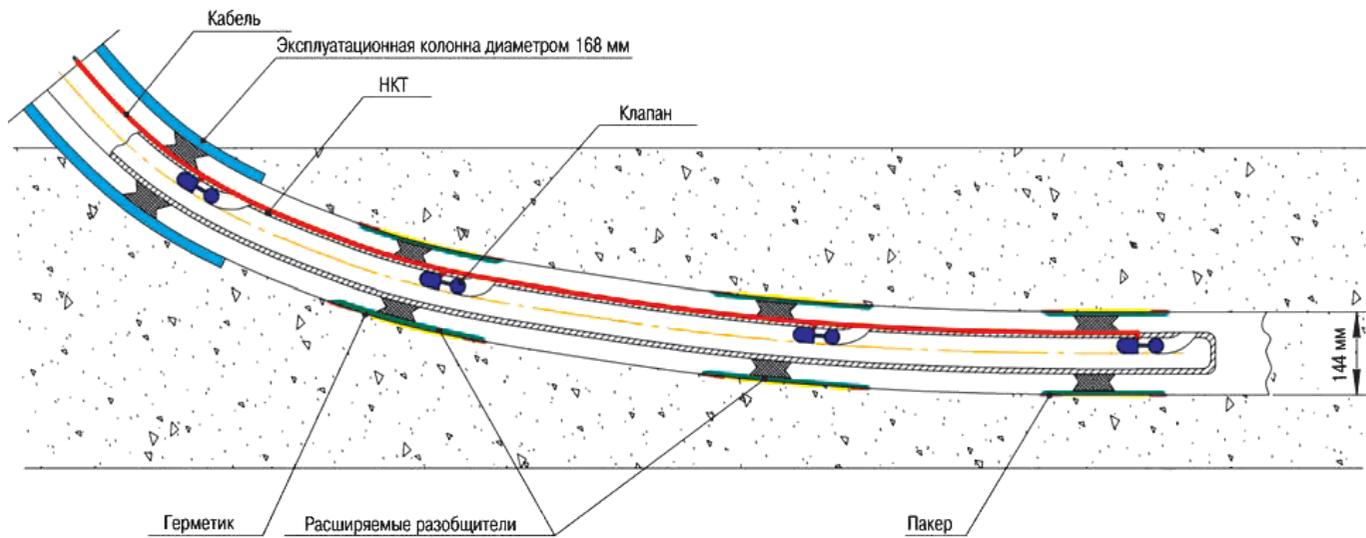


Рис. 1. Схема многосекционной ГС с электроруляемыми клапанами регулирования притока (Тахаутдинов и др., 2013)

гидродинамические методы исследования не позволяют получать информацию о количестве и длине интервалов притока к ГС, и для их выделения необходимо привлекать геофизические методы. В работах (Муслимов и др., 2003; Морозов и др., 2007) предложена методика интерпретация кривых изменения давления, снятых одновременно на разных участках ствола горизонтальной скважины.

В настоящей работе получено новое полуаналитическое решение задачи нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине. Принципиальным отличием данного решения от известных аналитических решений, например, представленных в работах (Kamal et al., 1993; Yildiz et al., 1994; He et al., 2017), является учет изолированности секций ГС друг от друга при помощи разобщителей пласта и пакеров. Другим не менее важным отличием является учет условия равномерного распределения давления в секциях ГС. На основе полученного решения проводится анализ влияния открытия и закрытия клапанов регулирования притока на кривые изменения давления и производной давления в изолированных друг от друга секциях ствола ГС.

Полуаналитическое решение задачи

Предположим, что анизотропный пласт имеет непроницаемую кровлю и подошву, и является неограниченным по простиранию. Направим ось x вдоль ствола ГС, а ось z вертикально вверх (рис. 2).

Пусть ствол ГС разобщен на N секций и из k -ой секции производится отбор жидкости с постоянным дебитом Q . Будем полагать, что распределение давления в каждой секции ствола ГС равномерное, т.е.

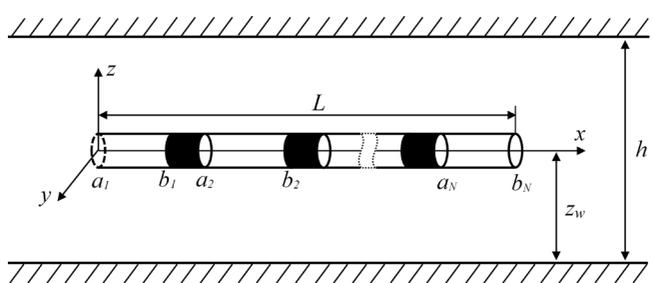


Рис. 2. Схема пласта, вскрытого многосекционной горизонтальной скважиной

$p(x, t) = p_i(t)$, $x \in (a_i, b_i)$, $i = \overline{1, N}$. Для получения решения задачи воспользуемся решением для точечного источника в анизотропном пласте, ограниченном двумя параллельными непроницаемыми плоскостями (Ozkan et al., 1991). Путем интегрирования элементарных источников с плотностью расхода q вдоль секций ГС, учитывая предположение о равномерном распределении давления на цилиндрических поверхностях секций, получим систему интегральных уравнений для определения изображений по Лапласу функций давления $p_i(t)$ и распределения притока жидкости $q_i(x, t)$ по длине секций ГС (Морозов, 2017):

$$\begin{aligned} \bar{p}_{id}(u) = S_i l_{di} \bar{q}_i(x_d, u) + \frac{1}{2} \sum_{j=1}^N \int_{a_{dj}}^{b_{dj}} \bar{q}_j(x_d, u) [K_0(\sqrt{u}|x_d - x'|) + \\ + 2 \sum_{n=1}^{\infty} K_0(\sqrt{u + \xi_n^2}|x_d - x'|) \cos \xi_n z_{wd} \cos \xi_n (z_{wd} + r_{cd})] dx', \\ x_d \in (a_{di}, b_{di}), i = \overline{1, N} \end{aligned} \quad (1)$$

$$\int_{a_{di}}^{b_{di}} \bar{q}_i(x', u) dx' = \begin{cases} \frac{1}{u} - C_{id} u \bar{p}_{id}(u), & i = k, \\ -C_{id} u \bar{p}_{id}(u), & i \neq k. \end{cases} \quad (2)$$

где u – переменная преобразования Лапласа;

$$p_{id} = \frac{2\pi k_h h (p_k - p_i(t))}{\mu Q}$$

– безразмерное давление в i -ой секции ствола ГС; $l_{di} = b_{di} - a_{di} = (b_i - a_i)/L$ – безразмерная длина i -ой секции; p_k – пластовое давление; $t_d = \frac{k_h t}{\mu \beta^* L^2}$ –

безразмерное время; k_v, k_h – вертикальная и горизонтальная проницаемость; β^* – упругоёмкость пласта; μ – вязкость; $C_{id} = \frac{C_i}{2\pi h \beta^* L^2}$ – безразмерный коэффициент влияния объема i -ой секции ствола ГС; S_i – скин-фактор i -ой секции;

$$x_d = \frac{x}{L}; \quad \xi_n = \frac{\pi n}{h_d}; \quad h_d = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \frac{h}{L};$$

$$r_{cd} = \frac{r_c}{2L} \left(1 + \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right); \quad z_{wd} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \frac{z_w}{L};$$

$K_0(z)$ – модифицированная функции Бесселя второго рода 0-го порядка. Скин-фактор S_i характеризует дополнительное фильтрационное сопротивление в околоскважинной зоне i -ой секции ствола ГС. Так как секции изолированы друг от друга, то $C_i = \beta V_i$, где β – сжимаемость жидкости, V_i – объем i -ой секции ствола ГС.

Отметим, что при $N = 2$ система интегральных уравнений (1)-(2) является также решением задачи интерференции активной и наблюдательной горизонтальных скважин длиной l_1 и l_2 соответственно, оси которых лежат на одной прямой. В отличие от решений аналогичной задачи, представленных в работах (Malekzadeh et. al., 1991; Al-Khamis et. al., 2005; Awotunde et. al., 2008), в решении (1)-(2) учитывается скин-фактор и влияние объема стволов активной и наблюдательной горизонтальных скважин.

В случае если происходит отбор жидкости не из одной секции, а одновременно из нескольких секций ГС (клапана регулирования притока в этих секциях открыты), будем полагать, что давление в соответствующих секциях распределено равномерно. Пусть, например, производится отбор жидкости с постоянным дебитом Q из секций ГС с индексами из множества I . Тогда вместо (2) запишем:

$$\sum_{i \in I} \int_{a_{di}}^{b_{di}} \bar{q}_i(x', u) dx' = \frac{1}{u} - C_d u \bar{p}_d(u),$$

$$\int_{a_{di}}^{b_{di}} \bar{q}_i(x', u) dx' = -C_{id} u \bar{p}_{id}(u), \quad i \notin I, \quad (3)$$

где $p_d = p_{id}$, $i \in I$ – безразмерное давление в активных секциях ствола ГС, C_d – безразмерный коэффициент влияния объема активных секций ствола ГС.

Предположим теперь, что открыты все клапана регулирования притока, и производится отбор жидкости сразу из всех секций ГС с постоянным дебитом Q . Будем считать, что в этом случае секции ствола ГС не изолированы друг от друга, и давление в секциях распределено равномерно. Тогда система интегральных уравнений (1), (3) является решением задачи нестационарного притока жидкости к горизонтальной скважине с несколькими продуктивными интервалами. Аналогичное решение задачи получено в работе (Li et. al., 2016), в отличии от работ (Kamal et. al., 1993; Yildiz et. al., 1994; He et. al., 2017), где полагалось, что приток жидкости к продуктивным интервалам распределен равномерно.

При “одновременно-раздельной” эксплуатации многосекционной ГС, когда отбор жидкости из каждой секции идет независимо, уравнения (2) необходимо заменить уравнениями

$$\int_{a_{di}}^{b_{di}} \bar{q}_i(x', u) dx' = \frac{\alpha_i}{u} - C_{id} u \bar{p}_{id}(u), \quad i = \overline{1, N}, \quad (4)$$

где $\alpha_i = \frac{Q_i}{Q}$ – доля i -ой секции в общем дебите многосек-

ционной ГС $Q = \sum_{i=1}^N |Q_i|$, Q_i – дебит i -ой секции, $\sum_{i=1}^N |\alpha_i| = 1$.

Если в системе интегральных уравнений (1), (4) положить $N = 2$, то получим решение задачи интерференции двух секций ГС или двух эксплуатационных горизонтальных скважин, оси которых лежат на одной прямой.

Для численного решения систем интегральных уравнений (1)-(2), (1), (3) или (1), (4) каждая секция ствола ГС разбивается на сегменты и полагается, что приток жидкости к сегментам является равномерным. Подставляя вместо x_d координаты центров сегментов, получим систему алгебраических уравнений для определения изображений по Лапласу функций изменения давления и притока жидкости к секциям ствола ГС. Оригиналы функций притока и давления находятся численно на основе алгоритма Стефеста, что требует многократного решения системы линейных алгебраических уравнений с плотной матрицей. Для её решения используется стабилизированный метод бисопряженных градиентов BiCGStab с предобусловливанием.

Результаты расчетов

В качестве примера рассматривается задача нестационарного притока жидкости к горизонтальной скважине в анизотропном пласте, ствол которой разобчен на три секции. Расчеты проводились при следующих исходных данных: $L = 300$ м, $h = 20$ м, $z_w = 10$ м, $a_1 = 0$ м, $b_1 = 100$ м, $a_2 = 120$ м, $b_2 = 200$ м, $a_3 = 220$ м, $b_3 = 300$ м, $k_h = 0.1$ мкм², $k_v = 0.01$ мкм², $\mu = 10$ мПа·с, $\beta^* = 1 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹, $Q = 20$ м³/сут, $C_1 = 0.1$ м³/МПа, $C_2 = 0.01$ м³/МПа, $C_3 = 0.01$ м³/МПа, $S_1 = 0$, $S_2 = 1$, $S_3 = 0.5$. При численной реализации решения задачи каждая секция ствола ГС разбивалась на 10 равномерных сегментов.

В первом примере полагается, что горизонтальная скважина запущена в работу с постоянным дебитом Q когда все клапаны регулирования притока открыты. В этом случае давление по стволу ГС распределено равномерно ($p_1 = p_2 = p_3$), причем приток жидкости идет по всему стволу за исключением участков, перекрытых разобщителями пласта. На рисунке 3,а представлены кривые изменения давления и производной давления в ГС, а на рисунке 3,б – распределение притока жидкости по стволу ГС в заключительный момент времени. Незначительная асимметрия притока жидкости по стволу ГС обусловлена различием скин-фактора в отдельных секциях ствола ГС.

В следующем примере принимается, что открыт только первый клапан регулирования притока. На рис. 4,а приведены кривые изменения давления и производной давления в секциях ствола ГС. Для сравнения на рис. 4,а символами представлены результаты расчетов давления и производной давления в ГС с длиной ствола 100 м, полученные в пакете «Saphir» компании KAPPA Engineering. Анализ производной давления в активной секции ствола ГС показал, что из-за уменьшения работающей длины ГС время выхода на поздний радиальный режим течения почти на порядок меньше, чем в предыдущем примере. Так как секции изолированы друг от друга профильными разобщителями и пакерами, то отклик давления в неактивных секциях ствола ГС происходит с запаздыванием, причем для третьей секции время отклика давления наибольшее, а амплитуда изменения давления – меньше. Неактивные секции ствола ГС оказывают незначительное влияние на изменение давления в активной секции. С уменьшением длины разобщителей пластов взаимовлияние активных и неактивных секций будет усиливаться.

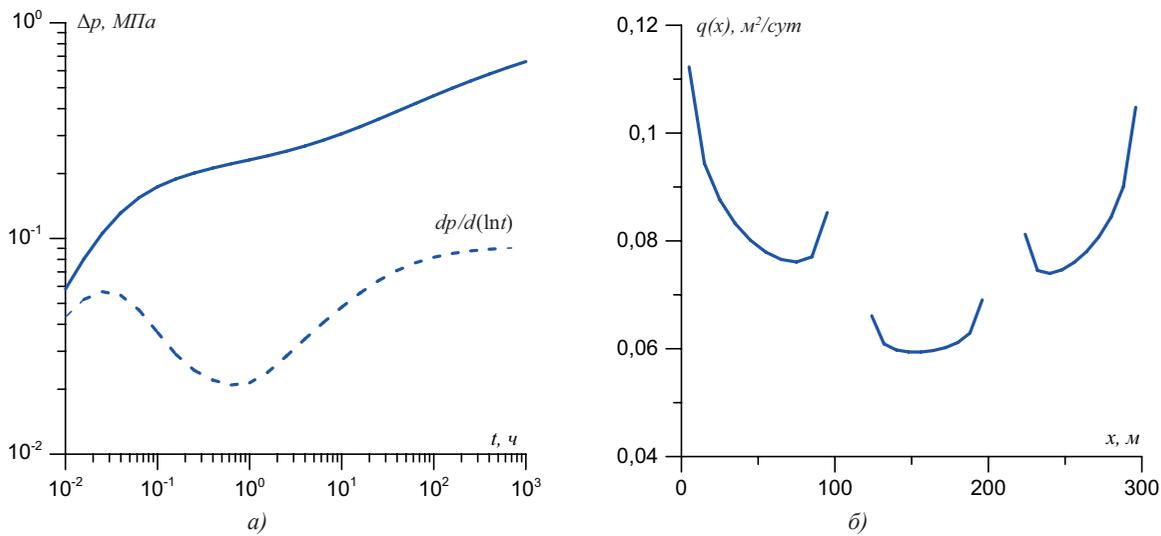


Рис. 3. Кривые изменения давления и производной давления (а) и распределение притока жидкости по стволу ГС (б), открыты все клапаны

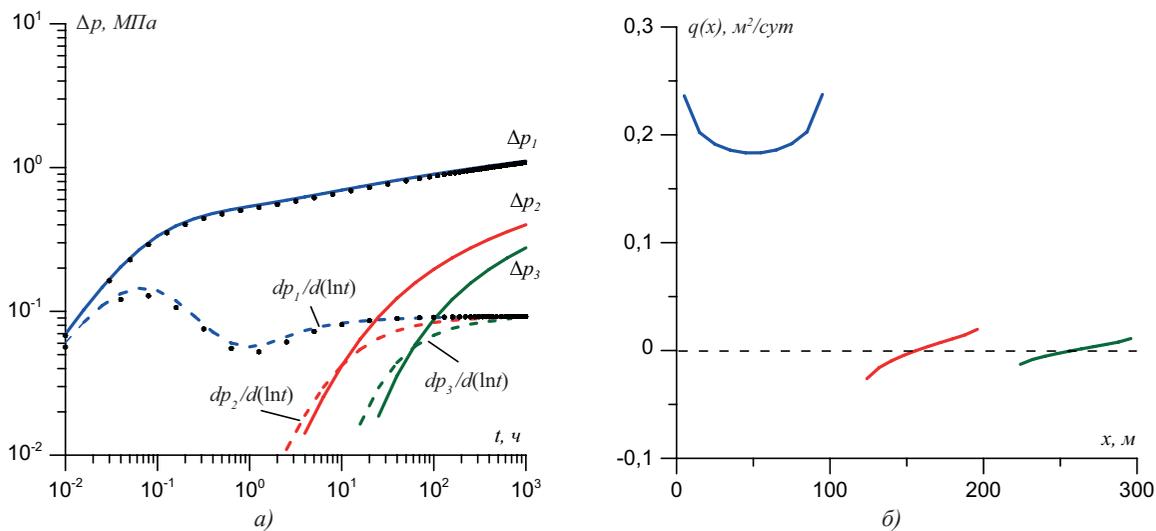


Рис. 4. Кривые изменения давления и производной давления (а) и распределение притока жидкости в секциях ствола ГС (б), открыт первый клапан

На рисунке 4,б представлен график распределения притока жидкости к секциям ГС в заключительный момент времени. Видно, что через неактивные секции ствола ГС происходит переток жидкости. Этот эффект объясняется тем, что секции ствола ГС являются каналами «бесконечной проводимости», и часть жидкости в пласте течет по пути наименьшего фильтрационного сопротивления. Таким образом, в неактивных секциях ГС одновременно происходит приток жидкости из пласта и отток жидкости в пласт, причем на больших временах суммарный приток и отток равен нулю.

Необходимо отметить, что эффект «перетока» жидкости также возникает в стволе наблюдательной горизонтальной скважины при интерференции двух горизонтальных скважин (Malekzadeh et. al., 1991; Al-Khamis et. al., 2005; Awotunde et. al., 2008). Кроме того, данный эффект наблюдается в стволе горизонтальной скважины после ее остановки (Морозов, 2009), а также в интервалах вскрытия остановленной несовершенной вертикальной скважины (Морозов, 2017).

На рисунке 5,а приведены кривые изменения давления и производной давления в секциях ГС в случае,

когда открыт второй клапан регулирования притока. Время запаздывания и амплитуда отклика давления в неактивных секциях ствола ГС практически совпадают. Символами на рисунке 5,а представлены результаты расчетов изменения давления и производной давления в ГС с длиной ствола 80 м и скин-фактором $S = 1$, полученные в пакете «Saphir». Как и в предыдущем примере через неактивные секции ствола ГС происходит переток жидкости (рис. 5,б).

На рисунке 6,а представлены кривые изменения давления и производной давления в секциях ГС в случае, когда открыт первый и третий клапана регулирования притока ($p_1 = p_3$). На графике производной давления в активных секциях ствола ГС можно выделить два участка, характеризующие псевдорadiaльный режим течения. Первый участок характеризует псевдорadiaльный режим течения к активным секциям ствола ГС до их взаимовлияния, второй участок – псевдорadiaльный режим течения к ГС на больших временах. Сравнивая производные давления на рисунке 3,а и рисунке 6,а видно, что с отключением второй секции ствола ГС время выхода на поздний радиальный режим течения

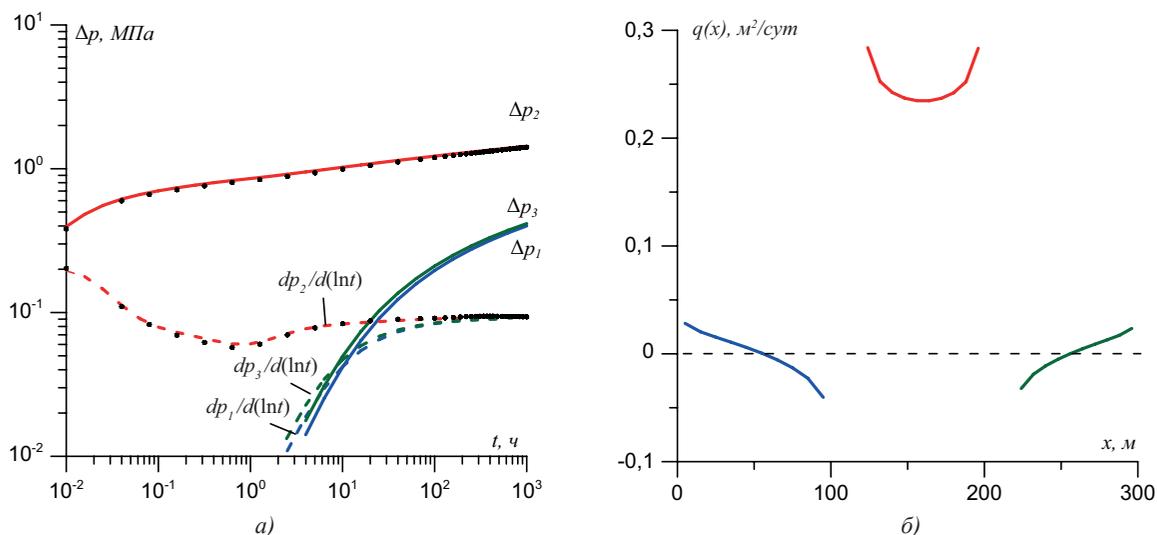


Рис. 5. Кривые изменения давления и производной давления (а) и распределение притока жидкости в сечениях ствола ГС (б), открыт второй клапан

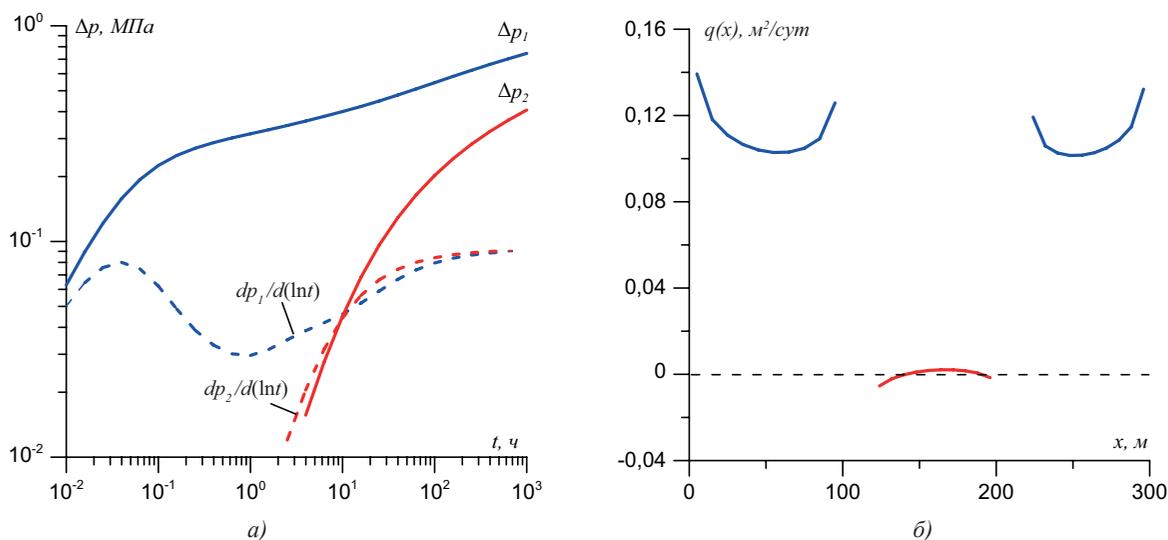


Рис. 6. Кривые изменения давления и производной давления (а) и распределение притока жидкости в сечениях ствола ГС (б), открыты первый и третий клапаны

изменяется незначительно. Переток жидкости через вторую секцию, которая находится между активными секциями ствола ГС, имеет дугообразный вид (рис. 6,б). Незначительная асимметрия притока жидкости на рисунке 6,б обусловлена различием скин-фактора в сечениях ствола горизонтальной скважины.

Выводы

В работе получено полуаналитическое решение задачи нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине с управляемым отбором. Проведен анализ влияния открытия и закрытия клапанов регулирования притока на кривые изменения давления и производной давления в сечениях ствола горизонтальной скважины.

Расчеты показали, что через неактивные сечения ствола горизонтальной скважины происходит «переток» жидкости. Поэтому эффект «перетока» жидкости следует учитывать при проведении и интерпретации результатов термодинамических исследований многосекционных горизонтальных скважин с управляемым отбором.

Литература

- Абдрахманов Г.С., Ахмадишин Ф.Ф., Муслимов Р.Х., Максимов Д.В., Пронин В.Е. (2017). Расширяемые трубные изделия и технология регулируемого отбора нефти и воды, повышающие доходность нефтяных месторождений. *Георесурсы*, 19(3), Ч. 1, с. 191-197. DOI <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.7>
- Морозов П.Е., Фархуллин Р.Г., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н. (2007). Интерпретация кривых восстановления давления, снятых одновременно на разных участках ствола горизонтальной скважины. *Изв. РАН, МЖГ*, 1, с. 91-95.
- Морозов П.Е. (2009). Математическое моделирование притока жидкости к горизонтальной скважине в анизотропном трещиновато-пористом пласте. *Современные проблемы математического моделирования: Материалы докладов XIII Всеросс. конф.* Ростов-на-Дону: Изд-во ЮФУ, с. 368-376.
- Морозов П.Е. (2017а). Нестационарный приток жидкости к многосекционной горизонтальной скважине с управляемым отбором. Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: *Материалы науч.-практ. конф.* Казань: Изд-во «Слово», с. 212-216.
- Морозов П.Е. (2017б). Полуаналитическое решение задачи нестационарного притока жидкости к несовершенной скважине. *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки*, 159(3), с. 340-353.
- Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Фархуллин Р.Г., Хайруллин М.Х., Садовников Р.В., Шамсиев М.Н., Морозов П.Е. (2003). Гидродинамические исследования горизонтальных скважин. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 74-75.

Сагидуллин Л.Р., Мухлиев И.Р., Салихов М.М., Назимов Н.А. (2017). Опыт интенсификации отбора нефти из неоднородных по проницаемости пластов проводкой скважин с горизонтальным окончанием. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 10, с. 54-57.

Тахатулинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Абдрахманов Г.С., Вахитов И.Д., Низамов И.Г. (2013). Управляемая эксплуатация секций горизонтального ствола скважины. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 26-27.

Al-Khamis M., Ozkan E., Raghavan R. (2005). Analysis of Interference Tests with Horizontal Wells. *SPE RE&E*, 8(4), pp. 337-247.

Awotunde A.A., Al-Hashim H.S., Al-Khamis M.N., Al-Yousef H.Y. (2008). Interference Testing Using Finite-Conductivity Horizontal Wells of Unequal Lengths. *SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA. Paper SPE 117744.

Frick T.P., Brand C.W., Schlager B., Economides M.J. (1996). Horizontal Well Testing of Isolated Segments. *SPE J*, 1(3), pp. 261-273.

He Y., Cheng S., Qin J., Wang Y., Feng N., Hu L. (2017). A Semianalytical Approach to Estimate the Locations of Malfunctioning Horizontal Wellbore through Bottom-Hole Pressure and Its Application in Hudson Oilfield. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Manama, Kingdom of Bahrain. Paper SPE 183796.

Kamal M.M., Buhidma I.M., Smith S.A., Jones W.R. (1993). Pressure Transient Analysis for a Well with Multiple Horizontal Sections. *68th SPE Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE*. Houston. Paper SPE 26444.

Li Q., Sun Z. (2016). Model and application of well testing interpretation for segregated opened horizontal well. *Fault-Block Oil&Gas Field*, 23(6), pp. 758-762.

Malekzadeh D., Tiab D. (1991). Interference Testing of Horizontal Wells. *66th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE*, Dallas, TX. Paper SPE 22733.

Ozkan E., Raghavan R. (1991). New Solution for Well-Test-Analysis Problems: Part 1 – Analytical Considerations. *SPE Form. Eval.*, 6(3), pp. 359-368.

Rbeawi S.A., Tiab D. (2014). Effect of the number and length of zonal isolations on pressure behavior of horizontal wells. *Int. J. Petroleum Engineering*, 1(1), pp. 2-33.

Yildiz T., Ozkan E. (1994). Transient Pressure Behavior of Selectively Completed Horizontal Wells. *69th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE*. New Orleans, LA. Paper SPE 28388.

Сведения об авторах

Петр Евгеньевич Морозов – канд. техн. наук, старший научный сотрудник лаборатории Подземной гидродинамики

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31

Тел: +7(843) 292-93-45, e-mail: morozov@imm.knc.ru

Статья поступила в редакцию 22.11.2017;

Принята к публикации 27.02.2018;

Опубликована 30.03.2018

IN ENGLISH

Modeling of non-stationary fluid inflow to a multisectional horizontal well

P.E. Morozov

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

E-mail: morozov@imm.knc.ru

Abstract. For a more uniform production of oil reserves, horizontal wells are equipped with intelligent completion systems with remotely controlled multisection inflow control equipment and sensors to monitor pressure and temperature. A new semi-analytical solution of the problem of non-stationary fluid inflow to a multisectional horizontal well in an anisotropic reservoir is obtained. Typical curves of the pressure and pressure derivative in the isolated sections of the horizontal wellbore are built, taking into account the skin factor and the effect of the wellbore volume. It is shown that, for isolated sections of the horizontal wellbore with the help of profile reservoir separators and packers, the pressure response in inactive sections occurs with a delay. At the same time, inactive sections have little effect on the pressure change in the active section. With the decrease in the length of the reservoir uncouplers, the mutual influence of the active and inactive sections is strengthened. The effect of the fluid “crossflow” through the inactive sections of the horizontal wellbore has been revealed. A similar effect of fluid “crossflow” is observed in the trunk of a horizontal well after its stopping, as well as in the intervals of penetration by the stopped imperfect vertical well.

Keywords: multisectional horizontal well, intelligent well, semi-analytical solution, non-stationary inflow, pressure curve, skin factor, fluid “crossflow” effect

Recommended citation: Morozov P.E. (2018). Modeling of non-stationary fluid inflow to a multisectional horizontal well. *Georesursy = Georesources*, 20(1), pp. 44-50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50>

References

Abdrakhmanov G.S., Akhmadishin F.F., Muslimov R.Kh., Maksimov D.V., Pronin V.E. Expendable Tubulars and Controlled Oil and Water Withdrawal Increase Oil Fields Profitability. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 191-197. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.7>

Al-Khamis M., Ozkan E., Raghavan R. (2005). Analysis of Interference Tests with Horizontal Wells. *SPE RE&E*, 8(4), pp. 337-247.

Awotunde A.A., Al-Hashim H.S., Al-Khamis M.N., Al-Yousef H.Y. (2008). Interference Testing Using Finite-Conductivity Horizontal Wells of Unequal Lengths. *SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA. Paper SPE 117744.

Frick T.P., Brand C.W., Schlager B., Economides M.J. (1996). Horizontal Well Testing of Isolated Segments. *SPE J*, 1(3), pp. 261-273.

He Y., Cheng S., Qin J., Wang Y., Feng N., Hu L. (2017). A Semianalytical Approach to Estimate the Locations of Malfunctioning Horizontal Wellbore through Bottom-Hole Pressure and Its Application in Hudson Oilfield. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Manama, Kingdom of Bahrain. Paper SPE 183796.

Kamal M.M., Buhidma I.M., Smith S.A., Jones W.R. (1993). Pressure Transient Analysis for a Well with Multiple Horizontal Sections. *68th SPE Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE*. Houston. Paper SPE 26444.

Li Q., Sun Z. (2016). Model and application of well testing interpretation for segregated opened horizontal well. *Fault-Block Oil&Gas Field*, 23(6), pp. 758-762.

Malekzadeh D., Tiab D. (1991). Interference Testing of Horizontal Wells. *66th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE*, Dallas, TX. Paper SPE 22733.

Morozov P.E., Farkhullin R.G., Khayrullin M.Kh., Shamsiev M.N. (2007). Interpretatsiya krivykh vosstanovleniya davleniya, snyatykh odnovremennno na raznykh uchastkakh stvola gorizontallyy skvazhiny [Interpretation of pressure recovery curves taken simultaneously at different sections of the horizontal wellbore]. *Izv. RAN, MZhG*, 1, pp. 91-95. (In Russ.)

Morozov P.E. (2009). Matematicheskoe modelirovanie pritoka zhidkosti k gorizontallyy skvazhine v anizotropnom treshhinovato-poristom plaste [Mathematical modeling of fluid flow to horizontal well in an anisotropic

naturally fractured reservoir]. *Materialy dokladov XIII Vseros. Konf. «Sovremennye problemy matematicheskogo modelirovaniya»* [Modern problems of Mathematical Modeling. Proc. XIII All-Russia Scient. Conf.], Rostov-na-Donu, pp. 368-376. (In Russ.)

Morozov P.E. (2017a). Nestacionarnyy pritek zhidkosti k mnogosekcionnoy gorizonta'noy skvazhine s upravlyаемym otborom [Unsteady fluid flow to a multi-section horizontal well with with inflow control]. *Materialy nauchno-prakticheskoy konferencii «Gorizonta'nye skvazhiny i GRP v povysheonii effektivnosti razrabotki nefitynykh mestorozhdeniy»* [Horizontal wells and hydraulic fracturing to improve the efficiency of oil fields development. Proc. Intern. Sc. and Pract. Conf.], Kazan: Slovo Publ., pp. 212-216. (In Russ.)

Morozov P.E. (2017b). Poluanaliticheskoe reshenie zadachi nestatsionarnogo pritoka zhidkosti k nesovershennoi skvazhine [A semianalytic solution of the problem of non-stationary flow of liquid to an imperfect well]. *Uchen. zap. Kazan. un-ta. Ser. Fiz.-matem. nauki*, 159(3), pp. 340-353. (In Russ.)

Muslimov R. Kh., Hisamov R.S., Farhullin R.G., Hairullin M.Kh., Sadovnikov R.V., Shamsiev M.N., Morozov P.E. (2003). Gidrodinamicheskie issledovaniya gorizonta'nykh skvazhin [Hydrodynamic studies of horizontal wells]. *Nefitynoe hozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 74-75. (In Russ.)

Ozkan E., Raghavan R. (1991). New Solution for Well-Test-Analysis Problems: Part 1 – Analytical Considerations. *SPE Form. Eval.*, 6(3), pp. 359-368.

Rbeawi S.A., Tiab D. (2014). Effect of the number and length of zonal isolations on pressure behavior of horizontal wells. *Int. J. Petroleum Engineering*, 1(1), pp. 2-33.

Sagidullin L.R., Mukhliev I.R., Salikhov M.M., Nazimov N.A. (2017).

Opyt intensifikatsii otbora nefi iz neodnorodnykh po pronitsaemosti plastov provodkoi skvazhin s gorizonta'nym okonchaniem [The experience of intensifying the selection of oil from non-uniform permeability strata by conducting wells with a horizontal end]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitynykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and oil and gas field development*, 10, pp. 54-57.

Tahautdinov Sh.F., Hisamov R.S., Ibatullin R.R., Abdrahmanov G.S., Vahtov I.D., Nizamov I.G. (2013). Upravlyаемaja ekspluatatsija sekcii gorizonta'nogo stvola skvazhiny [Controllable operation of horizontal wellbore intervals]. *Nefitynoe hozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 26-27. (In Russ.)

Yildiz T., Ozkan E. (1994). Transient Pressure Behavior of Selectively Completed Horizontal Wells. *69th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE*. New Orleans, LA. Paper SPE 28388.

About the Author

Petr E. Morozov – PhD (Engineering), Senior Researcher, Laboratory of Underground Hydrodynamics

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky St., Kazan, 420111, Russian Federation

Tel: +7 (843) 292-93-45, e-mail: morozov@imm.knc.ru

Manuscript received 22 November 2017;

Accepted 27 February 2018;

Published 30 March 2018