

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МНОГОСТВОЛЬНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

М.Х. Хайруллин, П.Е. Морозов, М.Н. Шамсиев
ИММ КазНЦ РАН

Основное преимущество бурения многоствольных горизонтальных скважин (МГС) заключается в создании максимальной площади контакта с продуктивным пластом, приводящего к увеличению области дренирования и снижению депрессии в пласте. Технология бурения МГС используется для разработки низкопроницаемых и слоистых пластов, а также пластов, содержащих высоковязкую нефть. Схемы расположения МГС в пласте могут представлять собой несколько боковых ответвлений от основного горизонтального ствола, образующих веер в горизонтальной плоскости или располагающихся по вертикали друг над другом; несколько горизонтальных скважин (ГС), расходящихся в противоположные стороны от вертикального ствола и др. [1–4].

Одной из проблем, связанных с ростом числа ГС и МГС, является создание техники, технологии для проведения гидродинамических исследований и методики для обработки результатов этих исследований [5–8]. В данной работе на основе численного моделирования нестационарной фильтрации и регуляризирующих итерационных алгоритмов решается задача интерпретации результатов гидродинамических исследований МГС [9, 10].

1. Процесс нестационарной фильтрации жидкости в анизотропном пласте, вскрытом МГС, описывается дифференциальным уравнением:

$$k_x \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \mu \beta^* \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (x, y, z) \in V, \quad t_0 < t < T \quad (1)$$

с начальным

$$p(x, y, z, t)|_{t=t_0} = p_0(x, y, z) \quad (2)$$

и граничными условиями:

$$p|_{\partial V_1} = p_k, \quad (3)$$

$$(\mathbf{w}, \mathbf{n})|_{\partial V_2} = 0, \quad (4)$$

$$Q(t) + C \frac{\partial p}{\partial t} \Big|_S = - \int_S (\mathbf{w}, \mathbf{n}) d\sigma, \quad p|_S = const. \quad (5)$$

Здесь k_x, k_y, k_z – коэффициенты проницаемости в главных осях, μ – коэффициент динамической вязкости жидкости, β^* – коэффициент упругоёмкости, p_k – пластовое давление, $Q(t)$ – дебит МГС, C – коэффициент влияния объёма стволов скважины, $S = S_1 \cup S_2 \dots \cup S_N$ – поверхность стволов МГС, $\partial V = \partial V_1 \cup \partial V_2$ – внешняя граница области фильтрации V , w – скорость фильтрации, n – единичный вектор нормали. Нелокальное граничное условие (5) соответствует модели МГС бесконечной проводимости (потери давления на трение и инерционные эффекты в стволах скважины не учитываются). Для фонтанирующей скважины $C = V\beta_{жс}$, где V – объём стволов МГС, $\beta_{жс}$ – сжимаемость жидкости; в противном случае $C = F/\rho g$, где F – площадь сечения основного ствола МГС, ρ – плотность жидкости.

Задача нестационарного притока жидкости к МГС решается методом конечных элементов. Область фильтрации покрывается сеткой тетраэдров, сгущающейся к стволу скважины. Для построения системы алгебраических уравнений относительно неизвестных узловых значений давления используется метод Галеркина. Результирующая матрица системы уравнений является разреженной и в силу учета граничных условий несимметричной. Для её решения на каждом временном слое используется стабилизированный метод бисопряженных градиентов (BiSGSTAB) с предобуславливанием [11–13].

2. Далее приводится сравнение результатов решения задачи нестационарной фильтрации жидкости к МГС, полученных на основе предлагаемого численного подхода и полуаналитического решения, представленного в работе [8].

Конфигурации МГС, используемые для сравнения с полуаналитическим решением представлены на рис. 1. Параметры пласта и МГС: длина пласта 800 м, ширина 800 м, толщина пласта 20 м, $Q=50$ м³/сут, радиус скважины 0.1 м, $\beta^* = 1 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, $k_x = k_y = 0.0987$ мкм², $k_z = 0.00987$ мкм², $\mu = 1$ мПа·с, пластовое давление 10 МПа, длина основного ствола МГС 200 м, длина дополнительного ствола 100 м.

На рис. 2а и 2б представлены результаты расчетов работы МГС в замкнутом пласте. Поскольку приток извне отсутствует, то, начиная с некоторого момента времени, падение давления в МГС становится квазиустановившимся. Результаты расчетов, полученные на основе МКЭ и полуаналитического решения, хорошо согласуются.

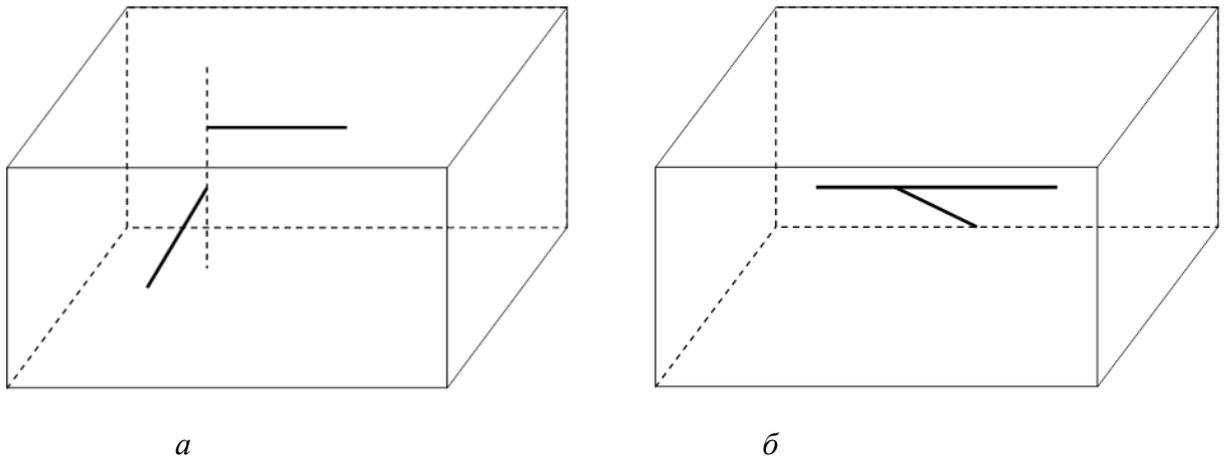


Рис. 1. Конфигурации МГС, используемые для сравнения с полуаналитическим решением

В следующем тестовом примере анализируются приток к многоствольной ГС и процесс восстановления давления после ее остановки. Исходные данные: длина пласта 800 м, ширина 800 м, толщина пласта 20 м, дебит скважины 50 м³/сут, упругость пласта $\beta^* = 2 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, пластовое давление 10 МПа, длина основного ствола МГС 300 м, длина дополнительного ствола 100 м. Расположение горизонтальных стволов приведено на рис. 1б.

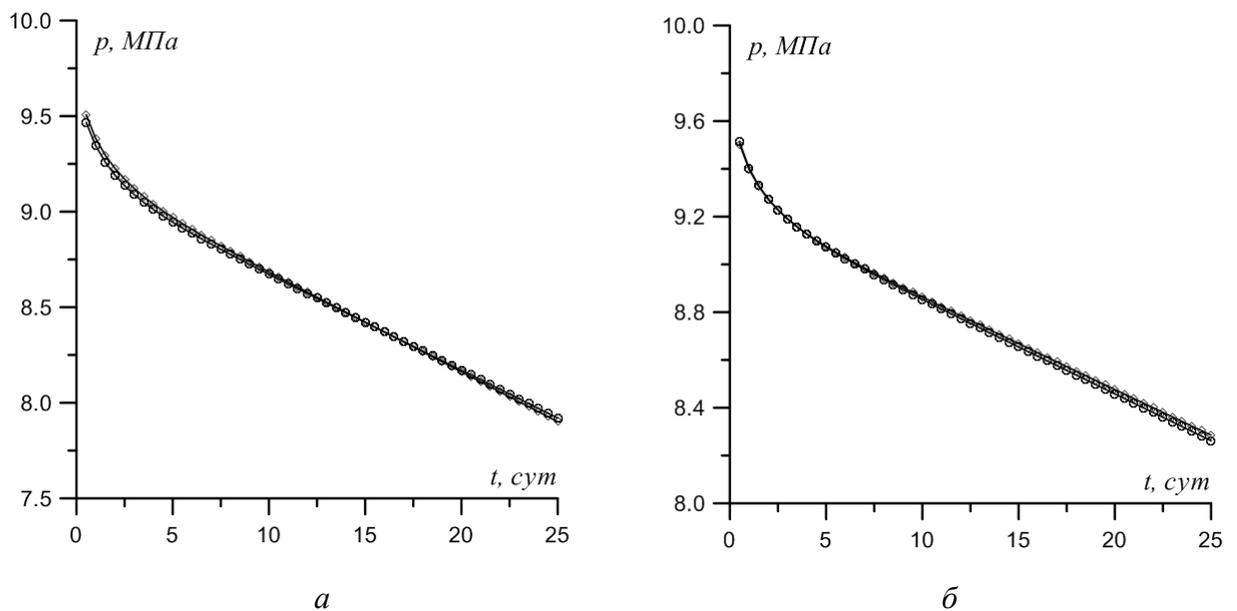


Рис.2. Вычисленные кривые падения давления
 ◊ – численное решение, о – полуаналитическое решение

На рис. 3а приведены результаты расчетов восстановления давления в горизонтальной скважине, многоствольной горизонтальной скважине с одним и двумя дополнительными стволами.

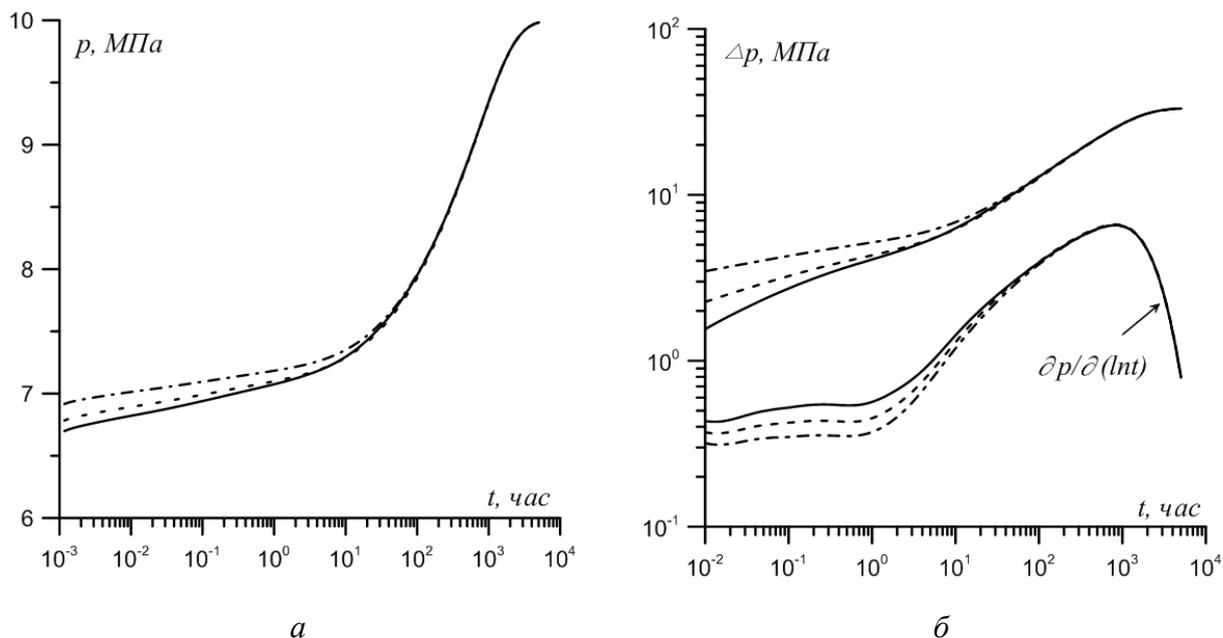


Рис. 3. Кривые изменения давления (а), депрессии и производной давления (б)
 — ГС, --- 2-х ствольная ГС, -·-·- 3-х ствольная ГС

Из результатов расчетов, представленных на рис. 3, следует, что влияние интерференции стволов МГС происходит в начальные моменты восстановления давления и длится до 30 часов. Кривая восстановления давления для горизонтальной скважины лежит ниже соответствующих кривых в случае двух- и трехствольных горизонтальных скважин. После 30 часов кривые восстановления давления ведут себя практически одинаково, как для ГС, так и для МГС. На рис. 3б представлены кривые восстановления давления и кривые логарифмических производных давления в билигарифмических координатах. Кривые производных давления для МГС лежат ниже кривой производной давления для ГС. Это говорит о том, что интерференция стволов МГС замедляет скорость восстановления давления. Расчеты показали, что на кривой восстановления давления в МГС можно выделить несколько характерных участков. Начальный участок кривой отвечает за интерференцию стволов в пласте и накопление жидкости в стволе МГС, время проявления которого может длиться от нескольких часов до нескольких суток. На втором основном участке кривой происходит увеличение темпа восстановления давления,

скорость которого зависит от фильтрационно-емкостных параметров пласта. Третий участок кривой обусловлен влиянием границ пласта.

3. Обратная задача состоит в получении оценки главных значений тензора проницаемости в случае, когда процесс фильтрации в области V описывается системой уравнений (1)–(5). Дополнительно на скважине известно изменение давления:

$$p|_{s_c} = \phi(t). \quad (6)$$

Решение обратной задачи (1)–(5), (6) сводится к минимизации функционала:

$$J = \int_0^T (\phi(t) - p^e(t))^2 dt, \quad (7)$$

где $\phi(t)$ - наблюдаемые значения забойного давления, $p^e(t)$ – вычисленные значения забойного давления.

Для решения обратной задачи используется подход [8, 9], основанный на использовании регуляризирующих градиентных алгоритмов. Как показали тестовые расчеты, в случае сильной анизотропии искомые параметры определяются с достаточной точностью. Если же вертикальная и горизонтальная проницаемость пласта имеют один порядок, то точность восстановления вертикальной проницаемости заметно падает. Этот факт можно объяснить влиянием интерференции стволов на начальный период течения к МГС. Определение анизотропии пласта по кривым изменения давления в МГС значительно осложняется при совместном влиянии объема ствола скважины и скин-эффекта.

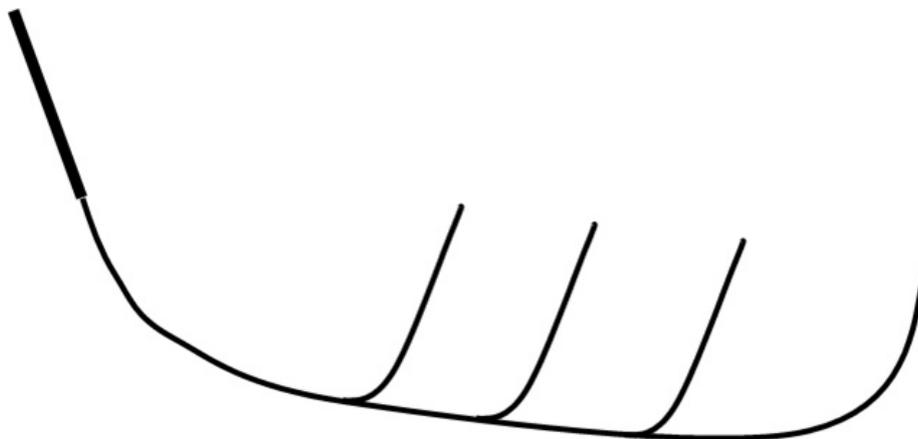


Рис. 4. Профиль МГС №8249г

4. В качестве примера рассматривается интерпретация кривой восстановления давления (КВД), снятой в четырехствольной скважине №8249 Ново-Елховского месторождения Республики Татарстан (рис. 4). Многоствольная скважина №8249г вскрывает кизеловские отложения турнейского яруса на глубине 1256 м. Пласт имеет следующие средние фильтрационные характеристики: проницаемость – 0.004 мкм^2 , пористость – 10%, коэффициент нефтенасыщенности – 79%.

На рис. 5а представлены графики наблюдаемой (сплошная линия) и вычисленной (пунктирная линия) КВД. Графики наблюдаемой и вычисленной КВД, а также их производные в билогарифмических координатах представлены на рис. 5б. Значение коэффициента проницаемости для модели однородного пласта составило $k=0.011 \text{ мкм}^2$.

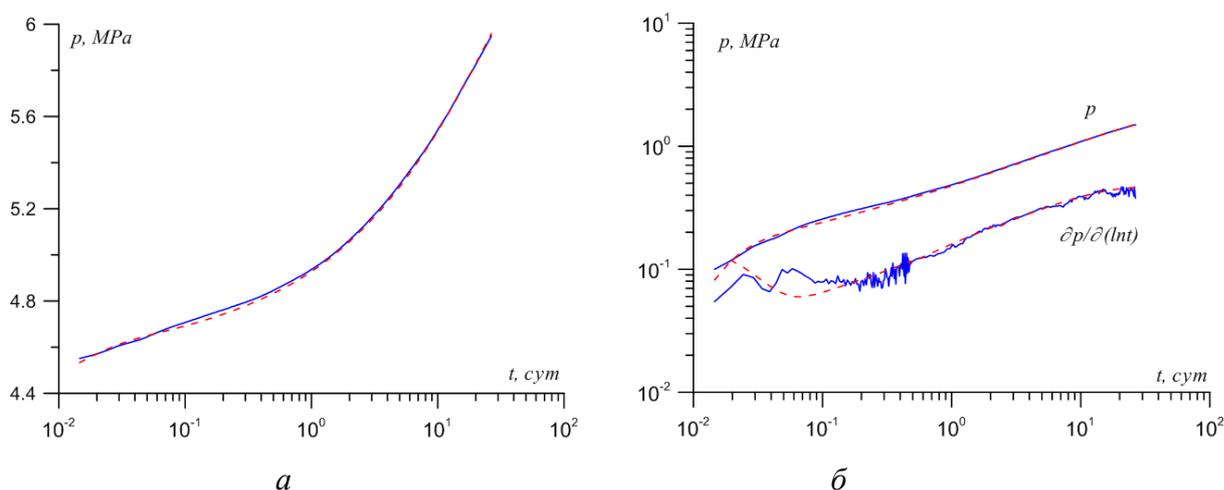


Рис. 5. Наблюдаемая и вычисленная КВД в МГС №8249

Заключение. В данной работе на основе 3D моделирования нестационарной фильтрации жидкости и регуляризирующих алгоритмов предлагается метод интерпретации гидродинамических исследований скважин сложной архитектуры. Показано, что интерференция стволов МГС замедляет скорость процесса восстановления давления, что отражается на графиках изменения давления и логарифмической производной давления в начальные моменты времени. Для большей информативности гидродинамических исследований необходимо проводить исследования каждого ствола МГС в отдельности.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П.* Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Недра, 1964. 154 с.
2. *Bosworth S., El-Sayed H.S. et. al.* Key issues in multilateral technology // Oilfield review. 1998. Winter. P. 14–28.
3. *Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф.* Обоснование конструкции горизонтальных и многоствольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. М.: Техника, 2001. 192 с.
4. *Черных В.В.* Методы расчета продуктивности многоствольных газовых скважин М.: ВНИИГАЗ, 2001. 195 с.
5. *Иктисанов В.А.* Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. Казань:Плутон, 2007. 124 с.
6. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 303 с.
7. *Ozkan E., Yildiz T., Kuchuk F.* Transient pressure behavior of dual-lateral wells // SPE J. 1998. Vol. 3, №2. P.181–190.
8. *Wolfsteiner C., Durlovsky L.J., Aziz K.* Approximate model for productivity of nonconventional wells in heterogeneous reservoirs // SPE J. 2000. Vol. 5, №2. P. 218–226.
9. *Хайруллин М.Х., Морозов П.Е., Шамсиев М.Н., Хисамов Р.С., Назимов Н.А.* Исследования многоствольных горизонтальных скважин на нестационарных режимах // Материалы Междунар. науч.-практ.конф. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов». Казань, 2007. С. 602–605.
10. *Хайруллин М.Х., Морозов П.Е., Шамсиев М.Н., Фархуллин Р.Г.* Интерпретация результатов гидродинамических исследований многоствольных горизонтальных скважин // Сборник материалов I Российского нефтяного конгресса. М., 2011. С. 116–117.
11. *Хайруллин М.Х., Хисамов Р.С., Шамсиев М.Н., Фархуллин Р.Г.* Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации. М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютер. исслед., 2006. 172 с.

12. *Морозов П.Е., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н.* Численное решение прямой и обратной задачи при фильтрации флюида к горизонтальной скважине. // Вычислительные методы и программирование. 2005. Т. 6, № 2. С. 139–145.

13. *Морозов П.Е.* Математическое моделирование притока жидкости к горизонтальной скважине в анизотропном трещиновато-пористом пласте // Сб. тр. XIII Всерос. науч. конф. «Современные проблемы математического моделирования». Ростов-на-Дону, 2009. С. 368–376.