

УДК 532.546

ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

М. Х. Хайруллин, Е. Р. Бадертдинова*, Р. М. Хайруллин*

Институт механики и машиностроения — обособленное структурное подразделение
Федерального исследовательского центра “Казанский научный центр РАН”,
420111 Казань, Россия

* Казанский национальный исследовательский технологический университет,
420015 Казань, Россия

E-mails: khairullin@imm.knc.ru, badertdinova@yandex.ru, rustemkhairullin@yandex.ru

Создана математическая модель для описания термогидродинамических процессов в нефтяном пласте, вскрытом горизонтальной скважиной. Сформулирована обратная задача для оценки фильтрационных параметров нефтяного пласта. В качестве исходной информации используются зависимости температуры и давления, полученные одновременно несколькими глубинными измерительными автономными приборами, установленными на различных участках ствола горизонтальной скважины. Показано, что решение обратной задачи на основе численного моделирования и методов регуляризации позволяет строить профиль притока вдоль ствола горизонтальной скважины, оценивать коллекторские свойства призабойных и удаленных зон пласта, радиусы призабойных зон в окрестностях глубинных приборов.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, регуляризация, термогидродинамические исследования, изменение давления и температуры.

DOI: 10.15372/PMTF20200604

Задачи интерпретации гидродинамических и термогидродинамических исследований скважин принадлежат классу обратных задач и, как правило, являются некорректными по Адамару математическими задачами. При решении обратных задач нефтегазовой гидромеханики, связанных с исследованием реальных процессов фильтрации в нефтяных пластах, характер дополнительной информации определяется возможностями промышленного эксперимента. В последнее время при термогидродинамических исследованиях скважин широко используются глубинные приборы, размещенные вдоль всего ствола для одновременной регистрации давления и температуры [1–7].

В работе [1] предлагается численный метод для анализа зависимостей давления от времени, полученных одновременно на разных участках ствола горизонтальной скважины (ГС). Этот метод позволяет оценивать неоднородность пласта вдоль ствола скважины. В работе [6] предлагается метод определения работающих участков ствола ГС по резуль-

татам термогидродинамических исследований. В работах [2, 3] для определения коллекторских свойств нефтяного пласта, вскрытого ГС, предлагается численный метод на основе интерпретации зависимостей температуры от времени, полученных одновременно на разных участках ствола ГС, позволяющий определить неоднородность пласта вдоль ствола ГС и распределение притока вдоль ствола. Данные исследования дают возможность существенно увеличить объем информации о пласте, в частности о состоянии его призабойной зоны [6].

В настоящей работе рассматривается численный метод определения фильтрационных свойств удаленных и призабойных зон, радиусов призабойных зон в окрестностях глубинных приборов. В качестве исходной информации используются зависимости температуры и давления от времени, полученные одновременно несколькими глубинными измерительными автономными приборами, установленными на различных участках ствола ГС.

1. Изменение температуры флюида в стволе ГС является результатом термогидродинамических процессов, происходящих как в пласте, так и в скважине, поскольку естественное температурное поле вокруг действующей скважины нарушается вследствие тепломассообмена движущегося в ней потока флюида с окружающей средой.

Полагается, что ствол ГС параллелен кровле и подошве пласта, движение жидкости в стволе является одномерным, процесс распределения давления в стволе — квазистационарным, т. е. допускается, что течение в стволе скважины стабилизируется значительно быстрее, чем в нефтяном пласте [8].

В сделанных предположениях из законов сохранения массы, импульса и энергии с учетом коэффициента влияния ствола скважины следует система уравнений

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -\frac{2w}{r_c}, \quad w = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} \Big|_{r=r_c}, \quad 0 < x \leq L; \quad (1)$$

$$-\frac{\partial p_1}{\partial x} = \rho \frac{\partial v^2}{\partial x} + \frac{\psi}{4r_c} \rho v |v|, \quad 0 < x \leq L; \quad (2)$$

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} + v \left(\frac{\partial T_1}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial p_1}{\partial x} \right) = \frac{2(\alpha_T - w\rho C_p)}{\rho C_p r_c} (T_2|_{r=r_c} - T_1), \quad 0 < x \leq L, \quad 0 < t \leq t_{exp}; \quad (3)$$

$$\beta^* \frac{\partial p_2}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} r \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_c < r < R_k, \quad 0 < t \leq t_{exp}; \quad (4)$$

$$C_{\Pi} \frac{\partial T_2}{\partial t} = \rho C_p \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} \left(\frac{\partial T_2}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_c \leq r < R_k, \quad 0 < t \leq t_{exp} \quad (5)$$

с начальными условиями

$$p_2(x, r, 0) = p_0(x, r), \quad T_2(x, r, 0) = T_0(x, r), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_c \leq r < R_k \quad (6)$$

и граничными условиями

$$\int_S \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} dS = q + C \frac{\partial \bar{p}_2}{\partial t}, \quad 0 < t \leq t_{exp}; \quad (7)$$

$$p_2(x, R_k, t) = p_k, \quad T_2(x, R_k, t) = T_k. \quad (8)$$

Здесь $p_1 = p_1(x)$, $T_1 = T_1(x, t)$ — давление и температура в стволе ГС; $p_2 = p_2(x, r, t)$, $T_2 = T_2(x, r, t)$ — давление и температура в пласте; p_k — пластовое давление; T_k — пластовая температура; q — дебит ГС; S — площадь поверхности ствола ГС; r_c — радиус ствола скважины; C — коэффициент влияния ствола скважины; $\bar{p}_2(t)$ — среднее давление вдоль ствола скважины; R_k — радиус контура питания; k — коэффициент проницаемости; μ — вязкость; C_{Π} — теплоемкость пласта; β^* — упругоёмкость пласта; $v(x)$ —

скорость флюида в стволе ГС; ρ — плотность флюида; ε — коэффициент Джоуля — Томсона; ψ — коэффициент гидравлического сопротивления; α_T — коэффициент теплопередачи ствола ГС; C_p — удельная теплоемкость флюида; w — скорость фильтрации; L — длина ствола ГС; t_{exp} — время работы скважины.

Система уравнений (1)–(5) с граничными условиями (6)–(8) решается численно с помощью метода конечных разностей. Область фильтрации покрывается неравномерной сеткой, которая сгущается к скважине. Построение такой сетки проводится с помощью преобразования координат $\xi = \ln r$. На каждом временном слое сначала рассчитывается давление в стволе скважины и пласте, затем температура в пласте и стволе. Для решения дискретных аналогов уравнений (4), (5) используется неявная конечно-разностная схема.

2. Обратная задача формулируется следующим образом: необходимо определить коэффициент проницаемости $k = k(x, r)$, в случае когда термогидродинамические процессы в нефтяном пласте и стволе ГС описываются системой (1)–(8). Предполагается, что направление притока флюида к стволу является радиальным. Согласно [9] время пуска или остановки ГС делится на четыре периода, первый из которых характеризуется тем, что изменение параметров в плоскости, перпендикулярной оси ГС, зависит от радиуса R_k .

Кроме того, известны изменения температуры и давления при пуске скважины, измеренные глубинными приборами, установленными на различных участках ствола ГС:

$$T_{1,i}(t) \equiv T_1(x_i, t) = \varphi_i(t), \quad p_{2,i}(t) \equiv p_2(x_i, r_c, t) = \zeta_i(t), \quad i = \overline{1, N}, \quad 0 < t \leq t_{exp} \quad (9)$$

(x_i ($i = \overline{1, N}$) — координаты местоположения глубинных измерительных приборов). Участки для размещения глубинной измерительной аппаратуры определяются на основе геофизических исследований скважины.

Коэффициент проницаемости пласта ищется в классе кусочно-постоянных функций

$$k(x, r) = \begin{cases} k_{si}, & r_c \leq r < r_{si}, \quad \bar{x}_{i-1} \leq x < \bar{x}_i, \\ k_i, & r \geq r_{si}, \quad \bar{x}_{i-1} \leq x < \bar{x}_i, \end{cases}$$

где \bar{x}_i ($i = \overline{1, N+1}$) — границы участков, на которых расположены глубинные приборы; k_{si} — коэффициент проницаемости призабойных зон в окрестности i -го прибора; r_{si} — радиусы призабойных зон в окрестности i -го прибора; k_i — проницаемости удаленных зон. Решение обратной задачи (1)–(9) находится из условия минимизации среднеквадратичного отклонения между измеренными и вычисленными величинами:

$$F(\alpha) = \sum_{i=1}^N \int_0^{t_{exp}} [T_{1,i}(t) - \varphi_i(t)]^2 dt + \xi \sum_{i=1}^N \int_0^{t_{exp}} [p_{2,i}(t) - \zeta_i(t)]^2 dt, \quad (10)$$

где $\zeta_i(t)$, $\varphi_i(t)$ — измеренные значения давления и температуры; $p_{2,i}(t)$, $T_{1,i}(t)$ — значения давления и температуры, полученные путем численного решения уравнений (1)–(8); $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_{3N})$ — искомый параметр ($0 < m_i \leq \alpha_i \leq M_i$, $m_i = \text{const}$, $M_i = \text{const}$); ξ — нормирующий множитель. Итерационная последовательность для минимизации среднеквадратичного отклонения (10) строится на основе метода Левенберга — Марквардта.

Рассматривается модельный нефтяной пласт, разрабатываемый ГС, которая запускается в эксплуатацию с постоянным отбором жидкости из пласта при следующих значениях параметров: $C_{\text{п}} = 1,48 \cdot 10^6$ Дж/(м³ · К), $C_p = 1929$ Дж/(кг · К), $T_k = 300$ К, $p_k = 15$ МПа, $\beta^* = 10^{-4}$ МПа⁻¹, $\mu = 25$ мПа · с, $\rho = 800$ кг/м³, $\varepsilon = 0,4$ К/МПа, $L = 100$ м, $r_c = 0,1$ м, $R_k = 5$ м, $q = 30$ м³/сут. Проницаемость пласта полагается кусочно-постоянной функцией. В стволе ГС расположены глубинные приборы (рис. 1). Радиус призабойной зоны r_{si} и проницаемости призабойной и удаленной зон k_{si} , k_i в окрестности i -го прибора задавались

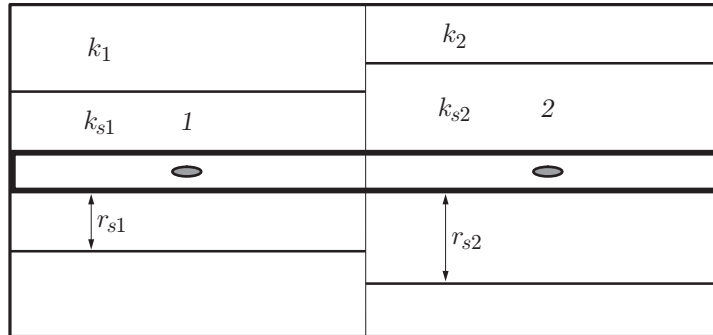


Рис. 1. Схема расположения приборов в неоднородном пласте:
1 — прибор 1, 2 — прибор 2

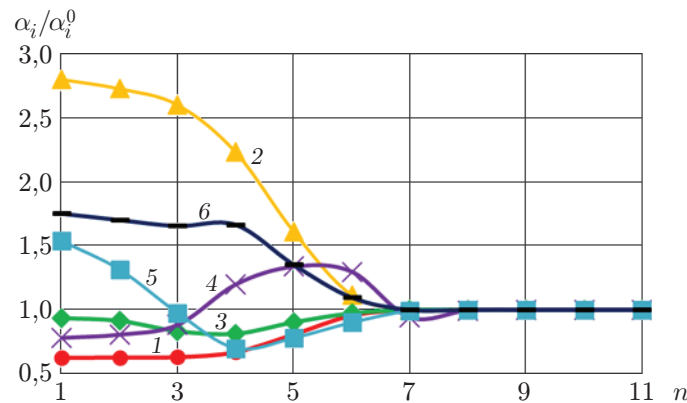


Рис. 2. Сходимость вычислительного алгоритма:
1 — k_{s1} , 2 — k_{s2} , 3 — k_1 , 4 — k_2 , 5 — r_{s1} , 6 — r_{s2}

равными $k_{s1} = 0,05 \text{ мкм}^2$, $k_{s2} = 0,01 \text{ мкм}^2$, $k_1 = 0,07 \text{ мкм}^2$, $k_2 = 0,1 \text{ мкм}^2$, $r_{s1} = 0,5 \text{ м}$, $r_{s2} = 1 \text{ м}$.

Ищется вектор $\alpha = (k_{s1}, k_{s2}, k_1, k_2, r_{s1}, r_{s2})$. Результаты решения обратной задачи приведены на рис. 2 (α_i^0 — истинные значения искомых параметров, n — количество итераций). В качестве исходных данных используются зависимости температуры и давления, полученные в стволе ГС при $\alpha = \alpha^0$.

3. Проведем исследование горизонтальной скважины № 18326 Республики Татарстан.

Технология проведения термогидродинамических исследований горизонтальных скважин с помощью нескольких глубинных автономных приборов описана в [7, 10]. Скважина имеет 313-метровый открытый горизонтальный участок ($1475 \div 1788 \text{ м}$) в данковолебянском горизонте [10].

Пласт разбивается на восемь зон однородностей: в четырех из них расположены приборы 1–4, остальные четыре находятся на большом расстоянии от скважины. Искомый вектор имеет вид $\alpha = (k_{s1}, k_{s2}, k_{s3}, k_{s4}, k_1, k_2, k_3, k_4, r_{s1}, r_{s2}, r_{s3}, r_{s4})$.

Результаты расчетов приведены на рис. 3, 4. На рис. 3 показано распределение притока жидкости по стволу ГС. На рис. 4 приведены вычисленные и полученные с помощью прибора 1 зависимости температуры и давления от времени. Зависимости температуры и давления от времени, вычисленные и полученные с помощью приборов 2–4, также хорошо согласуются.

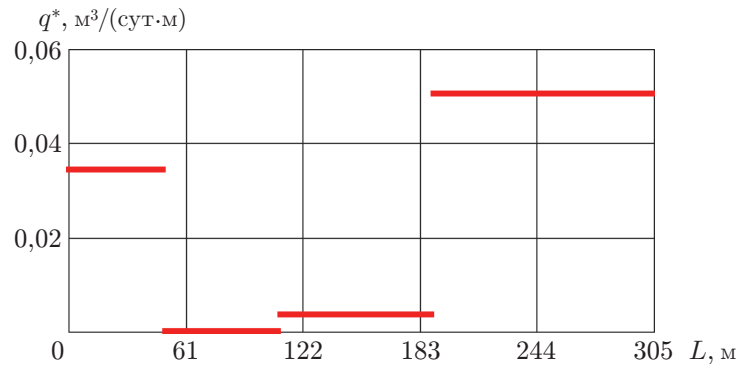


Рис. 3. Распределение притока жидкости по стволу ГС № 18326

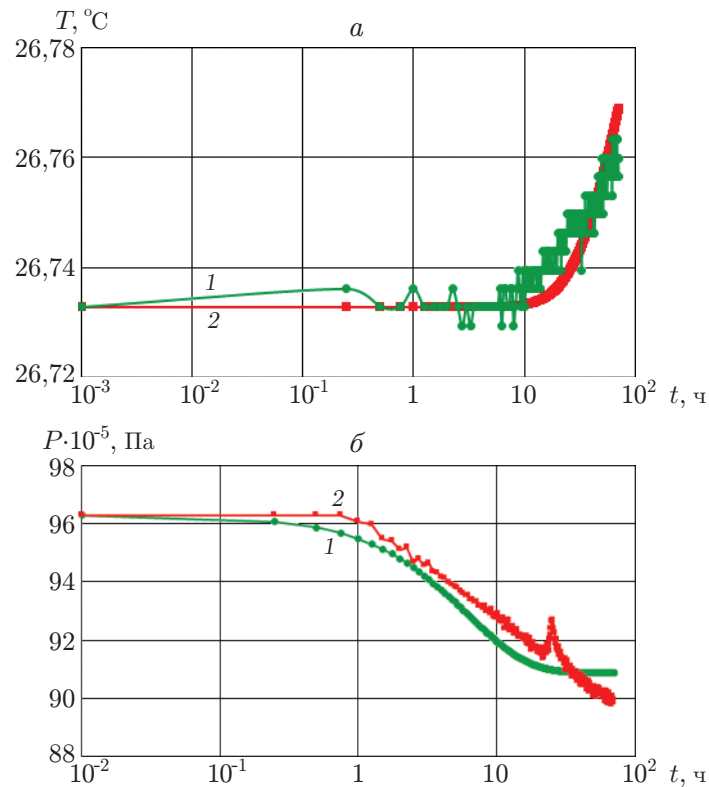


Рис. 4. Зависимости температуры (а) и давления (б) от времени для ГС № 18326: 1 — полученные с помощью прибора 1, 2 — вычисленные

Полученные результаты показывают, что в зонах расположения приборов 2, 3 проницаемость низкая и приток к стволу ГС минимальный (см. рис. 1).

Данные геофизических исследований, проводившихся ОАО “Пермнефтегеофизика” с использованием технологического комплекса “ЛАТЕРАЛЬ-2005” [10], свидетельствуют о том, что на участке 1680 ÷ 1721 м (прибор 2) ствол скважины проходит по низкопроницаемому включению, а на участке 1620 ÷ 1670 м (прибор 3) — по слабонефтенасыщенному включению.

Результаты анализа полученных зависимостей давления и температуры от времени согласуются с аналогичными зависимостями, в случае если проводимость задается в виде $k_{si}r_{si}/R_k + k_i(R_k - r_{si})/R_k$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Морозов П. Е., Фархуллин Р. Г., Хайруллин М. Х., Шамсиев М. Н. Интерпретация кривых восстановления давления, снятых одновременно на разных участках ствола горизонтальной скважины // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 2007. № 1. С. 91–95.
2. Хайруллин М. Х., Шамсиев М. Н., Абдуллин А. И., Бадертдинова Е. Р. Термогидродинамические исследования горизонтальных нефтяных скважин // Теплофизика высоких температур. 2012. Т. 50, № 6. С. 830–834.
3. Хисамов Р. С., Султанов А. С., Фархуллин Р. Г. и др. Интерпретация результатов термогидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефт. хоз-во. 2011. № 10. С. 103–105.
4. Sui W., Zhu D., Hill A. D., Ehlig-Economides C. A. Determining multilayer formation properties from transient temperature and pressure measurements // Proc. of the Annual technical conf. and exhibit., Denver (USA), 21–24 Sept. 2008. S. 1.: Soc. Petrol. Engrs, 2008. P. 387–404.
5. Хайруллин М. Х., Шамсиев М. Н., Гадильшина В. Р. и др. Определение параметров призабойной зоны вертикальной скважины по результатам термогидродинамических исследований // Инж.-физ. журн. 2016. Т. 89, № 6. С. 1470–1474.
6. Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф. и др. Определение работающих интервалов горизонтального ствола скважины термогидродинамическими методами // Нефт. хоз-во. 2004. № 2. С. 88–90.
7. Хайруллин М. Х. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации / М. Х. Хайруллин, Р. С. Хисамов, Р. Г. Фархуллин, М. Н. Шамсиев. М.; Ижевск: Науч.-издат. центр “Регуляр. и хаотич. динамика”: Ин-т компьютер. исслед., 2006.
8. Бондарев Э. А. Температурный режим нефтяных и газовых скважин / Э. А. Бондарев, Б. А. Красовицкий. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1974.
9. Kuchuk F. J. Well testing and interpretation for horizontal wells // J. Petroleum Technol. 1995. V. 47, N 1. P. 36–41.
10. Назимов Н. А. Особенности характера течения флюидов в горизонтальных скважинах по данным глубинных исследований: Дис. ... канд. техн. наук. Бугульма, 2007.

*Поступила в редакцию 31/V 2019 г.,
после доработки — 18/XII 2019 г.
Принята к публикации 27/VII 2020 г.*
