

УДК 532.517

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИНАМИКИ ИЗМЕНЕНИЯ ЗАБОЙНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ В МНОГОСТВОЛЬНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

А.И. Абдуллин

Аннотация

В данной работе рассматривается задача оценки дебитов боковых стволов по результатам термогидродинамических исследований многоствольной горизонтальной скважины. Построена трехмерная математическая модель тепломассопереноса в системе «пласт – многоствольная горизонтальная скважина». Исследованы термогидродинамические процессы в основном стволе многоствольной горизонтальной скважины и в пласте. На основе предложенной модели разработан метод интерпретации кривых изменения температуры, зарегистрированных одновременно несколькими глубинными приборами, установленными в горизонтальной части основного ствола МГС. Метод позволяет оценивать вклад боковых стволов в общий дебит скважины.

Ключевые слова: обратная задача, фильтрационные параметры, температура, неизотермическая фильтрация, многоствольная горизонтальная скважина, дебит

1. Введение

В последние годы в практике разработки нефтяных месторождений для увеличения производительности горизонтальных скважин широко применяется бурение дополнительных боковых стволов из основного ствола. Основное преимущество 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. Распределение температуры и давления вдоль основного и боковых стволов эксплуатируемой скважины и их изменения во времени являются результатом термогидродинамических процессов, происходящих как в процессе фильтрации флюида в продуктивном пласте, так и в процессе движения в основном и боковых стволах скважины.

В данной работе при построении математической 3D-модели тепломассопереноса в системе «пласт – многоствольная горизонтальная скважина» учитывается эффект Джоуля-Томсона, адиабатического охлаждения, влияние объема ствола скважины. На основе проведенных исследований установлено, что изменение температуры в стволе скважины зависит от калориметрического эффекта, связанного с температурой поступающего в скважину пластового флюида из пласта, и конвективного тепломассопереноса в основном и боковых стволах МГС. Метод решения обратной задачи основан на методе Левенберга-Марквардта, а в качестве исходной информации используется динамика изменения забойной температуры после пуска горизонтальной скважины.

2. Прямая задача

Математическое моделирование распределения температуры и давления флюида по стволу скважины связано с определением поля давления, скорости потока и температуры в нефтяном пласте. Характерные времена перераспределения давления в пласте и в стволах МГС сильно различаются. Этот факт при исследовании термогидродинамических процессов в стволах МГС позволяет перейти от нестационарной модели к квазистационарной. Поэтому для описания движения флюида в основном и боковых стволах МГС используются квазистационарные уравнения неразрывности и изменения количества движения, а в слоистом нефтяном пласте уравнение нестационарной неизотермической фильтрации. Процессы теплопереноса в системе «пласт – многоствольная горизонтальная скважина» также являются нестационарными. Из интегральных законов сохранения массы, импульса и энергии с учётом присоединённой массы получим систему дифференциальных уравнений, описывающую процесс теплопереноса в основном стволе МГС:

$$\frac{\partial \vec{v}}{\partial x} = -\frac{2\vec{w}}{r_c} - \sum_i \delta(x_i) \frac{q_i}{\omega}, 0 < x \leq L, \quad (1)$$

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

$$-\frac{\partial T_1}{\partial t} + \vec{v} \left(\frac{\partial T_1}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial p_1}{\partial x} \right) = \frac{2(\alpha_{mp} - \vec{w} \rho C_p)}{\rho C_p r_c} (T_2|_{S_c} - T_1) - \sum_i \delta(x_i) \frac{q_i}{\omega} (T_1^{(i)} - T_1), \quad (3)$$

$0 < x \leq L, 0 < t \leq t_{exp}$.

Здесь p_1, T_1 – давление и температура в скважине, \vec{w} – скорость фильтрации в окрестности скважины, \vec{v} – скорость флюида в стволе ГС, ω – площадь сечения ствола, ψ – коэффициент гидравлического сопротивления, r_c – радиус скважины, L – длина ГС, S_c – поверхность ГС, α_{mp} – коэффициент теплопередачи, C_p – коэффициент удельной теплоемкости флюида, ρ – плотность, q_i – дебиты по отдельному стволу МГС, t_{exp} – время работы скважины.

Для описания нестационарной неизотермической фильтрации жидкости к МГС в нефтяном пласте (рис. 1) используется следующая система уравнений в частных производных [1, 4]:

$$\beta^* \frac{\partial p_2}{\partial t} = \nabla \left(\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla p_2 \right), (x, y, z) \in V, 0 < t \leq t_{exp}, \quad (4)$$

$$C_n \frac{\partial T_2}{\partial t} = \rho C_p \frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla p_2 (\nabla T_2 + \varepsilon \nabla p_2) + \nabla (\lambda \nabla T_2) + m \rho C_p \eta \frac{\partial p_2}{\partial t}, \quad (5)$$

с начальными

$$p_2(x, y, z, t_0) = P_k, T_2(x, y, z, t_0) = T_k \quad (6)$$

и граничными условиями

$$p_2|_{\partial V_2} = P_k, T_2|_{\partial V_2} = T_k \quad (7)$$

$$(\mathbf{w}, \mathbf{n})|_{\partial V_1} = 0, (q, \mathbf{n})|_{\partial V_1} = 0, \quad (8)$$

$$-\lambda (\nabla T_2, \mathbf{n}) = 2(\alpha_{mp} - \mathbf{w} \rho C_p) (T_2 - T_1), (x, y, z) \in S_c, \quad (9)$$

$$\int_{S_c} (\mathbf{w}, \mathbf{n}) d\sigma = Q(t), \quad (10)$$

где $Q(t) = Q_0 + C \frac{\partial p_2}{\partial t}$, Q_0 – дебит скважины на поверхности, $C = S/\gamma$ – коэффициент влияния объема ствола скважины, S – площадь затрубного пространства, γ – удельный вес флюида, p_2, T_2 – давление и температура в пласте, \mathbf{k} – тензор проницаемости, μ – динамическая вязкость, β^* – упругоємкость пласта, m – пористость, C_n – коэффициент объемной теплоємкости пласта, ε – коэффициента Джоуля-Томсона, λ – теплопроводность пласта, η – коэффициент адиабатического охлаждения, \mathbf{n} – единичный вектор нормали, $\mathbf{w} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla p_2$ – скорость фильтрации в пласте. Для вычисления притока в условии (10) давление на поверхности ГС корректируется в зависимости от давления в стволе скважины (решение задачи (1)-(2)). Предлагаемый метод решения краевой задачи (1)-(10) основан на сопряжении внешней (в пласте) и внутренней (в стволе ГС) задачи. Уравнение (9) является условием сопряжения и описывает теплообмен между скважиной и пластом, где температура жидкости в стволе ГС T_1 находится из (3). Система (1)-(10) решается численно с помощью метода конечных разностей.

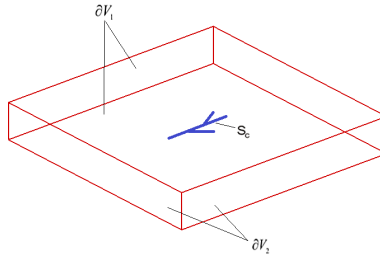


Рис. 1. Схема расположения МГС в пласте.

3. Постановка и решение обратной задачи

Пусть в основном стволе многоствольной горизонтальной скважины установлены глубинные измерительные приборы, и в местах расположения приборов регистрируется изменения температуры:

$$T_{1,i} = T_1(x_i, t) = f_i(t), i = \overline{1, N}, 0 < t \leq t_{exp}.$$

Обратная задача определения коэффициентов проницаемости k_j , дебитов боковых стволов q_j сводится к минимизации функционала-невязки:

$$\inf_{\zeta} J, J(\zeta) = \sum_{i=1}^N \int_0^{t_{exp}} [T_{1,i}(t) - f_i(t)]^2 dt, \quad (11)$$

где $f_i(t)$ – измеренные значения температуры, $T_{1,i}(t)$ – решение системы уравнений (1)-(10), $\zeta = (k_j, q_j)$, $0 < a_j \leq \zeta_j \leq b_j(a_j, b_j = const), i = \overline{1, M}$, N – количество приборов, M – количество боковых стволов, $M \leq N$.

Итерационная последовательность для минимизации функционала-невязки (11) строится на основе метода Левенберга-Марквардта. Значения переменных минимизации на j -ой итерации вычисляются по формуле:

$\zeta^{j+1} = \zeta^j - (\mathbf{H}^j + \nu \mathbf{E})^{-1} \nabla \mathbf{F}^j$, где \mathbf{H} – приближенная матрица вторых производных, $\mathbf{H} = \mathbf{A}^T \mathbf{A}$, \mathbf{A} – матрица чувствительности, ν – параметр регуляризации, $\nabla \mathbf{F}$ – градиент функционала-невязки.

Критериями остановки итерационного процесса служит выполнение хотя бы одного из неравенств:

$$|F(\zeta^{j+1}) - F(\zeta^j)| < \varepsilon_1, |\zeta^{j+1} - \zeta^j| < \varepsilon_2.$$

Предложенный вычислительный алгоритм тестировался на модельных и реальных данных. График сходимости итерационного процесса одного из типичных расчетов приводится на рис. 2. Анализ результатов расчетов показал, что разработанный алгоритм сходится, устойчив относительно возмущения входной информации и позволяет оценить коэффициенты проницаемости пласта и вклад боковых стволов в общий дебит по данным термогидродинамических исследований скважин.

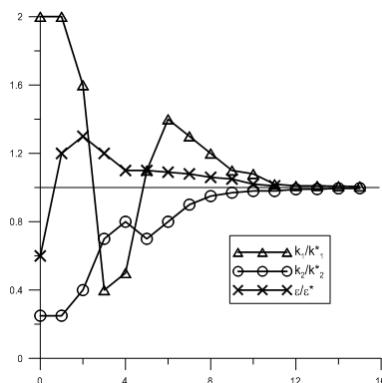


Рис. 2. Сходимость итерационного процесса.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке РФФИ (проект №14-05-00861)

Summary

A.I. Abdullin. Temperature interpretation in horizontal and multi-lateral wells.

In this paper we consider the problem of estimating the flow rates of laterals on the results of studies thermohydrodynamic a multilateral horizontal wells. Three-dimensional mathematical model of heat and mass transfer in the system "reservoir - multi-lateral horizontal well" is developed. Thermohydrodynamic studied processes in the wellbore and a multilateral horizontal well in the reservoir. On the basis of the proposed model method of temperature interpretation in horizontal and multi-lateral wells is developed. Changes in temperature curves is recorded simultaneously by several deep temperature sensors installed in the horizontal part of the main wellbore. The method allows to estimate the contribution of laterals in the total production rate of the well.

Key words: inverse problem, filtration parameters, wellbore temperature, non-isothermal filtration, multi-lateral horizontal well

Литература

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.
2. Васильев О. Ф., Воеводин А. Ф. О газотермодинамическом расчете потоков в простых и сложных трубопроводах // Известия сибирского отделения Академии наук СССР, 1968. № 13 Вып. 3. С. 53 – 62.
3. Чарный И.А. Неуставившееся движение реальной жидкости в трубах. – М.: Недра, – 1975. – 296 с.

4. *Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М.* Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993.-303 с.
5. *Ramey H.J.* Wellbore heat transmission // JPT. 1962. No 4. P. 427–435.
6. *K. Yoshioka, D. Zhu and A.D. Hill.* Interpretation of Temperature and Pressure Profiles Measured in Multilateral Wells Equipped with Intelligent Completions // SPE 94097, 2005.

Абдуллин Аделъ Ильдусович – к.ф.м.н, с.н.с ИММ КазНЦ РАН
E-mail: abdullin@imm.knc.ru