

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕДОБЫЧИ, НЕФТЕХИМИИ, НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

УДК 517: 532, 536

М. Х. Хайруллин, М. Н. Шамсиев, П. Е. Морозов,
А. И. Абдуллин, В. Р. Гадильшина, И. Т. Салимьянов

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ПРЯМЫХ И ОБРАТНЫХ ЗАДАЧ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ

Ключевые слова: неизотермическая фильтрация, термогидродинамические исследования, тепловое воздействие.

В данной работе строится математическая модель для описания термогидродинамических процессов в нефтяном пласте с учетом влияния ствола скважины. Предлагается численный метод к математической обработке результатов измерений, полученных при эксплуатации вертикальных нефтяных скважин, основанный на применении методов регуляризации. Предложена математическая модель процесса прогревания призабойной зоны скважины. Показано, что применение скважинного нагревателя при разработке высоковязких нефтей приводит к увеличению производительности скважины.

Key words: nonisothermal filtration thermohydrodynamic study, the thermal effects.

In this paper, a mathematical model to describe the thermodynamic processes in the oil reservoir with the influence of the well bore. The numerical approach to the mathematical treatment of the results of measurements obtained in the operation of vertical oil wells, based on the theory of inverse problems of mathematical physics. A mathematical model of the process of warming up well bottom zone. It is shown that the use of a downhole heater in the development of high-viscosity leads to an increase in productivity of the well.

Введение

Изучение температурных явлений (экспериментальные термодинамические исследования явления дросселирования), связанных с фильтрацией флюида в пористых средах были начаты Б.Б. Лапуком в 30-х годах прошлого столетия. При изучении термодинамических эффектов фильтрации рассматривается система дифференциальных уравнений с частными производными с соответствующими начальными и граничными условиями, которая выводится из законов сохранения, количества движения и энергии [2, 3].

Исследования термодинамических режимов работы скважин необходимы для оценки теплофизических и фильтрационно-емкостных параметров пластов. Пластовая температура наряду с давлением определяет термодинамические процессы в пласте. В работах Э.Б. Чекалюка [4] решается линеаризованная задача неизотермической фильтрации. По стационарному распределению давления вычисляется скорость фильтрации, которая затем подставляется в уравнение энергии. На основе этого подхода был предложен метод термодинамического зондирования для оценки фильтрационных параметров пласта. При этом пренебрегаются коэффициентами теплопроводности и адиабатического расширения. Это предположение обосновывается тем, что скорость изменения давления гораздо больше скорости изменения температуры. Это действительно имеет место при фильтрации упругой жидкости в пластах с хорошими коллекторскими свойствами, но не обязательно верно при фильтрации с низкими коэффициентами подвижности.

1. Процесс теплопереноса в круговом нефтяном пласте, вскрытый вертикальной скважиной, описывается следующей системой уравнений:

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad r \in (r_c, R_k), \quad t > 0, \quad (1)$$

$$c_n \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda_n r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \rho m c_p \eta \frac{\partial p}{\partial t} + \rho c_p \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \left(\frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad r \in (r_c, R_k), \quad t > 0, \quad (2)$$

с начальными

$$p(r, 0) = p_0(r), \quad T(r, 0) = T_0(r), \quad r \in [r_c, R_k] \quad (3)$$

и граничными условиями

$$2\pi H \frac{k}{\mu} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r=r_c} = q + C \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{или} \quad p(r_c, t) = p_3, \quad (4)$$

$$\left[r \frac{\partial T}{\partial r} \right]_{r=r_c} = 0 \quad \text{или} \quad T(r_c, t) = T_3, \quad (5)$$

$$p(R_k, t) = P_k, \quad T(R_k, t) = T_k, \quad (6)$$

где $p = p(r, t)$, $T = T(r, t)$ - давление и температура пласте, H - толщина пласта, p_k - пластовое давление, T_k - пластовая температура, p_3 - забойное давление, T_3 - температура на забое скважины, $\mu = \mu(T)$ - зависимость вязкости от температуры, r_c - радиус ствола скважины, R_k - радиус контура питания, C - коэффициент влияния ствола скважины, β^* - упругоёмкость пласта, $c_n = m\rho c_p + (1-m)c_s\rho_s$ - объёмная теплоёмкость пласта, c_p , c_s - удельная теплоёмкость жидкости и

среды соответственно, ρ , ρ_s - плотность жидкости и среды соответственно, m - пористость пласта, $\lambda_n = (1 - m)\lambda_s + m\lambda$ - теплопроводность пласта, λ , λ_s - теплопроводность жидкости и среды соответственно, η - коэффициент адиабатического расширения, ε - коэффициент Джоуля-Томсона. Для численного решения системы (1) – (6) применяется метод конечных разностей.

В первом примере предполагается, что $\mu = const$. Приводится сравнение с аналитическим решением, полученным Э.Б. Чекалюком.

Пример 1. Рассматривается пуск вертикальной скважины с постоянным дебитом. Расчеты проводились при следующих параметрах: $c_p = 1800$ Дж/кг К, $c_s = 800$ Дж/кг К, $\rho = 800$ кг/м³, $\rho_s = 2700$ кг/м³, $m = 0.2$, $\lambda = 0.1385$ Вт/м К, $\lambda_s = 2.42$ Вт/м К, $\eta = 0.014$ К/МПа, $\varepsilon = 0.4$ К/МПа, $T_k = 300$ К, $p_k = 10$ МПа, $r_c = 0.1$ м, $R_k = 100$ м, $H = 10$ м, $C = 0.7$ м³/МПа, $\mu = 5$ мПа с, $k = 0.01$ мкм², $\beta^* = 10^{-4}$ МПа⁻¹, $q = 5$ м³/сут, $T_{экс} = 100$ сут.

На рис. 1 приводятся результаты сравнения изменения температуры, полученные из решения системы уравнений (1)-(5) и по аналитической формуле, предложенной Э.Б. Чекалюком [4].

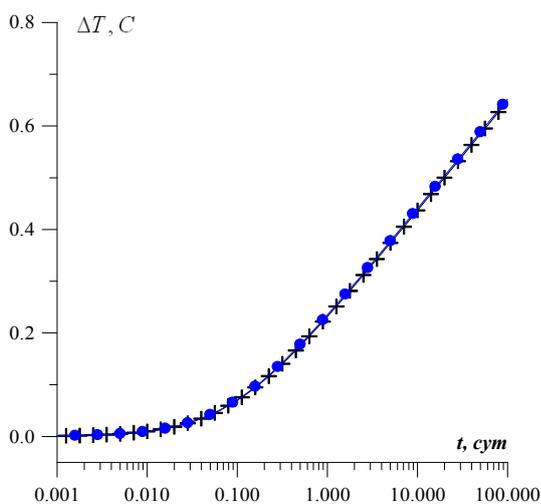


Рис. 1 - Изменение температуры на забое скважины. + - решение по формуле Э.Б. Чекалюка; • - численное решение

Кривые изменения температуры практически совпадают. Такое совпадение получено при условии, что на скважине мгновенно устанавливается дебит, т.е. не учитывается влияние ствола скважины, а также $\eta = 0$, $\lambda = 0$. Температурное поле, связанное с дроссельным эффектом, при постоянном отборе совпадает с таким же полем для несжимаемой жидкости. Результаты расчетов с учетом влияния ствола скважины приведены на рис.2. При пуске скважины в начальный момент жидкость отбирается в основном из затрубного пространства и через некоторое время в работу включается пласт, что ска-

зывается на изменениях температуры на забое скважины. Это особенно сильно влияет на изменения забойной температуры для малодебитных скважин.

Результаты расчетов показывают, что при вариации коэффициентов теплоемкости и теплопроводности на 25% изменение температуры на забое скважины составляет около 5%. Коэффициент адиабатического расширения влияет только на начальный участок кривой. Наибольшее влияние на изменение кривой температуры имеют коэффициенты Джоуля – Томсона и проницаемости. Коэффициент адиабатического расширения практически не влияет на кривую изменения температуры.

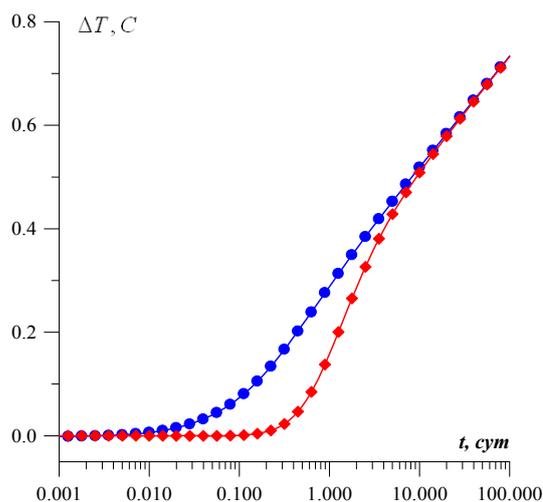


Рис. 2 - Изменение температуры на забое скважины (учитываются все эффекты). Численное решение с учетом (♦) и без учета (•) влияния ствола скважины

2. Естественное температурное поле вокруг действующей скважины бывает нарушено за счет теплообмена движущегося в ней потока жидкости с окружающей средой. После остановки скважины начинается процесс восстановления давления температуры. Он зависит от многих факторов, прежде всего от предыстории эксплуатации скважины. При постановке обратной задачи об интерпретации кривой восстановления температуры необходимо знать распределение температуры в пласте перед остановкой скважины. Поэтому в данной работе рассматривается задача интерпретации результатов термодинамических исследований после пуска скважины. В этом случае формирование происходит на фоне независящего от времени первоначального распределения параметров. Для этого продолжительность простоя скважины должно быть больше, чем продолжительность цикла измерений.

Обратная задача определения коэффициентов объемной теплоемкости пласта C_n , теплопроводности пласта λ_n , Джоуля-Томсона ε и проводимости $\frac{k}{\mu}$ сводится к минимизации функционала

[1, 5]:

$$F(\alpha) = \int_0^T [\phi(t) - T(r_c, t)]^2 dt,$$

где $\phi(t)$ - наблюдаемые значения температуры, $T(r_c, t)$ - вычисленные значения температуры на забое скважины, где $\alpha = \left(c_p, \lambda_n, \varepsilon, \frac{k}{\mu} \right)$,

$$0 < a_i \leq \alpha_i \leq b_i \quad (a_i, b_i = \text{const}).$$

Итерационная последовательность для минимизации функционала-невязки (7) строится на основе метода Левенберга-Марквардта. Значения переменных минимизации на j -ой итерации вычисляются по формуле: $\alpha^{j+1} = \alpha^j - (\mathbf{H}^j + \nu \mathbf{E})^{-1} \nabla F^j$, где \mathbf{H} - приближенная матрица вторых производных, $\mathbf{H} = \mathbf{A}^T \mathbf{A}$, \mathbf{A} - матрица чувствительности, ν - параметр регуляризации, ∇F - градиент функционала-невязки.

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

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

Модельные кривые изменения температуры, приведенные в примере 1, используются в качестве исходной информации при решении обратной задачи. Для исследования устойчивости в модельную кривую изменения температуры вводили случайным образом погрешности. Результаты интерпретации возмущенной кривой приведены на рис. 3. Из результатов видно, что предложенный алгоритм устойчив относительно погрешности входной информации.

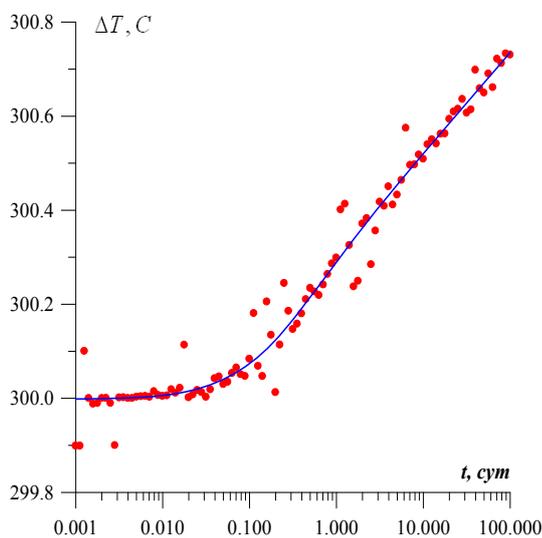


Рис. 3 - • - возмущенная кривая, — - вычисленная кривая температуры

Предложенный метод интерпретации результатов термогидродинамических исследований вертикальных скважин позволяет оценивать фильтрационные и теплофизические параметры нефтяного пласта.

3. Тепловые методы воздействия на пласт для увеличения нефтеотдачи, помимо методов за-

воднения, рассматриваются как единственная реализуемая на промышленном уровне альтернатива.

Нагревание ствола скважины и призабойной зоны пласта применяется для уменьшения вязкости нефти и облегчения процесса ее извлечения, а также для расплавления и удаления парафиносмолистых отложений.

В этом пункте предложена математическая модель процесса прогревания призабойной зоны скважины. Исследуется скорость распространения теплового фронта в призабойной зоне в зависимости от мощности нагревателя и проницаемости пласта. Показано, что применение скважинного нагревателя при разработке высоковязких нефтей приводит к увеличению производительности скважины.

Пример 2: Рассматривается пуск вертикальной скважины с постоянным забойным давлением при постоянном прогреве призабойной зоны. Предполагается, что вязкость зависит от температуры. Расчеты проводились при следующих параметрах: $c_p = 1800$ Дж/кг К, $c_s = 800$ Дж/кг К, $\rho = 996$ кг/м³, $\rho_s = 2700$ кг/м³, $m = 0.2$, $\lambda = 0.1385$ Вт/м К, $\lambda_s = 2.42$ Вт/м К, $\eta = 0.014$ К/МПа, $\varepsilon = 0.4$ К/МПа, $T_k = 293$ К, $T_3 = 320$ К, $p_k = 10$ МПа, $p_3 = 6$ МПа, $r_c = 0.1$ м, $R_k = 200$ м, $H = 10$ м, $k = 0.1$ мкм², $\beta^* = 10^{-4}$ МПа⁻¹. Экспериментальная зависимость вязкости от температуры приведена в табл.1. Результаты расчетов приведены на рис. 4 – 5.

Таблица 1 - Экспериментальная зависимость вязкости от температуры

T, K	$\mu, \text{мПа}\cdot\text{с}$
293	340
303	210
323	120
343	80

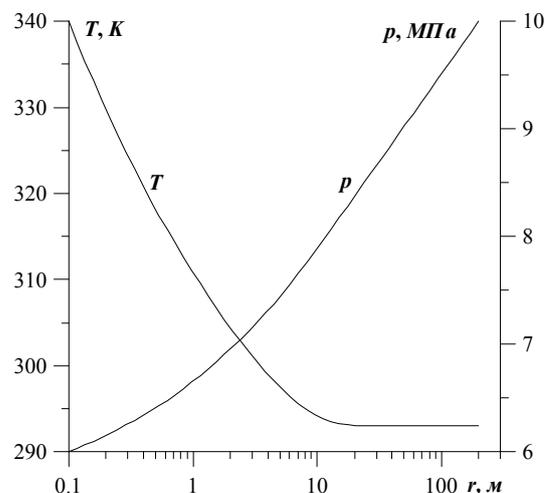


Рис. 4 - Распределение температуры и давления в пласте. $T_3 = 340$ К

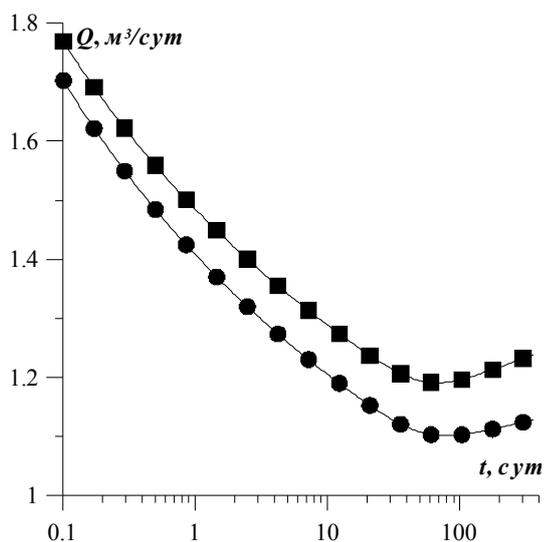


Рис. 5 - Изменение дебита скважины по времени.
 ● – температура прогрева 320 К, ■ – температура прогрева 340 К

На рис. 4 приводятся распределения температуры и давления в пласте на момент времени $T=360$ сут. Распределение давления в полулогарифмических координатах имеет нелинейный характер. Радиус прогретой зоны около 10 м.

Изменение дебита скважины по времени в зависимости от температуры нагревателя приводится на рис. 5. Для данного примера, после 30 сут прогрева наблюдается рост дебита скважины.

Вывод

Построена математическая модель для описания термодинамических процессов в нефтяном пласте с учетом влияния ствола скважины. Разработан метод интерпретации результатов термогидродинамических исследований вертикальных скважин на основе методов регуляризации. Предложена математическая модель процесса прогрева призабойной зоны скважины. Показано, что применение скважинного нагревателя при разработке высоковязких нефтей приводит к увеличению производительности скважины.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ №12-01-97005-р_поволжье_a.

Литература

1. A.I. Abdullin, M.N. Shamsiev, E.R. Badertdinova, M.H. Khairullin. Interpretation of temperature curves measured in a vertical well // XVI International Conference on the methods of aerophysical research, Kazan, 19-25 August 2012. – Composing, ITAM SB RAS. P.5-6.
2. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. - 488 с.
3. Закиров С. Н., Индрупский И. М., Закиров Э. С., Аникеев Д. П. Новый подход к исследованию скважин и пластов // Нефтяное хозяйство, 2002. № 6, С. 113-116.
4. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. – 238 с.
5. Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р. Оценка фильтрационных и теплофизических параметров нефтяного пласта по результатам измерений температуры на забое скважины // Измерительная техника, 2012. №3. С. 45–47.

© М. Х. Хайруллин – д.т.н., проф., зав. лаб. подземной гидродинамики Института механики и машиностроения КазНЦ РАН, khairullin@mail.knc.ru; М. Н. Шамсиев – д.т.н., вед. науч. сотр. Института механики и машиностроения КазНЦ РАН, MShamsiev@yandex.ru; П. Е. Морозов – к.т.н., ст. науч. сотр. Института механики и машиностроения КазНЦ РАН, Morozov@mail.knc.ru; А. И. Абдуллин – к. ф.-м. н., ст. науч. сотр. Института механики и машиностроения КазНЦ РАН, adel777@rambler.ru; В. Р. Гадильшина - науч. сотр. Института механики и машиностроения КазНЦ РАН; И. Т. Салимьянов – к.т.н., доц. каф. информатики и прикладной математики КНИТУ, inisal@yandex.ru.