

ФИЗИКА

Научная статья
УДК 536.6

Решение прямых и обратных задач по определению температурного профиля в скважине с интеллектуальными системами заканчивания

Максим Викторович Зуев¹, Константин Михайлович Федоров², Надежда Александровна Чихарева³, Иосиф Васильевич Суди⁴

^{1,3,4}ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

¹mvzuev-tnk@rn-gir.rosneft.ru

²k.m.fedorov@utmn.ru

³na_chikhareva@rn-gir.rosneft.ru

⁴iv_sudi2@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. Разработан алгоритм решения прямых и обратных термогидродинамических задач для определения параметров притока жидкости, а также для изучения особенностей работы с данными распределенного измерения температуры (DTS). Работа алгоритма демонстрируется на примере реальных многопластовых и многофазных систем.

Ключевые слова: внутрискважинные системы распределённого измерения температуры (DTS), профиль притока, температура, уравнение энергии, прямая и обратная задача

Для цитирования: Зуев М.В., Федоров К.М., Чихарева Н.А., Суди И.В. Решение прямых и обратных задач по определению температурного профиля в скважине с интеллектуальными системами заканчивания // Известия Кабардино-Балкарского государственного университета. 2026. Т. 16, № 1. С. 15–20.

PHYSICS

Original article

Solving direct and reverse thermodynamic PROBLEMS for determining fluid flow parameters in wells with intelligent completion system

Maksim V. Zuev¹, Konstantin M. Fedorov², Nadezhda A. Chikhareva³, Iosif V. Sudi⁴

^{1,3,4} Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russia

² Tyumen State University, Tyumen, Russia

¹mvzuev-tnk@rn-gir.rosneft.ru

²k.m.fedorov@utmn.ru

³na_chikhareva@rn-gir.rosneft.ru

⁴iv_sudi2@rn-gir.rosneft.ru

Abstract. An algorithm for solving direct and reverse thermohydrodynamic tasks has been developed in order to define parameters of fluid flow, as well as specifics of working with distributed temperature measurement (DTS) data. The algorithm is demonstrated through an example of real multi-reservoir and multi-phase systems.

Keywords: downhole distributed temperature measurement (DTS) systems, inflow profile, temperature, energy equation, direct and inverse task

For citation: Zuev M.V., Fedorov K.M., Chikhareva N.A., Sudi I.V. Solution of Direct and Inverse Problems in Determining the Temperature Profile in a Well with Intelligent Completion Systems // Proceedings Kabardino-Balkarian State University. 2026;16(1):15–20.

Введение

Распределенный датчик температуры (DTS) – это название класса приборов, измеряющих температуру непрерывно через оптическое волокно, проложенное по всей длине ствола скважины. DTS использует физическое явление, такие как рамановского (комбинационного) рассеяния для преобразования температуры в оптический сигнал, что позволяет в дальнейшем выполнить расчет температуры.

Применение DTS позволяет выполнять мониторинг притока флюида по пластам и обнаруживать нежелательный прорыв газа и воды. В то время как другие методы (ПГИ, однофазные расходомеры), дают информацию о потоке [1], ни один из них не обеспечивает непрерывный мониторинг распределения потока в стволе скважины в реальном времени.

Однако измерение температуры само по себе редко бывает конечной целью заказчика. Чаще всего температура – важный компонент термогидродинамических моделей.

Работа с термодинамическими моделями основывается на решении термогидродинамических задач в призабойной зоне скважин. При этом если гидродинамические задачи описываются хорошо зарекомендовавшими себя моделями фильтрации, то уравнение притока тепла часто формулируется некорректно.

Данное исследование ставит своей целью использование корректного уравнения притока тепла, сопровождаемое полным описанием принятых допущений, для решения прямых задач (моделирование притока) и обратных задач термометрии (интерпретация параметров притока) для идентификации притоков и фазового состава флюидов в скважину.

Термогидродинамическая модель притока флюидов в скважину.

Термогидродинамическая модель, описывающая процессы, указанные во введении, состоит из уравнений подземной гидромеханики и гидравлической модели потока в наклонном канале, уравнения притока тепла в пористой среде [2] и в скважине с учетом тепловых потерь в окружающие породы. Первая система уравнений состоит из уравнений сохранения массы i -ой фазы потока без массообмена между фазами и обобщенного закона Дарси без учета капиллярной разности давлений в фазах:

$$\frac{\partial \phi S_i}{\partial t} + \vec{v}(S_i \vec{u}_i) = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, N), \vec{u}_i = \frac{k k_i(S_i)}{\mu_i} \vec{v}(p + \rho_i \vec{g}) \quad (1)$$

$$\frac{\partial \alpha_i}{\partial t} + \frac{\partial (\beta_i \vec{u})}{\partial z} = 0, \beta_i = f(\alpha_i) \vec{u} = K_D \frac{\partial (p + \rho_i \vec{g})}{\partial z} + u_r + \Delta p_f, \quad (2)$$

где ϕ – пористость и проницаемость коллектора, S_i – насыщенность матрицы i -ой фазой (нефть, вода, газ), u_i , k_i , μ_i , r_i – поток или скорость фильтрации, относительная фазовая проницаемость, вязкость и плотность i -ой фазы, p , \vec{g} – давление и вектор ускорения свободного падения, α_i , β_i – объемная доля i -й фазы в скважине и в потоке, f – эмпирическая функция, u – общий поток в скважине, K_D – коэффициент Дарси-Вейсбаха, u_r – приток флюида в скважину из продуктивных интервалов, Δp_f – потери на трение потока о стенки скважины, z – вертикальная координата.

Уравнение притока тепла выводится как разность уравнения полной энергии фаз за минусом уравнения сохранения кинетической энергии [3], при допущениях локального термодинамического равновесия фаз:

$$\frac{\partial \sum_i U_i}{\partial t} + \vec{v} u_i (\sum_i H_i) = - \sum_i \lambda_i \Delta T + W \quad (4)$$

$$\frac{\partial \sum_i U_i}{\partial t} + \vec{v} \vec{u} \beta_i (\sum_i H_i) = - \sum_i \lambda_i \frac{1}{r} \frac{\partial r}{\partial r} + W, \quad (5)$$

где U_i , H_i – внутренняя энергия и энтальпия i -ой фазы, $\sum_i \lambda_i$ – средняя теплопроводность пористой среды, T – локальная температура насыщенной пористой среды и средняя по сечению температура потока в скважине, W – работа массовых сил (сил тяжести).

Для реальной жидкости и газа функции внутреннего состояния определяются двумя параметрами:

$$dH_i = c_{pi}(dT + \varepsilon_i dp) \quad (6)$$

$$dU_i = c_{vi}(dT + \eta_i d\rho_i), \quad (7)$$

где ε_i – коэффициент Джоуля Томсона, η_i – адиабатический коэффициент, c_{pi} , c_{vi} – теплоемкости при постоянном давлении и объеме для i -ой фазы. Напомним, что для несжимаемых жидкостей и идеального газа коэффициенты Джоуля Томсона и адиабатический равны нулю [4].

Для расчетов по термогидродинамической модели реальных процессов использовался программный комплекс Emeraude [5].

Постановка прямых и обратных задач

В результате решения прямой задачи определяется профиль давления и температуры в скважине. Решение прямой задачи позволяет имитировать различные сценарии работы пластов и его влияние на профиль температуры, а также для анализа причин несогласованности расчетных и измеренных в скважине параметров [6].

По результатам расчётов определяются параметры притока в скважине с высокой точностью. Однако реальные данные при многофазном потоке зачастую зашумлены. Расчеты показали, что при соотношении амплитуды сигнала к амплитуде шума менее 3,5, температурные аномалии, связанные с интервалами притока, не выделяются.

Технология DTS предоставляет возможность записи профиля температуры с высокой частотой (раз в 1 секунду) [7], что позволяет получить прирост точности путём осреднения большого количества профилей и отсеивания менее устойчивых трендов. В качестве примера на *рисунке 1* приведены профили температуры, полученные в течение 40 мин. В результате усреднения профилей в интервале 40 мин наблюдается снижение амплитуды шумов с 0,5 до 0,06 °С.

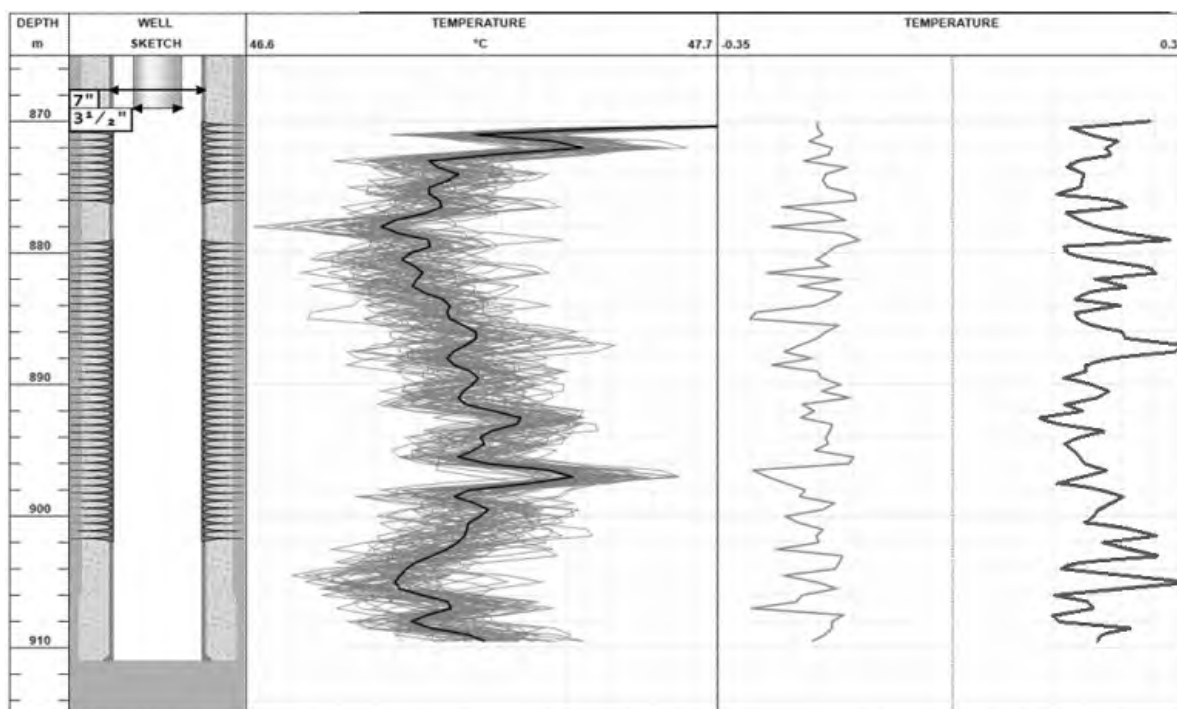


Рисунок 1 – Пример сведения профилей замеров температуры по глубине скважины в интервале притоков (серые кривые) и получения осредненной кривой – черная кривая на интервале замеров 40 мин. Осредненные кривые на меньших интервалах: 10 мин светло-серая кривая, 20 мин – тёмно-серая кривая

Итоговая «эталонная трасса» должна быть выбрана с учетом замеров дебита на тестовом сепараторе. Дебиты с замером через тест-сепаратор на поверхности могут быть использованы в качестве эталонных значений для адаптации модели для пластовых условий.

Первый этап решения прямой задачи – расчет коэффициента теплопотерь из скважины. Для этого необходимо указать параметры конструкции заканчивания и теплофизические свойства. Материал с меньшей теплопроводностью оказывает преобладающее влияние на величину теплопотерь [8].

Для цилиндрических координат это выражение имеет вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} + \frac{q}{k}. \quad (8)$$

Рассматривая полый цилиндр (т. е. трубу) в стационарном состоянии, в котором осевая (z) и азимутальная (Θ) составляющие несущественны, из уравнения теплопроводности и определения кондуктивного теплообмена (закон Фурье) можно найти, что тепло уменьшается с увеличением радиуса:

$$q_{radial} = \frac{\lambda \Delta T}{\ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right) r}. \quad (9)$$

Общая теплопередача в цилиндре может быть рассчитана следующим образом:

$$Q = \frac{T_i - T_\infty}{\frac{1}{h 2\pi r_o l} + \frac{\ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)}{2\pi \lambda l}}. \quad (10)$$

В конечном итоге, коэффициент теплопередачи «U» определяется как сумма всех различных компонентов комплектации, на основе их геометрии и тепловых свойств:

$$\frac{1}{U} = \frac{r_o \ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)}{\lambda_{tub}} + \frac{r_o \ln\left(\frac{r_{cl}}{r_o}\right)}{\lambda_{ann}} + \frac{r_o \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{cl}}\right)}{\lambda_{cas}} + \frac{r_o \ln\left(\frac{r_l}{r_{co}}\right)}{\lambda_{cem}} + \frac{r_o}{r_{cl}(h_c + h_x)}. \quad (11)$$

Первые четыре слагаемых обозначают проводящие компоненты трубопровода, кольцевого пространства, обсадной трубы и цемента (коэффициент теплопроводности и радиусы). Коэффициенты h_c и h_x являются поправочными, учитывающими свободную конвекцию в кольцевом пространстве и излучение в кольцевом пространстве соответственно [9].

Для удобства расчетов выводят два других параметра на основе коэффициента теплопередачи U и длины L_T :

Коэффициент теплопотерь:

$$H_{LC} = U 2\pi d L_T. \quad (12)$$

Теплопроводность:

$$D_{wb} = U^2 2\pi d L_T w. \quad (13)$$

Параметры конструкции заканчивания и теплофизические свойства могут быть заданы по участкам на различных глубинах. Однако, если профиль температуры потока ограничен интервалами добычи, нет необходимости детализировать каждое изменение конструкции скважины выше этого участка.

Решение прямой начинается с нижнего пласта с тремя входными данными: минимальный дебит, максимальный дебит и интервал притока. Для каждого дебита выполняется моделирование притока и потока в скважине, распределение температуры в пласте и скважине. Расчетная температура в скважине для каждого дебита сравнивается с измерением DTS для этого пласта. Значение дебита, при котором разность измеряемой и расчетной температур по продуктивному интервалу наименьшая, считается окончательной величиной для этого пласта. Расчет профиля дебита выполняется последовательно для всех вышележащих продуктивных интервалов и для всех фаз.

Фазовый состав притекающего из пластов флюида можно предположить на основе аномалий температурного профиля (с учётом эффекта Джоуля – Томсона) [10]. Качественный анализ усредненных замеренных профилей позволяет сделать вывод о том, что прорыв газа наблюдается практически из всех пластов. Вода может прорываться только из верхнего пласта в силу близости контура краевой воды. Были просчитаны прямые задачи для следующих сценариев:

– сценарий 1: прорыв свободного газа по пласту XI-1. Вода в притоке (15 %) возможно вследствие подтягивания воды с ВНК;

– сценарий 2: основной приток флюида с высоким ГФ из пласта XIV-1;

– сценарий 3: отсутствие прорыва газа по пластам XIII-1, XIII-2, XIII-3 и XIV-1, в притоке нефть и попутный газ;

– сценарий 4: увеличение дебита из интервалов XIII-1, XIII-3 и XIV-1.

Пример расчетов процесса притока флюида с различными вариациями фазового состава проиллюстрирован на *рисунке 2*.

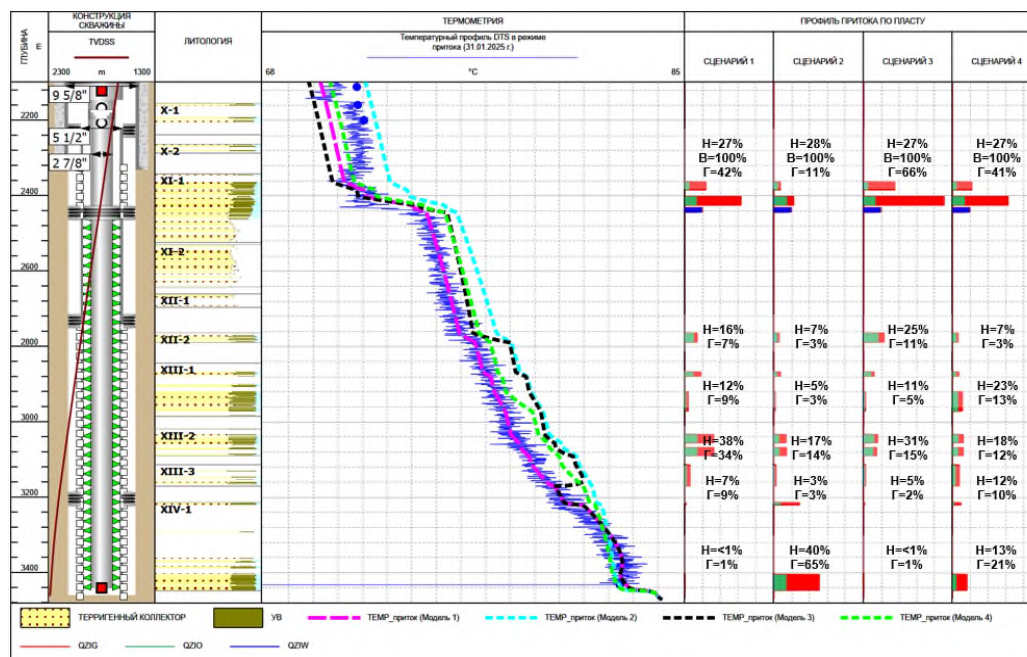


Рисунок 2. Результаты расчета температурного профиля при различных сценариях распределения дебита и фазового состава флюида по пластам

Решение обратной задачи заключается в определении невязки (суммарной разности замеренного и расчетного профилей) для каждого сценария. Наилучшую адаптацию расчетных и замеренных температурных профилей, а также дебитов по жидкости и газу показал сценарий 1. Максимальная невязка отмечена в сценарии 4, а сценарии 2 и 3 показали результаты, близкие к нему. Расчетные параметры для выбранного сценария сведены *таблице 1*.

Таблица 1 – Результаты решения обратной задачи по определению дебитов и фазового состава притока для модельной задачи

Индекс пласта	Нефть, ст. усл.		Газ общий, ст. усл.		Вода	
	м ³ /сут.	%	тыс. м ³ /сут.	%	м ³ /сут.	%
XI-1	192	27	55,0	42	121	100
XII-2	111	16	8,7	7	0	0
XIII-1	88	12	11,2	9	0	0
XIII-2	274	38	44,6	34	0	0
XIII-3	52	7	11,0	9	0	0
XIV-1	2	1	1,0	1	0	0
Итого:	719	100	131,4	100	121	100

Отличие алгоритма решения обратной задачи состоит в том, что специалист или эксперт выбирает расчетные решения прямой задачи на основе различной информации о пластовой системе и особенностях ее разработки. В этом состоит ее плюс, так как привлекается дополнительная информация. С другой стороны, выбор ограниченного набора расчетных сценариев выдает решение обратной задачи с непрограммируемой невязкой.

Традиционные методы решения обратных задач сводятся к методам типа градиентного спуска и получению решения с заданной точностью. С другой стороны, решение задач с несколькими варьируемыми параметрами может быть некорректным и приводить к «нефизическим» решениям.

Выводы

Разработанный алгоритм позволяет выполнять решение связанных задач по характеристике притока флюида из пластов в скважину и многофазного потока в скважине путем прямого и обратного моделирования.

Прямое моделирование включает в себя воспроизведение температурного профиля в скважине с учётом различных физических особенностей потока.

В качестве алгоритмов решения обратных задач рассматриваются следующие: традиционный метод типа градиентного спуска и с использованием экспертного опыта с составлением набора наиболее вероятных сценариев, где выбор составляется экспертом на основе различных данных и пласте, истории работы скважины и разработки месторождения.

Библиография

1. Гаязов М.С., Давлетшин Ф.Ф., Валиуллин Р.А. и др. Особенности теплового поля в горизонтальной скважине применительно к определению расхода жидкости методом активной термометрии // Нефтегазовое дело. 2023. № 21 (5). С. 6–18.
2. Nowak T.J. The Estimation Water Injection Profiles from Temperature Survey // Petroleum Transaction AIME. 1953. N 198. P. 203-212.
3. Ramey H.J. Wellbore Heat Transmission // Journal of Petroleum Technology. 1962. N 4. P. 427–435.
4. Hasan A.R., Kabir C.S., Wang X. A robust Steady-State Model for Flowing-Fluid Temperature in Complex Well // SPE 109765. Annual Technical Conference. Anaheim, 2007. P. 17–18.
5. Нигматулин Р.И. Механика сплошной среды. Кинематика. Динамика. Термодинамика. Статистическая динамика. М.: ГЭОТАР-Медиа, 2014. 640 с.
6. Рубинштейн Л.И. Температурные поля в нефтяных пластах. М.: Недра, 1972. 276 с.
7. Арнольд Л.В., Михайловский Г.А., Селиверстов В.М. Техническая термодинамика и теплопередача. Т. 2. М.: Высшая школа. 1979. 446 с.
8. Brown G.B., Kennedy B., Meling T. Using Fiber-Optic Distributed Temperature Measurements to Provide Real-Time Reservoir Surveillance Data on Witch Farm Field Horizontal Extended-Reach Wells // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, 2000. P. 45–47.
9. Goiffon J. Applications of Fiber-Optic Real-Time Distributed Temperature Sensing in a Heavy-Oil-Production Environment // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Amsterdam: The Netherlands, 2006. P. 7–14.
10. Рыжов В.А., Лютоев П.А. Контроль пароциклической обработки пласта с помощью распределенной волоконно-оптической системы DAS и DTS в скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» // Сборник материалов 6-ой научно-практической конференции «Горизонтальные скважины – 2024». М., 2024. С. 281–284.
11. Hasan A.R., Kabir C.S. Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas: SPE. Richardson, 2002. P. 31–36.
12. Brown G., Field D. Production Monitoring Through Openhole Gravel-Pack Completions Using Permanently Installed Fiber-Optic Distributed Temperature Systems in the BP-Operated Azeri Field in Azerbaijan // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, 2005. P. 5–8.
13. Costello C., Sordyl P., Hughes C. Permanent Distributed Temperature Sensing (DTS) Technology Applied in Mature Fields: A Forties Field Case Study // Proceedings of the SPE Intelligent Energy International. Utrecht: The Netherlands, 2012. P. 12–13.