

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА СКВАЖИНЫ И ОБВОДНЕННОСТИ ПО ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ ИЗМЕРЕНИЯМ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

А. Ю. Приходько¹, М. А. Шишленин^{1,2,3}

¹Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск

²Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, 630090, Новосибирск

³Институт математики им. С.Л. Соболева СО РАН, 630090, Новосибирск

УДК 519.622

Важной задачей диагностики скважины является оперативное определение изменения количества жидкости, поступающей в скважину (дебит), и отношения количества воды к количеству жидкости (обводненность). В статье проведен сравнительный анализ алгоритмов определения этих параметров на основе решения обратной задачи. Приведены результаты численных расчетов.

Ключевые слова: коэффициентная обратная задача; идентификация параметров; система ОДУ; генетический алгоритм; метод роя частиц; метод имитации отжига; дебит жидкости; обводненность

Введение

Важность решения прямой и обратной задачи для двухфазного потока (жидкость-газ) определяется тем, что на данный момент эксплуатируются более 100000 скважин в России. Нефтяным компаниям необходимо знать производительность каждой скважины для управления нефтедобывающими скважинами и планирования добычи. Мониторинг отдельных скважин также является требованием, предусмотренным различными нормативными актами. Постоянный мониторинг состояния скважин очень сложный и дорогостоящий процесс, требующий установки дополнительного специального оборудования. Мониторинг может быть осуществлен, если использовать стандартный набор телеметрии насоса, например, датчики давления и температуры, которые уже установлены почти на всех скважинах.

Проблема определения параметров скважины изучалась многими исследователями. В работе [6] предложен подход с использованием инфракрасной спектроскопии и физико-химических свойств исследуемой смеси. Некоторые методы опираются на получение измерений обводненности в устье, где условия наиболее подходящие [1, 2]. Одна из старейших технологий определения обводненности измеряет диэлектрические параметры жидкости [3]. Дебит отдельной скважины можно измерять с помощью расходомера. Однако прямое измерение многофазного потока в скважине по-прежнему является сложной задачей [7, 8]. В работе [15] был разработан эффективный метод оценки дебита по термограмме.

В данной работе предложен метод восстановления дебита скважины и обводненности продукции на основе решения обратной задачи с дополнительным измерением давления и температуры в устье скважины. Для решения обратной задачи и оценки искомых параметров применяются методы глобальной оптимизации: генетический алгоритм, метод Роя частиц, имитации отжига. Эти методы сравниваются с методом палеток [11, 12, 14]. Проведен сравнительный анализ алгоритмов определения этих параметров и приведены результаты численных расчетов.

1 Постановка задачи

Зная давление и температуру в скважине необходимо в разработке систем сбора и транспортировки нефтепродуктов, расчет температурных режимов насосов, проектирование систем и методов оценки наличия парафиновых отложений и гидратообразований, проектировании газолифтных скважин.

Математическая модель основана на решении уравнения тепло- и массопереноса. При расчете теплофизических свойств водно-нефтегазовой смеси и структуры используется информация о стандартных характеристиках и компонентах нефтегазовой смеси [12, 14]. Алгоритм использует аналитические формулы расчета теплофизических свойств нефти, дифференциальных уравнений тепломассопереноса в двухфазной смеси, а также полуэмпирические формулы для расчета структуры потока.

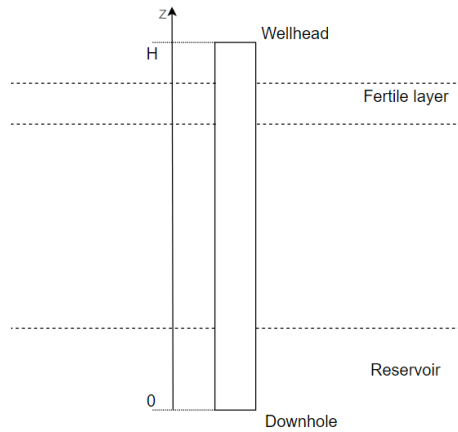


Рис. 1: Модель скважины.

Рассмотрим математическую модель распределения давления и температуры в скважине, описанную нелинейной системой обыкновенных дифференциальных уравнений.

Если давление P меньше давления дегазации (9 МПа), то жидкость состоит из воды и нефти (однофазный поток) $z \in (0, z_d)$:

$$\frac{\partial P}{\partial z} = -10^{-6} \rho_l g \cos \alpha - i_{fr}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial t}{\partial z} = \frac{10^3}{C_l \rho_l} \alpha_{lt} (t + 273) \frac{\partial P}{\partial z} + 10^3 \frac{i_{fr}}{C_l \rho_l} - \frac{\pi D_i k_\tau}{G C_l} (t - t_\Gamma); \quad (2)$$

Здесь z_d — точка, в которой давление опускается до уровня дегазации $P(z_d) = 9$ МПа (точка дегазации).

Предполагаем, что метановый газ (CH_4) растворяется в жидкости и если давление P превышает давление дегазации, т.е. в жидкости появляются газовые пузыри (двухфазный поток: вода, нефть и газ), то система уравнений принимает следующий вид $z \in (z_d, H)$:

$$\frac{\partial P}{\partial z} = -10^{-6} \rho g \cos \alpha - i_{fr}, \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial t}{\partial z} = & \left\{ \frac{10^3}{C_{gl}(\rho_l(1 - \beta_g) + \rho_g \beta_g)} \left[\alpha_{lt}(1 - \beta_g)(t + 273) + \beta_g \right] \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{\pi D_i K_\tau}{G C_{gl}} (t - t_\Gamma) - \right. \\ & \left. - \frac{G_{og} L_p}{G C_{gl}} \frac{\partial}{\partial P} \left(\frac{\rho_g \beta_g}{\rho_o(1 - \beta_g) + \rho_g \beta_g} \right) \frac{\partial P}{\partial z} + 10^3 \frac{i_{fr}(1 - \beta_g)}{C_{gl}(1 - \varphi_g)(\rho_l(1 - \beta_g) + \rho_g \beta_g)} \right\} \div \\ & \div \left\{ 1 + \frac{G_{og} L_p}{G C_{gl}} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\rho_g \beta_g}{\rho_o(1 - \beta_g) + \rho_g \beta_g} \right) \right\}. \end{aligned} \quad (4)$$

Здесь P — давление (Па), t — температура ($^{\circ}\text{C}$), z — текущая глубина (м). Подробное описание математической модели представлено в работе [11].

Предположим, что мы можем измерить давление и температуру в скважине (см рис. 1). В прямой задаче требуется найти распределение давления и температуры в скважине. Для решения прямой задачи к системе уравнений (1), (2), (3), (4) добавляем данные Коши

$$P(0) = P_0, \quad t(0) = t_0 \quad (5)$$

и условие непрерывности

$$[P]_{z=z_d} = 0, \quad [t]_{z=z_d} = 0. \quad (6)$$

Обратная задача заключается в определении дебита Q_l (тонн/сутки) и обводненности S_w (%) по измерениям температуры и давления в устье скважины:

$$P(H) = P_{data}, \quad t(H) = t_{data} \quad (7)$$

Мы предполагаем, что все данные измеряются с погрешностью

$$|P_{data} - P_{data}^\delta| < \delta_P, \quad |t_{data} - t_{data}^\delta| < \delta_t. \quad (8)$$

2 Решение обратной задачи

Сформулируем обратную задачу (1), (2), (3), (4), (5), (6) и (7) в виде нелинейного операторного уравнения:

$$A(q) = f^\delta. \quad (9)$$

Здесь $q = (Q_l, S_w)$, $f^\delta = (P_{data}^\delta, t_{data}^\delta)$.

Будем решать обратную задачу минимизацией следующего функционала:

$$J(Q_l, S_w) = (P(H) - P_{data}^\delta)^2 + (t(H) - t_{data}^\delta)^2. \quad (10)$$

Для решения задачи минимизации (10) мы применяем генетический алгоритм (GA) [5], метод роя частиц (PSO) [9], метод имитации отжига (SA) [4] и проведем сравнение с методом палеток (BFS) [12, 13, 14].

3 Численные результаты

Проведены численные расчеты для определения двух параметров: дебита и обводненности. Зафиксируем следующие параметры: глубина скважины $H = 2000$ m, количество шагов $N = 2000$, размер шага $h = H/N = 1$ m.

Данные обратной задачи взяты для точного решения $Q_l = 200$ и $S_w = 50\%$. Мы предполагаем, что погрешность измерения данных составляет $\delta_P = 0.025$ и $\delta_t = 0.25$. Более того предполагаем, что давление P_0 и температура t_0 в забое также измеряются с погрешностью.

Система нелинейных дифференциальных уравнений (1), (2), (3), (4) и (5) решается численно от забое до устья скважины методом Адамса четвертого порядка.

Расчеты проводились до тех пор, пока не будет достигнут критерий остановки $J(Q_l, S_w) < 10^{-5}$.

Расчеты проводились на ПК с процессором Intel Core i3-5005U, 2 физических ядра (2.00 GHz) и 4 GB ОЗУ.

Генетический алгоритм (GA). Параметры алгоритма: количество индивидуумов $p_0 = 150$, $p_0 * T_r = 45$, $d = 1.5$, $\mu = 0.3$. Метод достигает критерия остановки за 54 итерации. Численное решение обратной задачи представлено на рисунке рис. 2а.

Метод роя частиц (PSO). Параметры алгоритма: количество частиц — $NoP = 150$, коэффициенты при компонентах скорости: $\alpha = 0.3$, $\beta = 0.3$. Для достижения критерия остановки необходимо 97 итераций. Результат работы алгоритма показан на рис. 2б

Метод имитации отжига (SA). Параметры алгоритма: коэффициент охлаждения $C = 0.9$. SA делает 108 итераций, 12 шагов (изменение позиции). Получено следующее решение обратной задачи $Q_l = 200.342941$, $S_w = 49.975567$.

Метод палеток (BFS). При заданном уровне погрешности измерений строятся линии уровня давления и температуры. Решение обратной задачи имеет множество решений, которые сосредоточены в секторе пересечения соответствующих линий уровня. Результат работы алгоритма представлен на рис. 3а и рис. 3б. Множество решений, полученное методом палеток, представлено на рис. 4

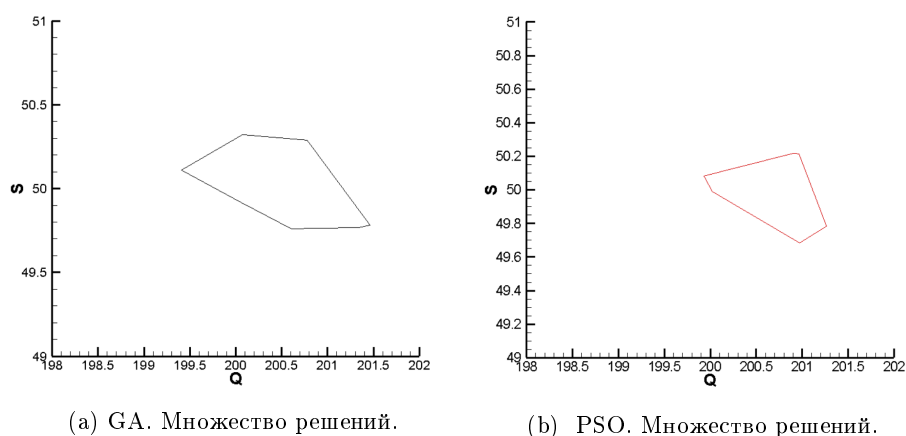


Рис. 2: Результаты работы оптимизационных алгоритмов

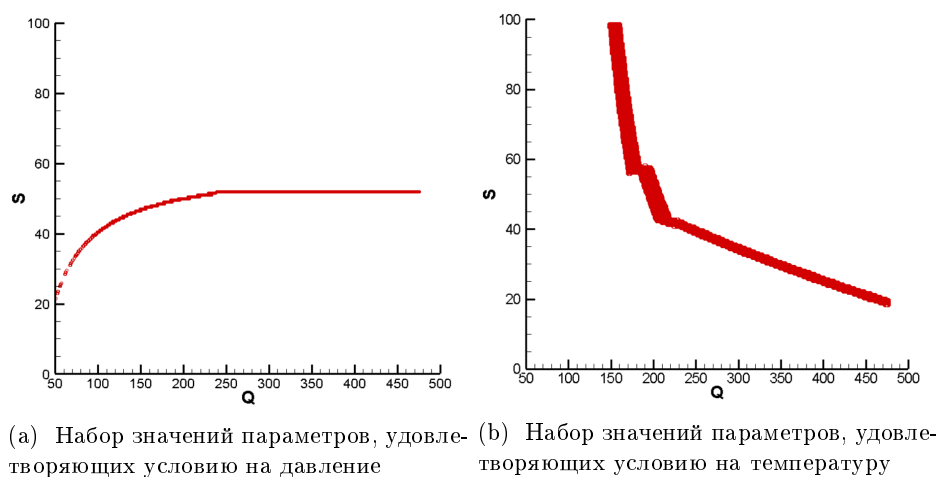


Рис. 3: BFS

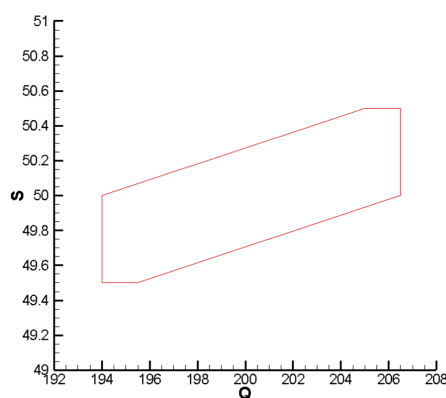


Рис. 4: BFS. Пересечение линий уровня. Множество решений задачи

4 Заключение

Все алгоритмы имеют достаточно высокую скорость решения обратной задачи, что позволяет оценивать необходимые параметры практически в режиме реального времени на ноутбуке (кроме метода палеток), что очень важно для инженеров для контроля скважины. Если необходимо получить одно решение, сле-

дует использовать метод имитации отжига, если нас интересует область параметров, нужно использовать метод роя частиц, генетический алгоритм и метод палеток. Отметим, что можно существенно уменьшить число итераций, учитывая априорную информацию об искомом решении [10, 13]. В дальнейшем планируется добавить восстановление газового фактора и других параметров действующего месторождения.

	GA	PSO	QMA	BFS
$J(Q_l, S_w) < 10^{-5}$	12.5 сек	37.7 сек	9.7 сек	21 мин
$J(Q_l, S_w) < 10^{-7}$	16.7 сек	49.5 сек	13.9 сек	21 мин

Таблица 1: Время вычислений для разных критериев остановки

Список литературы

- [1] Liu K. T. et al. Application of a mass flowmeter for allocation measurement of crude oil production //SPE production engineering. – 1988. – Т. 3. – №. 04. – С. 633–636.
- [2] Flahive R. M. et al. Production well testing utilizing a mass flow meter //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 1987.
- [3] Hohn P. P. et al. Capacitance water-cut probe utilization in the Kern river field //SPE California Regional Meeting. – Society of Petroleum Engineers, 1989.
- [4] Dueck G. W., Butler J. T. A heat quench algorithm for the minimization of multiple-valued programmable logic arrays //Computers & electrical engineering. – 1996. – Т. 22. – №. 2. – С. 103–107.
- [5] Deb K. et al. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II //IEEE transactions on evolutionary computation. – 2002. – Т. 6. – №. 2. – С. 182–197.
- [6] Mohamed A. M. O., El Gamal M., Zekri A. Y. Effect of salinity and temperature on water cut determination in oil reservoirs //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2003. – Т. 40. – №. 3. – С. 177–188.
- [7] Webster M. J. et al. Well surveillance with a permanent downhole multiphase flowmeter //SPE Production & Operations. – 2006. – Т. 21. – №. 03. – С. 388–393.
- [8] Pinguet B. G. et al. Field Experience in Multiphase Gas-Well Testing: The Benefit of the Combination of Venturi and Multienergy Gamma Ray //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [9] Poli, Riccardo, James Kennedy, and Tim Blackwell. Particle swarm optimization. Swarm intelligence, 1(1) (2007): 33–57.
- [10] Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. Quasi-solution in inverse coefficient problems // Journal of Inverse and Ill-Posed Problems. 2008. V. 16, iss. 7. P. 705–713.
- [11] С. И. Кабанихин, А. Н. Черемисин, М. А. Шишленин. Задача определения обводненности и дебита в вертикальной скважине // Сибирские электронные математические известия. 2010. Т. 7. С. 362–379.
- [12] С. И. Кабанихин, А. Н. Черемисин, М. А. Шишленин. Обратная задача определения обводненности и дебита в вертикальной фонтанной скважине // Сибирский журнал индустриальной математики. 2011. Т. 14, № 3. С. 31–36.
- [13] Кабанихин С.И., Шишленин М.А. Об использовании априорной информации в коэффициентных обратных задачах для гиперболических уравнений // Тр. ИММ УрО РАН. 2012. Т. 18, № 1. с. 147–164.
- [14] А.Э. Рязанцев, С.И. Кабанихин, М.А. Шишленин. Математическое обоснование использования систем телеметрии погружных насосов для непрерывного мониторинга работы добывающих скважин // Вестник ЦКР Роснедра. 2013. Т. 5. С. 32–36.

- [15] Nian Y. L. et al. A novel method for predicting gas/oil flow rate from temperature log data //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Т. 133. – С. 801–809.

*Алексей Юрьевич Приходько — студент ММФ,
Новосибирский государственный университет;
e-mail: prikhodko1997@gmail.com;*

*Максим Александрович Шишленин — д.ф.-м.н.,
с.н.с. Института математики им. С.Л. Соболева СО РАН,
с.н.с. Института вычислительной математики
и математической геофизики СО РАН;
Новосибирский государственный университет;
e-mail: mshishlenin@ngs.ru.
Дата поступления — 31 мая 2017 г.*