

Выбор местоположения забоев скважин

Гидродинамическое моделирование с решением обратных задач увеличивает добычу

Валерий Иктисанов, Александр Гончаров, Ирина Нигмадзянова

В большинстве случаев выбор координат забоев скважин на этапе проектирования производится по геологической модели месторождения или секторной гидродинамической модели. Однако более строгого решения этой задачи можно достичь путем решения оптимизационной задачи на гидродинамической модели месторождения с привлечением методов решения обратных задач. В качестве критерия оптимизации предлагается использовать накопленную добычу нефти по месторождению или чистый дисконтированный доход (ЧДД) за некоторый период времени, что позволяет значительно увеличить комплекс определяющих факторов. Предложенный алгоритм с использованием метода Брента продемонстрировал свою устойчивость и приемлемую точность для небольшого количества вертикальных скважин пилотного месторождения. Применение данного метода позволило увеличить накопленную добычу нефти по месторождению и ЧДД.

Ключевые слова: координаты забоя скважины, гидродинамическое моделирование, решение обратной задачи, накопленная добыча, чистый дисконтированный доход.

Нефтяная промышленность относится к капиталоемким отраслям. Поэтому ошибки и неточности, допускаемые на этапе проектирования и управления разработкой нефтяных месторождений, могут обернуться миллионными и миллиардными потерями. Одной из задач, довольно активно решаемой в нефтяных компаниях, является обоснование положения забоев новых скважин при уплотнении сетки скважин, организации очагового/избирательного заводнения, бурении боковых стволов, включая горизонтальные стволы, а также расстановке скважин на новых месторождениях. В большинстве случаев решение этих задач основывается на использовании геологической модели месторождения и разнообразных эмпирических правил. Однако более корректного решения данной задачи можно достичь при использовании показателей, на которые ориентируются нефтяные компании, — накопленной добычи нефти и чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Данные показатели можно рассчитать как функции от координат забоев прогнозируемых скважин при наличии настроенной гидродинамической модели месторождения. Оптимизация координат забоя скважины выполняется при помощи широко известных методов решения обратных задач. Данной теме, а именно строгому математическому обоснованию забоев новых скважин, позволяющему в рамках имеющихся гидродинамических

Валерий Иктисанов — д. т. н., профессор, главный научный сотрудник «ТатНИПИнефти», г. Бугульма.

Александр Гончаров — генеральный директор ООО «Каппа СНГ», г. Санкт-Петербург.

Ирина Нигмадзянова — инженер инженерного центра ПАО «Татнефть», г. Альметьевск.

SELECTING THE BOTTOMHOLE LOCATION

Hydrodynamic modeling with inverse problem solution increases oil production

In most cases, the bottomhole coordinates of a well are selected at the design stage by geological simulation or sectoral hydrodynamic modeling. But a more rigorous solution of this task can be achieved by solving an optimization problem during the hydrodynamic simulation of a field using inverse problem-solving methods. As an optimization criterion, it is proposed to use cumulative oil production for a field or net present value (NPV) for a certain period of time, in order to make it possible to increase the complex of determining factors considerably. The proposed Brent's Method algorithm has demonstrated its stability and acceptable accuracy for a small number of vertical pilot-field wells. This method helped to increase cumulative oil production for a field and NPV.

Keywords: bottomhole coordinates, hydrodynamic simulation, inverse problem solution, cumulative production, net present value.

Valery Iktisanov, Alexander Goncharov, Irina Nigmatdzyanova

Рисунок 1
Пилотное месторождение и скважины для моделирования

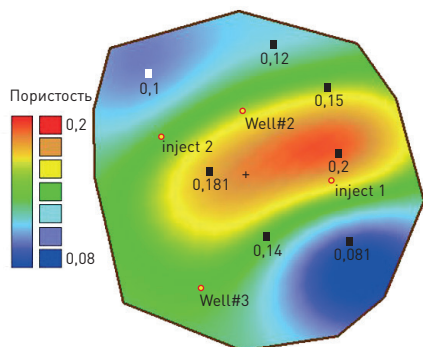
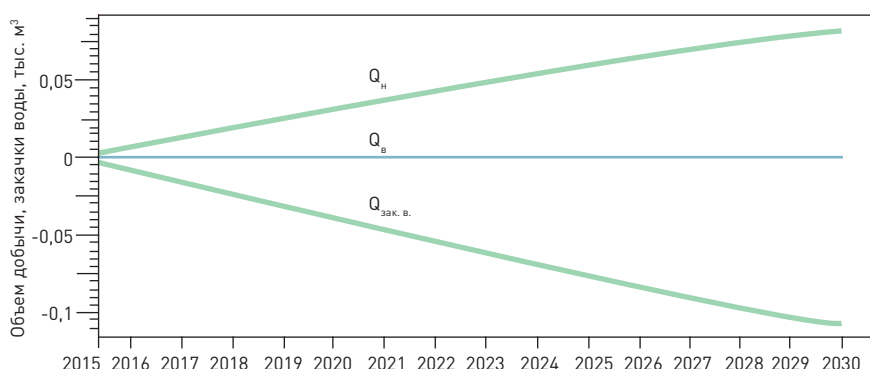


Рисунок 2
Пример динамики накопленной добычи нефти, воды и объема закачанной воды по месторождению



моделей месторождения повысить накопленную добычу нефти и улучшить экономические параметры, посвящена представленная статья.

Расчеты для единичной пилотной скважины

Для решения поставленной задачи использовался гидродинамический симулятор «Рубин» компании Karra Engineering. Основным преимуществом данного симулятора является использование сетки Вороного, создаваемой под решение конкретной задачи [1], что позволяет учитывать, как и в традиционных симуляторах, весь комплекс параметров, при этом существенно уменьшается время счета. Другое преимущество данного симулятора — довольно быстрое насыщение исходными данными в сравнении с другими симуляторами.

Первоначально для отработки алгоритма создано небольшое месторождение с двумя добывающими и двумя нагнетательными скважинами (рис. 1). Предполагалось наличие двух пластов, гидродинамически связанных между собой, при этом для основного пласта задавалась латеральная неоднородность по пористости.

Дополнительно задавались параметры физико-химических свойств нефти, газа и воды, интервалы перфорации по каждой скважине, фазовые проницаемости для нефти и воды и для нефти и газа и другая необходимая информация.

Таблица 1
Итерации расчетов по первому алгоритму

№ шага	X, м	Y, м	Накопленная добыча нефти по месторождению, тыс. м³
0	-150	-1230	81,8
1	-150	0	65,4
2	-150	800	55,9
3	-150	-1650	77,3
4	-1100	-1070	77,2
5	500	-1070	70,6
6	-200	-1070	82,3
7	-450	-1070	82,6
8	-450	-1270	81,4
9	-450	-830	81,2
10	-450	-1060	82,6

Таблица 2
Решения при оптимизации по накопленной добыче и по ЧДД за 15 лет

Критерий оптимизации	X, м	Y, м	Накопленная добыча нефти, тыс. м³	ЧДД, млн руб.
Решение при оптимизации по накопленной добыче	-370	-1150	82,36	281,92
Решение при оптимизации по ЧДД	-380	-820	81,46	283,59

Для ускорения расчетов при апробации алгоритма давление насыщения принималось чуть выше забойных давлений добывающих скважин. Расчеты осуществлялись в режиме задания постоянных забойных давлений для нагнетательных и для добывающих скважин. Попутно следует отметить, что определение оптимальных забойных давлений представляет собой схожую, но отдельную задачу [2], которая не рассматривается в данной статье.

Целью выполненных расчетов была отработка алгоритма решения задачи по определению координат скважины, обеспечивающих максимальную накопленную добычу нефти по месторождению или максимальный накопленный ЧДД. Для технико-экономических расчетов использовались данные накопленной добычи нефти, воды и накопленного объема закачанной воды по месторождению за 15 лет (рис. 2).

Технико-экономические расчеты выполнялись по алгоритму, разработанному в институте «ТатНИПИ-нефть». Экономические показатели содержат в себе влияние самых различных факторов: это поступление денег от реализации нефти, затраты на подъем продукции на поверхность и перекачку по наземным коммуникациям, на деэмульсацию продукции, на закачку и многое другое. При использовании ЧДД задача определения координат забоя скважины становится более прозрачной и учитывает большее количество определяющих факторов.

Рисунок 3
Определение максимума функции по трем точкам с использованием метода Брента

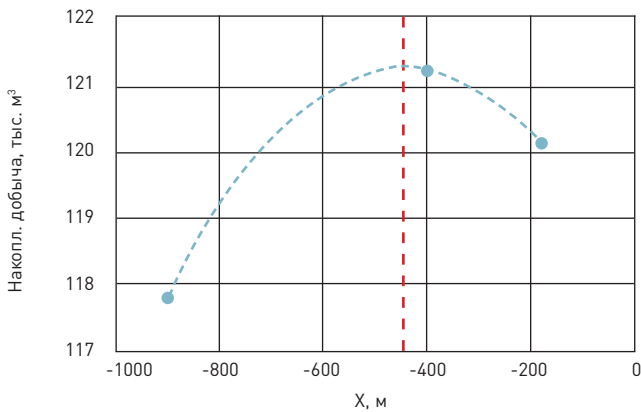


Рисунок 4
Графический вид итерационного процесса решения

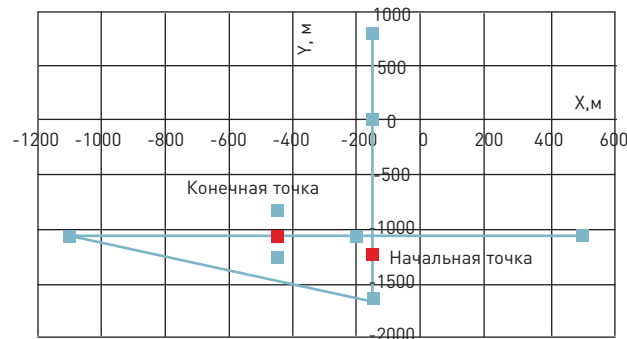
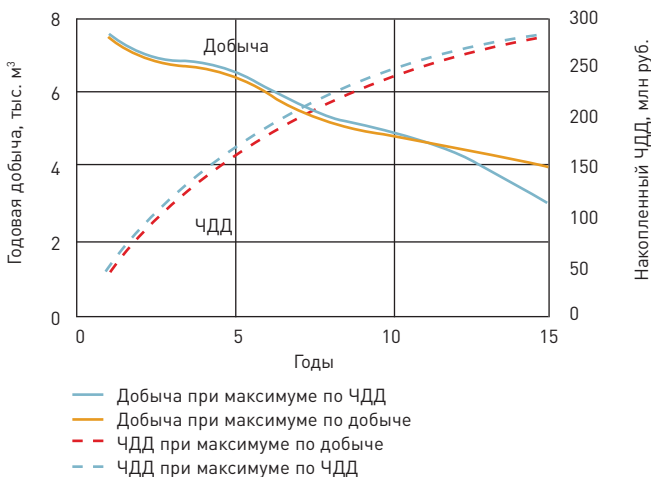


Рисунок 5
Добыча нефти и ЧДД для разных критериев оптимизации



Рассматриваемая задача является двухпараметрической, так как определению подлежат две координаты — X и Y. Существующие методы решения обратных многомерных задач достаточно подробно изложены в [3], все они приближенные и основаны в той или иной мере на решении одномерных задач. Наибольшего внимания, на наш взгляд, заслуживает метод Брента [4], предназначенный для решения

одномерной задачи при использовании параболической аппроксимации трех точек.

Для определения двух неизвестных параметров X и Y был предложен следующий прием. На первом этапе определялась одна из координат, например Y, по методу Брента при заданном начальном приближении другой координаты X (рис. 3). Далее рассчитывалась другая координата X для найденной первой координаты. Задача прогонялась несколько раз в виде итераций. Как показала практика, обычно достаточно 1–2 итераций, чтобы с достаточной точностью, характерной для использования численных методов, определить искомые координаты, обеспечивающие максимум накопленной добычи нефти (табл. 1, рис. 4). Основной проблемой являлось корректное задание трех точек, необходимых для построения параболы с экстремумом внутри рассматриваемого диапазона, так как в некоторых случаях получались монотонно возрастающие или убывающие зависимости.

В процессе отработки алгоритма был замечен очевидный факт: при задании сильно удаленных точек решение сходится медленно. При задании близких точек, как уже отмечалось, возможно отсутствие экстремума на параболе внутри рассматриваемых точек. В итоге выбор предполагаемых границ, в пределах которых ищется решение, имеет определяющее значение.

Естественно, при изменении времени разработки месторождения изменялись и координаты забоя рассматриваемой скважины. Так, увеличение времени разработки с 15 до 35 лет сдвинуло координаты забоя с (-450, -1060) до (-440, -1290), то есть приблизило координаты практически к краю залежи, что вполне объяснимо с позиций наибольшего отбора нефти при вытеснении ее водой. Таким образом, координаты забоя зависят не только от геологических особенностей месторождения, но и от текущего состояния и времени разработки месторождения.

Сравнение координат забоя, определенных при использовании различных критериев оптимизации (накопленная добыча нефти и накопленный ЧДД за 15 лет), свидетельствует о неоднозначности результатов, чего и следовало ожидать (рис. 5, табл. 2). ЧДД «направляет» скважину в сторону области высокой пористости и проницаемости для более быстрой окупаемости, несмотря на то что в последние годы это приводит к резкому обводнению рассматриваемой скважины и снижению добычи нефти по месторождению.

В итоге предлагаемый алгоритм определения координат новой скважины показал свою устойчивость и приемлемую точность. К недостаткам можно отнести только необходимость как минимум семи расчетов прямой гидродинамической задачи на симуляторе, что требует значительного времени счета. Однако потраченное время может с лихвой окупиться дополнительной добычей нефти по месторождению.

Рисунок 6
Определение числа итераций по критерию накопленной добычи

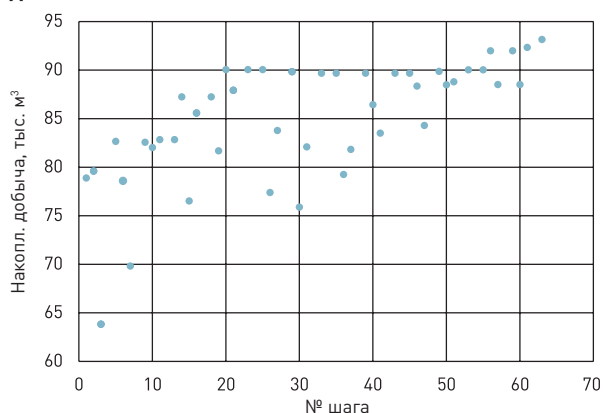
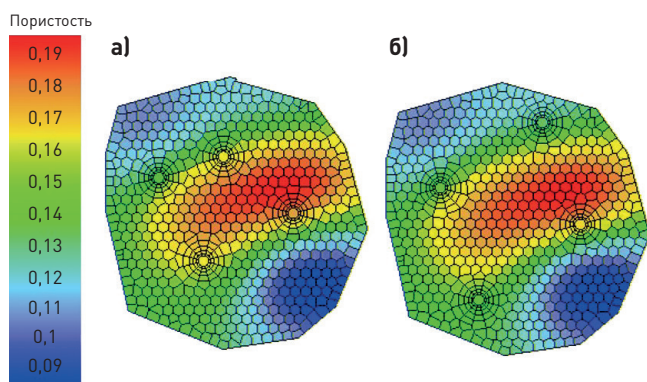


Рисунок 7
Расположение скважин до (а) и после (б) оптимизации забоев



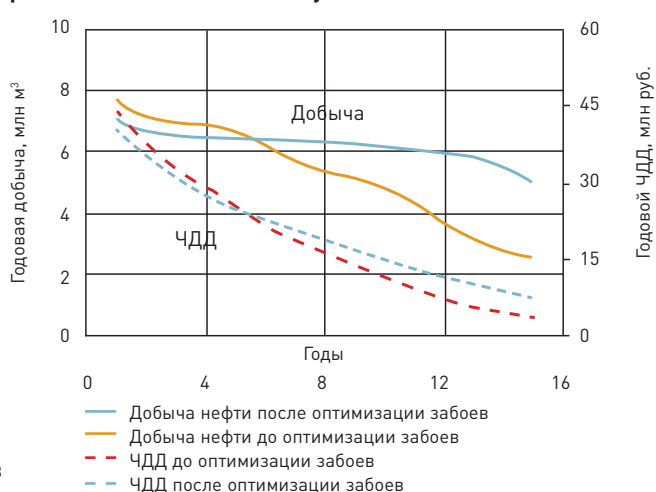
Расчеты для всех пилотных скважин

Следующим этапом работы было нахождение координат забоев всех скважин. Задача решалась аналогично тому, как и для единичной скважины. Отличие лишь в том, что после определения максимума накопленной добычи по одной из скважин далее осуществлялся переход на другие скважин — и так несколько раз до тех пор, пока накопленная добыча и координаты скважины практически не изменялись (рис. 6).

Результаты расчетов показывают, что изменение координат нагнетательных скважин практически не повлияло на накопленную добычу нефти. Первый цикл (круг) расчетов по добывающим скважинам почти сразу привел к росту накопленной добычи с 79 до 90 тыс. м³. Второй цикл дал значительно меньшее увеличение — с 90 до 93 тыс. м³ при гораздо большем числе шагов (рис. 6). Поэтому для приближенных расчетов вполне хватает одного цикла расчетов.

В целом оптимизация координат забоев скважин по накопленной за 15 лет добыче привела к ее росту на 18,2% и росту ЧДД на 8,5%. При оптимизации по ЧДД происходит больший рост данного параметра. Изменение координат скважин до и после оптимизации их забоев, а также показатели разработки при различном расположении скважин представлены на рисунках 7, 8.

Рисунок 8
Сравнение вариантов разработки при различном расположении скважин на участке



Выводы

Моделирование, выполненное на пилотном месторождении, показывает, что оптимизация координат забоев скважин позволяет увеличить накопленную добычу нефти по месторождению и ЧДД. Оптимизация местоположения забоев скважин достигается при помощи гидродинамического моделирования и метода решения обратных задач.

Использование накопленной добычи нефти по месторождению или ЧДД в качестве оптимизационных критериев позволяет учесть целый комплекс параметров, таких как особенности геологического строения, интерференция скважин, уровень выработки запасов и так далее, а для ЧДД — дополнительные затраты на добычу и транспортировку продукции, ее обезвоживание и другие.

Предлагаемый алгоритм оптимизации координат забоев скважин с использованием метода Брента показал свою устойчивость и приемлемую точность, в связи с чем его можно рекомендовать для месторождений с небольшим количеством скважин. ⬇

Литература

1. Allain O. Dynamic Flow Analysis [E. recourse]. – O. Allain, E. Tauzin [et al.]. – KAPPA, 2007.
2. Иктисанов В.А. Повышение эффективности регулирования разработки нефтяной залежи за счет обоснования и поддержания оптимальных забойных давлений. Материалы 4-й научн.-практ. конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений». – Томск: Изд-во Томского университета, 2005. – С. 6–8.
3. Press W., Teukolsky S., Vetterling W., Flannery B. Numerical Recipes in C: The Art of Scientific Computing. – Cambridge University Press, 1992.
4. Brent R.P. Algorithms for Minimization without Derivatives. – Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1973.