

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Контарович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. — 1997. — Т. 38. — № 6. — С. 1070–1078.
2. Арье А.Г., Славкин В.С. О механизме нефтегазонасыщения песчаных линз // Геология нефти и газа. — 1995. — № 2. — С. 41–45.
3. Симоненко В.Ф. Методика исследования поровых растворов при изучении процессов нефтегазонакопления // Поровые растворы в геологии (методические разработки). — Минск: Наука и техника, 1980. — С. 75–154.
4. Мусил Я., Новакова О., Кунц К. Современная биохимия в схемах — М.: Мир, 1984. — 215 с.
5. Серебрянникова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и газа. — Томск: Изд-во ТПУ, 2004. — 144 с.
6. Akande S.O., Ojo O.J., Erdtmann B.D., Hetenyi M. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria // The Pacific Journal of Science and Technology. — 2009. — V. 10. — P. 614–628.
7. Белецкая С.Н. Механизмы и факторы первичной миграции нефти. Моделирование первичномиграционных процессов [Электронный ресурс]. — режим доступа: www.ngtr.ru. — 27.07.2007.
8. Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С.Г. Неручева. — СПб.: Недра, 1998. — 576 с.
9. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. — М.: Недра, 1985. — 223 с.
10. Исаев В.И., Лобова Г.А., Попов С.А., Хашитова А.Б. Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода // Известия Томского политехнического университета. — 2008. — Т. 313. — № 1. — С. 38–43.

Поступила 12.10.2009 г.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

И.Н. Кошовкин, Д.А. Анурьев*, А.Л. Дейнеженко

ОАО «ТомскНИПИнефть»

*ОАО «Верхнечонскнефтегаз», г. Иркутск

E-mail: KoshovkinIN@nipineft.tomsk.ru

Определены методические подходы количественной оценки неопределенностей для достижения эффективности водогазового воздействия на нефтяной пласт. Установлено, что нейронные сети являются эффективным инструментом проведения расчетов и дизайна параметров проведения водогазового воздействия. Методика отработана на секторной модели пласта.

Ключевые слова:

Нефтяной пласт, водогазовое воздействие, секторная модель пласта, нейронные сети.

Key words:

Reservoir, water alternating gas, sector model, artificial neural network.

Введение

Попеременная закачка воды и газа или водогазовой смеси может являться эффективным методом увеличения нефтеотдачи пласта. К настоящему времени опубликовано большое количество работ, посвященных лабораторным исследованиям увеличения коэффициента вытеснения при водогазовом воздействии (ВГВ), анализу условий смесимости закачиваемого агента и нефти, моделированию разработки месторождений при ВГВ, методам контроля эффективности применения ВГВ на месторождении и т. д. [1–5]. Несмотря на ряд примеров успешного внедрения [3, 6], широкое использование технологии сдерживается большими затратами на реализацию проекта при риске получить дополнительную добычу нефти ниже запланированной. Поэтому актуальна задача оценки факторов риска применения технологии для конкретного месторождения. В работе [7] на основе обработки фактического мате-

риала по ряду месторождений предложена процедура экспресс-оценки применимости ВГВ.

В настоящей работе проведен анализ неопределенностей достижения эффективности ВГВ на основе анализа чувствительности с использованием композиционной фильтрационной модели. Методика изложена на примере секторной модели пласта, для построения поверхности отклика использованы нейронные сети.

Секторная модель

Модель представляет собой четвертую часть элемента пятиточечной сетки с одной добывающей и одной нагнетательной скважинами. Пористость распределялась стохастически, со средним значением 0,17. Проницаемость пересчитывалась из пористости по зависимости, полученной из лабораторных исследований керна. Среднее значение

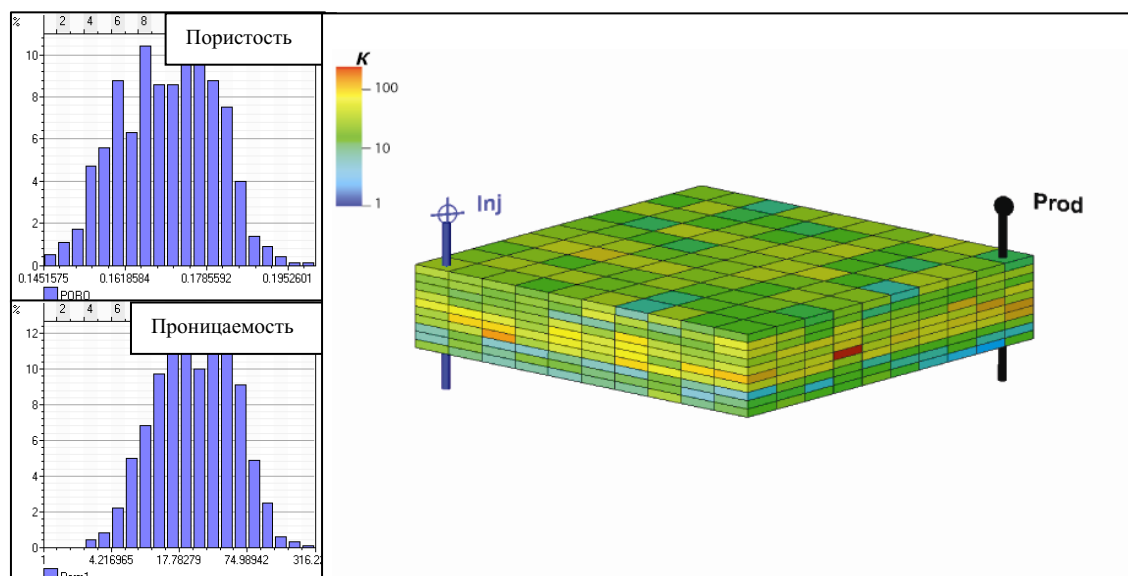


Рис. 1. Распределение свойств и модель пласта (Prod – добывающая; Inj – нагнетательная скважина; K – проницаемость, мД)

проницаемости составило $0,034 \text{ мкм}^2$. На рис. 1 приведены распределения пористости и проницаемости в модели. Данные характеристики типичны для юрских пластов месторождений Западной Сибири. Размерность сетки $10 \times 10 \times 50$ ячеек, параметры ячейки $25 \times 25 \times 1 \text{ м}$.

Будем моделировать ситуацию, когда пласт залегает на глубине 2500 м, начальное пластовое давление 260 атм, температура 90°C , компонентный состав нефти представлен в табл. 1. Вязкость нефти в пластовых условиях – $1,57 \text{ сПз}$, плотность – $0,857 \text{ т/м}^3$. PVT модель построена на примере пластовых проб нефти одного из месторождений Западной Сибири (пласт Ю₁³). В данных условиях, как показывает анализ, может развиваться смешивающийся режим вытеснения нефти газом при концентрации «жирных» компонент $\text{C}_2\text{--C}_4$ в нагнетаемом газе более 27 %.

Таблица 1. Компонентный состав нефти

Данные лабораторных исследований		PVT модель		
Компоненты	Состав нефти	Компоненты	Состав нефти	Состав газа
Азот	0,01	C ₁	0,16	0,70
Метан	0,15			
Углекислый газ	0,01			
Этан	0,02	C ₂	0,03	0,10
Пропан	0,05	C ₃	0,05	0,10
Изобутан	0,02	C ₄₋₅	0,11	0,08
Н-бутан	0,04			
Изопентан	0,02			
Н-пентан	0,03			
Гексаны+остаток	0,65	FR1	0,22	0,02
		FR2	0,21	–
		FR3	0,22	–

Решаемая задача

Как правило, в мировой практике технологии газового и водогазового воздействия используются для повышения нефтеотдачи как третичные методы разработки месторождений. В данной работе моделировался следующий процесс вытеснения нефти. В нагнетательную скважину закачивалась вода с забойным давлением 450 атм. При достижении добывающей скважины обводненности 90 % начиналась закачка смеси воды и попутного нефтяного газа. Содержание газа в смеси около 30 % в пластовых условиях. Плотность водогазовой смеси (ВГС) меньше плотности воды. Ограничивая устьевое давление при закачке ВГС величиной около 200 атм, можно принять забойное давление на нагнетательной скважине 350 атм. При этом приемистость скважины сокращается с 70 до 40 м³/сут. Работа добывающей скважины контролируется по забойному давлению 70 атм. Эффективность применения ВГВ оценивается как дополнительная добыча нефти по сравнению с заводнением.

Оценка неопределенностей

На сегодняшний день оценка эффективности того или иного метода разработки месторождений основывается на расчетах прогноза добычи, полученных с использованием фильтрационных моделей. Как правило, количество и точность данных, необходимых для построения модели, недостаточно. Это неизбежно приводит к возникновению неопределенностей на каждом из этапов: геофизическая интерпретация, геологическое моделирование, оценка свойств породы и пластовых флюидов, сбор промысловых данных о разработке. Поэтому при оценке эффективности метода воздействия на пласт важно проводить количественный анализ неопределенностей с целью учета вероятности получения того или иного результата.

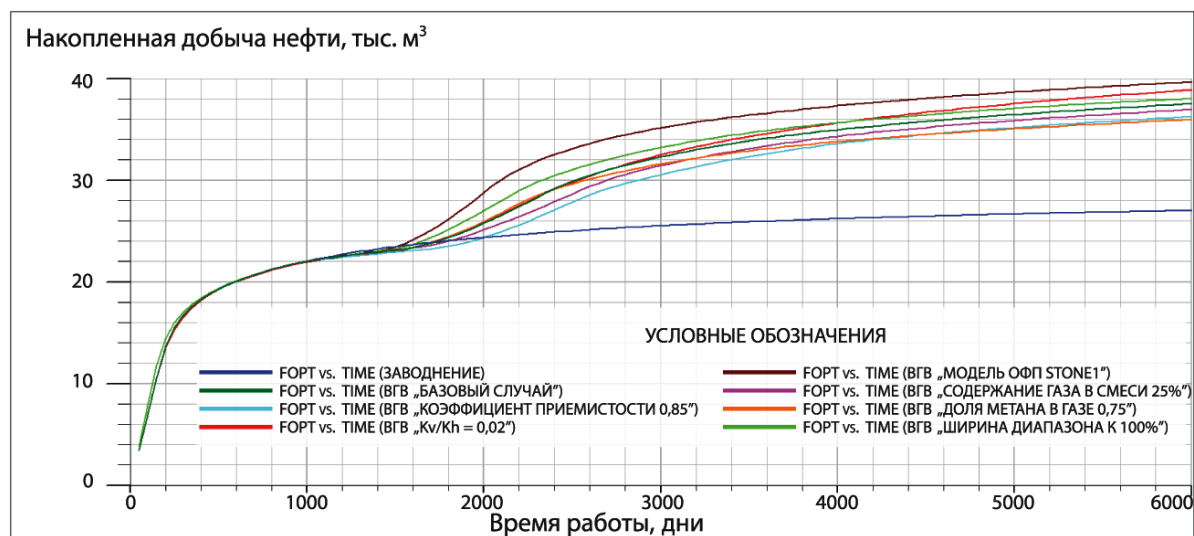


Рис. 2. Влияние неопределенностей на прогноз эффективности ВГВ

Прогноз результата применения метода ВГВ зависит от целого ряда неопределенностей. Список наиболее значимых из них индивидуален для каждой задачи. В данной работе рассматривались следующие неопределенности параметров: горизонтальная проницаемость (k), отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной (k_v/k_h), состав газа, содержание газа в ВГС, приемистость скважины при закачке водогазовой смеси и математическая модель трехфазных относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Данные параметры оказывают значительное влияние на прогноз дополнительной добычи нефти (рис. 2).

Традиционный подход оценки неопределенностей предполагает поочередное изменение каждого параметра в диапазоне погрешности и оценку его влияния на результат моделирования. Остальные параметры остаются неизменными с «базовыми» значениями. Таким образом определяются несколько параметров с наибольшим влиянием на конечный результат, диапазон их изменения учитывается при оценке экономических показателей.

Данный подход имеет существенные недостатки. Во-первых, прогноз с «базовыми» значениями всех параметров не обязательно является самым вероятным. Во-вторых, не учитывается взаимное влияние неопределенных параметров, что может существенно сузить диапазон возможных результатов. В-третьих, данный метод оценки неопределенностей не позволяет получить вероятностного распределения результатов прогноза, что необходимо для сравнения различных проектов.

В практике нефтяного инжиниринга существуют альтернативные методы оценки рисков, позволяющие избежать недостатков традиционного подхода. Одним из них является метод экспериментального дизайна [8]. Суть метода состоит в создании алгоритма, который быстро воспроизводит реакцию гидродинамической модели на изменение параметров.

Такая эмпирическая поверхность отклика совместно с методом Монте–Карло позволяет получить вероятностное распределение прогнозируемого результата. Данная поверхность строится на основании результатов ограниченной выборки расчетов (экспериментов). Для ее построения могут использоваться различные математические методы. В работе использовались нейронные сети. В настоящее время нейронные сети все более широко используются в моделировании нефтедобычи [9].

Предлагаемый метод оценки неопределенностей включает в себя следующие шаги:

- выбор неопределенных параметров, критичных для решаемой задачи;
- составление представительной выборки экспериментов (расчетов), на основании которых будет строиться поверхность отклика;
- построение поверхности отклика с помощью нейронных сетей;
- прогноз результата с учетом вероятностного распределения неопределенных параметров;
- анализ результатов.

Выбор неопределенных параметров и диапазонов их изменения

Применение газовых и водогазовых методов особенно эффективно в случае развития смешивающегося режима вытеснения нефти. Условиями смесимости являются как термобарические характеристики пласта, так и жирность закачиваемого газа. Поэтому учет неопределенности в составе газа является важным для прогноза эффективности ВГВ. В данной работе в качестве газового агента рассматривается попутный нефтяной газ. Неопределенность в его составе связана с процентным содержанием метана, которое может изменяться в процессе разработки месторождения.

Из-за значительного влияния эффекта гравитационной сегрегации воды и газа при реализации процесса ВГВ вертикальная анизотропия пласта играет роль еще более существенную, чем при заводнении. Соотношение kv/kh редко определяется с высокой степенью достоверности. Неопределенность этого параметра обусловлена изменением проницаемости и расчлененности пласта по площади залежи и трудностью точного учета этого при ремасштабировании геологической модели.

Для оценки проницаемости наиболее часто используется линейная зависимость проницаемости от пористости в полулогарифмических координатах. На практике данная зависимость получается как тренд, построенный по целому «облаку» точек. За параметр неопределенности по проницаемости принимается ширина «облака». Значению параметра 100 % соответствует максимально широкий диапазон, значению 0 % – линейная зависимость (тренд).

Трудно гарантировать с высокой точностью сохранения процентного содержания газа при закачке ВГС. Это обусловлено технологическими особенностями оборудования, а также тем, что объемы доступного и необходимого для закачки газа могут меняться в процессе разработки.

При закачке водогазовой смеси часто приходится сталкиваться с существенным снижением приемистости нагнетательных скважин, например из-за гидратообразования. Это приводит к существенному снижению эффективности ВГВ. Поэтому коэффициент приемистости нагнетательной скважины на этапе закачки ВГС относится к неопределенным параметрам.

Помимо геологических и технологических источников неопределенностей на результат оказывают влияние математические модели, используемые для описания пласта и флюидов. Относительные фазовые проницаемости для трех фаз, как правило, получаются на основе использования лабораторных измерений двухфазных кривых (вытеснения нефти водой и вытеснения нефти газом) – это гораздо проще, чем прямые эксперименты получения трехфазных зависимостей. Наиболее распространенными (используемыми в коммерческих симуляторах) являются модель Бэйкера, первая и вторая модели Стоуна. Неопределенность, связанная с расчетом трехфазных ОФП, выражалась в выборе одной из этих моделей.

Создание выборки экспериментов

При составлении выборки экспериментов учитывалось два момента. С одной стороны, должно быть минимальное количество экспериментов – для минимизации гидродинамических расчетов, с другой, выборка должна быть представительна для обеспечения достаточной точности поверхности отклика. Существует несколько подходов опреде-

ления состава выборки экспериментов. В работе используется метод «Space filling design» [10]. Суть подхода – в отображении каждого эксперимента как точки в пространстве, размерность которого равна количеству неопределенных параметров. Формирование выборки заключается в равномерном заполнении объема пространства, ограниченного диапазоном изменения неопределенных параметров (табл. 2). В итоге была составлена выборка, состоящая из ста экспериментов, результаты которых рассчитывались на фильтрационной композиционной модели.

Таблица 2. Неопределенные параметры и диапазоны их изменения

№	Неопределенные параметры	Диапазон изменения параметров		
		Минимум	Среднее	Максимум
1	Доля метана в составе газа	0,65	0,70	0,75
2	kv/kh	0,02	0,10	0,50
3	Диапазон изменения k , %	0	50	100
4	Содержание газа в смеси, %	25	30	35
5	Коэффициент приемистости	0,70	0,85	1,00
6	Модель ОФП	Бэйкера (Bcr), Стоуна1 ($St1$), Стоуна2 ($St2$)		

Построение поверхности отклика

Для построения поверхности отклика использовалась нейронная сеть с архитектурой «многослойный персептрон». В качестве выходной переменной бралась дополнительная добыча нефти, полученная методом ВГВ по сравнению с заводнением. Выходными являлись также ранее описанные параметры неопределенности (рис. 3). Следует отметить, что модель ОФП является многозначным номинальным параметром. При переходе от номинального параметра к численному используется метод кодирования 1 из 3.

Нейронная сеть создавалась с помощью программного пакета STATISTICA Neural Networks. Для обучения нейронной сети использовался стандартный для данной архитектуры алгоритм обратного распространения ошибки. На рис. 4 отображен кросс-плот дополнительной добычи нефти по фильтрационной модели и по нейронной сети (синие точки), а также точность обучения (красная линия). Видно, что ошибка обучения не превышает 5 %.

Построение прогноза и анализ полученных результатов

Используя метод Монте–Карло и вероятностные распределения входных параметров, с помощью поверхности отклика были получены расчеты для 1000 различных случаев. На рис. 5 отображено вероятностное распределение дополнительной добычи нефти, ожидаемой от применения ВГВ.

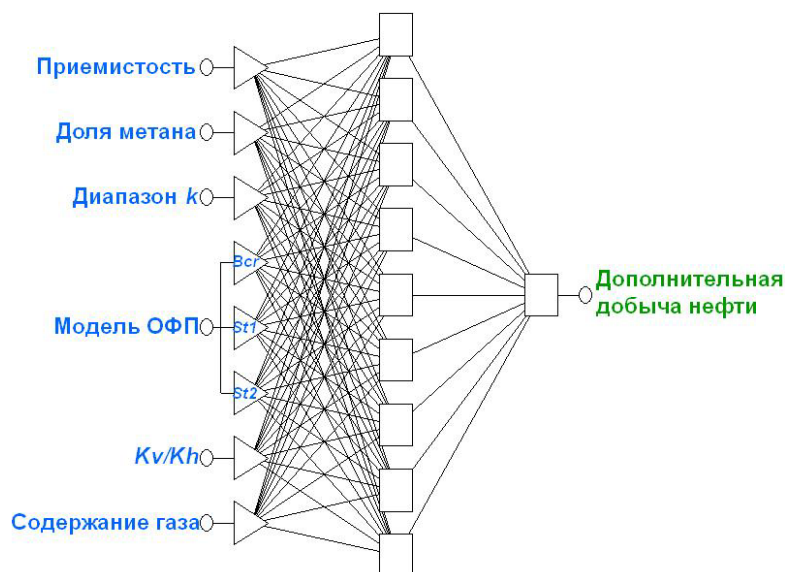
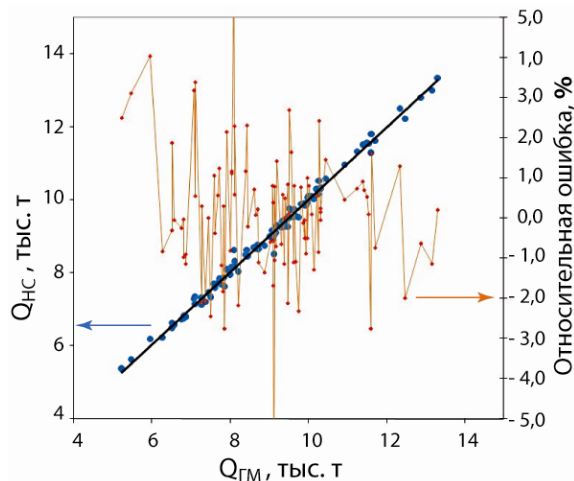


Рис. 3. Схема нейронной сети

Как видно из графика, диапазон возможной дополнительной добычи нефти довольно широк. Вероятность того, что за счет применения ВГВ дополнительная добыча нефти составит не менее 11,6 тыс. т – 10 %, не менее 9,1 тыс. т – 50 % и не менее 7,2 тыс. т – 90 %. Наиболее вероятное значение дополнительной добычи – 8,4 тыс. т.

Рис. 4. Результат обучения нейронной сети ($Q_{ГМ}$ – дополнительная добыча нефти по расчетам на гидродинамической модели, $Q_{НС}$ – по нейронной сети)

На рис. 6 показано влияние каждого неопределенного параметра на прогнозируемую дополнительную добычу нефти. Оно рассчитывалось следующим образом. Поочередно закреплялось минимальное и максимальное значение каждого параметра (табл. 2) и проводилась серия расчетов при изменении остальных параметров в своих диапазо-

нах. Добыча нефти для граничных значений параметра оценивалась усреднением этих расчетов.

Данная диаграмма полезна при составлении плана дополнительных исследований с целью сужения диапазона прогноза или при выборе технологий реализации проекта. В данном случае дополнительные исследования должны быть связаны с оценкой вертикальной анизотропии пласта и уточнением состава попутного нефтяного газа. Модели трехфазной проницаемости Бэйкера и Стоуна 2 приводят к уменьшению добычи, модель Стоуна 1 – к увеличению. Возможное снижение приемистости скважин при закачке водогазовой смеси сильно уменьшает эффективность ВГВ.

Выводы

Определены методические подходы количественной оценки неопределенностей при выборе способа разработки нефтяного пласта. Это особенно актуально, когда речь идет о сложных и дорогостоящих методах, каким является метод водогазового воздействия на нефтяной пласт. Установлено, что нейронные сети являются эффективным инструментом построения поверхности отклика в рамках решения задач по моделированию такого эксперимента.

Полученные результаты подтверждают актуальность управления эффективностью водогазового воздействия на юрских коллекторах Западной Сибири. Методика позволяет оценить степень влияния параметров на увеличение добычи нефти при моделировании водогазового воздействия для конкретного месторождения на полной гидродинамической модели.

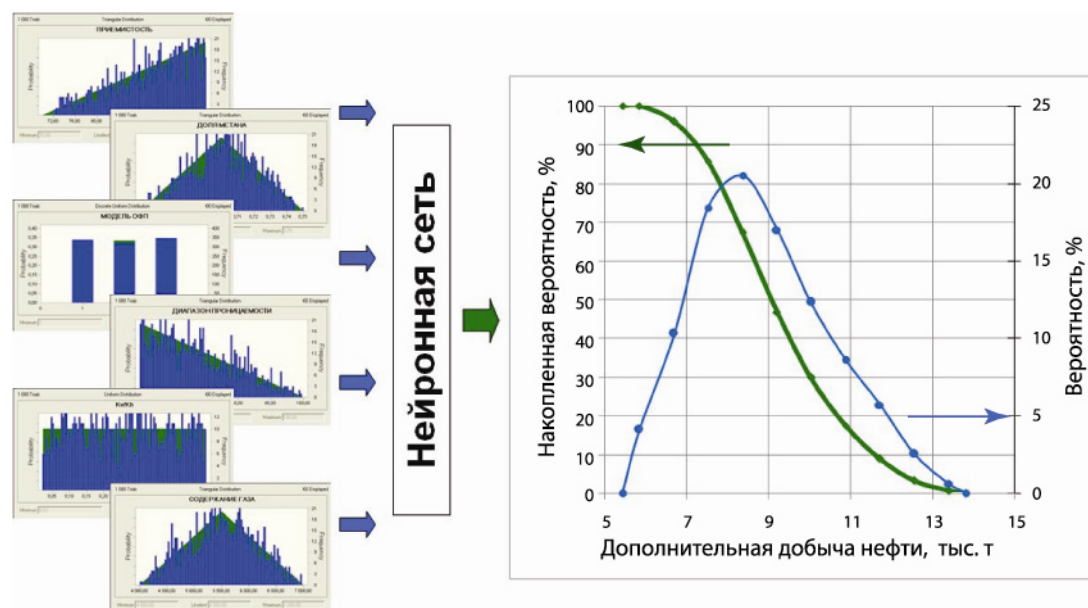


Рис. 5. Вероятностное распределение входных параметров и результата



Рис. 6. Влияние параметров на накопленную добычу нефти

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Городников М.А., Кошовкин И.Н., Чикишев А.Ю., Фомин А.И. Основные технологии оптимизации разработки месторождений нефти и газа ОАО «Томскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 32–37.
- Stalkup F.I. Miscible Displacement. – N.Y.: SPE Monograph Series, 1984. – 164 p.
- Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газоил пресс, 2006. – 200 с.
- McGuire P.L., Foakes A., Spence A.P. Field Evaluation of Different Recovery Processes in Zone 4 of Prudhoe Bay Field // SPE paper 75152, presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium. – April 13-17, 2002. – Tulsa, Oklahoma, 2002. – 19 p.
- Лёвочкин В.В., Иванов Е.А., Закиров С.Н., Идрупский И.М. Секторное моделирование применительно к юрской залежи Новогоднего месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С. 48–51.
- Ваньков А.А., Нургалиев В.Г., Червин Ю.А., Зацепин В.В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт // Нефте-промысловое дело. – 2007. – № 3. – С. 10–13.
- Латыпов А.Р., Зацепин В.В. Геолого-физические критерии эффективного применения технологий газового и водогазового воздействия // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2006. – № 5. – С. 23–29.
- White C.D., Royer S.A. Experimental Design as Framework for Reservoir Studies // SPE paper 79676, presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium. – February 3-5. – 2003. – Houston, Texas, 2003. – 14 p.
- Мандрик И.Э., Шахвердиев А.Х., Сулейманов И.В. Оценка и прогноз нефтеотдачи на основе моделирования нейронными сетями // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 10. – С. 36–39.
- Yeten B., Castellini A., Guyaguler B., Chen W.H. A Comparison Study on Experimental Design and Response Surface Methodologies // SPE paper 93347, presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium. – January 31-February 3. – 2005. – Houston, Texas, 2005. – 15 p.

Поступила 12.01.2010 г.