

УДК 004.942

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Кожевникова П.В., Кунцев В.Е., Дорогобед А.Н., Мотрюк Е.Н.

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»,  
Ухта, e-mail: vitaly.91@yandex.ru

Объектом исследования является неоднородный характер связей между петрофизическими параметрами, используемыми при построении промыслово-геологических моделей. В работе представлена трехмерная геологическая модель достоверности прогнозного параметра (нефтенасыщенности), построенная с использованием методов нечеткого моделирования, нечеткого логического вывода и пространственного продолжения. В основе методов нечеткого моделирования лежит способ представления исходных данных, обладающих неоднородным характером, в форме нечетких отношений. Метод нечеткого логического вывода позволяет получать отношения между исходными и итоговыми параметрами. Метод пространственного продолжения используется для интерполяции принятых значений достоверности по скважине в межскважинное пространство. В качестве исходных данных были выбраны одновременно измеренные значения параметров «пористость и проницаемость», «проницаемость и остаточная водонасыщенность», полученные в результате исследования четырех скважин. Для расчета взаимосвязи между исходным параметром и прогнозируемым параметром в цепочку композиций нечетких отношений была добавлена функциональная зависимость нефтенасыщенности от водонасыщенности. Результат построения трехмерной геологической модели распределения достоверности для нефтенасыщенности представлен в форме последовательности  $\alpha$ -сечений. Анализ структуры  $\alpha$ -сечений позволяет получить объективное представление об информационном обеспечении построенных промыслово-геологических моделей.

**Ключевые слова:** нечеткий логический вывод, математическое моделирование, интерполяция в межскважинное пространство, достоверность геологических моделей, неоднородность данных

## MATHEMATICAL MODELING OF THE DISTRIBUTION OF THE RELIABILITY OF PETROPHYSICAL PARAMETERS IN THE CONSTRUCTION OF A GEOLOGICAL MODEL

Kozhevnikova P.V., Kuntsev V.E., Dorogobed A.N., Motryuk E.N.

Ukhta State Technical University, Ukhta, e-mail: vitaly.91@yandex.ru

The object of the research is the heterogeneous nature of the relationships between the petrophysical parameters used in the construction of production geological models. The paper presents a three-dimensional geological model of the reliability of the forecast parameter (oil saturation), built using methods of fuzzy modeling, fuzzy inference and spatial continuation. Fuzzy modeling methods are based on a way of presenting initial data with a heterogeneous nature in the form of fuzzy relations. The method of fuzzy inference allows you to get the relationship between the initial and final parameters. The spatial continuation method is used to interpolate the accepted confidence values for the well into the interwell space. As the initial data, the simultaneously measured values of the parameters porosity and permeability and residual water saturation, obtained from the study of four wells, were selected. To calculate the relationship between the initial parameter and the predicted parameter, a functional dependence of oil saturation on water saturation was added to the chain of compositions of fuzzy relations. The result of building a three-dimensional geological model of the confidence distribution for oil saturation is presented in the form of a sequence of  $\alpha$ -sections. Analysis of the structure of  $\alpha$ -sections allows you to get an objective idea of the information support of the constructed field-geological models.

**Keywords:** fuzzy inference, mathematical modeling, interpolation into inter-well space, reliability of geological models, data heterogeneity

На текущем этапе развития нефтегазовой геологии при изучении свойств геологических объектов важная роль отводится методам математического моделирования.

В широко применяемом традиционном подходе для построения и изучения петрофизических моделей исследуемых объектов используется набор методов математической статистики для обработки данных [1]. На подготовительной итерации на основе эмпирического набора данных строится оценка меры плотности связи между параметрами, полученная согласно законам, об-

щим для всей зависимости. Далее, согласно требованиям выбранного метода, выявленный закон по виду уравнений связи между набором исследуемых параметров переносится на исходный геологический объект. При решении задач построения петрофизических моделей (и не только) одним из важных вопросов является следующий: какова неоднозначность (неопределенность) конечного результата прогноза, которая накапливается внутри себя неопределенность исходных параметров на каждом шаге в цепочке преобразований, и от чего она зави-

сит. Ответ на этот вопрос служит базисом для принятия управленческих решений, позволяющих обеспечить минимизацию технико-экономических рисков, которые связаны с планированием и разработкой нефтегазовых месторождений. Неопределенности, входящие в исходные данные и в зависимости между ними, необходимо исследовать при подсчете прогнозных параметров, составляющих итоговые геологические модели. Математическая статистика не позволяет учитывать данную неопределенность при построении петрофизических моделей. Поэтому описанный способ часто является основной причиной неправильных геологических выводов по уровню запасов углеводородного сырья на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях [2, 3].

Для того чтобы избавиться от вышеописанных проблем, возникающих при построении геологических моделей методами математической статистики, предлагается исследовать и развивать альтернативное направление, которое использует методы и принципы нечеткого моделирования. Используемые ранее регрессионные зависимости между исследуемыми параметрами заменяются на построенные в виде нечетких величин и нечетких отношений отображения набора исходных параметров и зависимостей между ними [4].

#### Материалы и методы исследования

Рассмотрим использование принципов нечеткого моделирования при прогнозе нефтегазопромисловых параметров на примере построения прогноза для параметра нефтенасыщенности по данным, полученным на основе исследования скважин.

Далее опишем последовательность действий при построении модели.

В работе приводятся результаты прогноза нефтегазопромисловых параметров при использовании принципов нечеткого моделирования по данным четырех скважин (№ 1, 10, 11 и 12) месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: одновременно измеренные значения пористости и проницаемости, проницаемости и остаточной водонасыщенности, полученные при анализе кернового материала, а также функциональной зависимости нефтенасыщенности от водонасыщенности ( $K_n = 1 - K_b$ ) [5].

#### Этап 1. Подготовительный

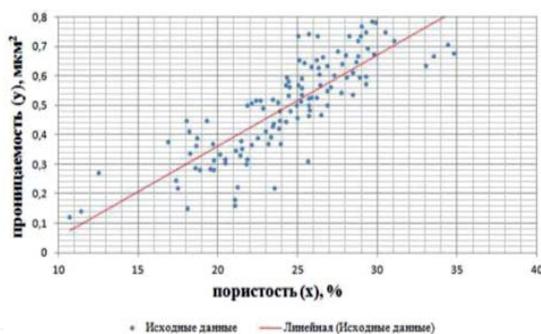
Шаг 1. Преобразование набора исходных данных  $v$  в форму нечетких отношений между параметрами, где  $v = \{v_1, v_2, v_3 \dots v_n; n = 1 \dots N\}$ . Преобразование реализуется путем построения функции принадлежности для каждой зависимости между парой исследуемых параметров [6].

Шаг 2. Наложение выбранной сетки на множество исходных данных. В зависимости от размера сетки  $\{M \times N\}$  определяется количество значений параметров, которые попали в одну ячейку сетки (рис. 1). После того как подсчитано количество значений в каждой ячейке сетки, устанавливается уровень погрешности и согласно невязке определяется допустимое количество источников данных:

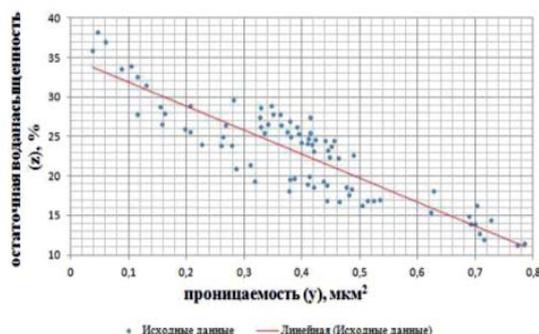
$$\max_{\Delta v \in V} |\Psi^\varepsilon(v)\Delta V - \Psi(\Delta V)| \leq \varepsilon.$$

Функция принадлежности  $\mu_\Psi(v)$  есть поле рассеяния источников данных, нормированное к единице  $\Psi^\varepsilon(v)$ :

$$\mu_\Psi(v) = \frac{\Psi^\varepsilon(v)}{\max_v[\Psi^\varepsilon(v)]}.$$



а)



б)

Рис. 1. Исходные данные: а. Отношение «пористость – проницаемость»; б. Отношение «проницаемость – остаточная водонасыщенность»

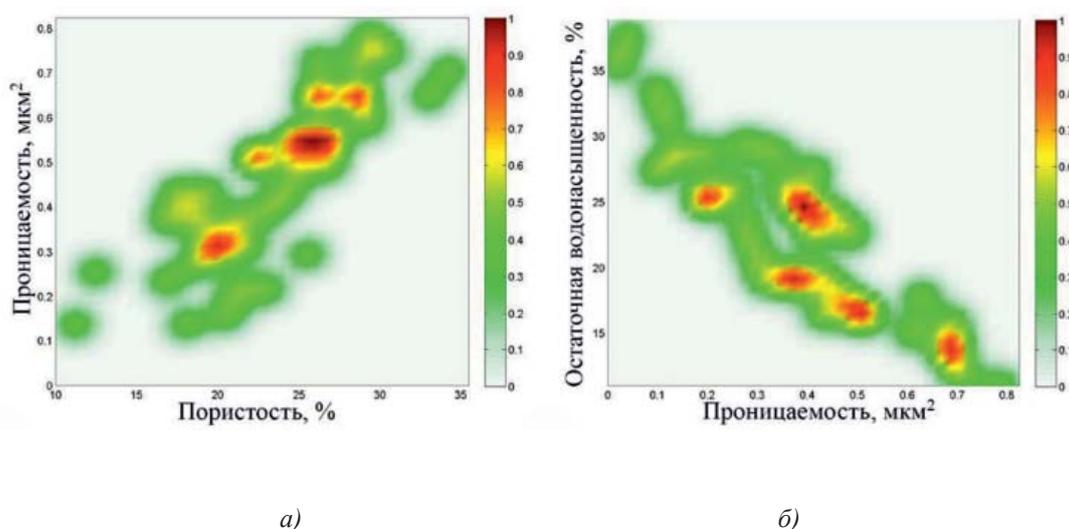


Рис. 2. Нечеткие отношения: а. «пористость – проницаемость»; б. «проницаемость – остаточная водонасыщенность»

Поле рассеяния имеет смысл диффузионного рассеяния в бесконечном однородном пространстве параметров точечных источников и определяется согласно следующему выражению:

$$\Psi^e(v) = \frac{1}{\zeta\sqrt{2\pi}} \sum_{i=1}^I \varphi(p^i) e^{-\left[\frac{|p^i-v|}{2\zeta^2}\right]^2},$$

где  $p^i$  – координаты сетки, где находятся источники данных,  $\varphi(p^i)$  – значения источников [6].

Более подробно моделирование нечетких петрофизических зависимостей представлено в работе [7].

Результаты представления исходных данных в форме нечетких отношений для двух пар параметров: «пористость – проницаемость» и «проницаемость – остаточная водонасыщенность» представлены на рис. 2. Шкала справа от функции принадлежности указывает на меру доверия имеющимся данным, где красный цвет говорит о том, что этим данным можно верить больше, чем тем, которые окрашены в зеленый или желтый цвет.

Этап 2. Установление взаимосвязи между исходным параметром и прогнозным

На данном этапе происходит установление взаимосвязи между исходным параметром и прогнозным. Для этого используется композиция нечетких отношений (композиция Мамани) [8, 9]:

$$\mu_{\Psi*\Phi}(\mathbf{x}, \mathbf{z}) = \max_y \left\{ \min \left[ \mu_{\Psi}(\mathbf{x}, \mathbf{y}), \mu_{\Phi}(\mathbf{y}, \mathbf{z}) \right] \right\}.$$

Взаимосвязь между исходным и итоговым параметрами для приводимого примера рассчитывается с помощью цепочки композиций нечетких отношений.

Шаг 1. Свертка (композиция) отношения между параметрами «пористость» и «проницаемость» с отношением между параметрами «проницаемость» и «остаточная водонасыщенность».

Шаг 2. Свертка полученного отношения «пористость – проницаемость» с представленной в форме нечеткого отношения функциональной зависимостью между параметрами «остаточная водонасыщенность» и «нефтенасыщенность».

Результатом выполнения цепочки композиций является рассчитанное нечеткое отношение «пористость – нефтенасыщенность» (рис. 3).

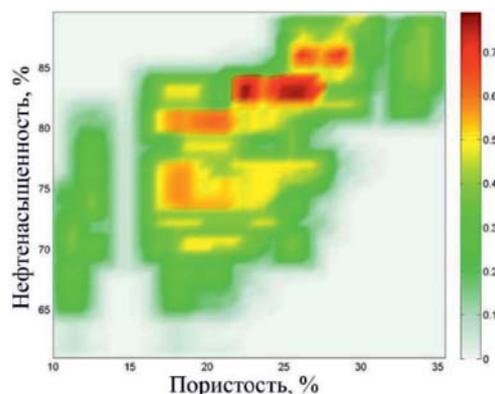


Рис. 3. Результат композиции – нечеткое отношение «пористость – нефтенасыщенность»

Этап 3. Прогноз вдоль ствола скважины  
Выполняется прогноз итоговых параметров вдоль ствола скважин. Исходные данные по скважине представляются в форме нечетких величин, а затем с помощью нечеткого логического вывода (композиции Мамдани) рассчитывается функция принадлежности итогового параметра:

$$\mu_{\Psi^* \Omega}(\mathbf{z}) = \max_{\mathbf{x}} \left\{ \min \left[ \mu_{\Psi}(\mathbf{x}), \mu_{\Omega}(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \right] \right\}.$$

Результат прогноза параметра «нефтенасыщенность» вдоль ствола скважин представлен в табл. 1.

Этап 4. Заключительный

В заключение выполняются интерполяция принятых значений достоверности по скважине в межскважинное пространство и построение трехмерных геологических моделей достоверности прогнозных параметров с помощью программного продукта IRAP RMS.

Достоверность параметров при удалении от скважины убывает до критического расстояния и в пределах допустимой области рассчитывается по следующему ниже выражению:

$$\mu(\mathbf{z}, \Delta L) = \max_{\mathbf{x}} \left\{ \min \left[ \mu(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \zeta_1(\Delta L)), \mu(\mathbf{x}, \zeta_2(\Delta L)) \right] \right\}.$$

Здесь  $\zeta(\Delta L)$  – эффективный параметр рассеяния, выступающий основным критерием при выборе математической модели функции принадлежности,  $\Delta L$  – расстояние между ячейками внутри межскважинного пространства, одна из которых та, в которой

рассчитывается значение, вторая – где находится скважина, в которой была определена функция принадлежности. Эффективный параметр рассеяния изменяется согласно следующему выражению:

$$\zeta(\Delta L) = \frac{\zeta_0}{1 + \frac{2\Delta L}{L_k}},$$

где  $\zeta_0$  – используемые при расчете функции принадлежности значения эффективного параметра, которые отвечают за диффузию результатов.

Критическое расстояние определяется по выражению:

$$L_k = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N L_i,$$

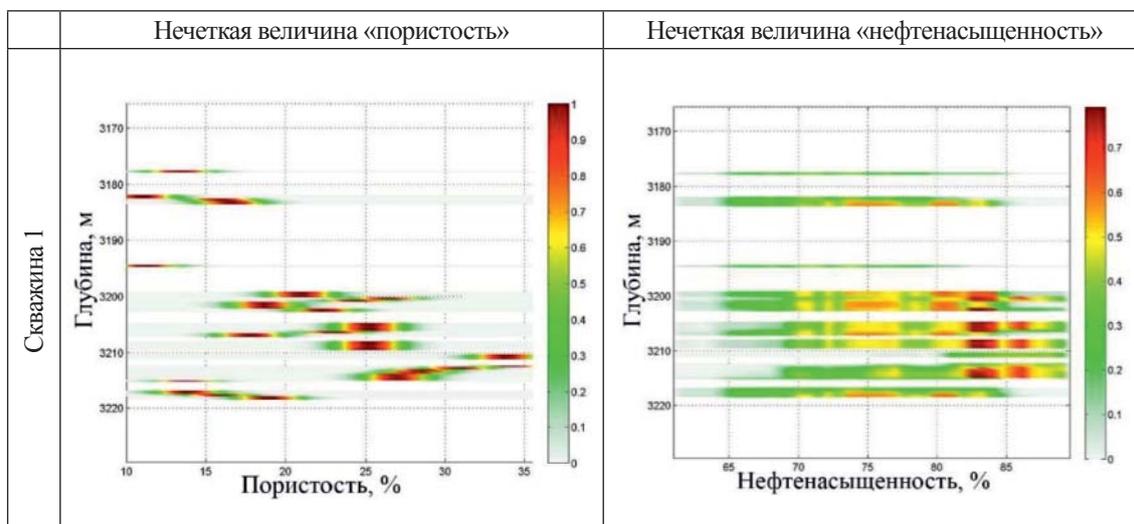
где  $L_i$  – расстояние между парами скважин,  $N$  – количество скважин, задействованных в расчетах.

### Результаты исследования и их обсуждение

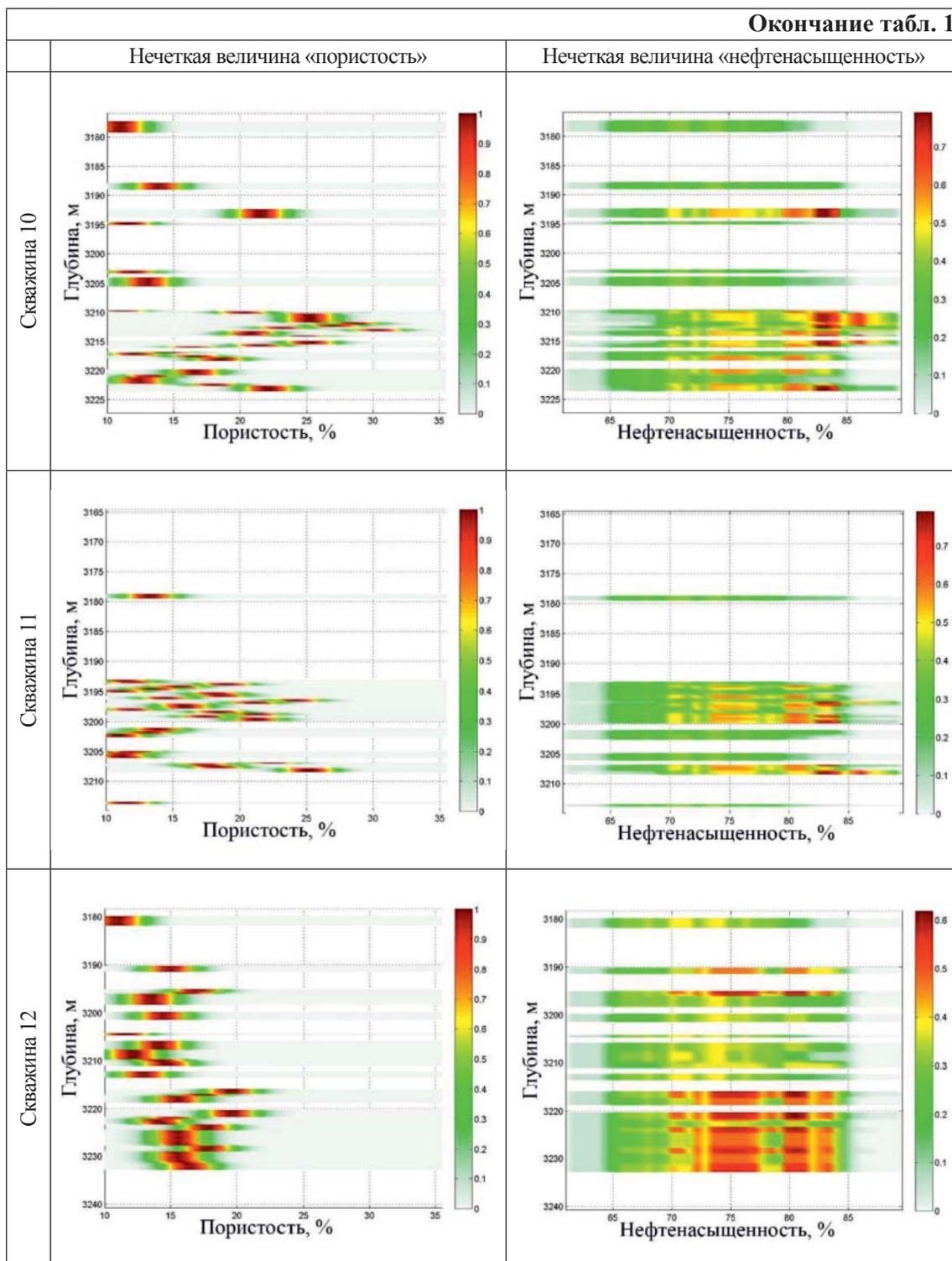
Результат интерполяции принятых значений достоверности по скважине в межскважинное пространство и построение трехмерной геологической модели распределения достоверности параметра «нефтенасыщенность» удобно представить в форме  $\alpha$ -сечений (табл. 2). С помощью  $\alpha$ -сечений можно определить, какая область геологической модели соответствует заданному значению достоверности.

Таблица 1

Прогноз итогового параметра «нефтенасыщенность» вдоль ствола скважин



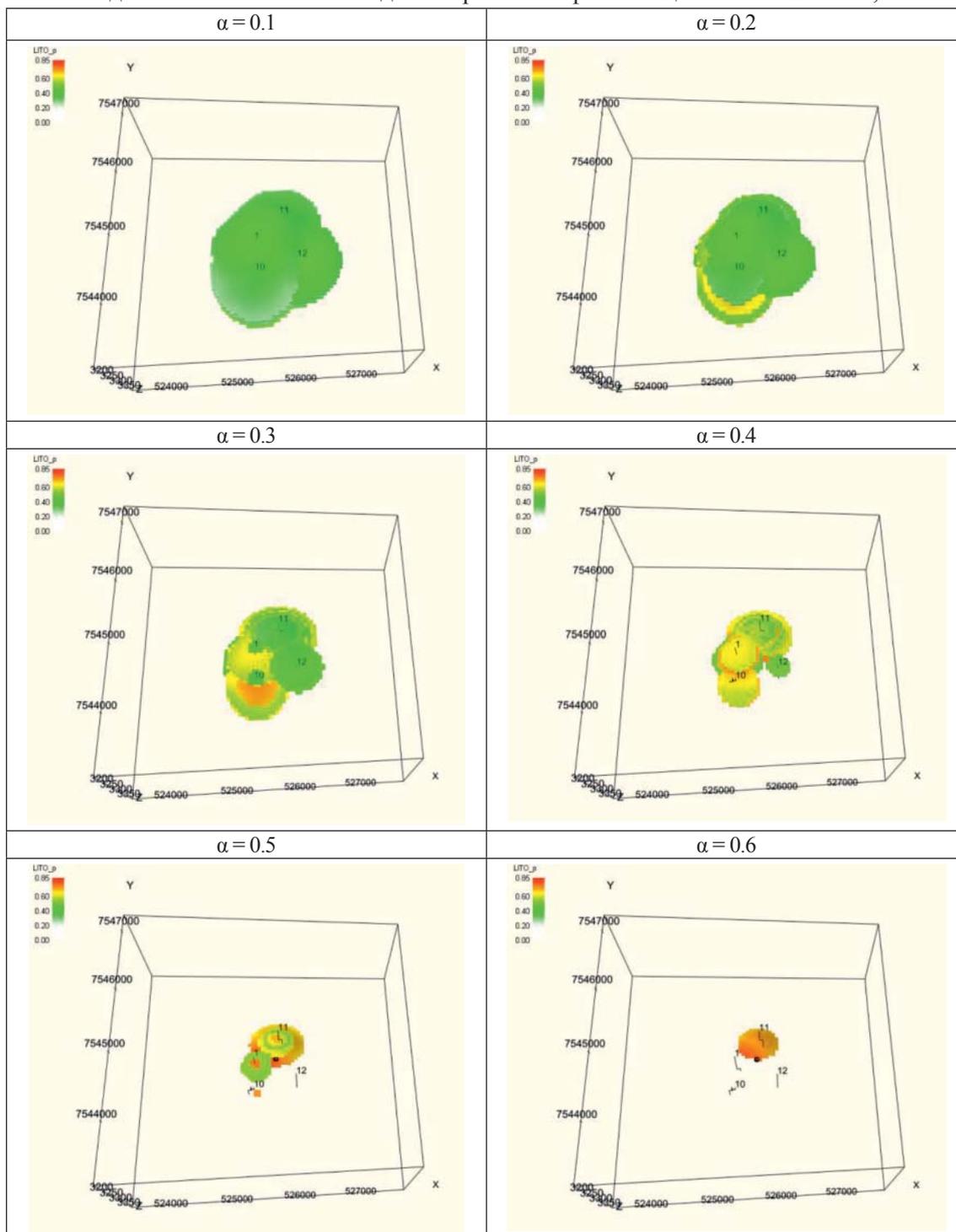
Окончание табл. 1



Построенная трехмерная геологическая модель распределения достоверности нефтенасыщенности в форме  $\alpha$ -сечений позволяет проследить неоднородность частей модели информационной обеспеченности. С учетом высокого уровня дифференции по результатам исследования

можно сделать заключение, что присутствуют недоразведанность месторождения или недостаток петрофизического обеспечения. Это, в свою очередь, должно привести к планированию и осуществлению дополнительного комплекса геолого-технических мероприятий.

Таблица 2

Последовательность  $\alpha$ -сечений достоверности нефтенасыщенности с шагом 0,1

### Выводы

Построенная математическая модель распределения достоверности петрофизических параметров позволяет получить результат в форме последовательности

$\alpha$ -сечений. Структура  $\alpha$ -сечений объективно отражает информационную обеспеченность геологической модели исходными данными. Это, в свою очередь, дает возможность определять риски перед введением в эксплуатацию нефтегазового месторождения,

а также выделять зоны недоразведанности, что позволяет составлять актуальный план работ по доразведке месторождений.

### Список литературы

1. Макарова А.А., Михайлов Д.Н., Шако В.В. Моделирование влияния на динамику начальной стадии добычи измененных фильтрационных свойств околоскважинной зоны при первичном вскрытии // Геофизические исследования. 2014. Т. 15. № 1. С. 53–65.
2. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Сравнительный анализ использования вероятностных и нечетких методов оценки неопределенности и рисков при подсчете запасов и ресурсов углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2011. № 9. С. 44–49.
3. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышников О.А. Методы анализа неопределенностей геолого-промысловых систем и нечеткие имитационные модели // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 5. С. 33–43.
4. Кобрунов А.И. Прямые и обратные задачи рассеяния при прогнозе физико-геологических параметров по геофизическим данным // Фундаментальные исследования. 2014. № 9–6. С. 1195–1199.
5. Галкин С.В., Плюснин Г.В. Нефтегазопромысловая геология. Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. 96 с.
6. Кобрунов А.И., Кожевникова П.В. Теоретические основы при прогнозировании параметров геологических сред в условиях неопределенности // Фундаментальные исследования. 2015. № 5–3. С. 506–510.
7. Кобрунов А.И., Дорогобед А.Н., Кожевникова П.В. Математическое моделирование нечетких петрофизических зависимостей // Современные наукоемкие технологии. 2018. № 10. С. 50–55.
8. Mamdani E.H. Application of fuzzy algorithms for control of simple dynamic plants. Proc. Inst. Electrical Engineers. 1974. V. 121. № 12. P. 1585–1588.
9. Бурмистрова О.Н., Кобрунов А.И., Кожевникова П.В. Нечеткие подстановки и принцип Мамдани // Успехи современного естествознания. 2016. № 1. С. 96–101.