

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«Ухтинский государственный технический университет»**  
**(УГТУ)**

На правах рукописи



**Кожевникова Полина Валерьевна**

**РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ  
ИНФОРМАЦИОННО-ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ АНАЛИЗА  
ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ  
НА ОСНОВЕ НЕЧЕТКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

05.13.18 – Математическое моделирование, численные методы  
и комплексы программ

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор физико-математических наук,  
профессор, Кобрунов А.И.

Ухта – 2018

## Оглавление

Введение.....	4
Глава 1. Петрофизическое моделирование .....	9
1.1. К формированию аналитических зависимостей различных петрофизических моделей.....	9
1.2. Проблемы, возникающие при моделировании петрофизических сред .....	21
1.3. Классификация петрофизических моделей.....	22
1.4. Корреляционно-регрессионные петрофизические модели .....	24
1.5. Заключение .....	29
Глава 2. Фазификация нечетких отношений, основанная на алгоритме сжатия информации .....	31
2.1. Нечеткое моделирование .....	31
2.2. Формирование функций принадлежности .....	35
2.2.1 Алгоритм сжатия информации.....	37
2.2.2 Выбор аналитического вида функции принадлежности .....	41
2.2.3 Аппроксимация многомерных связей.....	46
2.2.4 Описание алгоритма конструирования функции принадлежности.....	49
2.3. Заключение .....	55
Глава 3. Анализ нечетких моделей .....	56
3.1. Теоретическая основа анализа функций принадлежности.....	56
3.2. Алгоритм анализа функций принадлежности.....	57
3.3. Экспериментальная основа $\alpha$ -анализа.....	59
3.4. Заключение .....	67
Глава 4. Нечеткий логический вывод Мамдани .....	68

4.1.	Описание алгоритма нечеткого логического вывода.....	68
4.2.	Свойства нечеткого логического вывода .....	72
4.2.1	Коммутативность .....	72
4.2.2	Возрастание неопределенности. Аналог подстановки уравнений .....	77
4.3.	Прогнозирование емкостных параметров .....	80
4.4.	Альтернативные виды композиций .....	91
4.5.	Заключение .....	95
Глава 5.	Информационная экспертиза.....	97
5.1.	Метод пространственного продолжения.....	98
5.2.	Дефазификация .....	105
5.3.	Сечения .....	107
5.4.	Заключение .....	116
	Заключение .....	117
	Список литературы .....	119

## Введение

Во многих отраслях науки и техники, в том числе нефтегазовой отрасли актуальной оказывается задача оценки параметров в условиях неопределенности. Данная задача традиционно решается методами статистической обработки информации. Статистические методы заменяют исходные данные законом в виде уравнений зависимости параметров. Статистика предполагает возможность повторного проведения эксперимента, что невозможно при решении задач геологии, геофизики и нефтегазового дела. Поэтому статистическая обработка информации нередко считается основой ошибочных заключений в условиях неопределенности. В условиях неопределенности данных и когда повторное проведение эксперимента невозможно, необходимо использовать технологию анализа оценки достоверности. Данная технология учитывает неоднородную структуру данных и тем самым, позволяет снижать технико-экономические риски. Такой технологией является технология нечеткого моделирования, которая требует:

- адаптации к конкретным задачам;
- приспособления к конкретным проблемам;
- развития математического аппарата.

Технология нечеткого моделирования позволила бы пересчитывать неопределенность, присущую реальным данным и связям между реальными данными, и определять достоверность пространственного распределения одновременно измеренных значений параметров моделей.

Особенностями измеренных параметров в нефтегазовой отрасли, лежащих в основе создания математических моделей, являются неопределенность, фрагментарность и неоднородность. Данные обладают стохастической природой, связанной с неоднородным внутренним строением среды [76, 81, 82, 126]. Данная неопределенность включает также неопределенность в связях между петрофизическими параметрами и в результате наследуется в конечных построениях.

Нечеткие величины подчиняются своей алгебре – алгебре нечетких величин. Задача анализа оценки достоверности должна быть перестроена под эту алгебру, где роль умножения матриц играет нечеткий логический вывод, где роль сложения играют логические операции объединения, а роль умножения – логическая операция пересечения. Вся технология, таким образом, превращается в технологию нечеткого моделирования, представляющую данные в виде нечетких величин, а зависимости – в виде нечетких отношений. Адаптация, развитие технологии в приложениях, решающих крупные отраслевые проблемы, является важнейшей задачей математического моделирования.

За последние года вопросу изучения нечеткого моделирования при решении задач в условиях неопределенности посвящены труды А. Е. Алтунина, В. П. Бочарникова, В. В. Борисова, И. П. Жабрева, М. В. Семухина, Я. И. Хургина, Yi Ke Guo, Xu Dong Jing, Jose Finol, A. Bardossy, H. Paasche, A. Ouenes, T. Tani, M. Sakoda, K. Tanaka. В данных трудах описаны общие теоретические основы.

В работах А. И. Кобрунова, А. В. Григорьевых, А. С. Могутова, А. Н. Дорогобед описаны результаты адаптации аппарата нечеткого моделирования, апробация на тестовых данных. Тем не менее, остался круг вопросов, требующих развития новых методов решения этих задач.

**Цель диссертационной работы:** разработать теорию, численные методы и математическую модель создания информационно-экспертных оценок достоверности параметров в условиях неопределенности на основе технологии нечеткого моделирования.

**Основные задачи диссертационной работы:**

1. Разработать математические методы представления зависимостей между реально измеренными данными в форме нечетких отношений, выбирая для этой цели оптимальные базовые функции для аппроксимации нечетких отношений.

2. Проанализировать влияние значения эффективных параметров на разброс данных при формировании нечеткого отношения на основе анализа изменения сечений функции принадлежности.

3. Разработать метод аналитического продолжения для получения информации о распределении достоверности при удалении от заданной точки.

4. Разработать математический метод и комплекс программ, позволяющие оценивать обеспеченность трехмерных моделей объективными данными.

**Объект исследования:** связи между физико-геологическими параметрами пористых сред.

**Предмет исследования:** неоднородный характер связей между физико-геологическими параметрами, методы моделирования данных связей, учет неопределенности исходных данных при прогнозировании промыслово-геофизических параметров по геофизическим параметрам.

**Методы исследований.** В диссертационной работе используются методы математического моделирования, методы регуляризации, решения интегральных уравнений, нечеткого моделирования, нечеткого логического вывода.

**Научная новизна** диссертационной работы:

– предложено анализировать достоверность экспертируемых моделей на основе информационной модели, представляющей собой нечеткое отношение между парой исходных и итоговых параметров, которые строятся на основании композиции Мамдани промежуточных этапов, определяющих граф связей между параметрами;

– разработан критерий выбора эффективных параметров рассеяния при аппроксимации нечетких отношений, позволяющий конструировать нечеткие петрофизические модели адекватные исходным данным;

– разработан математический метод интерполяции локальных прогнозных функций принадлежности, определенных на функциональном пространстве, позволяющий получать информацию о ранжированной достоверности значений параметров;

– разработан комплекс программ информационной экспертизы результатов прогнозирования на основе неопределенных исходных данных.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Математическая модель представления функции принадлежности, основанная на нормальном законе распределения, адекватна реальным данным и позволяет получать дифференцированную оценку достоверности компонент модели, образованной из прогнозного параметра.

2. Математический метод нечеткого логического вывода, оснащенный правилами представления исходных данных в форме нечетких величин и связей в форме нечетких отношений, может служить основой для экспертизы достоверности прогнозируемых параметров.

3. Математический метод интерполяции локальных прогнозных функций принадлежности, основанный на экспоненциальной модели, позволяет выполнять пространственное распределение достоверности от заданной точки по всей площади.

4. Разработанный комплекс программ позволяет получать оценку достоверности распределения параметров в построенной трехмерной модели на основе анализа их соответствия имеющимся данным.

**Теоретическая и практическая значимость.**

Разработанные методы, алгоритмы и программы моделирования на основе принципов нечеткого моделирования применяются при дифференцированной оценке подсчетов запасов углеводородов.

Разработанные методы, алгоритмы и программы моделирования позволяют осуществлять проверку на достоверность компонент построенной

геологической модели на основе анализа их соответствия имеющимся геолого-геофизическим данным.

### **Реализация результатов работы.**

Результаты, полученные при выполнении работы, используются в учебном процессе при подготовке специалистов и магистров по геологии нефти и газа.

### **Степень достоверности и апробация работы.**

Апробация разработанных методов выполнялась на фактических материалах, относящихся к нескольким из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Результаты апробации показали возможность использования разработанных методов с целью оценки на достоверность построенных физико-геологических моделей имеющимся исходным данным.

Основные положения диссертационного исследования были представлены на международном семинаре им. Д. Г. Успенского (Москва, 2017; Казань, 2018), «Рассохинские чтения» (Ухта, 2015-2018), международной молодежной научной конференции «СеверГеоЭкоТех» (Ухта, 2015), III Школе-конференции «Гординские чтения» (Москва, 2015), VI Международной студенческой электронной научной конференции «Студенческий научный форум 2015», научных семинарах Ухтинского государственного технического университета.

### **Публикации.**

Основные положения диссертации напечатаны в 21 научной работе, в том числе 5 в журналах из перечня ведущих периодических изданий, рекомендованных ВАК.

### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа включает введение, пять глав, заключение, список литературы, состоящий из 151 наименования. Работа изложена на 134 листах, содержит 66 рисунков, 22 таблицы.



## **Глава 1. Петрофизическое моделирование**

Под петрофизическим моделированием можно понимать:

- процесс построения объемного распределения в геологическом пространстве различных физических параметров, характеризующих главные структурно-вещественные комплексы изучаемого месторождения полезного ископаемого либо другого геологического объекта;
- анализ всей информации (петрофизических параметров породы), проводимый с целью увязки и оценки ее непротиворечивости [1].

В данной работе под *петрофизическим моделированием* предполагается моделирование взаимосвязей между физико-геологическими параметрами, которые имеют характер корреляционно-регрессионный, аналитический и др. (например, в виде решающих правил экспертной зависимости).

Петрофизическое моделирование необходимо в первую очередь при подсчете запасов углеводородов для определения взаимосвязи промыслово-геофизических параметров по геофизическим параметрам.

В первой главе на основе работ Добрынина В. М., Вендельштейна Б. Ю., Кожевникова Д. А., Дахнова В. Н, Кобрунова А.И. и др. рассмотрены связи между физико-геологическими параметрами в разных типах коллекторов, проблемы, возникающие при моделировании, типы петрофизических моделей, их преимущества и недостатки.

### **1.1. К формированию аналитических зависимостей различных петрофизических моделей**

Коллектор – горная порода, имеющая пустоты, которая может иметь флюиды (нефть, газ, воду) [103, 122, 128]. В основном выделяют три типа коллекторов нефти и газа: терригенный, карбонатный и смешанный [113]. Терригенными коллекторами являются породы, состоящие из зерен минералов. По литологии этот тип коллектора отличается размером зерен. У

алевролитов размер зерен варьируется в пределах от 0.05 до 0.1 мм, у мелкозернистых песков – 0.1-0.25 мм, у крупнозернистых песков – 0.25-1 мм. Терригенными коллекторами являются осадочные породы: песчаники, пески, глины [121, 111]. Около 80% всех месторождений углеводородов России и 60% месторождений нефти в мире являются терригенными коллекторами (почти все коллектора нефти и газа Западно-Сибирского бассейна [104, 110, 112, 114]).

В карбонатных коллекторах горные породы образуются за счет двух основных минералов – доломита и кальцита. Поровое пространство образуют трещины, каверны. К основным процессам, формирующим поровое пространство в карбонатах, относятся биогенные накопления с выщелачиванием и карстообразованием или с тектоническими напряжениями, которые привели к образованию сети каверн, трещин, микротрещин и т.д. [127, 116, 118, 120]. Около 69% месторождений углеводородов в мире являются коллекторами карбонатного типа (Волго-Уральская область [107] и Тимано-Печорская провинция, Прикаспийская впадина).

Довольно часто встречаются смешанные коллектора – трещиноватые породы, пустотное пространство которых образует как система трещин, так и поровое пространство блоков, а также каверны и карст.

Примеры горных пород терригенного типа: пески, песчаники, глины (а, б, в); и карбонатного типа: трещинные (в, г) и трещинно-кавернозные (д) [2] представлены на рисунке 1.

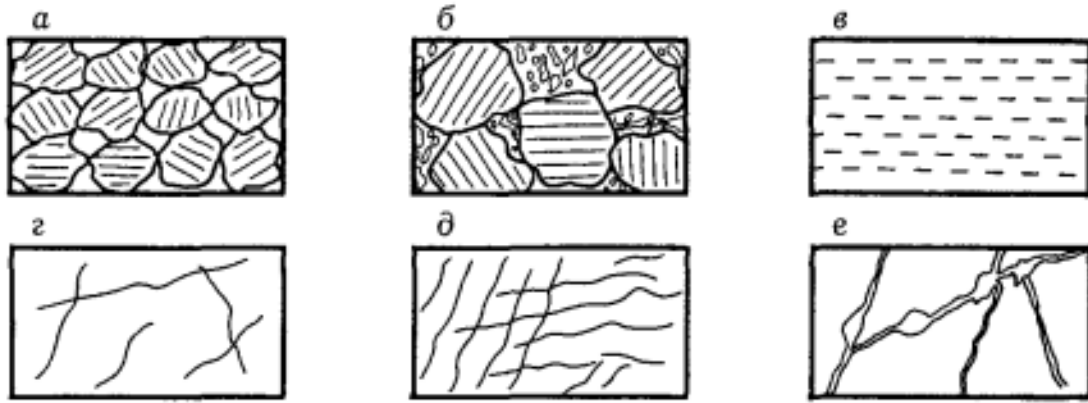


Рисунок 1 – Примеры порового пространства в обломочных и глинистых породах

а – хорошо отсортированный песчаник с высокой пористостью, б – плохо отсортированный песчаник с низкой пористостью, в – глины, г – трещиноватая порода ( $k_T \approx 0.15\%$ ), д – трещиноватая порода ( $k_T \approx 0.3\%$ ), е – трещинно-кавернозная порода ( $k_T + k_{\text{кав}} \approx 5\%$ )

Свойства коллекторов [109, 115, 119, 123, 131] включать (пористость) и пропускать (проницаемость) флюиды называются фильтрационно-емкостные. К таким свойствам коллекторов относятся:

- пористость;
- проницаемость;
- водонасыщенность.

*Пористость* – свойство горных пород, отражающее объем пустот, которые способны вмещать в себя газ и жидкости [108]. Как правило, пористость измеряют двумя способами: при геофизических исследованиях скважин (ГИС) [124, 130, 117] и в лабораторных условиях на образках керна.

Пористость бывает трех типов: общая, открытая и эффективная.

Общая пористость рассчитывается как сумма объема всех пор ( $V_{\Pi}$ ). Коэффициент общей пористости ( $K_{\Pi}$ ) соответственно как отношение объема всех пор на весь объем образца ( $V$ ):

$$K_{\Pi} = \frac{V_{\Pi}}{V}$$

Открытая пористость – сумма объема сообщающихся пор ( $V_{\Pi^0}$ ). Коэффициент открытой пористости ( $K_{\Pi^0}$ ) – отношение объема сообщающихся пор на весь объем образца:

$$K_{\Pi^0} = \frac{V_{\Pi^0}}{V}$$

Эффективная пористость – сумма объема пустот ( $V_{\Pi^э}$ ), участвующих в фильтрации, из которых может быть извлечены углеводороды. Коэффициент эффективной пористости ( $K_{\Pi^э}$ ) рассчитывается по формуле:

$$K_{\Pi^э} = \frac{V_{\Pi^э}}{V}$$

Для терригенных коллекторов с низким содержанием цемента существенной разницы значения выше перечисленных типов пористости не имеют. В коллекторах с высоким количеством изолированных пор, значения пористости существенно различаются. Значения коэффициентов пористости всегда соответствуют неравенству:

$$K_{\Pi} > K_{\Pi^0} > K_{\Pi^э}$$

Рассмотрим изменение открытой пористости при изменении глубины в разных типах коллекторов. Петрофизические отношения коэффициента открытой пористости и глубины для разных типов коллекторов приведены на рисунках 2 и 3.

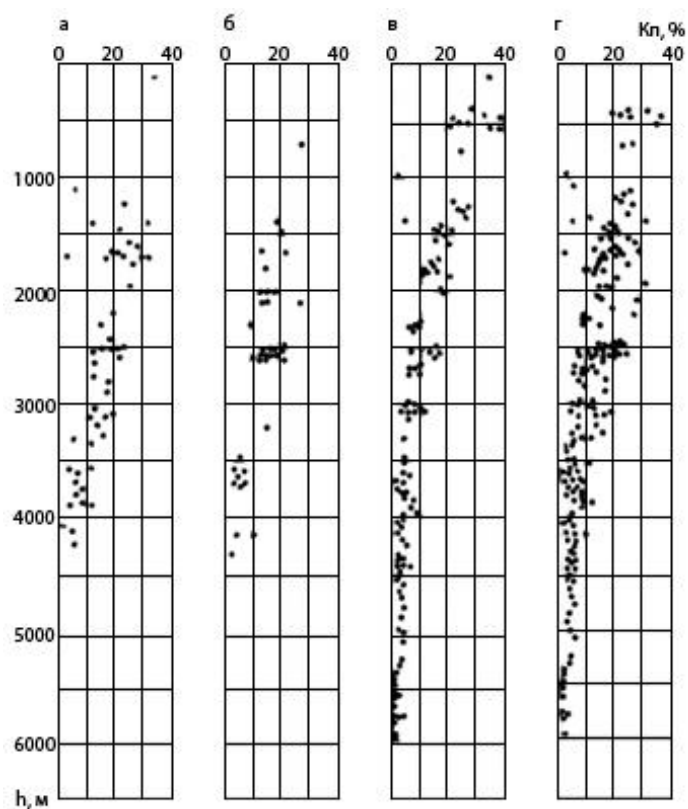


Рисунок 2 – Изменение значения открытой пористости с глубиной песчано-глинистых пород (скв СГ-1 Аралсорская)

а – песчаники, б – алевролиты, в – аргиллиты и глинисто-алевритовые породы, г – сводная зависимость.

Рисунок 2 отображает динамику изменения коэффициента открытой пористости при изменении глубины залегания песчано-глинистых пород. Данные были получены при исследовании керна материала Аларсоркой скважины, расположенной в Прикаспийской низменности. Уменьшение значения открытой пористости при изменении глубины объясняется увеличением давления при проседании осадочных пород [2, 125].

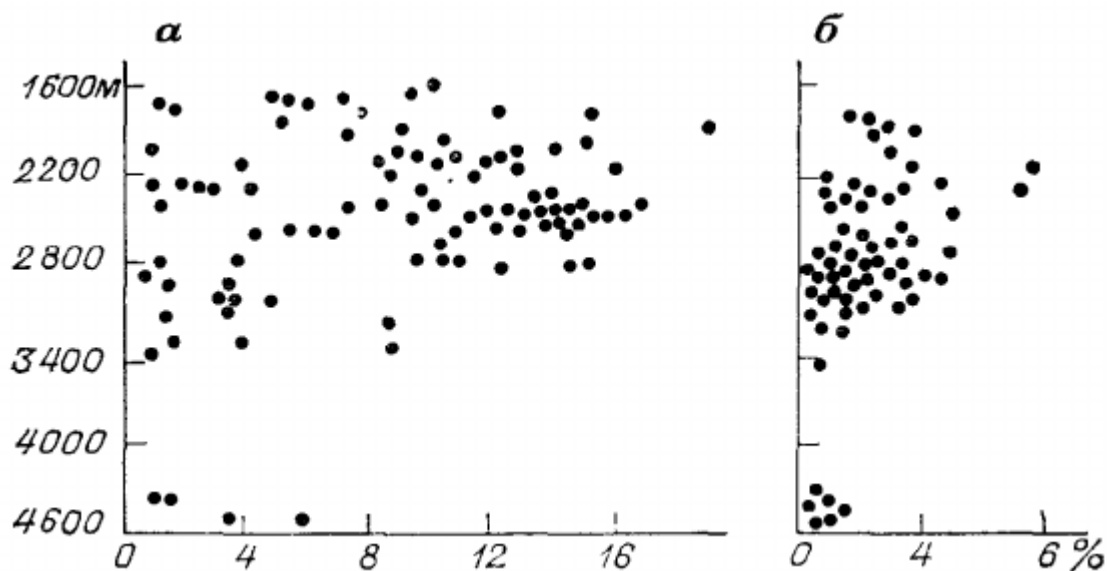


Рисунок 3 – Динамика изменения значения открытой пористости с глубиной залегания известняков

а – для «скелетных», б – для «бесскелетных» известняков

Рисунок 3 отображает динамику изменения значения коэффициента открытой пористости известняков при изменении глубины залегания пород. Данные были получены при исследовании известняков Оренбургского свода «скелетных» и «бесскелетных». «Скелетные» известняки характеризуются преимуществом форменных элементов над цементирующей основой, а «бесскелетные» – базальной перекристаллизованной карбонатной массой. В первом случае в осадках твердые частицы создают устойчивый каркас, который не поддается уплотнению, поэтому изменение значения пористости при изменении глубины не существенно. Во втором случае значение пористости при изменении глубины уменьшается, так как жесткого скелета нет, из-за чего происходит уплотнение. На глубине ниже 4 км в данных видах осадочных пород наблюдаются лишь единичные поры [3].

Значение пористости в терригенных породах больше, чем в карбонатных (редко превышает 15 %).

*Проницаемость* – свойство горных пород пропускать через себя флюиды при наличии давления, иначе, площадь сечения пористой среды,

через которую идет фильтрация. Высокую проницаемость, как правило, имеют: пески, песчаники, доломиты, алевролиты; низкую – глины, известняки.

Коэффициент проницаемости породы ( $K_{пр}$ , численная характеристика) определяется по линейному закону фильтрации Дарси: скорость фильтрации флюидов пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости. Таким образом, коэффициент проницаемости рассчитывается по формуле:

$$K_{пр} = \frac{Q\mu L}{S\Delta p},$$

где  $Q$  – расход жидкости или газа и их смесей с вязкостью  $\mu$ , протекающих через объем породы  $S$  под действием градиента давления  $\frac{\Delta p}{L}$  [4]

Проницаемость бывает трех типов: абсолютная, фазовая и относительная.

Абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды, определенной одной фазой, химически и физически инертной к среде.

Фазовая проницаемость – проницаемость пористой породы для определенной жидкости или газа при наличии еще одной или нескольких фаз.

Относительная проницаемость – отношение фазовой проницаемости к абсолютной проницаемости [129].

Рассмотрим изменение значения коэффициента проницаемости при изменении пористости для разных типов коллектора. На рисунках 4 и 5 представлены петрофизические отношения коэффициента проницаемости и эффективной пористости для терригенных и карбонатных типов коллекторов соответственно.

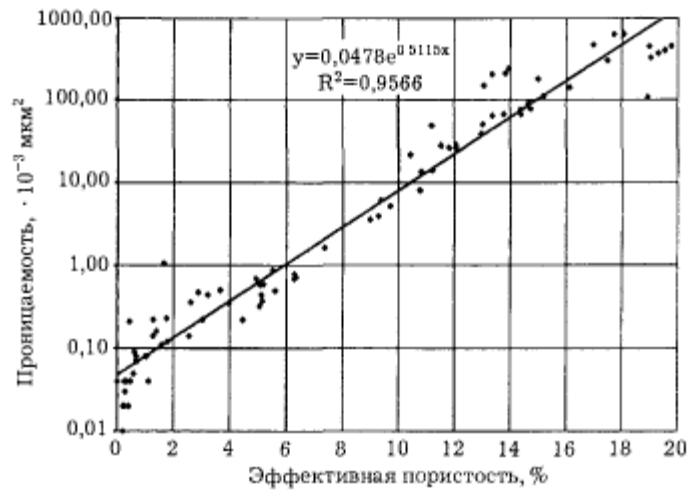


Рисунок 4 – Петрофизическое отношение коэффициента проницаемости и эффективной пористости для группы сложных терригенных коллекторов одного из месторождений Западной Сибири [2]

На рисунке 4 видно, что проницаемость возрастает в более пористой среде. В терригенных коллекторах коэффициент проницаемости значим даже при малых значениях эффективной пористости.

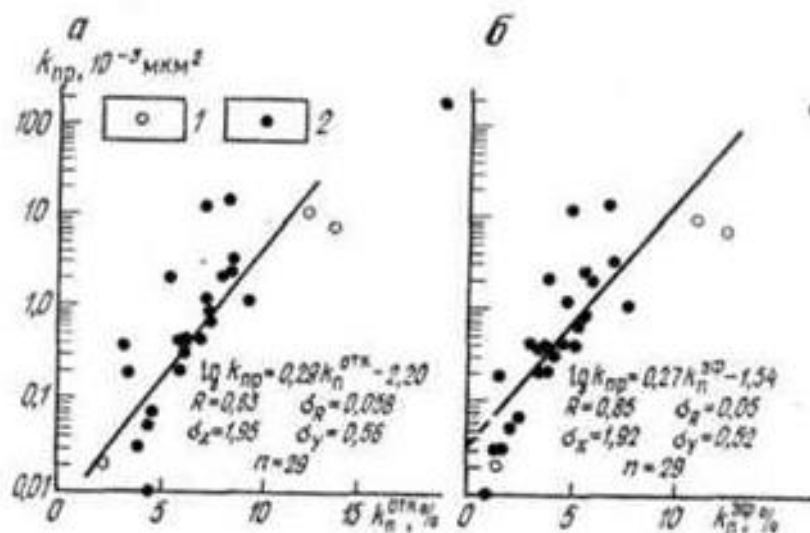


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента проницаемости от открытой (а) и эффективной пористости (б) Беркутовской газоносной зоны Мраковской депрессии Предуральяского краевого прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Данные: 1 – 1980 г., 2 – 1984 г.



Из рисунка 5 видно, также как и в терригенных коллекторах, коэффициент проницаемости увеличивается при увеличении коэффициента пористости. По данной зависимости видно, что в карбонатных коллекторах к проницаемым породам можно отнести породы с пористостью, превышающей 2,5 % [5].

*Водонасыщенность* – свойство породы, отображающее: сколько остаточной воды содержится в порах. Коэффициент остаточной водонасыщенности рассчитывается по формуле:

$$K_{ов} = \frac{V_{ов}}{V_{п}},$$

где  $V_{ов}$  – объем остаточной воды,  $V_{п}$  – объем пор

Предполагается, что до появления углеводородов, поровые пространства были заполнены водой. При появлении углеводородов, вода уходит вниз, вытесняемая нефтью и газами. Для подсчета углеводородов, необходимо рассчитать остаточную водонасыщенность [6].

Рассмотрим изменение остаточной водонасыщенности при изменении пористости для разных типов коллектора. На рисунках 6 и 7 представлены зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности от коэффициента пористости для терригенных и карбонатных типов коллекторов соответственно.

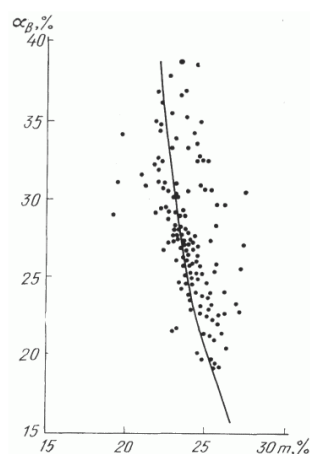


Рисунок 6 – Отношение между параметрами «остаточная водонасыщенность» и «пористость» для верейских песчаников из скважины 555 Покровского месторождения [7]

На рисунке 6 отображена динамика изменения остаточной водонасыщенности от значения пористости в терригенных породах. Чем больше пористость пород, тем меньше остаточной воды в порах.

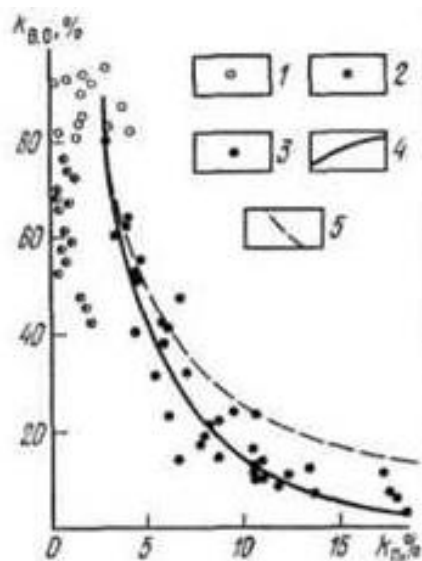


Рисунок 7 – Отношение между остаточной водонасыщенностью и пористостью Беркутовской газоносной зоны Мраковской депрессии Предуральяского краевого прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции  
1 – плотные непроницаемые породы, 2 – трещинные коллекторы, 3 – порово-трещинные и поровые коллекторы, 4 – усредненная кривая для порово-трещинных и поровых коллекторов, 5 – расчетная кривая для вторичных пор [5]

Характер отношения между параметрами «остаточная водонасыщенность» и «пористость» для карбонатных пород (см. Рисунок 7) такой же, как и для терригенных пород.

При подсчете запасов нефти и газа с использованием данных геофизических исследований главным вопросом является увязка данных ГИС с данными, полученными в лабораторных условиях (на образцах керна). При определении пористости наблюдаются отклонения в данных, полученных разными методами. Ниже приведены данные зависимости для карбонатных пород (см. Рисунок 8) и терригенных пород (см. Рисунок 9).

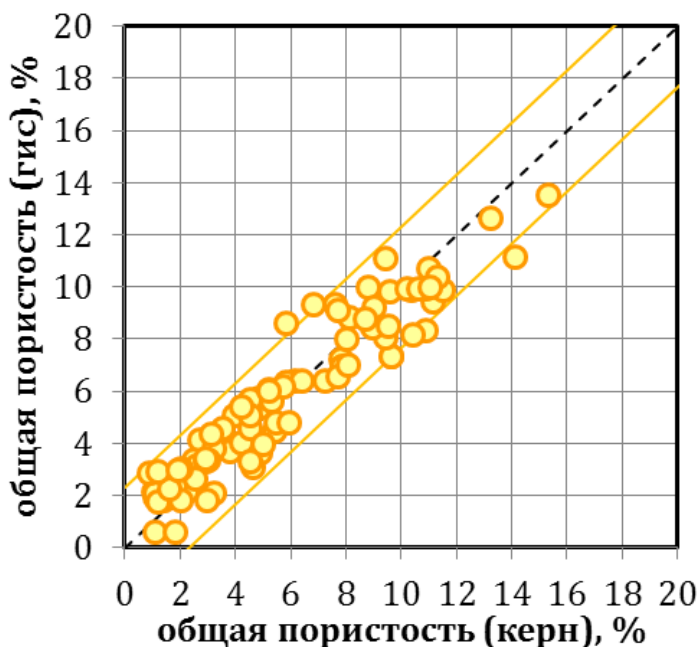


Рисунок 8 – Отношение между параметрами пористость по ГИС и пористость по керну карбонатных пород Салюткинского месторождения Тимано-Печорской нефтегазовой провинции

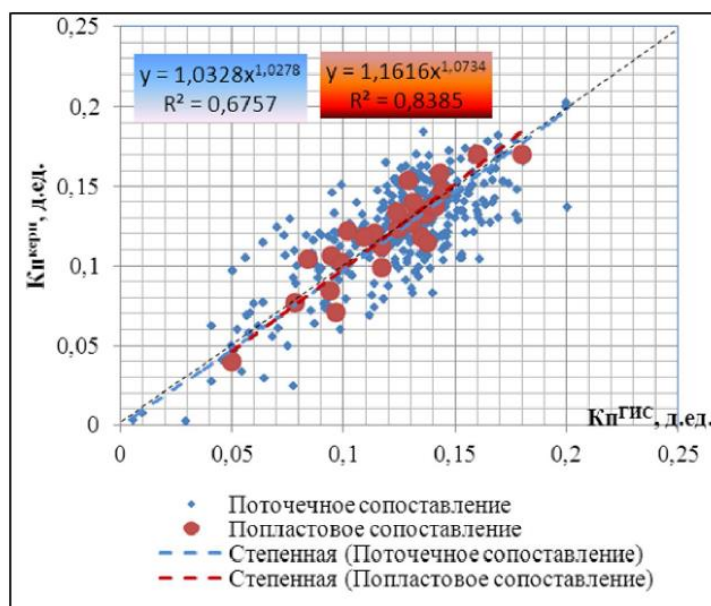


Рисунок 9 – Отношение между параметрами пористость по ГИС и пористость по керну терригенных отложений Арыстановского Месторождения [8]

В нефтеносных коллекторах нефтенасыщенность пород ( $K_n$ ), как правило, определяется через коэффициент остаточной водонасыщенности по формуле:

$$K_n = 1 - K_{ов}$$

Аналогично рассчитывается коэффициент газонасыщения ( $K_g$ ) газоносных коллекторов:

$$K_g = 1 - K_{ов}$$

Выше описанные отношения между физико-геологическими параметрами, независимо от типа коллектора, имеют неоднородный, неопределенный характер, обусловленный неоднородностью строения среды, что приводит к ряду существенных проблем.

## 1.2. Проблемы, возникающие при моделировании петрофизических сред

Петрофизическая модель адекватна описанию изучаемого объекта, если модель и объект должны иметь одинаковую размерность физических величин. Это одно из главных требований, которое должно всегда выполняться, и может служить критерием проверки на адекватность модели. При анализе размерности обосновываются гипотезы о взаимосвязи различных параметров моделируемой системы. Зачастую, анализ размерностей используется для определения формул, за счет составления выражения из параметров, определяющих изучаемый объект, имеющего нужную размерность. Анализ размерностей напрямую связан с понятием о подобии.

Петрофизическое моделирование должно быть основано на математической теории подобия. В теории подобия предполагается, что модель должна достаточно хорошо отображать процессы моделируемого объекта. Теория подобия позволяет определить самые информативные параметры, определяющие процессы в системе, масштабы данных параметров, при которых характеристики объекта и моделируемой системы подобны. Использование теории подобия в петрофизическом моделировании позволяет определить взаимосвязи между петрофизическими параметрами и объединить переменные величины в безразмерные параметры, которые в большей степени связаны с физической природой моделируемого объекта [9].

Принцип подобия заключается в том, что в изучаемом объекте и модели процессы развиваются аналогично, если модель и объект подобны. Модель и изучаемый объект подобны, если и их параметры подобны. Подобие параметров определяется коэффициентом подобия.

Коэффициентом подобия называется отношение определенного параметра объекта к такому же параметру в модели. Если коэффициенты подобия всех параметров равны, то модель и объект подобны.

К видам подобия относятся:

- геометрическое подобие;
- кинематическое подобие;
- динамическое подобие.

Геометрическим подобием обладают объекты и их модели, в которых отношения всех линейных характеристик (длина, площадь, объем и т.д.) равны.

Кинематическим подобием обладают объекты и их модели, имеющие геометрическое подобие, и сохраняющие отношения скоростей соответствующих точек.

Динамическим подобием обладают объекты и их модели, обладающие кинематическим подобием, и сохраняющие отношения действующих сил на соответствующие точки [10].

### **1.3. Классификация петрофизических моделей**

Петрофизические модели можно разделить на:

- a. физико–аналитические;
- b. корреляционно–регрессионные;
- c. экспертные правила;
- d. нечеткие модели.

В качестве *физико-аналитической петрофизической модели* чаще всего выступает интегро-дифференциальное уравнение физических параметров коллектора [40, 106]. Данное уравнение обеспечивает нахождение промыслово-геофизических свойств коллектора по измеренным параметрам ГИС и включает большое количество параметров, которые невозможно вычислить по данным экспериментов. Эти параметры подбираются из экспериментальных данных. Таим образом зависимости, которые находятся в основе физико-аналитической модели, являются параметрически заданным выражением для уравнения регрессии. Подобранные параметры достаточно

часто не имеют отношения к физическому смыслу, который имеет параметр регрессии. Основанием этого является возможная компенсация невязок экспериментальных данных и теоретических моделей, описываемых комплексом параметров. Невязка каждого параметра определена алгоритмом минимизации, который лежит в основе метода регрессии. Если больше двух параметров, появляется взаимное влияние и возможен перенос невязок одного параметра на другой. Разделить данную невязку чаще всего не удастся.

*Корреляционно-регрессионными моделями* являются регрессионные зависимости, которые сопровождаются оценкой тесноты связи [51, 80]. Они конструируются на основе имеющихся выборок экспериментальных данных.

При конструировании регрессионных уравнений принимается их представление в виде аналитической модели с параметрами, которые необходимо определить. Данная модель строится на базе физико-аналитической петрофизической модели либо визуального анализа данных. Сконструированная модель всегда сопровождается оценкой тесноты и достоверности связи между исходными данными и рассчитанной регрессионной зависимостью.

Прогнозирование промыслово-геофизических параметров по измеренным геофизическим параметрам осуществляется за счет построенных регрессионных зависимостей. Промыслово-геофизические параметры могут быть использованы для прогнозирования параметров перспектив нефтегазоносности. Погрешности в промежуточных зависимостях передаются к итоговому прогнозному параметру. Для снижения технико-экономических рисков, относящихся к принятию ошибочных решений по разработке месторождения, необходимо рассчитывать неопределенность итогового прогноза. Такую возможность корреляционно-регрессионные модели не дают.

*Петрофизическими моделями на основе экспертных правил* являются систематизированные заключения экспертов в виде решающих правил, о

физико-геологических параметрах на базе количественных оценок и качественных сравнений измерений неоднородных данных геофизики и гидродинамики. Экспертные заключения распространяются на тот объект или группе объектов, на которые распространяется квалификация экспертов. Экспертные правила разных экспертов, вне зависимости от квалификации, могут иметь противоречивый характер, так как эксперты могут придерживаться разных геологических гипотез. На основе экспертных правил формируется заключение о характере флюидонасыщения.

*Нечеткие петрофизические модели* описывают экспериментальные данные в форме функций принадлежности для нечеткого отношения между физико-геологическими параметрами. Данный вид моделей является нетрадиционным и для их построения необходимо использовать большой объем данных. Но, несмотря на данные недостатки, нечеткие петрофизические модели имеют высокую степень наглядности, а также позволяют получать для каждого прогнозного параметра результат, дифференцированный по достоверности. Таким образом, данные модели позволяют выполнить проверку на обеспеченность исходной информацией, получить оценку достоверности построенных геологических моделей. Это дает возможность многовариантных построений геологических моделей, которые отображают реальную информацию, а также управления рисками, относящимися к принятию решений по разработке месторождения.

#### **1.4. Корреляционно-регрессионные петрофизические модели**

Регрессионный анализ является главным инструментом при построении корреляционно-регрессионных петрофизических моделей для установления связей между физико-геологическими параметрами. Общий вид данных моделей – уравнения регрессии, в которых необходимо



подобрать параметры, сформированные на базе физико-аналитических моделей и анализа рассеяния исходных данных.

Распространенными видами уравнений регрессии являются:

- линейные зависимости;
- экспоненциальные;
- гиперболические;
- логарифмические.

Параметры в зависимостях подбираются при помощи метода наименьших квадратов. В случае линейной зависимости после подбора параметров оценивается теснота связи полученного уравнения и исходных данных путем вычисления коэффициента корреляции ( $r$ ):

$$r_{xy} = \frac{1}{n\sigma_x\sigma_y} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})$$

где  $n$  – количество наблюдений;  $\bar{x}$ ,  $\bar{y}$  – выборочные средние;  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  – это среднеквадратическая величина отклонения.

Достоверность оценки регрессионных моделей в случае линейной регрессии выполняется за счет вычисления коэффициента детерминации ( $R^2$ ):

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - y)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}$$

где  $y$  – предсказанные (вычисленные на основе уравнения регрессии) данные;  $y_i$  – исходные экспериментальные значения данных.

Вычисления коэффициента детерминации в случае нелинейной регрессии выполняется по формуле:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - y)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}$$

Чем ближе коэффициент детерминации к единице, тем лучше регрессионная зависимость описывает исходные данные.

Построение корреляционно-регрессионных моделей предполагает распределения ошибок в данных в форме нормального закона, которому не подчиняются распределения измеренных значений, возникающие в реальных данных. Построение таких моделей по реальным экспериментальным данным, отображающим физические свойства горных пород, может быть причиной ошибочных результатов оценивания параметров.

Приведем некоторые примеры расчета зависимостей и рассмотрим результаты, выявляющие их недостатки.

На рисунке 10 представлена зависимость акустического импеданса от пористости образцов. Со степенью достоверности  $R^2 = 0.96$  можно использовать приведенную на рисунке линейную зависимость:  $y = -0.2437x + 11.696$ , где  $x$  – пористость,  $y$  – акустический импеданс. Данная зависимость также характеризуется высоким коэффициентом корреляции ( $r = 0.98$ ), что при высокой степени достоверности, позволяет рекомендовать использование данной зависимости. Тем не менее, данные неоднородны: при низкой пористости данных мало, с увеличением пористости данных становится больше (см. Рисунок 11). Достоверность прогноза должна быть различной на разных участках.

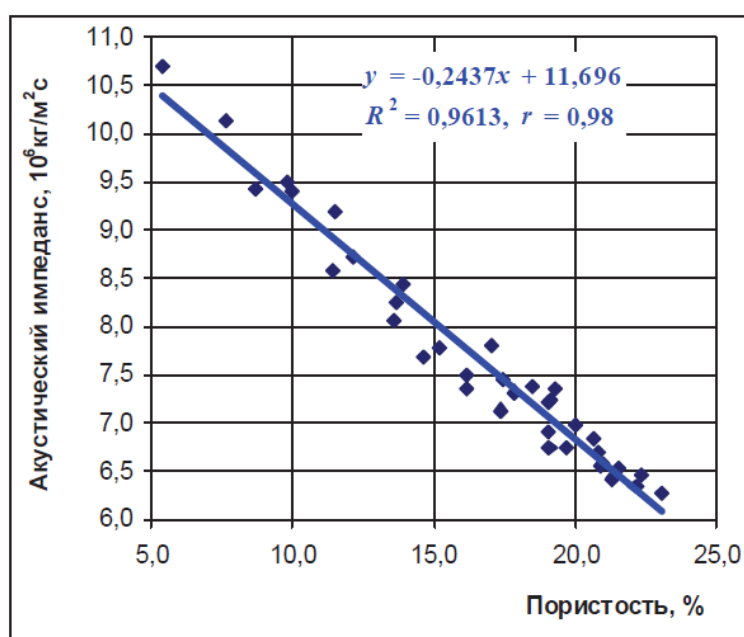


Рисунок 10 – Зависимость акустического импеданса от пористости образцов

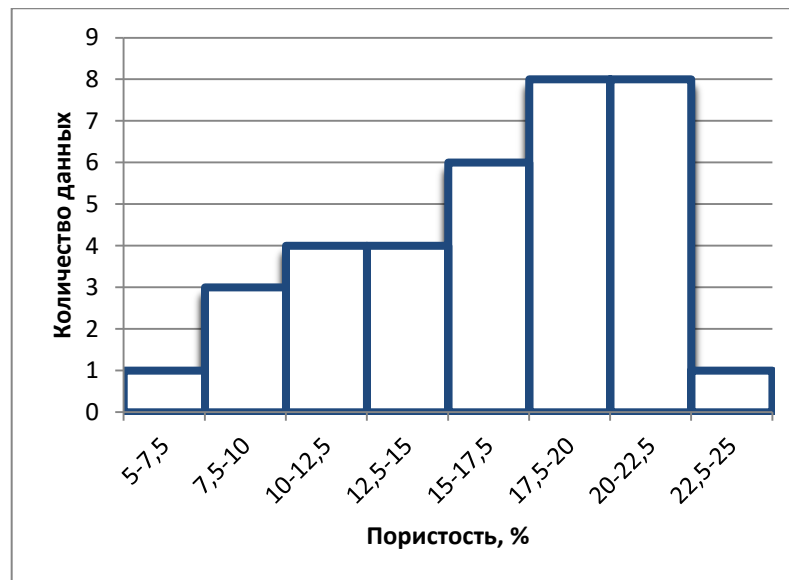


Рисунок 11 – Количество измеренных значений отношения «Пористость – акустический импеданс» на разных диапазонах пористости

На рисунке 12 представлена зависимость водонасыщенности от пористости образцов. В данном случае регрессионная зависимость имеет логарифмический характер:  $\lg(y - 6) = 2.75 - 0.095x$ , где  $y$  – коэффициент водонасыщенности,  $x$  – коэффициент пористости. Со степенью достоверности  $R^2 = 0.92$  можно использовать данную зависимость. Также как и в предыдущем примере, данные неоднородны: при низкой пористости данных мало, с увеличением пористости данных становится больше, на диапазоне от 12 до 17 наблюдается количество данных (см. Рисунок 13). Достоверность прогноза должна быть различной на разных участках.

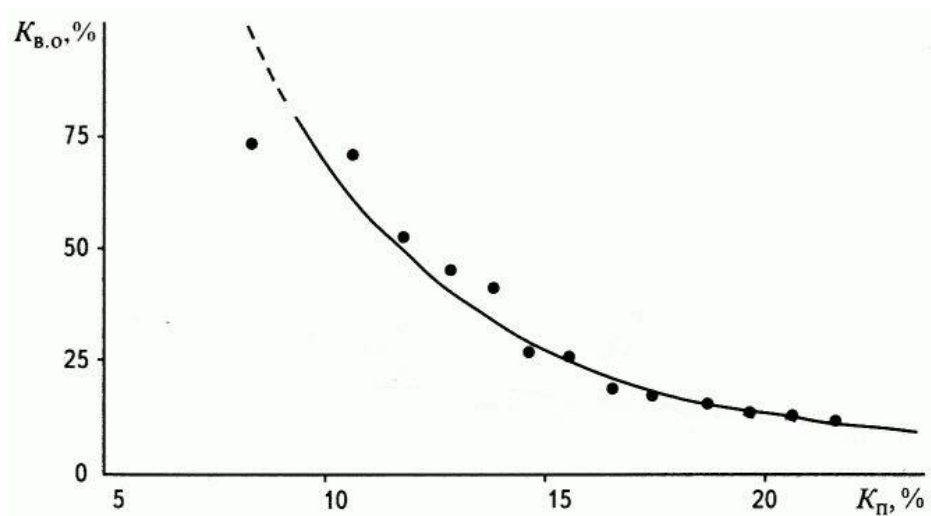


Рисунок 12 – Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости



Рисунок 13 – Количество измеренных значений отношения «Пористость – водонасыщенность» на разных диапазонах пористости

Рассчитав регрессионные зависимости для отношений «пористость – акустический импеданс» и «пористость - водонасыщенность», подставляем одно уравнение в другое и получаем зависимость между параметрами «акустический импеданс» и «водонасыщенность» (см. Рисунок 14):  $z = 10^{-1.86+0.39x} + 6$ , где  $x$  – акустический импеданс,  $z$  – остаточная водонасыщенность.

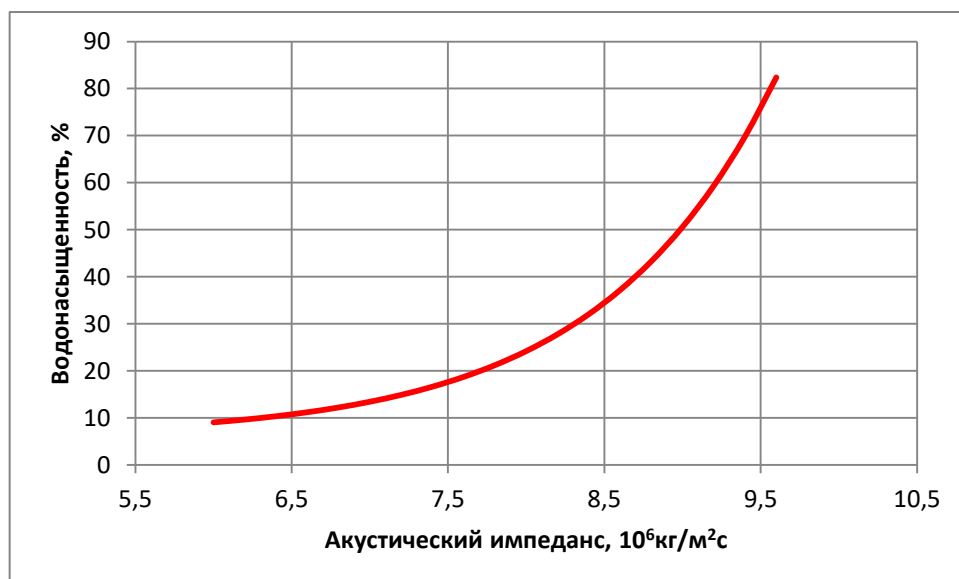


Рисунок 14 – Зависимость остаточной водонасыщенности от акустического импеданса

Корреляционно-регрессионная модель зависимости остаточной водонасыщенности от акустического импеданса характеризуется достаточно низкой достоверностью, так как исходные данные характеризуются различной плотностью на разных диапазонах переменных. Это является причиной различной меры доверия к компонентам корреляционно-регрессионной модели, а также изменчивости достоверности прогноза на разных диапазонах значения параметров.

Таким образом, необходимо развитие аппарата, дифференцирующего результаты прогноза параметров по достоверности на основе обеспеченности данными [150, 151]. При прогнозировании параметров перспектив нефтегазоносности по геофизическим параметрам через цепочку подстановок плотность данных уменьшается. Данное обстоятельство не учитывается в процессе построения корреляционно-регрессионных моделей, при которых все данные заменяются уравнениями без учета плотности на разных участках. Не однородность в данных объясняется особенностями месторождения: неоднородностью залежей, разрывами и разломами. Достоверной картины прогноза не может быть получено, но следует оперировать данными, которые были получены. В данном случае необходимо получать прогноз с оценкой достоверности на разных участках, что возможно при построении нечетких петрофизических моделей.

## **1.5. Заключение**

Традиционно задача прогноза параметров решается методами статистической обработки информации, которые заменяют экспериментальный материал рассчитанным законом в форме уравнений отношения между параметрами, которые переносятся на исследуемый объект. Данный путь достаточно часто является основой ложных, неточных геологических решений о запасах и ресурсах углеводородного сырья (итог сравнительного анализа возможностей вероятностно-статистических методов

(Монте-Карло [53]) и теории нечетких множеств с целью оценки неопределенностей в процессе подсчета запасов нефти и газа объемным методом представлен в работе [11]). По этой причине предлагается исследовать данные в полном объеме, не заменяя уравнениями, а представлять их в форме нечетких множеств.

## **Глава 2. Фазификация нечетких отношений, основанная на алгоритме сжатия информации**

При одновременном измерении двух или более параметров на одном образце появляется «ложная» информация, включающая также ошибки при измерении. «Ложная» информация не редко присутствует в экспериментах. От таких ошибок, присутствующих в наборе измеренных значений, необходимо избавляться. Оставшаяся необнаруженной «ложная» информация искажает результаты измерений. Для выхода из данной ситуации предлагается рассматривать исходные данные взаимосвязи между параметрами как нечеткие отношения и конструировать функции принадлежности с помощью аппарата, основанного на алгоритме сжатия информации. Алгоритм сжатия подразумевает, что данные об одновременно измеренных значениях параметров исходят от источников, которые в свою очередь позволяют существенно снизить размерность измеряемых величин.

### **2.1. Нечеткое моделирование**

Началом развития нечеткого моделирования можно считать 1965 год, в котором вышла статья профессора Калифорнийского университета Лотфи Заде «Fuzzy Sets» (Нечеткие множества). В ней были введены базовые определения и операции над нечеткими множествами [12]. Далее теорию аппарата нечетких множеств развивали ученые Лофти Заде [67-71], Э. Мамдани [19, 66], Д. Дюбуа [62], Р. Беллман [60, 61], А. Кофман [27], А. В. Алексеев [58, 59], А. В. Леоненков [64], А. Н. Кирсанов [63], А. И. Орлов [65].

Методы, основанные на нечеткой алгебре, нечеткой логике и теории нечеткого логического вывода, становятся распространенными в нефтегазопромысловом деле как среди российских ученых в работах А. Е. Алтунина [11, 30, 31, 84-90], В. П. Бочарникова [56], В. В. Борисова [75], И. П. Жабрева [54], А. И. Кобрунова, М. В. Семухина [11, 30, 31, 72, 73], Я. И. Хургина [55], так и зарубежных Yi Ke Guo, Xu Dong Jing, Jose Finol [57], А.

Bardossy [28], H. Paasche [29], Ouenes A. [38], Tani T., Sakoda M., Tanaka K. [39]. Вероятная оценка запасов углеводов отражена в трудах [32-34].

Как правило, нечеткое моделирование использовалось исключительно для решения вспомогательных задач и не использовалось для определения подсчетных параметров.

В работах А. И. Кобрунова, А. В. Григорьевых, А. С. Могутова, А. Н. Дорогобед было предложено рассматривать отношения между измеренными параметрами в геофизических исследованиях в качестве нечётких отношений, устанавливаемых между нечёткими переменными. Построение функций принадлежности предлагалось выполнять на основе экспоненциальной модели, а исключение общих переменных при конструировании цепочки уравнений осуществлять с помощью нечеткого логического вывода (композиции Мамдани). [13, 14, 15, 16, 17, 41, 42, 48]. Недостатками данных работ являлось то, что: при конструировании функции принадлежности рассмотрения ввелись по интервалам на оси  $X$ , из-за чего на каждом интервале выделялся максимум, и не учитывались все данные отношения одновременно; не использовался алгоритм для выявления «ложной» информации; не были подробно рассмотрены свойства композиции Мамдани.

Рассмотрим основные понятия и определения нечеткого моделирования, а также операции над нечеткими множествами.

*Нечеткая переменная* может быть описана параметрами: именем –  $a$ ; универсумом, содержащим все значения  $a$ , –  $X$ ; нечетким подмножеством универсума  $X$ , для каждого элемента которого определена функция принадлежности  $\mu_A(x) – A$ .

Нечеткое отношение  $R$  – нечеткое подмножество декартова произведения универсальных множеств  $U_1, U_2, \dots U_n$ .



Нечеткое множество  $M$  – множество, каждый элемент которого принадлежит этому множеству с определенной достоверностью. Можно записать как  $M = \{(x, \mu_M(x)) | x \in X\}$ .

Функция принадлежности  $\mu_A(x)$  определяет степень принадлежности каждого элемента множества [67, 62, 77, 78, 79].

Основные операции над нечеткими множествами:

1. Дополнением (логическое отрицание) нечеткого множества  $\mathfrak{A}$  (см. Рисунок 15) является нечеткое множество  $\bar{\mathfrak{A}}$  с функцией принадлежности:

$$\mu_{\bar{\mathfrak{A}}}(x) = 1 - \mu_{\mathfrak{A}}(x)$$

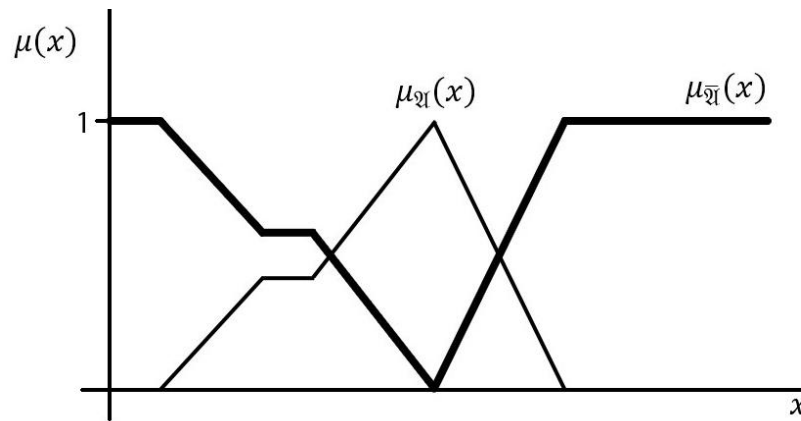


Рисунок 15 – Операция дополнения нечеткого множества

2. Объединением (логическое «или») нечетких множеств  $\mathfrak{A}$  и  $\mathfrak{B}$  (см. Рисунок 16) является нечеткое множество с функцией принадлежности:

$$\mu_{\mathfrak{A} \cup \mathfrak{B}}(x) = \max\{\mu_{\mathfrak{A}}(x), \mu_{\mathfrak{B}}(x)\}$$

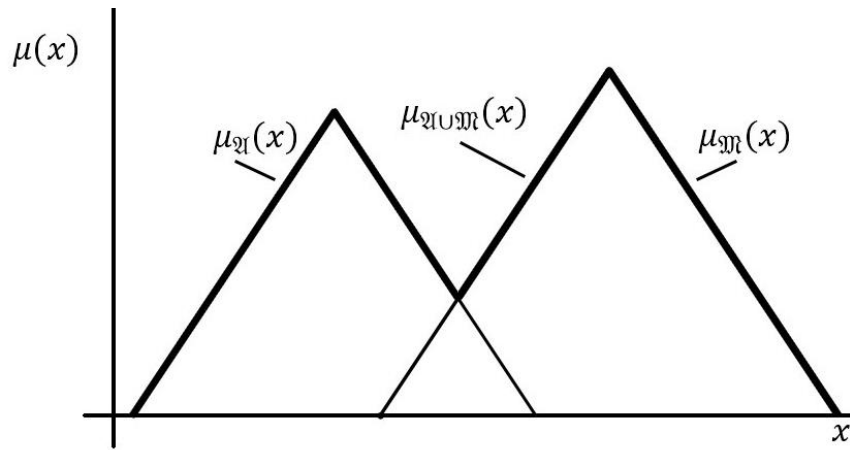


Рисунок 16 – Операция объединения нечетких множеств

3. Пересечением (логическое «и») нечетких множеств  $\mathfrak{M}$  и  $\mathfrak{N}$  (см. Рисунок 17) является нечеткое множество с функцией принадлежности:

$$\mu_{\mathfrak{M} \cap \mathfrak{N}}(x) = \min\{\mu_{\mathfrak{M}}(x), \mu_{\mathfrak{N}}(x)\}$$

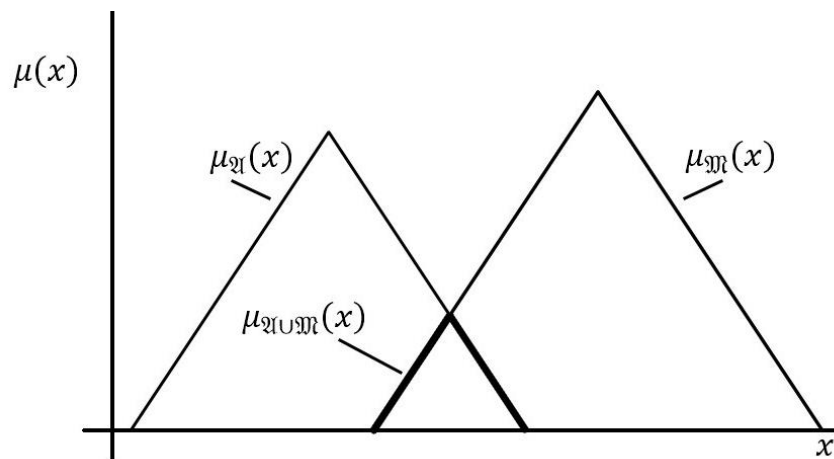


Рисунок 17 – Операция пересечения нечетких множеств

В методе нечеткого моделирования экспериментальные данные рассматриваются как нечёткие величины, используемые для конструирования функций принадлежности, содержащей меру доверия каждому возможному значению.

Задачей фазификации служит представление всех используемых данных и зависимостей в форме нечетких величин и нечетких отношений. Поскольку и нечеткие величины, и нечеткие отношения характеризуются своими функциями принадлежности, задачей фазификации служит

нахождение конкретных функций принадлежности нечетких величин адекватных исходным данным.

Фазификация состоит в представлении данных в форме нечетких величин. В качестве данных выступают результаты измерений, как значений одного переменного, так и одновременного измерения системы переменных относящихся к одному объекту. В последнем случае, данные относятся к созданию нечеткой петрофизической модели. Задача фазификации состоит в адекватном подборе функции принадлежности, характеризующей нечеткость результатов измерения переменной, или нечеткость регистрируемой связи между параметрами, определяемой как нечеткого отношения между переменными [132, 135, 136].

## 2.2. Формирование функций принадлежности

Пусть в  $N$ -мерном фазовом пространстве  $S$  параметров  $\mathbf{s} = \{s_i, i = 1 \div N\}$  экспериментально измерены значения  $\mathbf{s}^j \in S, j = 1 \div M$ , образующие в нем подмножество  $\mathfrak{A} \subset S$ . Данные  $\mathfrak{A} \subset S$  являются основанием для формирования экспертного правила прогноза одних параметров  $\boldsymbol{\eta}$  из числа  $s_i, i = 1 \div N$ , по измеренным другим, обозначаемым  $\boldsymbol{\xi}$ :  $\mathbf{s} = \boldsymbol{\xi} \times \boldsymbol{\eta}$ . Традиционно в качестве такого правила в задачах промысловой геофизики служат петрофизические зависимости [18], представляющие данные  $\mathfrak{A}$  в форме регрессионных зависимостей одних параметров от других. Такой способ достаточно конструктивен и широко применяется в настоящее время, но он не учитывает реальные свойства неоднородностей в изучаемых параметрах.

Экспертное правило  $\mathfrak{A}[\bar{\boldsymbol{\xi}}]$  заключения о прогнозируемых параметрах  $\bar{\boldsymbol{\eta}}$  из информации об измеренных  $\bar{\boldsymbol{\xi}}$ , согласованное с обучающими данными  $\mathfrak{A} \subset S$ , реализуется: определением по обучающей выборке  $\mathfrak{A}$  нечеткого отношения  $\mu_{\mathfrak{A}}(\boldsymbol{\xi}, \boldsymbol{\eta}) = \mu_{\mathfrak{A}}(\mathbf{s})$  [12] между параметрами  $\boldsymbol{\eta}$  и  $\boldsymbol{\xi}$ ; представлением конкретных

измерений  $\bar{\xi}$  в форме нечеткой величины и последующим использованием алгоритма нечеткого логического вывода [19] о нечеткой величине  $\eta$ .

Принципом представления измеренных значений параметра  $\bar{\xi}$ , по которым выполняется прогноз, в форме нечетких величин, а взаимосвязей между параметрами  $\mathfrak{A}$  в форме нечетких отношений является понятие поле рассеяния.

**Поле рассеяния** для данных  $\mathbf{s}^j \in S, j = 1 \div M$  назовем функцию  $\mathfrak{A}^\varepsilon(\mathbf{s})$ , такую, что для каждой подобласти  $\Delta S$  из разбиения  $S$ :

$$\max_{\Delta S \in S} |\mathfrak{A}^\varepsilon(\mathbf{s})\Delta S - \mathfrak{A}(\Delta S)| \leq \varepsilon, \quad (1)$$

где  $\mathfrak{A}(\Delta S)$  – число значений из  $\mathfrak{A} \subset S$ , целиком лежащее в  $\Delta S$ .

Величина  $\mathfrak{A}(\Delta S)$  называется *картой плотности* данных.

**Функция принадлежности**  $\mu_{\mathfrak{A}}(\mathbf{s})$  для измеренных значений параметров  $\mathbf{s} \in S$  как нечетких величин есть нормированное к единице поле рассеяния  $\mathfrak{A}^\varepsilon(\mathbf{s})$ :

$$\mu_{\mathfrak{A}}(\mathbf{s}) = \frac{\mathfrak{A}^\varepsilon(\mathbf{s})}{\max_{\mathbf{s}} [\mathfrak{A}^\varepsilon(\mathbf{s})]}. \quad (2)$$

Данные, по которым проводится большая часть экспериментов, представленных в данной работе, приведены на рисунках 18 и 19. Первым отношением была выбрана взаимосвязь между петрофизическими параметрами пористости по ГИС (определяется по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин) и пористости по керну (определяется по результатам анализа кернового материала) карбонатных пород Салюткинского месторождения Тимано-Печорской нефтегазовой провинции (данные, взяты из [8]). Второе отношение – взаимосвязь между параметрами «пористость по керну» и «остаточная водонасыщенность пород» (определяются по результатам анализа кернового материала) без учета класса коллектора Беркутовской газоносной зоны Мраковской депрессии Предуральяского краевого прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (данные взяты из [5]).

Отношения между данными параметрами являются основными и необходимыми, характеризующие среду на нефтегазоперспективность.

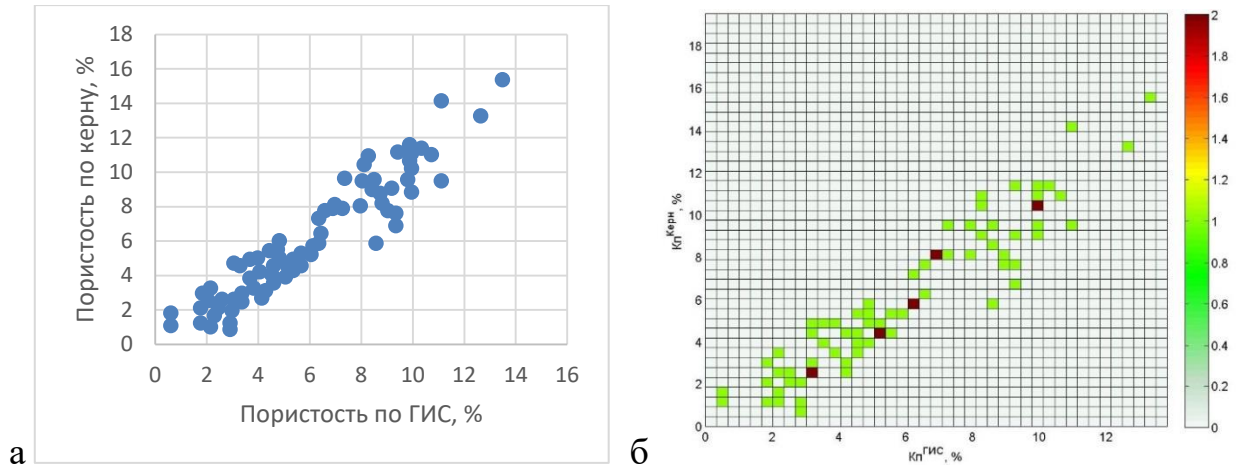


Рисунок 18 – Исходные данные отношения «пористость по ГИС – пористость по керну» (а) и соответствующая карта плотности данных (б)

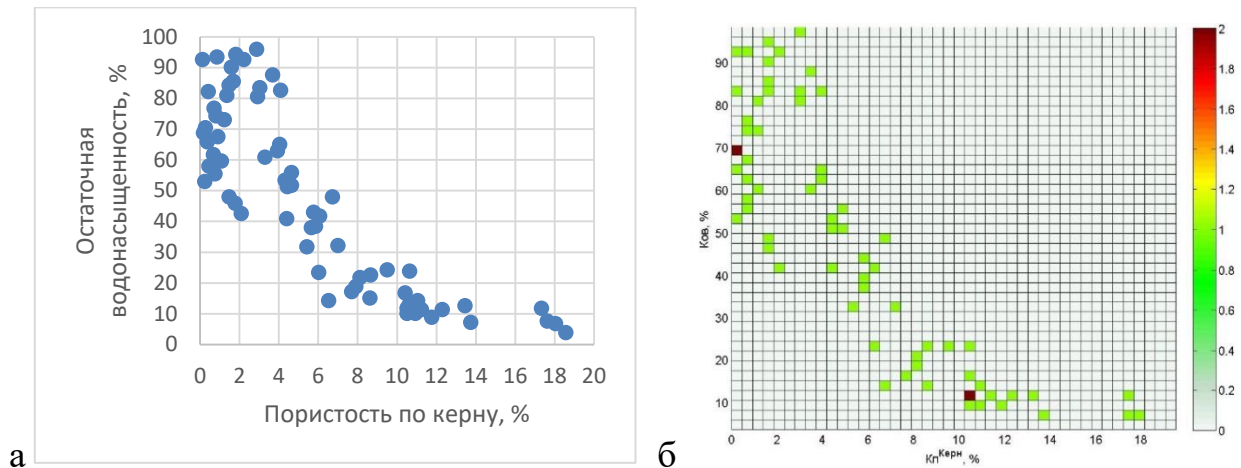


Рисунок 19 – Исходные данные отношения «пористость по керну – остаточная водонасыщенность» (а) и соответствующая карта плотности данных (б)

### 2.2.1 Алгоритм сжатия информации

Для построения поля рассеяния  $\mathcal{U}^\varepsilon(\mathbf{s})$  разобьём  $S$  сеткой  $\Delta S^j, j = 1 \div M$  так, чтобы была покрыта вся область значений параметров из  $\mathcal{U}$ ,  $\sum_{j=1 \div M} |\mathcal{U}(\Delta S^j)| = N$  и поставим задачу поиска функции рассеяния по (1):

$$\max_{\Delta S \in S} |\mathfrak{U}^\varepsilon(\mathbf{s}) \Delta S^j - \mathfrak{U}(\Delta S^j)| \leq \varepsilon \quad (3)$$

Выберем базисную систему функций  $K(\mathbf{s}^k, \mathbf{s})$  и поставим задачу нахождения  $\mathfrak{U}^\varepsilon(\mathbf{s})$  в виде:

$$\mathfrak{U}^\varepsilon(\mathbf{s}) = \sum_{k=1}^K \varphi(\mathbf{s}^k) K(\mathbf{s}^k, \mathbf{s}), \quad (4)$$

где  $\varphi(\mathbf{s}^k)$ , требующая нахождения из (4), функция.

Соотношение (4) означает, что поле рассеяния рассчитывается в форме линейной комбинации базовых функций  $K(\mathbf{s}^k, \mathbf{s})$ , свойства которых определяют принцип аппроксимации поля рассеяния  $\mathfrak{U}^\varepsilon(\mathbf{s})$  и функции принадлежности  $\mu_{\mathfrak{U}}(\mathbf{s})$ . Физический смысл задачи (4) заключается в нахождении  $\varphi(\mathbf{s}^k)$  по заданной  $\mathfrak{U}^\varepsilon(\mathbf{s})$  и основан на представлении о том, что рассчитанное значение функции принадлежности, следующее из экспериментальных данных, это результат диффузии, который привел к сглаживанию более точной зависимости  $\varphi(\mathbf{s}^k)$ . Величина этого сглаживания контролируется эффективным параметром рассеяния  $\zeta$ . Задача (4) это нечеткое уравнение Фредгольма первого рода с ядром:

$$K(\mathbf{s} - \xi, \zeta) = \frac{1}{\sqrt{\pi}\zeta} \exp\left(-\frac{|\mathbf{s} - \xi|^2}{\zeta^2}\right), \quad (5)$$

которая относится к классу некорректных, и требует для своего решения приближенных устойчивых процедур [20, 21, 49]. В качестве такой процедуры примем основанную на оптимизационном *принципе компактификации источников*.

В уравнении (4) подынтегральным выражением являются источники  $\varphi(\mathbf{s}^k)$ , а левая часть – отклик на них. Принимаем в качестве отклика найденные значения  $\mu_{\mathfrak{U}}^\varepsilon(\mathbf{s}) = \frac{\mathfrak{U}^\varepsilon(\mathbf{s})}{\max_s[\mathfrak{U}^\varepsilon(\mathbf{s})]}$  по введенной сетке  $\cup_i \Delta S_i = S; \cap_{i \neq j} \Delta S_i = \emptyset$ . Функция  $\mu_{\mathfrak{U}}^\varepsilon(\mathbf{s})$  есть значения в ячейках  $\Delta S_i$  нормированной функции рассеяния  $\mathfrak{U}^\varepsilon(\mathbf{s})$ . Таким образом, левая часть в (4), это набор дискретных значений по ячейкам  $\Delta S$ , так же, как и искомая  $\varphi(\mathbf{s}^k)$ . *Принцип*

компактификации источников формулируется как выбор такого распределения источников  $\mathfrak{A}^{\min}(\mathbf{s}^k), \mathbf{s}^k \in \Delta S_i$ , и ей соответствующей функции принадлежности с  $\mu_{\mathfrak{A}}^{\min}(\mathbf{s})$ , которые характеризуются минимальным числом  $K$  носителей (ненулевых значений  $\mathfrak{A}^{\min}(\mathbf{s}^k)$  в покрытии  $\Delta S_i$ ), выбранной сеткой фазового пространства  $S$ , при условии приближенного выполнения соотношения (4). Это соответствует задаче целочисленного программирования:

$$\left\| \frac{1}{\sqrt{\pi}\zeta} \sum_{k=1}^K \left[ \mu_{\mathfrak{A}}^{\min}(\mathbf{s}_k) * \exp\left(-\frac{|\mathbf{s} - \mathbf{s}_k|^2}{\zeta^2}\right) \right] - \mu_{\mathfrak{A}}^{\varepsilon}(\mathbf{s}) \right\|^2 \leq \varepsilon, \quad (6)$$

$K \rightarrow \min.$

Решение данной задачи выполняется численно, перебором значений  $K$  от максимального, определенного построенными значениями  $\mathfrak{A}^{\varepsilon}(\mathbf{s})$ , в ячейках сетки  $\cup_i \Delta S_i = S; \cap_{i \neq j} \Delta S_i = \emptyset$  до минимального значения, при котором условие неравенства еще выполняется. Результат решения  $\mu_{\mathfrak{A}}^{\min}(\mathbf{s}_k), k = 1 \div K$  называется *картой плотности источников данных или полем источников данных*. Алгоритм построения карты источников называется *алгоритмом сжатия информации*. Исходя из карты плотности, источников поля рассеяния, могут быть получены параметризованные эффективным параметром рассеяния  $\zeta$  модели функции принадлежности для характеристики нечеткого отношения.

Для приведенных на рисунках 18 и 19 исходных данных, и им соответствующих карт плотности данных (поля рассеяния), были построены карты плотности источников поля рассеяния, которые приведены на рисунках 20 и 21 соответственно.

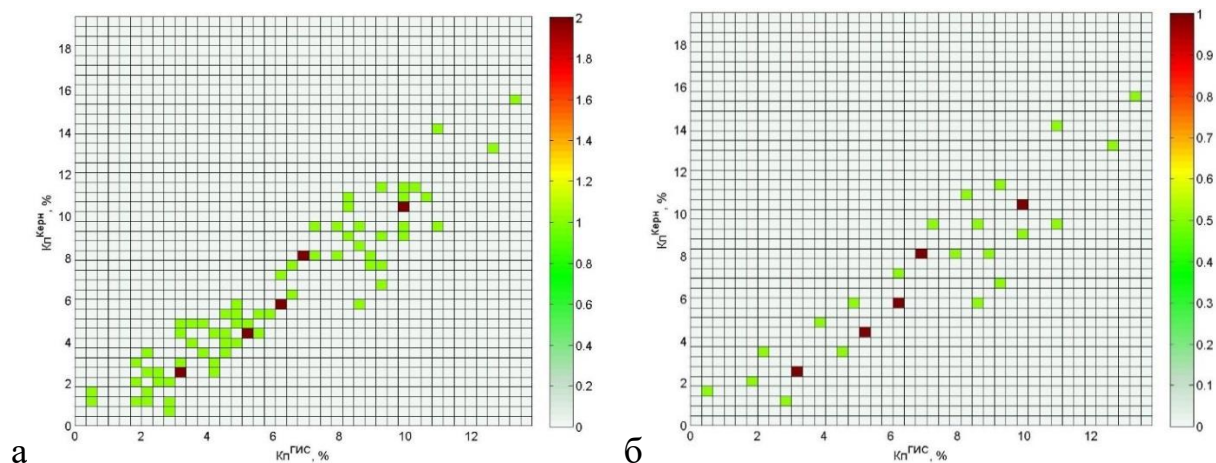


Рисунок 20 – Карта плотности данных для нечеткого отношения «пористость по ГИС – пористость по керну» (а) и соответствующая карта источников данных(б)

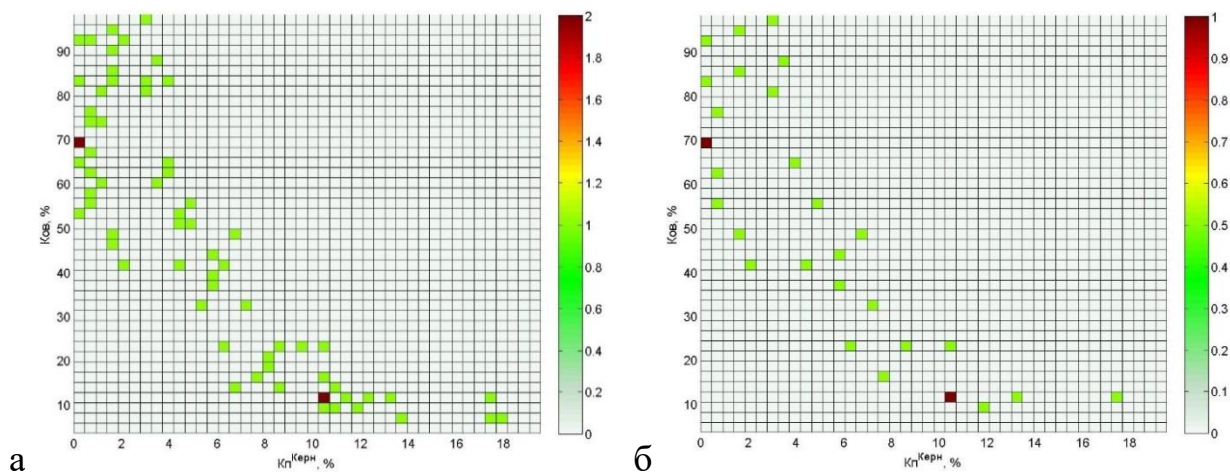


Рисунок 21 – Карта плотности данных для нечеткого отношения «пористость по керну – остаточная водонасыщенность» (а) и соответствующая карта источников данных (б)

Переход к плотности источников поля рассеяния при аппроксимации функции принадлежности позволяет существенно снизить размерность величин.



## 2.2.2 Выбор аналитического вида функции принадлежности

В настоящей работе рассматривается три модели, лежащие в основе конструирования функции принадлежности: модель конуса (является традиционной [24]), экспоненциальная модель и модель обратных квадратов [133, 141].

Рассмотрим их более подробно:

*Модель конуса* – традиционный прием при аппроксимации функции принадлежности. Информация в данном случае равномерно расходится от источников. Базисная система функций задана уравнением:

$$K(s, a, b, c) = \begin{cases} 0 & s \leq a, c \leq s \\ \frac{s-a}{b-a} & a < s \leq b \\ \frac{c-s}{c-b} & b < s < c \end{cases}$$

Рассмотрим данную модель при условии, что коэффициенты  $a$  и  $c$  равноудалены от коэффициента  $b$  и обозначим  $\Delta r = b - a = c - b$ . Тогда для данных, приведенных на рисунке 18, функция принадлежности примет вид, представленный в таблице 1, а для данных приведенных на рисунке 19, функция принадлежности примет вид, представленный в таблице 2.

Таблица 1. Функции принадлежности для нечеткого отношения «пористость по ГИС – пористость по керну», построенные по модели конуса с различными значениями эффективного параметра

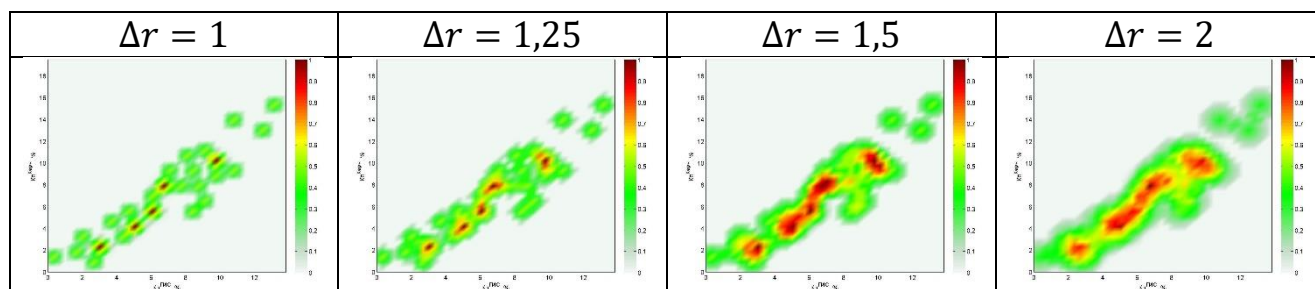
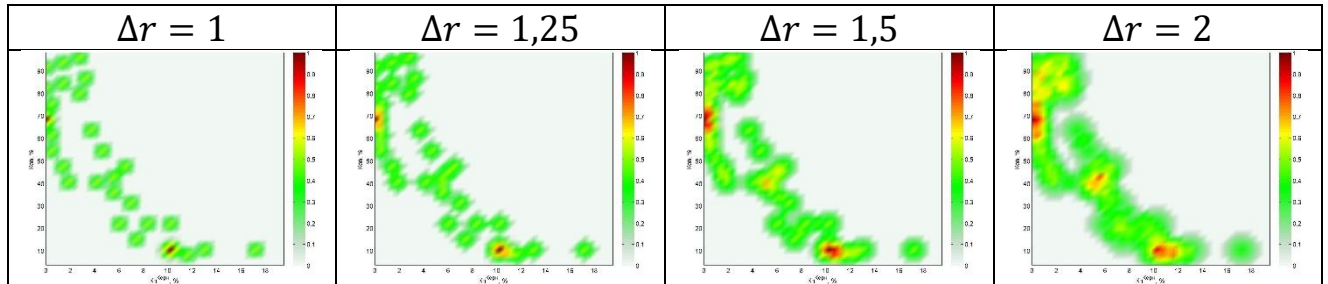
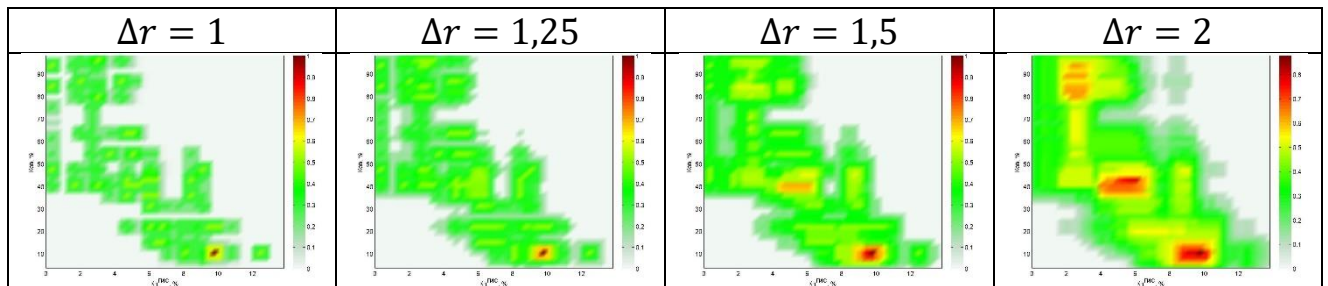


Таблица 2. Функции принадлежности для нечеткого отношения «пористость по керну – остаточная водонасыщенность», построенные по модели конуса с различными значениями эффективного параметра



Результат свертки двух нечетких отношений примет вид, представленный в таблице 3.

Таблица 3. Функции принадлежности для нечеткого отношения «пористость по ГИС – остаточная водонасыщенность», построенные по функциям принадлежности с одинаковыми значениями эффективных параметров



*Экспоненциальная модель* – модель для нахождения функции принадлежности, которая имеет принцип максимальной энтропии. Информация, полученная от источников – это итог диффузии, которая длилась определенное время ( $\tau$ ). Базисная система функций задана уравнением:

$$K(\mathbf{s}^k, \mathbf{s}) = \frac{1}{\sqrt{\pi}\zeta_k} \exp\left[-\frac{|\mathbf{s}^k - \mathbf{s}|^2}{\zeta_k^2}\right],$$

где  $\zeta_k = \frac{\zeta}{\sqrt{\mu_{\text{эл}}^{\min}(\mathbf{s}_k)}}$  – эффективный параметр рассеяния, изменяющийся

от величины источника,  $\zeta = 2a\sqrt{\tau}$ .

Функция принадлежности, сконструированная по экспоненциальной модели, имеет смысл диффузионного рассеяния в бесконечном однородном фазовом пространстве параметров точечных источников, расположенных в  $\mathbf{s}^k$  [44].

По данным петрофизических отношений, приведенным на рисунке 18, сконструированы функции принадлежности, представленные в таблице 4, а по данным петрофизических отношений, приведенным на рисунке 19, сконструированы функции принадлежности, представленные в таблице 5.

Таблица 4. Функции принадлежности для нечеткого отношения «пористость по ГИС – пористость по керну», построенные по экспоненциальной модели с различными значениями эффективного параметра

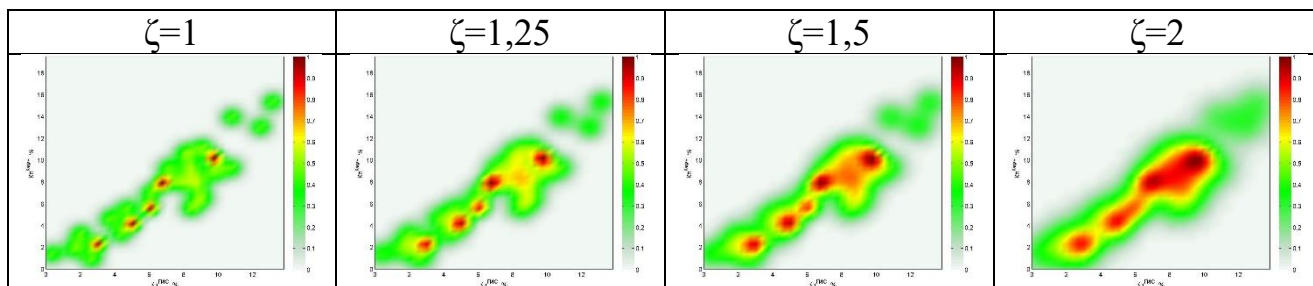
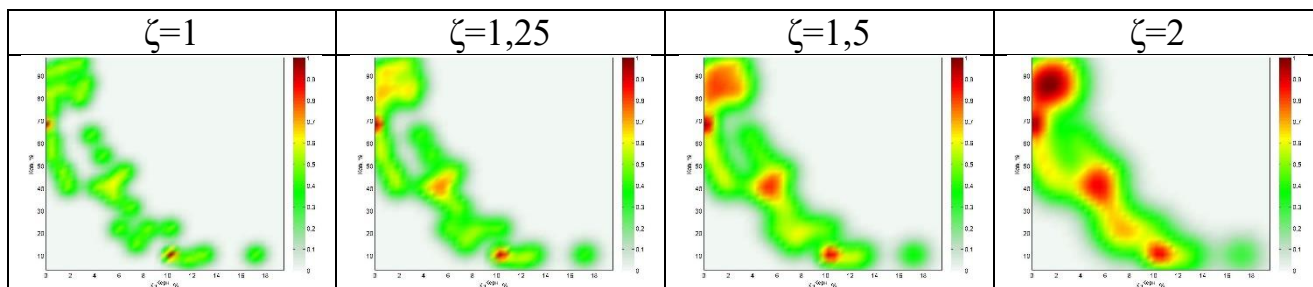
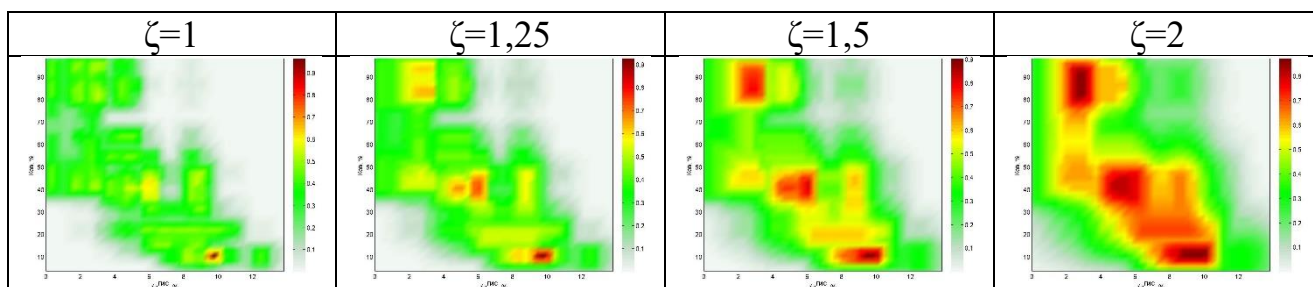


Таблица 5. Функции принадлежности для нечеткого отношения «пористость по керну – остаточная водонасыщенность», построенные по экспоненциальной модели с различными значениями эффективного параметра



Результат свертки двух нечетких отношений примет вид, представленный в таблице 6.

Таблица 6. Функции принадлежности для нечеткого отношения «пористость по ГИС – остаточная водонасыщенность», построенные по функциям принадлежности с одинаковыми значениями эффективных параметров



*Модель обратных квадратов* – модель, имеющая принцип равномерного рассеяния информации о достоверности параметра пропорционально обратному квадрату расстояния от измеренного параметра. Базисная система функций задана уравнением:

$$K(\mathbf{s}^k, \mathbf{s}) = \frac{r}{|\mathbf{s} - \mathbf{s}^k|^2 + r^2}$$

где  $r$  – сглаживающий параметр.

Построенная функция принадлежности, в основе которой лежит модель обратных квадратов, означает, что достоверность значения измеренного параметра распределяется вдоль окружности радиуса  $R^k = |\mathbf{s} - \mathbf{s}^k| + r$ . При удалении от измеренного значения достоверность данного параметра распространяется на все большие и большие окружности.

Для данных, приведенных на рисунке 18, функция принадлежности примет вид, представленный в таблице 7, а для данных приведенных на рисунке 19, функция принадлежности примет вид, представленный в таблице 8.

Таблица 7. Функции принадлежности для нечеткого отношения «пористость по ГИС – пористость по керну», построенные по модели обратных квадратов с различными значениями эффективного параметра

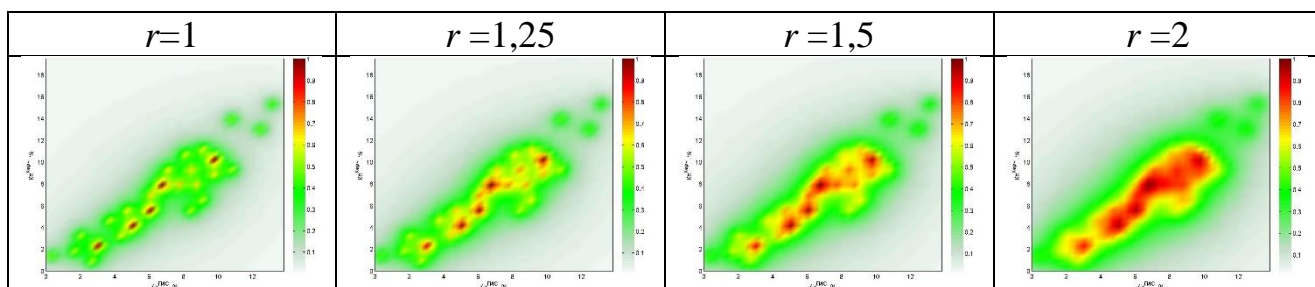
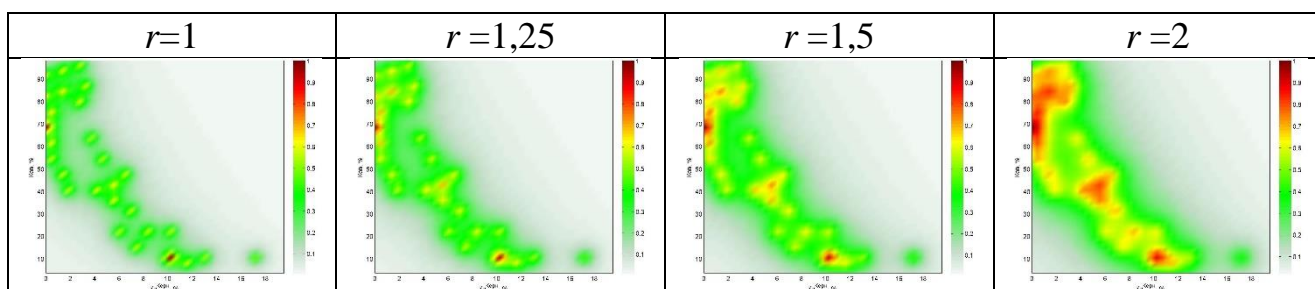
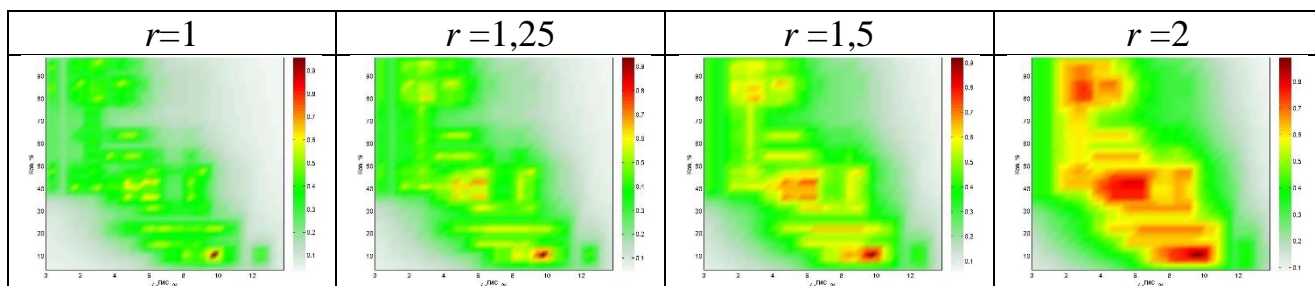


Таблица 8. Функции принадлежности для нечеткого отношения «пористость по керну – остаточная водонасыщенность», построенные по модели обратных квадратов с различными значениями эффективного параметра



Результат свертки двух нечетких отношений примет вид, представленный в таблице 9.

Таблица 9. Функции принадлежности для нечеткого отношения «пористость по ГИС – остаточная водонасыщенность», построенные по функциям принадлежности с одинаковыми значениями эффективных параметров



Результаты построенных функций принадлежности по выше рассмотренным моделям расходятся друг от друга в большей степени при увеличении эффективных параметров рассеяния  $\Delta r$ ,  $\zeta$  и  $r$ . При увеличении значений эффективных параметров рассеяния, наиболее адекватными реальным данным, являются результаты, полученные на базе экспоненциальной модели. На этом основании, а также учитывая, что экспоненциальная модель имеет содержание, связанное с нормальным законом распределения, примем ее за основу при конструировании функций принадлежности для отношений между параметрами.

### 2.2.3 Аппроксимация многомерных связей

На основе описанных ранее методов рассмотрим расчет аппроксимации функции принадлежности на примере трехмерной зависимости  $s_j, j=3$  [137, 138].

На рисунке 22 представлено исходное отношение «абсолютная глубина (X) – двойное время ВСП (Y) – средняя скорость (Z)», лежащее в основе проведенного эксперимента. Для наглядности отображения исходные данные (одновременно измеренные значения параметров) были спроецированы на плоскость XY.

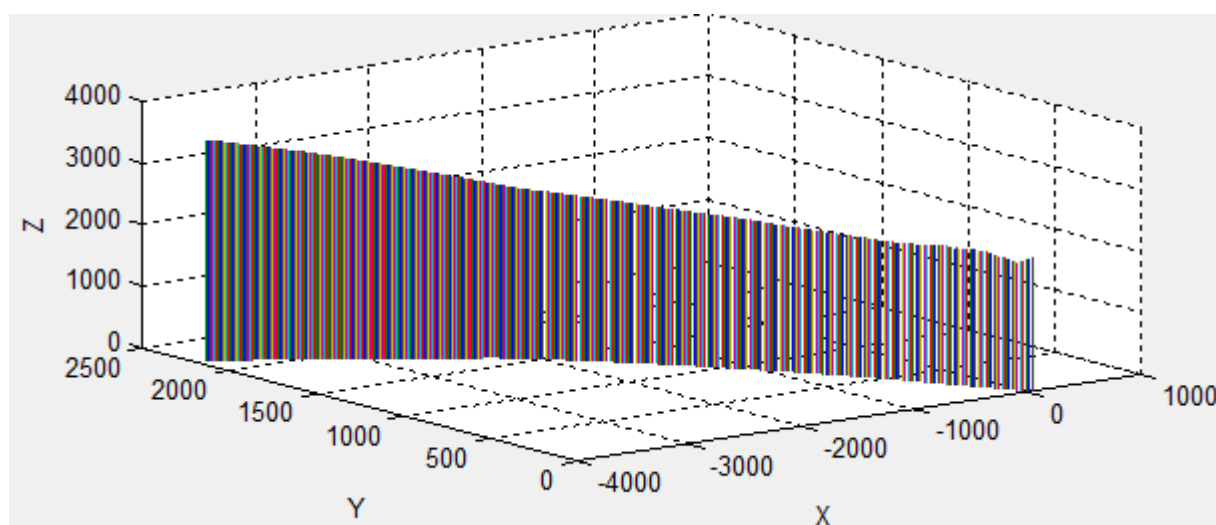


Рисунок 22 – Исходные данные отношения «абсолютная глубина – двойное время ВСП – средняя скорость»

Рассчитанная карта плотности данных отношения «абсолютная глубина – двойное время ВСП – средняя скорость», отображающая количество данных, попавших в выделенный интервал, представлена на рисунке 23.

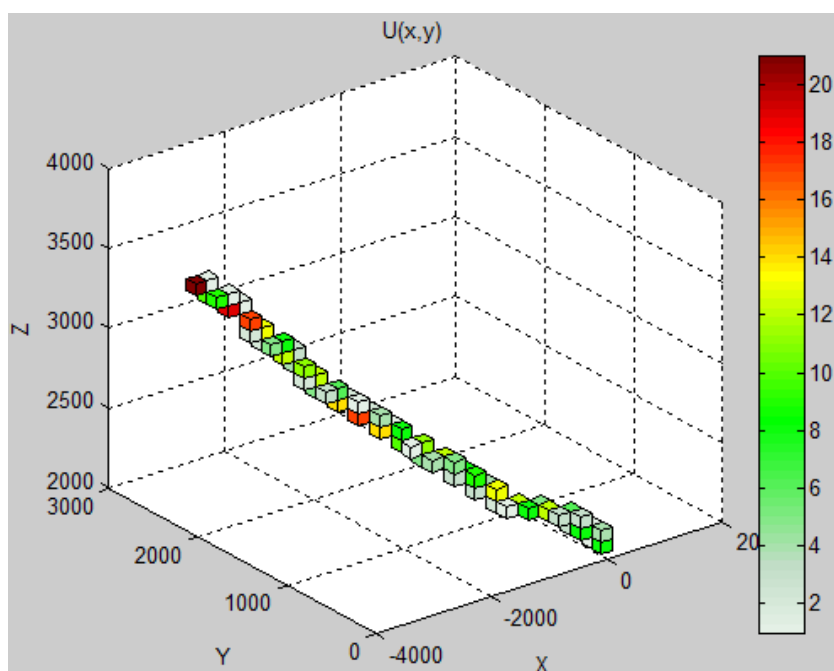


Рисунок 23 – Карта плотности исходных данных нечеткого отношения «абсолютная глубина – двойное время ВСП – средняя скорость»

Результатом алгоритма сжатия является построенная карта источников данных, представленная на рисунке 24.

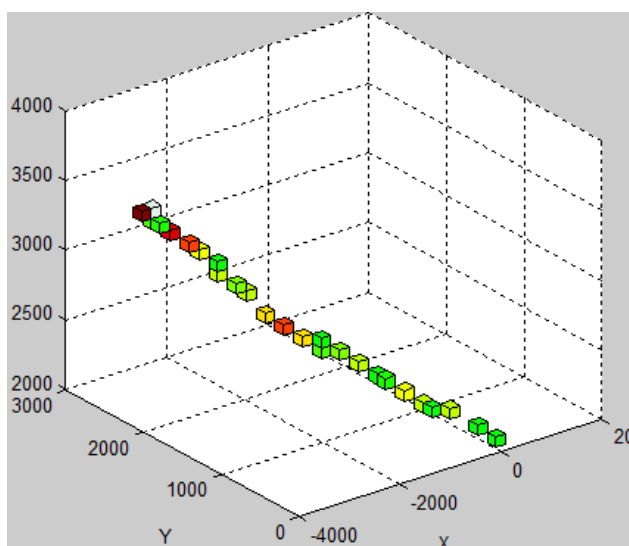
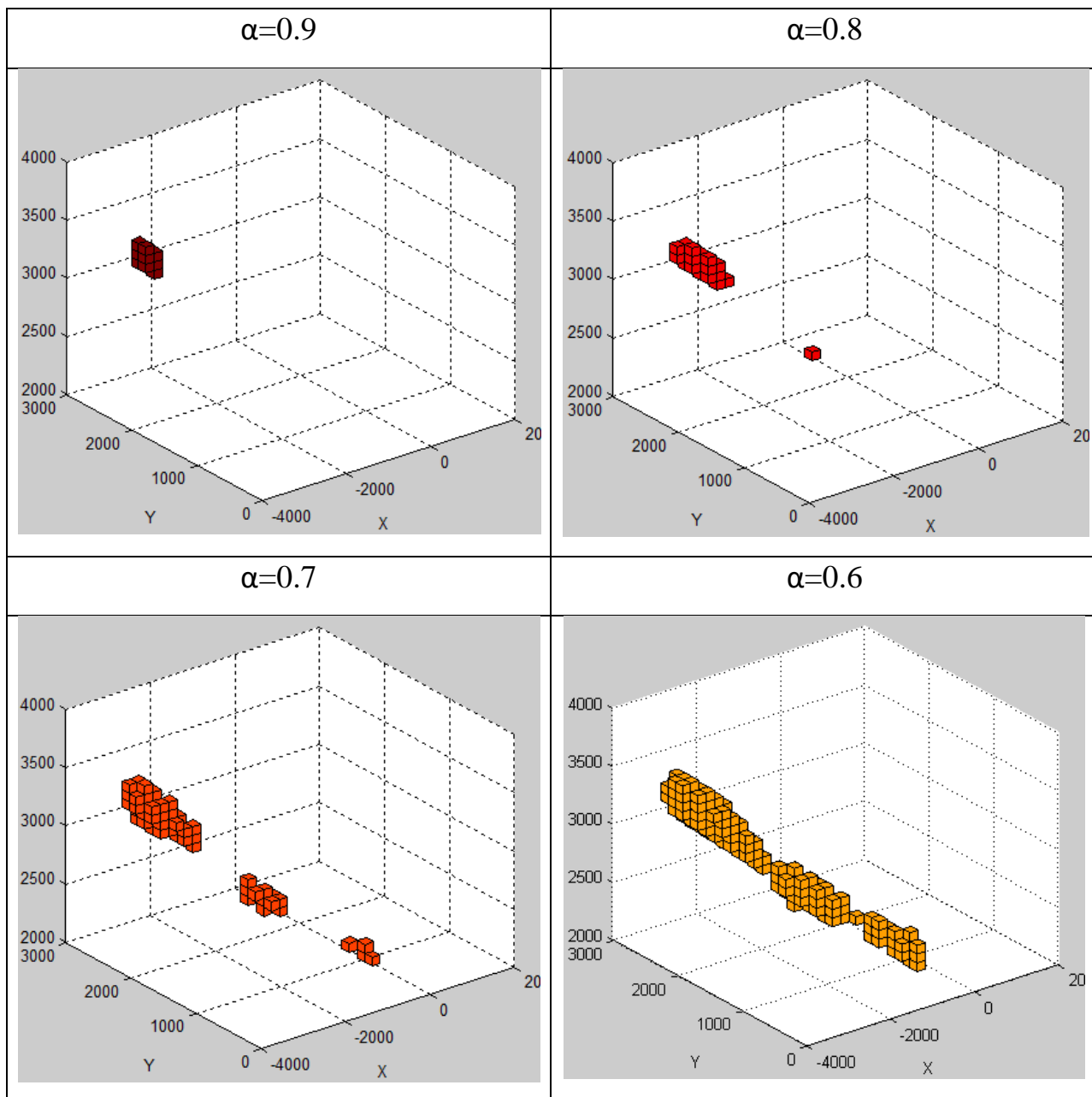


Рисунок 24 – Карта источников данных для нечеткого отношения «абсолютная глубина – двойное время ВСП – средняя скорость»

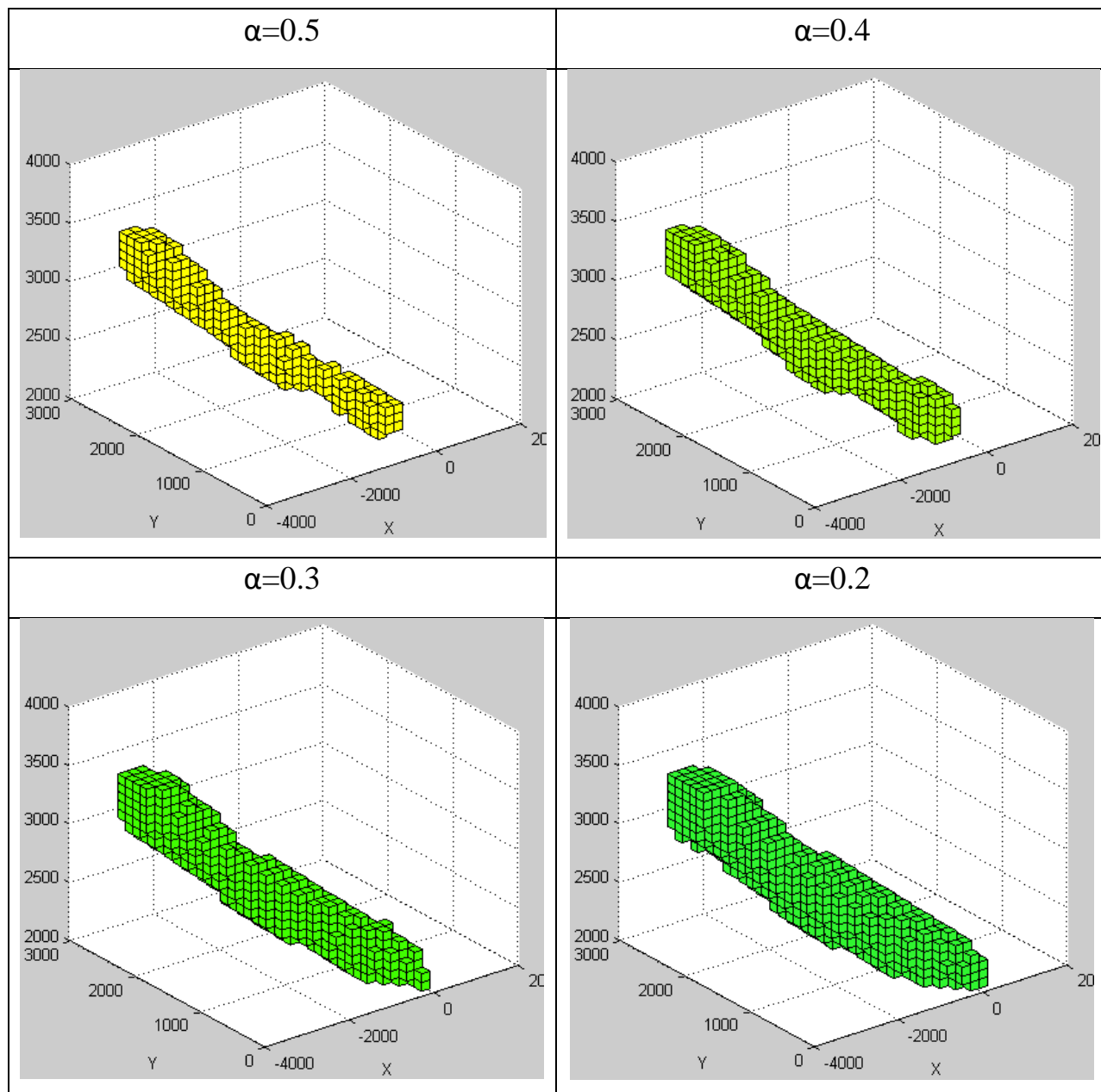
По экспоненциальной модели была рассчитана функция принадлежности. Построенная функция принадлежности, для наглядности ранжированная по достоверности, представлена в таблице 10.

Таблица 10. Функция принадлежности отношения «абсолютная глубина – двойное время ВСП – средняя скорость», ранжированная по достоверности





## Продолжение таблицы 10



### 2.2.4 Описание алгоритма конструирования функции принадлежности

Все алгоритмы, рассмотренные в данной работе, реализованы в среде Matlab 2014b. Блок-схемы построены в Visio.

Рассмотрим данный алгоритм на примере экспоненциальной модели, так как она выбрана наиболее оптимальной.

Алгоритм расчета функции принадлежности состоит из следующих этапов:

*Этап 1. Расчет и построение карты плотности:*

*Шаг 1.* Все фазовое пространство параметров  $S_i = (x, y)$  покрыть сеткой.

Центральной проблемой служит нахождение разбиения (размера сетки)  $(kx * ky)$  с минимальным числом ненулевых ячеек.

Проведя ряд экспериментов, было решено, что оптимальный размер сетки при условии, что количество измеренных значений 100, должен быть  $50*50$ . Таким образом, размер сетки  $kx * ky$  задается вручную в зависимости от количества данных (N).

*Шаг 1.1.* Найти минимум ( $Minx, Miny$ ) и максимум ( $Maxx, Maxy$ ) по каждому параметру петрофизической модели.

*Шаг 1.2.* Рассчитать шаг по оси X (первому параметру) и по оси Y (второму параметру):

$$dx = \frac{Maxx - Minx}{kx}; dy = \frac{Maxy - Miny}{ky}$$

*Шаг 1.3.* Рассчитать сетку:

$$x = Minx : dx : Maxx; y = Miny : dy : Maxy$$

*Шаг 2.* Пройти по всем измеренным значениям параметров и записать, в какую ячейку сетки они попали (см. Рисунок 25).

*Шаг 3.* Вывести графическое изображение полученной карты плотности.

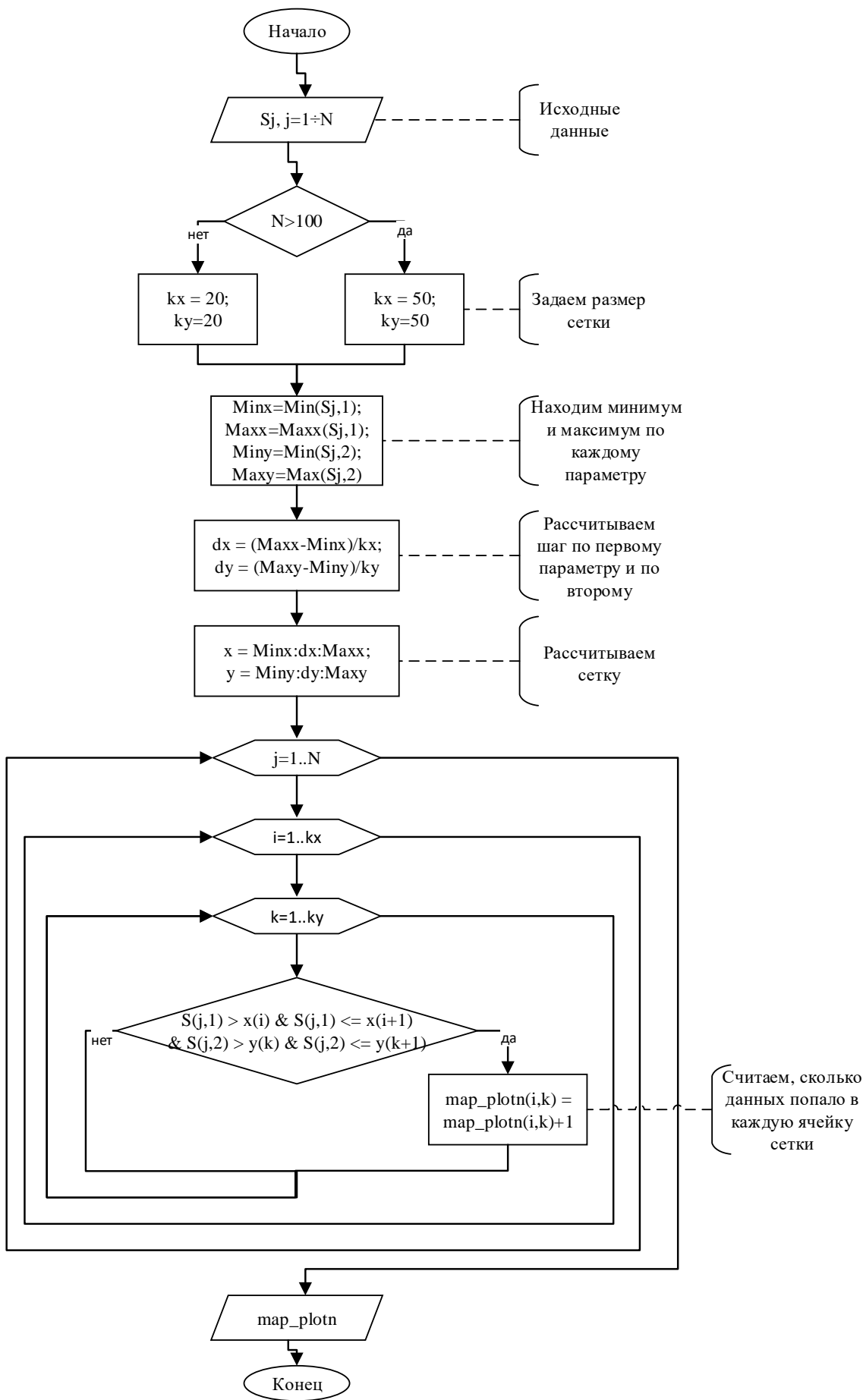


Рисунок 25 – Алгоритм расчета карты плотности данных

*Этап 2. Расчет и построение карты источников.*

*Шаг 1.* Задать уровень погрешности  $\varepsilon$ .

*Шаг 2.* Выполнить итерационный процесс:

*Шаг 2.1.* Количество источников ( $K$ ) задать равным количеству ячеек, в которые попали данные

*Шаг 2.2.* Решить систему линейных уравнений, в процессе которой найти значения источников  $\mu_{\text{эл}}^{\min}(\mathbf{s}_k), = 1 \div K$

*Шаг 2.3.* Проверить условие неравенства:

$$\left\| \mu_{\text{эл}}^{\varepsilon}(\mathbf{s}) - \frac{1}{\sqrt{\pi}\zeta_0} \sum_{k=1}^K \left[ \mu_{\text{эл}}^{\min}(\mathbf{s}_k) * \exp\left(-\frac{|\mathbf{s} - \mathbf{s}_k|^2}{\zeta_0^2}\right) \right] \right\| \leq \varepsilon;$$

$K \rightarrow \min, \zeta_0 \rightarrow \min.$

*Шаг 2.4.* Если условие выполняется, то количество источников уменьшить на один и вернуться к шагу 2.2, если не выполняется вернуться к предыдущему количеству источников, при котором выполнялось условие.

*Шаг 3.* Вывести графическое изображение полученной карты источников.

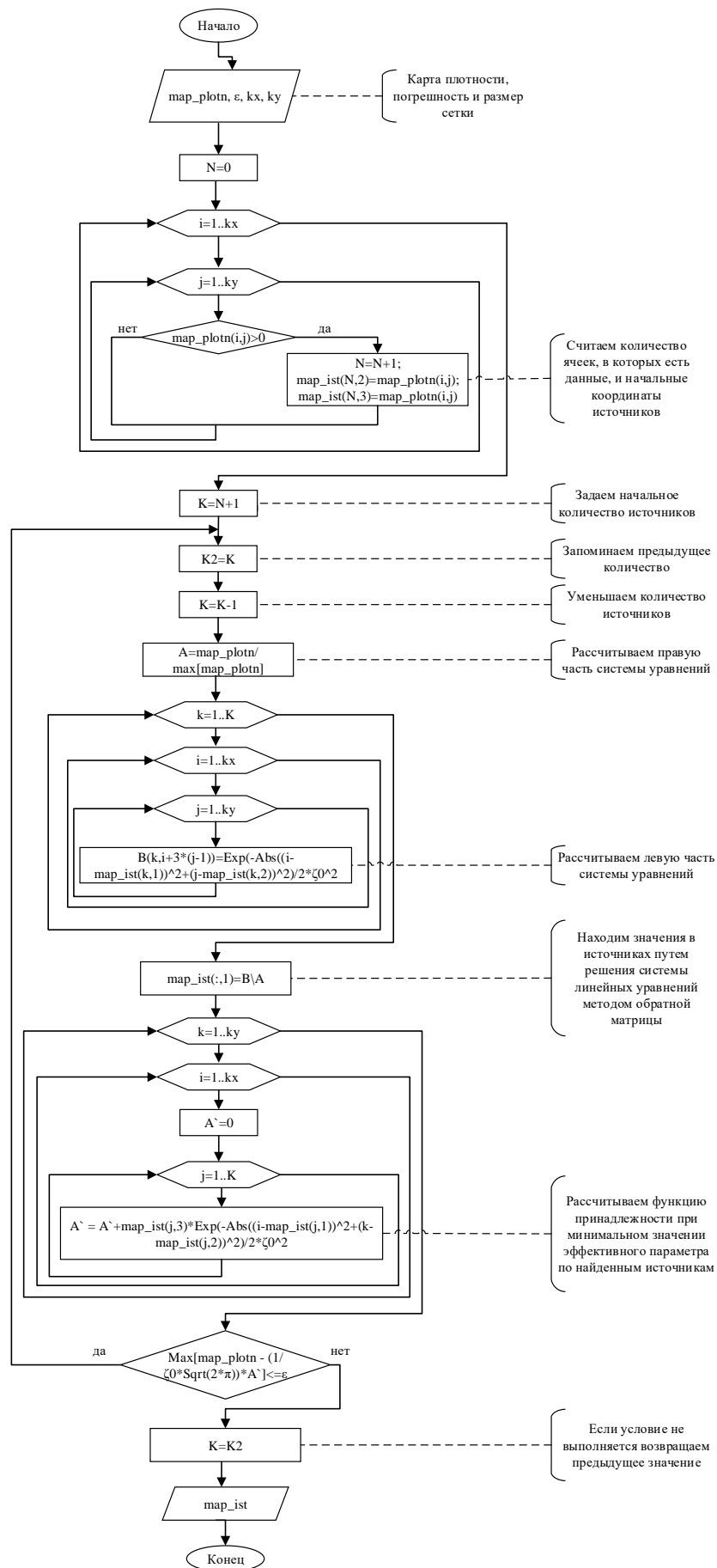


Рисунок 26 – Алгоритм сжатия информации

*Этап 3. Расчет функции принадлежности.*

*Шаг 1.* Задать значение эффективного параметра  $\zeta$ .

*Шаг 2.* Для каждой ячейки по каждому источнику:

*Шаг 2.1.* Рассчитать переменный эффективный параметр:

$$\zeta_k = \frac{\zeta}{\sqrt{\mu_{\mathcal{A}}^{\min}(\mathbf{s}_k)}}$$

*Шаг 2.2.* Рассчитать поле рассеяния по формуле (экспоненциальной модели):

$$\mathcal{A}^\varepsilon(\mathbf{s}) = \frac{1}{\sqrt{\pi}\zeta} \sum_{k=1}^K \mu_{\mathcal{A}}^{\min}(\mathbf{s}_k) * \exp\left[-\frac{|\mathbf{s}^k - \mathbf{s}|^2}{\zeta_k^2}\right],$$

*Шаг 3.* Рассчитать функцию принадлежности по формуле:

$$\mu_{\mathcal{A}}(\mathbf{s}) = \frac{\mathcal{A}^\varepsilon(\mathbf{s})}{\max_{\mathbf{s}}[\mathcal{A}^\varepsilon(\mathbf{s})]}$$

*Шаг 4.* Вывести графическое изображение полученной функции принадлежности.

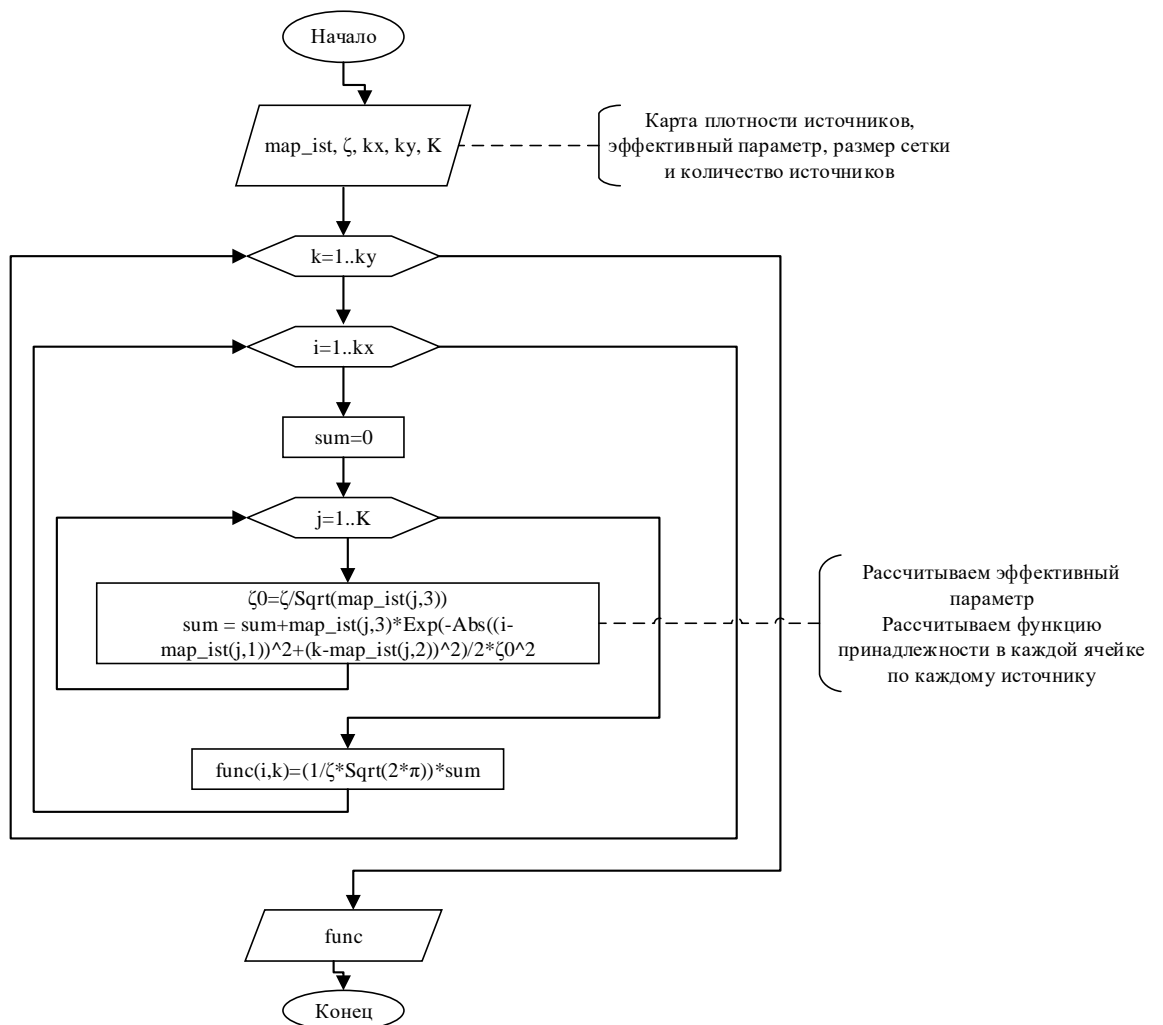


Рисунок 27 – Алгоритм расчета функции принадлежности

### 2.3. Заключение

Разработанный метод фазификации отношений между одновременно измеренными параметрами, основанный на алгоритме сжатия информации, позволяет снизить размерность величин, а также избавиться от «случайной» информации, которая может являться причиной неверной интерпретации данных. В качестве аналитического вида функции принадлежности была выбрана экспоненциальная модель, имеющая содержание, связанное с нормальным законом распределения и наиболее адекватно отражающая исходные данные. Построенные функции принадлежности нечетких отношений, в отличие от статистических методов обработки, отражают исходные данные, ранжируя их по достоверности.

### Глава 3. Анализ нечетких моделей

Результаты построенных нечетких моделей могут сильно варьироваться в зависимости от эффективного параметра рассеяния, заложенного в модель. В данной главе описывается подход к выбору оптимального эффективного параметра, а также способ анализа пригодности построенных функций принадлежности отношений между параметрами для дальнейшего использования.

#### 3.1. Теоретическая основа анализа функций принадлежности

Анализ функции принадлежности подразумевает построение  $\alpha$ -сечений нечеткого отношения, подсчет площади, занимаемой каждым сечением, и вывод графика зависимости площади от уровня  $\alpha$  [148].

Система  $\alpha$ -сечений функции принадлежности  $\mu(\mathbf{s})$  строится по формуле:

$$S_\alpha = \{\mathbf{s} \in S: \mu(\mathbf{s}) > \alpha\}; S_0 \simeq S; S_1 = \emptyset,$$

где  $S_\alpha$  – площадь  $\alpha$ -сечения.

Таким образом,  $\alpha$ -сечение – множество принадлежащее функции принадлежности, достоверность которого выше значения  $\alpha$ .

Мера этого множества:  $mes\{S_\alpha\}$  характеризует его размеры.

Относительная мера  $\mathfrak{M}_\alpha = \frac{mes\{S_\alpha\}}{mes\{S_0\}}$  характеризует относительные размеры  $S_\alpha$ .

По мере возрастания параметра  $\alpha$   $\mathfrak{M}_\alpha$  убывает и в пределе есть ноль, которым характеризуется пустое множество. График зависимости относительной меры от  $\alpha$ -сечения характеризует степень выраженности, локализации, контрастности функции принадлежности  $\mu(\mathbf{s})$ . Чем ближе  $\mathfrak{M}_\alpha$  к постоянному значению в интервале значений  $\alpha = [0,1]$  тем более локализована функция принадлежности и, если  $\mathfrak{M}_\alpha = 1$  на всем интервале  $\alpha = [0,1]$ ,  $\mu(\mathbf{s})$  описывает зависимость с нечетким отношением – функциональную зависимость между параметрами. В этой связи  $\alpha$ -анализ,



состоящий в изучении функции  $\mathfrak{M}_\alpha$ , позволяет оценить пригодность  $\mu(\mathbf{s})$  для прогноза и правильно выбрать  $\alpha$ -сечения для характеристики интервалов неопределенности.

Так как для построения функций принадлежности была выбрана экспоненциальная модель, то должен быть выбран такой эффективный параметр рассеяния, при котором график зависимости площади от  $\alpha$ -сечения будет иметь характер плавно убывающей кривой. При этом из всех возможных значений эффективного параметра рассеяния должно быть выбрано минимальное. Данное обстоятельство объясняется тем, что эффективный параметр рассеяния влияет на «размытие» данных, которое повлияет на конечный результат.

### **3.2. Алгоритм анализа функций принадлежности**

Алгоритм анализа функции принадлежности (уточнение эффективного параметра рассеяния  $\zeta$ ) выполняется по следующим шагам и представлен на рисунке 28:

*Шаг 1.* Задать уровень  $\alpha$  от 0.1 до 0.9 с шагом 0.1

*Шаг 2.* Посчитать, какую площадь занимает функция принадлежности с достоверностью больше, чем 0 ( $S_0$ , количество ячеек, в которых значение функции принадлежности больше нуля):

$$S_0 = \{\mathbf{s} \in S: \mu(\mathbf{s}) > 0\};$$

*Этап 3.* Для каждого уровня  $\alpha$ :

*Этап 3.1.* Построить график части функции принадлежности, достоверность которой больше уровня  $\alpha$ .

*Этап 3.2.* Посчитать, какую площадь занимает функция принадлежности с достоверностью больше, чем  $\alpha$  (количество ячеек, в которых значение функции принадлежности больше значения  $\alpha$ ):

$$S_\alpha = \{\mathbf{s} \in S: \mu(\mathbf{s}) > \alpha\}.$$

Этап 3. Найти относительную площадь, поделив площадь текущего  $\alpha$ -сечения на площадь нулевого  $\alpha$ -сечения:

$$\mathfrak{M}_\alpha = \frac{mes\{S_\alpha\}}{mes\{S_0\}}.$$

Этап 4. Построить график зависимости относительной площади от  $\alpha$ -сечения.

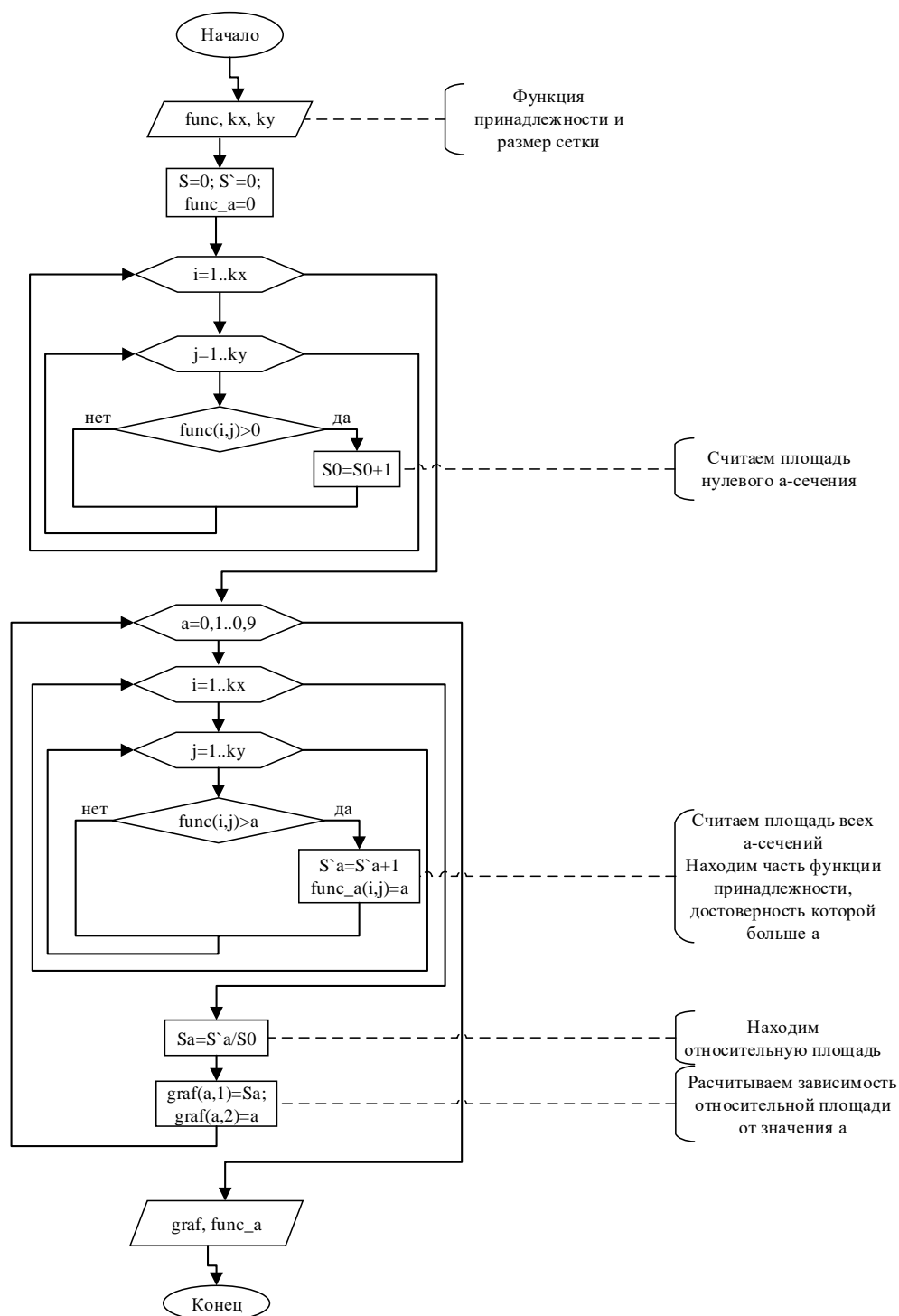


Рисунок 28 – Алгоритм анализа функции принадлежности

В данном случае, на выходе мы получаем двумерный массив `graf`, первое измерение которого содержит значения относительной площади, а второе значение  $\alpha$ . На графике по оси абсцисс откладываем значения  $\alpha$ , а на оси ординат – значения относительной площади (см. Рисунок 29).

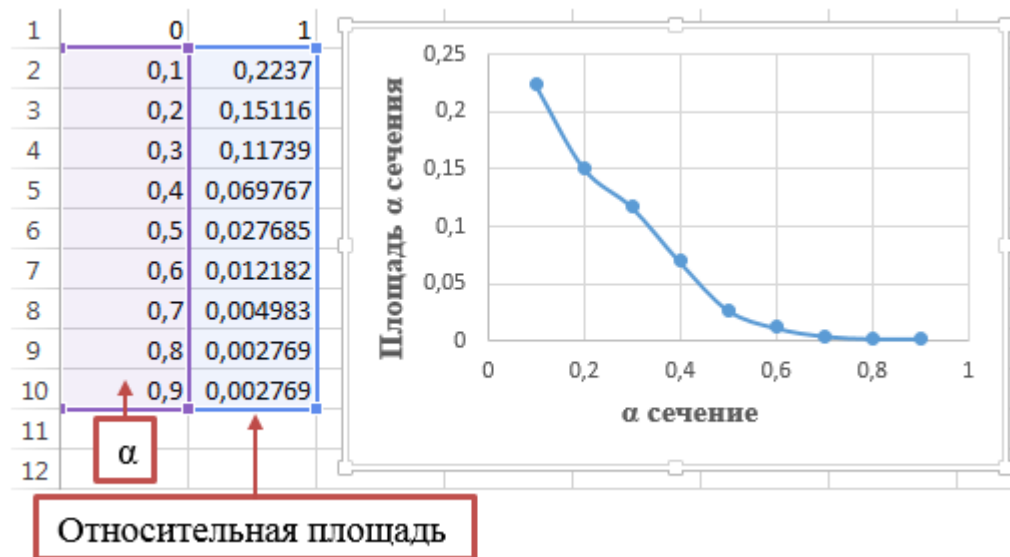


Рисунок 29 – Схема построения зависимости относительной площади от  $\alpha$

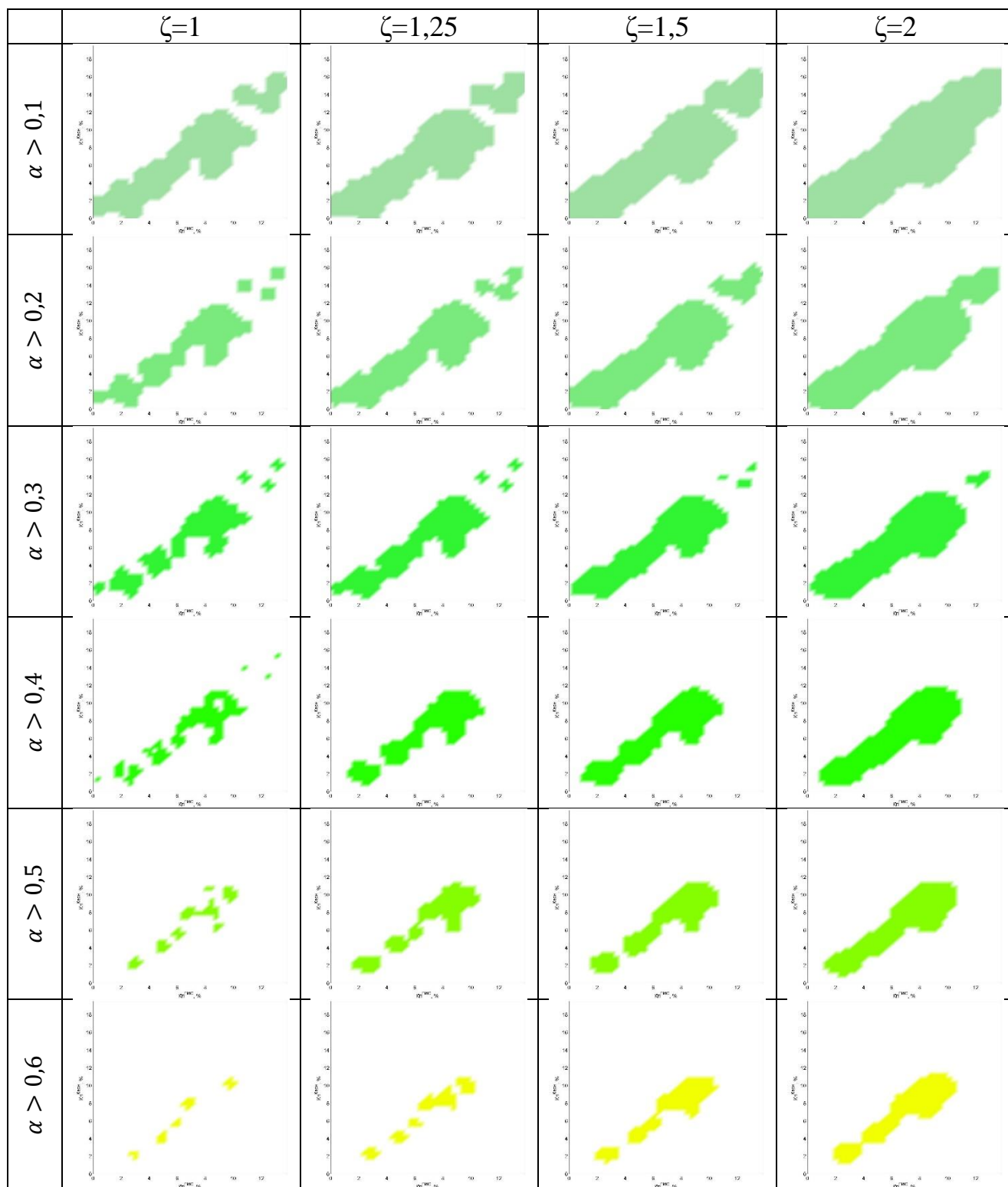
### 3.3. Экспериментальная основа $\alpha$ -анализа

Для демонстрации разработанной методики  $\alpha$ -анализа проведем эксперимент по данным, представленным на рисунках 18 и 19.

Результат рассчитанной системы  $\alpha$ -сечений для нечеткого отношения «пористость по ГИС – пористость по керну», построенного по четырем разным значениям эффективного параметра, представлен в таблице 11, где в первом столбце перечислены значения параметров  $\alpha$ , меняющиеся от 0 до 1 с шагом 0.1, а в первой строке эффективные параметры рассеяния:  $\zeta = 1, 1.25, 1.5, 2$ , по которым построены анализируемые функции принадлежности.

Для сравнения динамики изменения площади  $\alpha$ -сечения от значения  $\alpha$  все графики представлены на одном рисунке (см. Рисунок 30).

Таблица 11.  $\alpha$ -сечения функции принадлежности нечеткого отношения между параметрами «пористость по ГИС» и «пористость по керну»



Продолжение таблицы 11

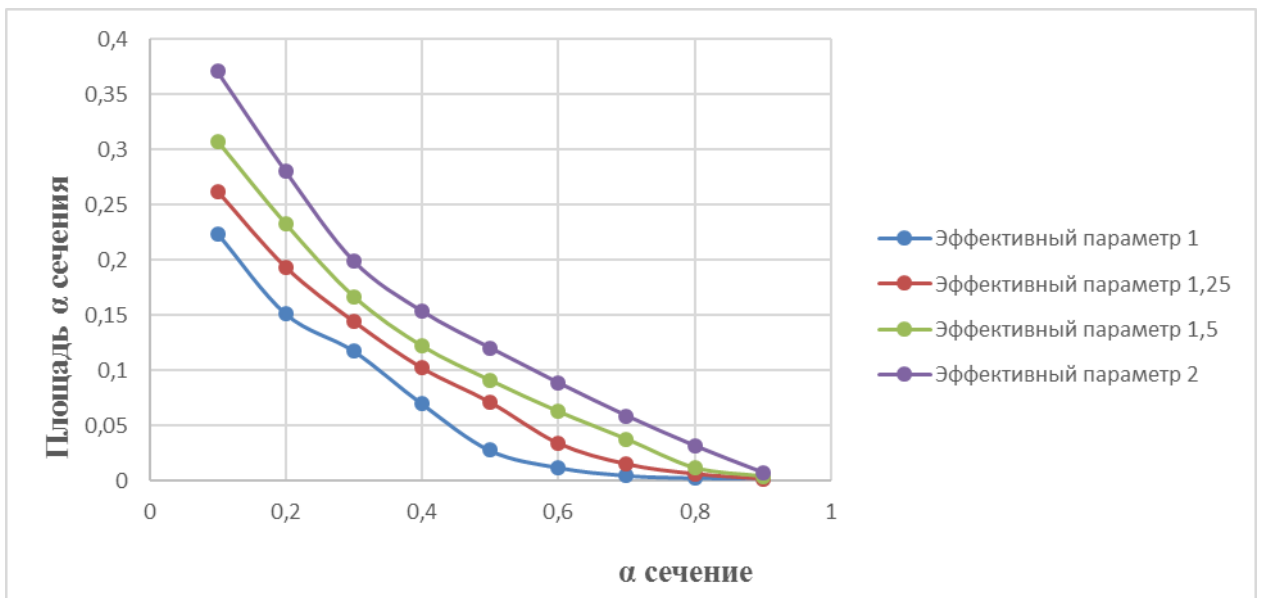
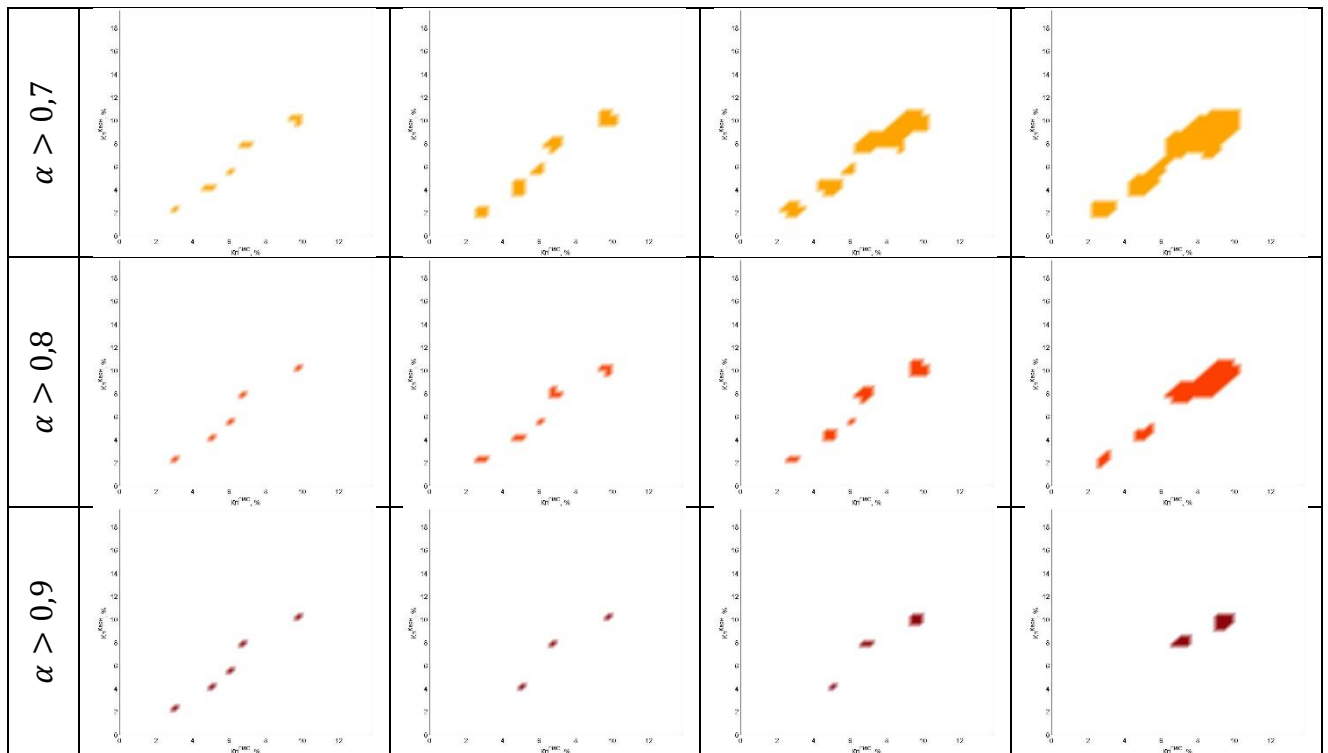


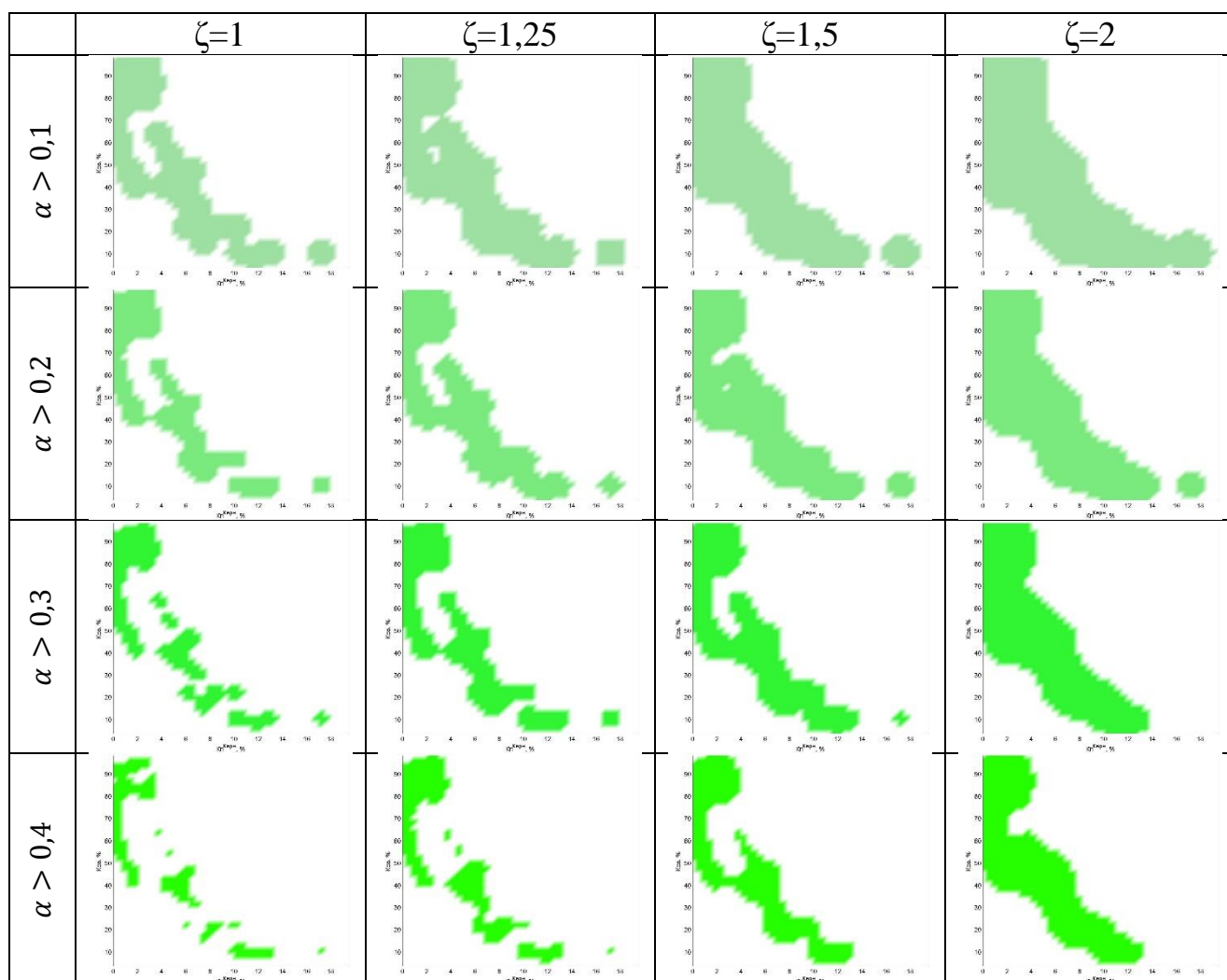
Рисунок 30 – График зависимостей площади  $\alpha$ -сечения от значения  $\alpha$  функции принадлежности нечеткого отношения «пористость по ГИС – пористость по керну»

С увеличением значения  $\alpha$  относительная мера  $\alpha$ -сечения уменьшается, а при увеличении эффективного параметра рассеяния относительная мера  $\alpha$ -сечения увеличивается. При  $\zeta=1$  график зависимости площади  $\alpha$ -сечения от

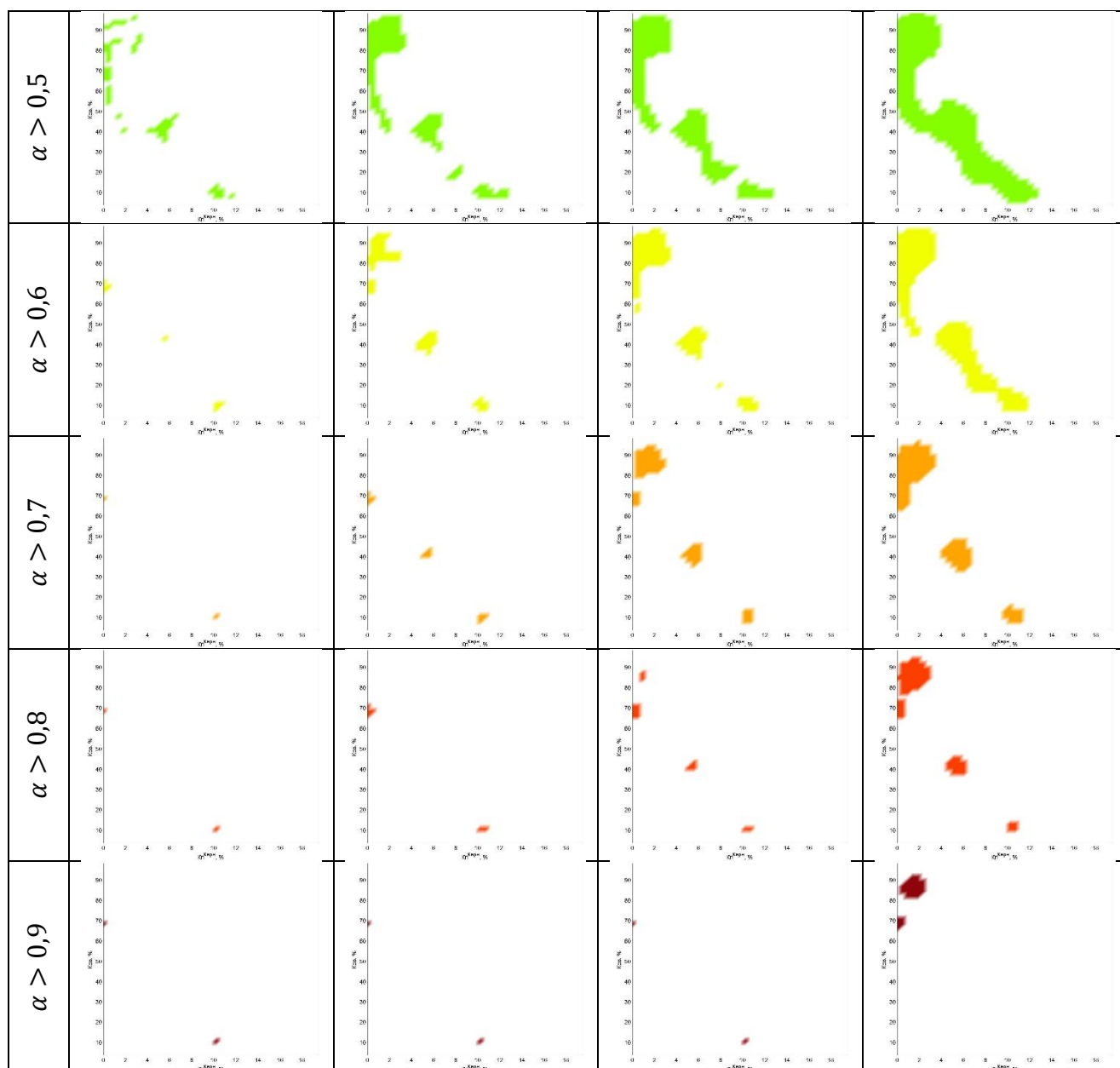
значения  $\alpha$  имеет характер ломаной линии. С увеличением данного параметра график зависимости площади от  $\alpha$ -сечения становится более плавным. При  $\zeta=1,25$  график начинает плавно меняться.

Результат рассчитанной системы  $\alpha$ -сечений для нечеткого отношения «пористость по керну – остаточная водонасыщенность», построенного по четырем разным значениям эффективного параметра, представлен в таблице 12, где в первом столбце перечислены значения параметров  $\alpha$ , меняющиеся от 0 до 1 с шагом 0.1, а в первой строке эффективные параметры рассеяния:  $\zeta=1, 1.25, 1.5, 2$ , по которым построены анализируемые функции принадлежности.

Таблица 12.  $\alpha$ -сечения функции принадлежности нечеткого отношения между параметрами «пористость по керну» и «остаточная водонасыщенность»



Продолжение таблицы 12



Для сравнения динамики изменения площади  $\alpha$ -сечения от значения  $\alpha$  все графики представлены на одном рисунке (см. Рисунок 31).

Также, как и в предыдущем примере, с увеличением значения  $\alpha$  относительная мера  $\alpha$ -сечения уменьшается, а при увеличении эффективного параметра рассеяния относительная мера  $\alpha$ -сечения увеличивается. При  $\zeta=1$  график зависимости площади  $\alpha$ -сечения от значения  $\alpha$  имеет характер ломаной линии. С увеличением данного параметра график зависимости площади от  $\alpha$ -сечения становится более плавным. При  $\zeta=1,25$  график начинает плавно меняться.

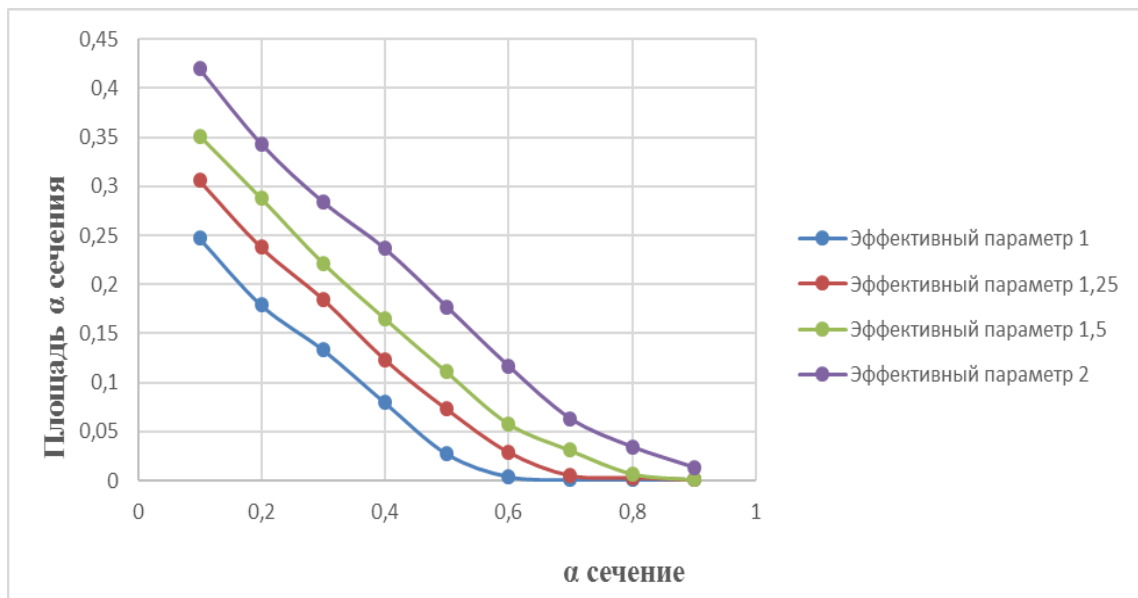


Рисунок 31 – График зависимостей площади  $\alpha$ -сечения от значения  $\alpha$  функции принадлежности нечеткого отношения «пористость по керну – остаточная водонасыщенность»

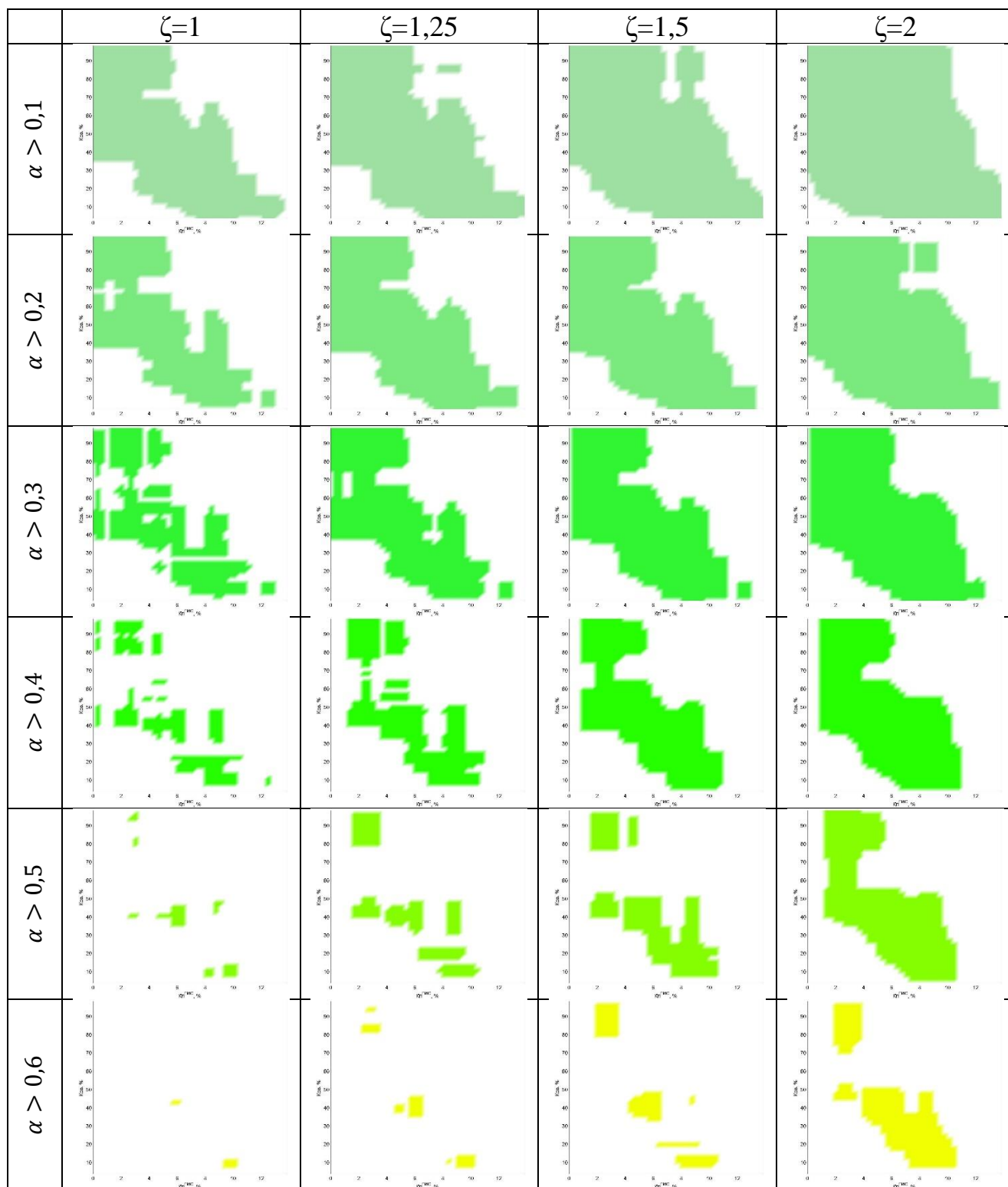
Проведем  $\alpha$ -анализ функции принадлежности полученной в результате композиции двух сконструированных функций принадлежности петрофизического отношения пористости по ГИС и пористости по керну и петрофизического отношения пористости по керну и остаточной водонасыщенности.

Результат системы  $\alpha$ -сечений для рассчитанного нечеткого отношения «пористость по ГИС – остаточная водонасыщенность», полученного при использовании исходных нечетких отношений с одинаковыми эффективными параметрами рассеяния, представлен в таблице 13, где в первом столбце перечислены значения параметров  $\alpha$ , меняющиеся от 0 до 1 с шагом 0,1, а в первой строке эффективные параметры рассеяния:  $\zeta = 1, 1.25, 1.5, 2$ , по которым построены функции принадлежности, лежащие в основе анализируемого отношения.

Для сравнения динамики изменения площади  $\alpha$ -сечения от значения  $\alpha$  все графики представлены на одном рисунке (см. Рисунок 32).



Таблица 13.  $\alpha$ -сечения функции принадлежности нечеткого отношения между параметрами «пористость по ГИС» и «остаточная водонасыщенность»



Продолжение таблицы 13

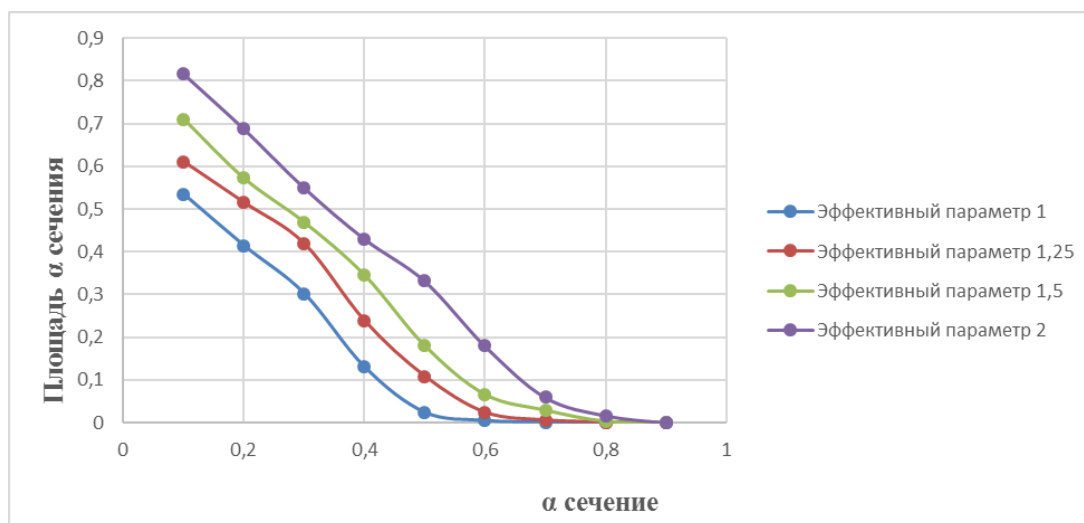
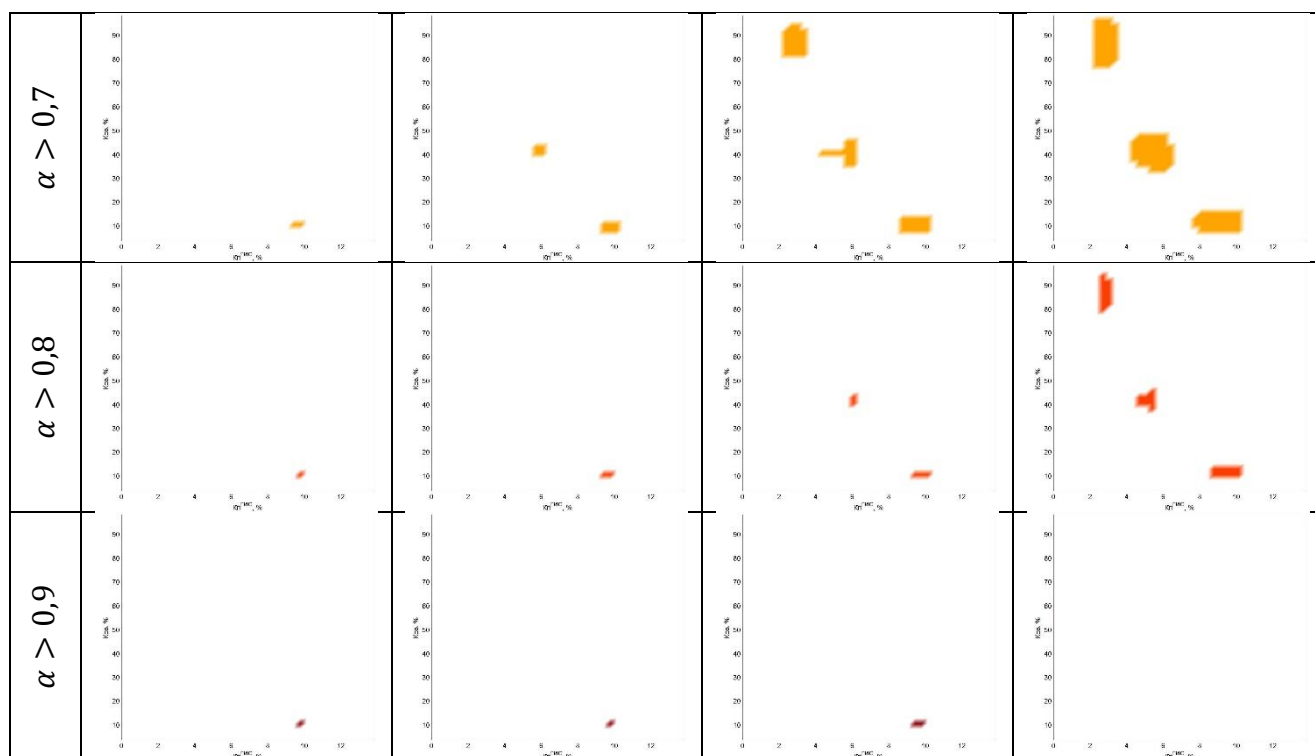


Рисунок 32 – График зависимостей площади  $\alpha$ -сечения от значения  $\alpha$  функции принадлежности нечеткого отношения «пористость по ГИС – остаточная водонасыщенность»

При  $\zeta=1$  график зависимости площади  $\alpha$ -сечения от значения  $\alpha$  имеет характер ломаной линии. С увеличением данного параметра график зависимости площади от  $\alpha$ -сечения становится более плавным. При  $\zeta=1,25$  график начинает плавно меняться.

### 3.4. Заключение

При конструировании функции принадлежности нечетких отношений центральным вопросом является выбор оптимального значения эффективного параметра. Данную задачу можно решить, воспользовавшись разработанным методом  $\alpha$ -анализа. Данный метод заключается в построении системы  $\alpha$ -сечений, а выбор оптимального значения эффективного параметра – в анализе графиков зависимости относительной площади  $\alpha$ -сечения от самого значения  $\alpha$ . В данной главе приведены результаты экспериментов, отображающие динамику изменения относительной площади каждого  $\alpha$ -сечения в зависимости от значения эффективного параметра.

## Глава 4. Нечеткий логический вывод Мамдани

В случаях, когда необходимо найти взаимосвязь одного параметра от другого через промежуточные параметры при том, что исходные отношения заданы в виде набора одновременно измеренных значений, необходимо представлять исходные данные в форме нечетких отношений, а затем использовать алгоритм нечеткого логического вывода Мамдани [134, 140, 142, 143]. В главе приведены: сравнение композиции Мамдани с другими видами композиций, свойства композиции, а также теоретическая основа нечеткого логического вывода Мамдани.

### 4.1. Описание алгоритма нечеткого логического вывода

Вычисление функции принадлежности геофизического параметра  $y$  по исходному параметру  $x$ , заданному на основе фазификации данных  $\mathfrak{M}$ , и функции принадлежности для отношения между  $x$  и  $y$ , определенной фазификацией данных  $\mathfrak{R}$ , осуществляется путем построения функции принадлежности и последующего использования правил нечеткого логического вывода нечетких отношений (традиционной максиминной нечёткой свёртки или композиции Мамдани) [139]:

$$\mu_{\mathfrak{R}*\mathfrak{M}}(y) = \max_x \{ \min[\mu_{\mathfrak{M}}(x), \mu_{\mathfrak{R}}(x, y)] \} = \cup_x (\mu_{\mathfrak{M}}(x) \cap \mu_{\mathfrak{R}}(x, y))$$

По рассчитанной функции принадлежности  $\mu_{\mathfrak{R}*\mathfrak{M}}(y)$  и заданному нечеткому отношению  $\mu_{\mathfrak{R}}(y, z)$  вычисляем:

$$\mu_{\mathfrak{R}*\mathfrak{M}*\mathfrak{R}}(z) = \max_y \{ \min[\mu_{\mathfrak{R}*\mathfrak{M}}(y), \mu_{\mathfrak{R}}(y, z)] \} = \cup_y (\mu_{\mathfrak{R}*\mathfrak{M}}(y) \cap \mu_{\mathfrak{R}}(y, z))$$

Подставляя функцию принадлежности  $\mu_{\mathfrak{R}*\mathfrak{M}}(y)$  в последнее соотношение получаем:

$$\begin{aligned}
\mu_{\mathfrak{M} * \mathfrak{M} * \mathfrak{R}}(\mathbf{z}) &= \bigcup_y \left( \bigcup_x (\mu_{\mathfrak{M}}(x) \cap \mu_{\mathfrak{R}}(x, y)) \cap \mu_{\mathfrak{R}}(y, z) \right) \\
&= \bigcup_x \left( \bigcup_y ((\mu_{\mathfrak{M}}(x) \cap \mu_{\mathfrak{R}}(x, y)) \cap \mu_{\mathfrak{R}}(y, z)) \right) \\
&= \bigcup_x \left\{ \left[ \bigcup_y (\mu_{\mathfrak{R}}(x, y) \cap \mu_{\mathfrak{R}}(y, z)) \right] \cap \mu_{\mathfrak{M}}(x) \right\}.
\end{aligned}$$

Обозначив:

$$\mu_{\mathfrak{R}}(\mathbf{x}, \mathbf{z}) = \left[ \bigcup_y (\mu_{\mathfrak{R}}(x, y) \cap \mu_{\mathfrak{R}}(y, z)) \right], \quad (7)$$

получаем функцию принадлежности  $\mu_{\mathfrak{M} * \mathfrak{M} * \mathfrak{R}}(\mathbf{z})$ .

Заменяя в соотношении (7) логические операции пересечения и объединения на эквивалентные операции матричной алгебры, получаем:

$$\mu_{\mathfrak{M} * \mathfrak{R}}(\mathbf{x}, \mathbf{z}) = \max_y [\min(\mu_{\mathfrak{R}}(x, y), \mu_{\mathfrak{R}}(y, z))]. \quad (8)$$

Соотношение (8) известно как композиция Мамдани нечетких отношений  $\mu_{\mathfrak{R}}(x, y)$  и  $\mu_{\mathfrak{R}}(y, z)$ , которая имеет смысл подстановки уравнений с исключением общих повторяющихся переменных [50, 51, 52].

Процедура вычисления  $\mu_{\mathfrak{M} * \mathfrak{M}}(\mathbf{y})$  называется композицией нечеткого отношения и нечеткой величины. Другое ее название – правило нечеткого логического вывода. Аналогом такой задачи в «четком» случае служит расчет значений переменной  $\mathbf{y}$ , по известной связи между  $x$  и  $\mathbf{y}$ , и заданной нечеткой переменной  $x$ .

Рассмотрим пример композиции нечеткого отношения «пористость по ГИС – нефтенасыщенность» и нечеткой величины «пористость по ГИС». На рисунке 33 представлены исходные функции принадлежности.

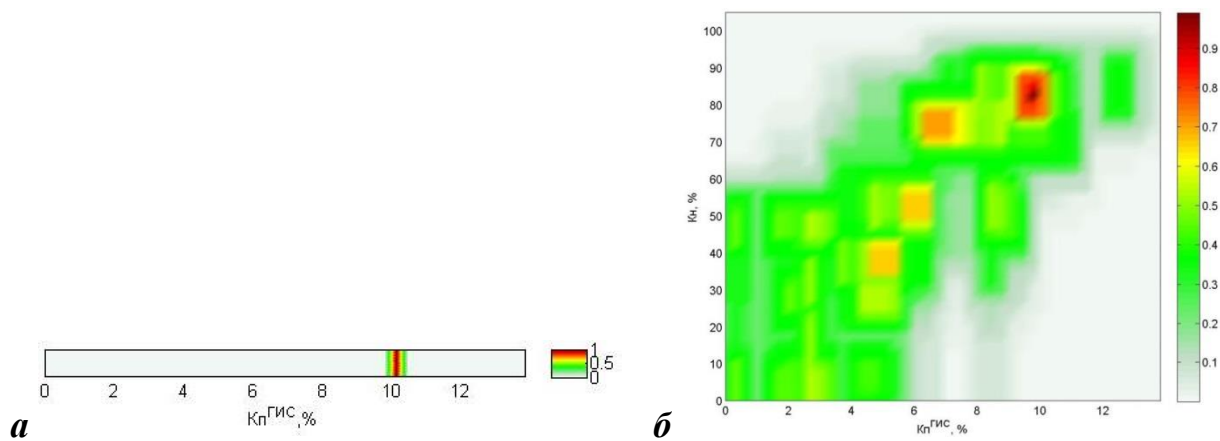


Рисунок 33 – Нечеткая величина «пористость по ГИС», при значении параметра равном 10 (а); нечеткое отношение «пористость по ГИС – нефтенасыщенность»

Результатом композиции является функция принадлежности нечеткой величины «нефтенасыщенность», представленная в двух вариантах на рисунке 34.

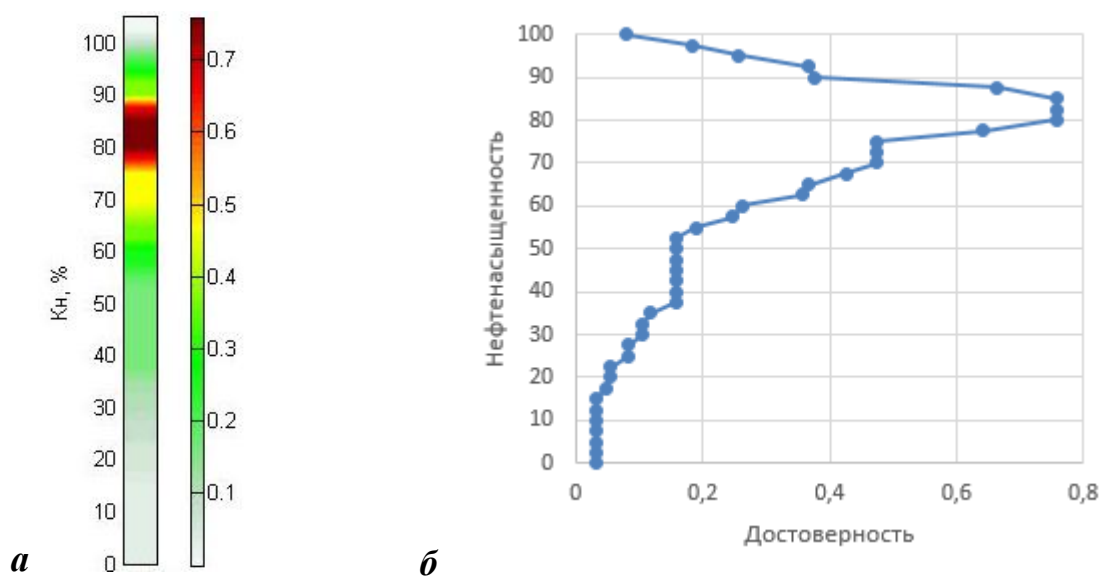


Рисунок 34 – Функция принадлежности прогнозного параметра «нефтенасыщенность»

Алгоритм нечеткого логического вывода можно разбить на следующие шаги (см. Рисунок 35):

*Шаг 1.* Рассчитать функции принадлежности с общим параметром (см. Рисунок 27):

$$\mu_{\mathcal{X}}(x, y), \mu_{\mathcal{Y}}(y, z)$$

*Шаг 2.* Для каждой пары значений  $x$  и  $z$  попарно по  $y$  сравнить и выбирать меньшее из двух функций принадлежности. В результате получить для каждой пары  $x$  и  $z$  последовательность значений.

*Шаг 3.* Для каждой пары значений  $x$  и  $z$  выбирать из последовательности значений наибольшее, получить требуемое значение функции принадлежности  $\mu_{\mathcal{X} \ast \mathcal{Y}}(\mathbf{x}, \mathbf{z})$ .

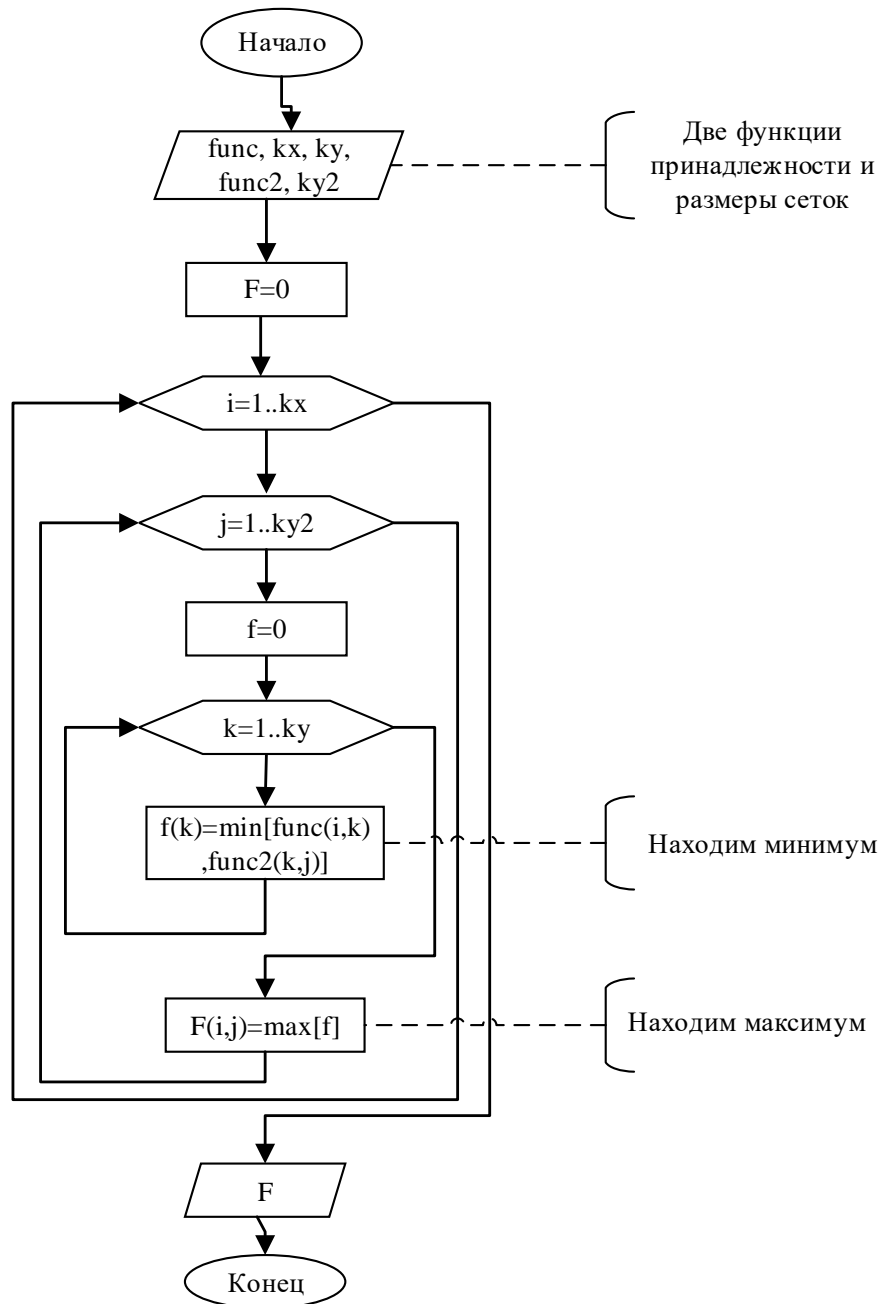


Рисунок 35 – Алгоритм нечеткого логического вывода Мамдани

## 4.2. Свойства нечеткого логического вывода

### 4.2.1 Коммутативность

При прогнозировании физико-геологических параметров  $w$  по сейсмическим атрибутам  $x$  через промежуточные параметры  $y, z, \dots h$  необходимо выполнять несколько композиций [145]:

$$\mu_{x \times m}(x, z) = \max_y [\min(\mu_x(x, y), \mu_m(y, z))]$$

$$\mu_{x \times m \times n}(x, w) = \max_z [\min(\mu_{x \times m}(x, z), \mu_n(z, w))]$$

Последовательность композиции нечетких отношений определяется конкретной технологией и может быть различной, но результат при этом не меняется:

$$\mu_{m \times n}(y, w) = \max_z [\min(\mu_m(y, z), \mu_n(z, w))]$$

$$\mu_{x \times m \times n}(x, w) = \max_y [\min(\mu_x(x, y), \mu_{m \times n}(y, w))]$$

Таким образом, с помощью нечеткого логического вывода можно формировать правила вычисления цепочек композиций промежуточных отношений для получения функции принадлежности итоговой нечеткой величины и итогового нечеткого отношения [37]. Данное обстоятельство исключительно важно для формирования правил нечеткой математики при прогнозировании физико-геологических параметров.

Для проверки гипотезы о коммутативности композиции была выполнена свертка нечетких отношений в разной последовательности. В качестве исходных данных были использованы отношения «пористость по керну – пористость по ГИС» (см. Рисунок 18), «пористость по керну – остаточная водонасыщенность» (см. Рисунок 19) и зависимость «остаточная водонасыщенность – нефтенасыщенность», которая задана уравнением  $K_H = 1 - K_{ОВ}$ .

Выполним композицию нечетких отношений в следующем порядке:



$$\mu_{\mathcal{M} \times \mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{ГИС}}, K_{\text{ОВ}}) = \max_{K_{\Pi}^{\text{керна}}} [\min(\mu_{\mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{ГИС}}, K_{\Pi}^{\text{керна}}), \mu_{\mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{керна}}, K_{\text{ОВ}}))] \quad (\text{см.}$$

Рисунок 36);

$$\mu_{\mathcal{M} \times \mathcal{M} \times \mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{ГИС}}, K_{\text{Н}}) = \max_{K_{\text{ОВ}}} [\min(\mu_{\mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{ГИС}}, K_{\text{ОВ}}), \mu_{\mathcal{M} \times \mathcal{M}}(K_{\text{ОВ}}, K_{\text{Н}}))] \quad (\text{см.}$$

Рисунок 37).

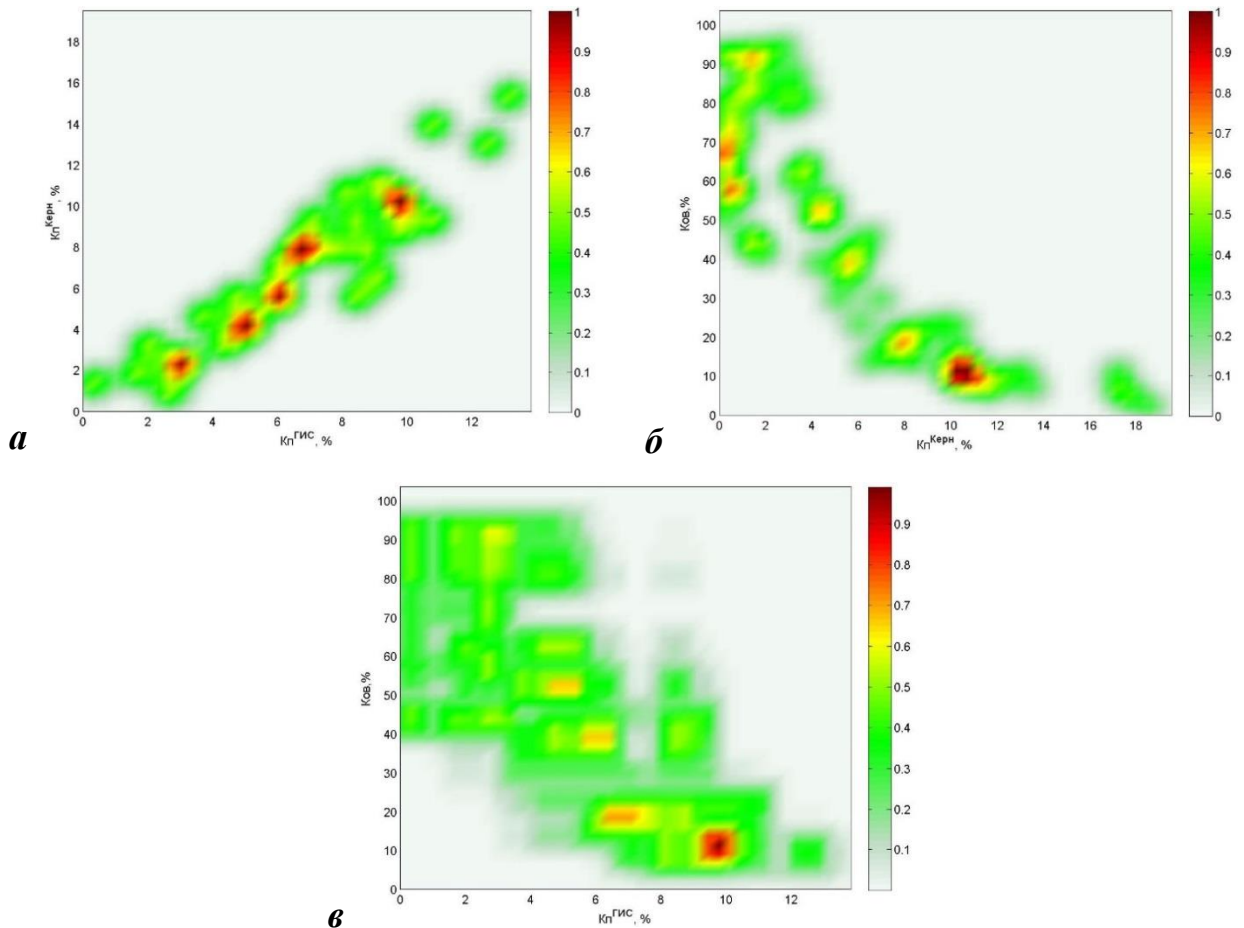


Рисунок 36 – Построение промежуточной функции принадлежности: первая функция принадлежности «пористость по ГИС – пористость по керну» (*а*); вторая функция принадлежности «пористость по керну – остаточная водонасыщенность» (*б*); промежуточная функция принадлежности «пористость по ГИС – остаточная водонасыщенность» (*в*)

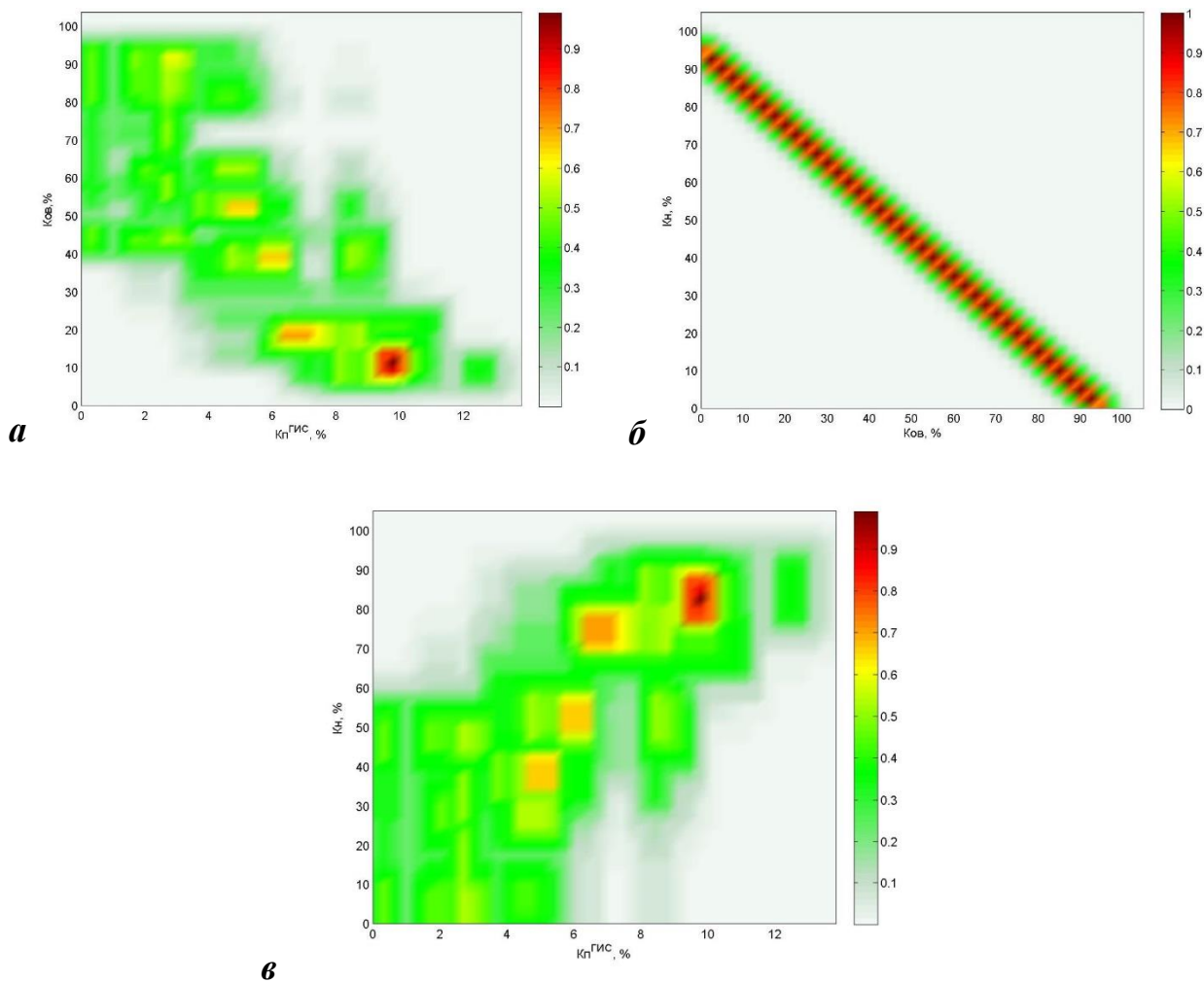


Рисунок 37 – Построение итоговой функции принадлежности: промежуточная функция принадлежности «пористость по ГИС – остаточная водонасыщенность» (а); третья функция принадлежности «остаточная водонасыщенность – нефтенасыщенность» (б); итоговая функция принадлежности «пористость по ГИС – нефтенасыщенность» (в)

Затем проведем свертку нечетких отношений в иной последовательности:

$$\mu_{\mathfrak{M} \times \mathfrak{R}}(K_{п}^{керн}, K_{н}) = \max_{K_{ов}} [\min(\mu_{\mathfrak{M}}(K_{п}^{керн}, K_{ов}), \mu_{\mathfrak{R}}(K_{ов}, K_{н}))] \quad (\text{см. Рисунок 38});$$

$$\mu_{\mathfrak{Q} \times \mathfrak{M} \times \mathfrak{R}}(K_{п}^{ГИС}, K_{н}) = \max_{K_{п}^{керн}} [\min(\mu_{\mathfrak{Q}}(K_{п}^{ГИС}, K_{п}^{керн}), \mu_{\mathfrak{M} \times \mathfrak{R}}(K_{п}^{керн}, K_{н}))]$$

(см. Рисунок 39).

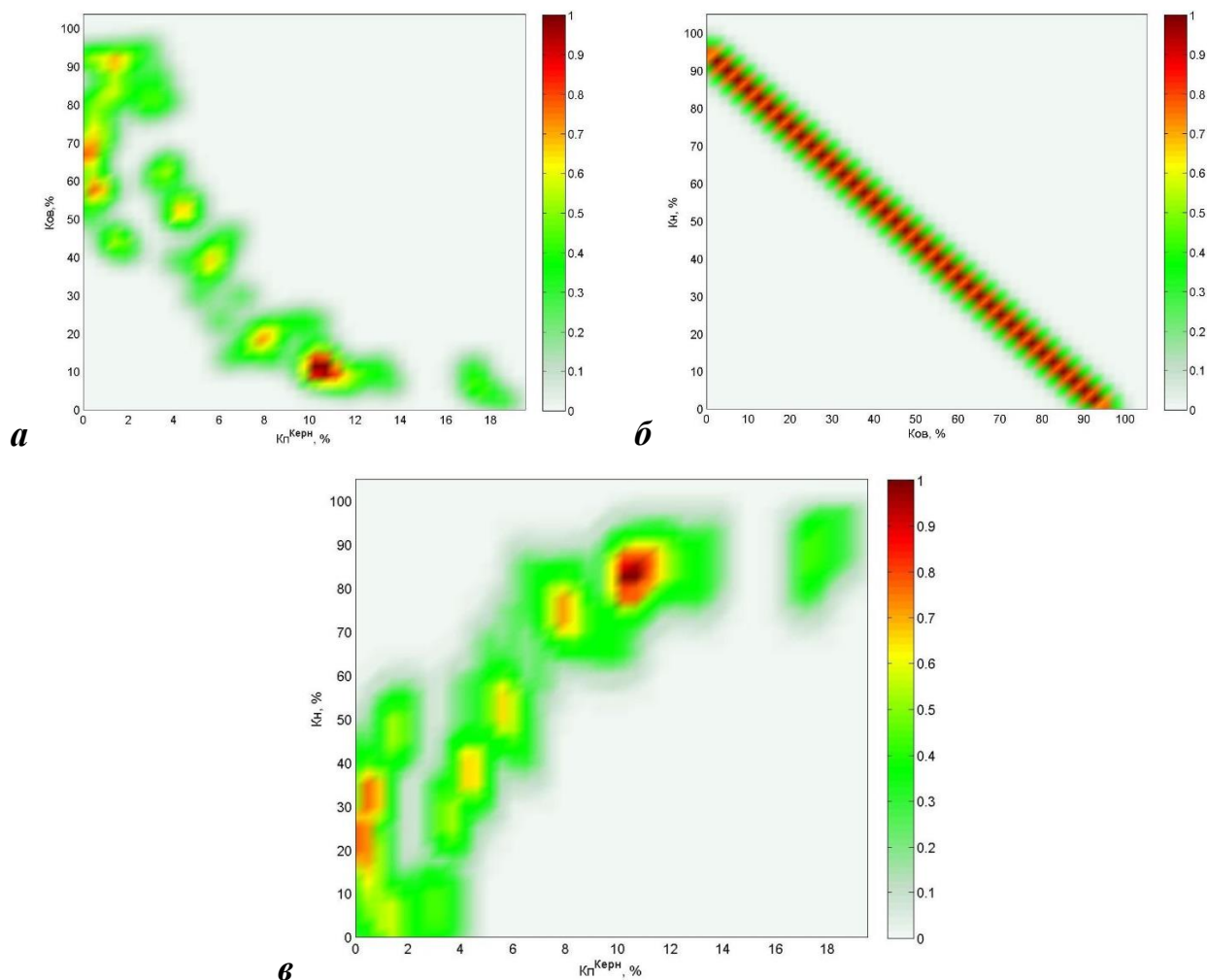


Рисунок 38 – Построение промежуточной функции принадлежности: первая функция принадлежности «пористость по керну – остаточная водонасыщенность» (*a*); вторая функция принадлежности «остаточная водонасыщенность – нефтенасыщенность» (*б*); промежуточная функция принадлежности «пористость по керну – нефтенасыщенность» (*в*)

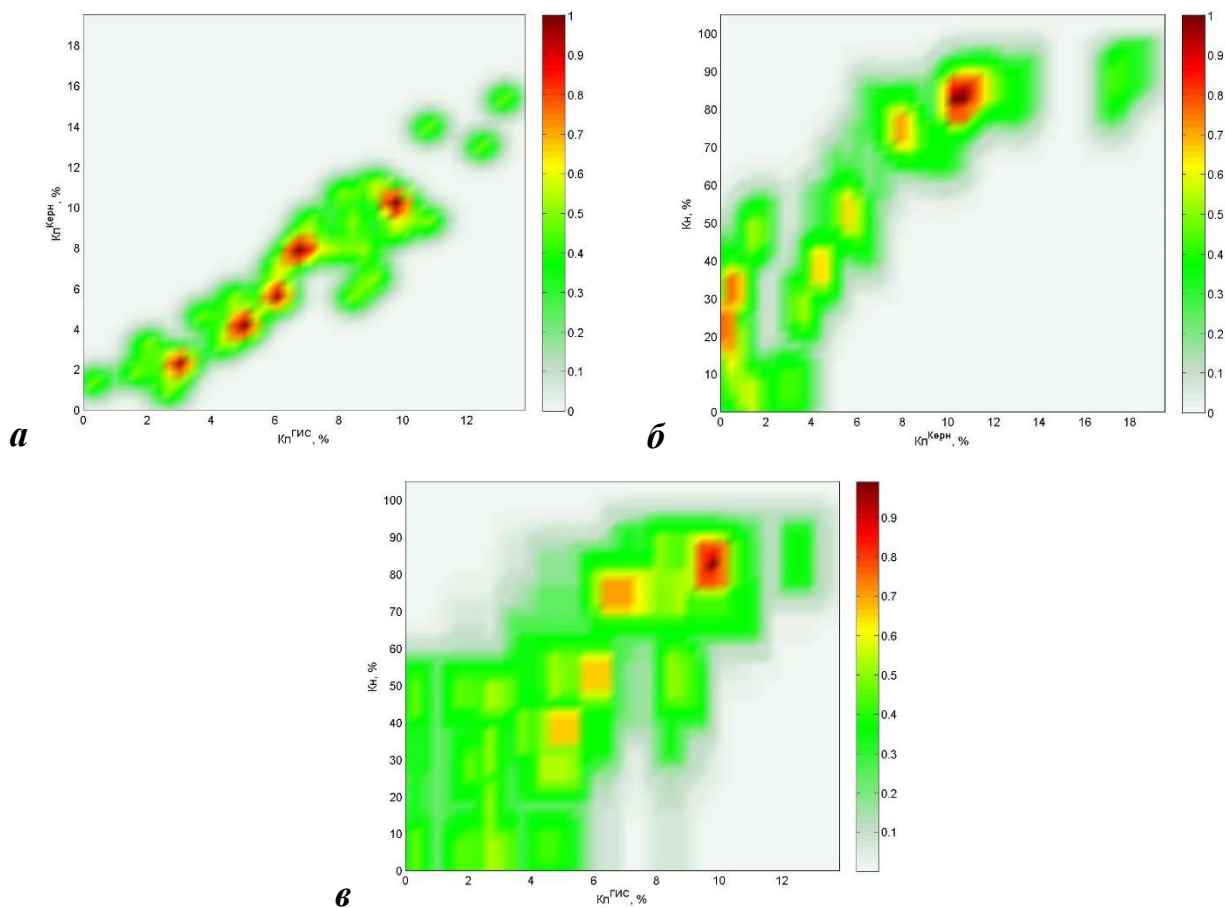


Рисунок 39 – Построение итоговой функции принадлежности: третья функция принадлежности «пористость по ГИС – пористость по керну» (а); промежуточная функция принадлежности «пористость по керну – нефтенасыщенность» (б); итоговая функции принадлежности «пористость по ГИС – нефтенасыщенность» (в)

Результаты эксперимента по построению функций принадлежности нечеткого отношения «пористость по ГИС – нефтенасыщенность» в разных последовательностях (см. рисунок 37в и рисунок 39в), подтверждают, что композиция Мамдани обладает свойством коммутативности. При вычислении функции от каждой из переменных, входящих в нечеткое отношение, порядок композиции не имеет значения, т.е. отношение является инвариантом, что особо важно при формировании графов прогноза параметров.

#### 4.2.2 Возрастание неопределенности. Аналог подстановки уравнений

Прогноз параметров выполняется на основе построенных функций принадлежности по правилам нечеткого логического вывода (композиции Мамдани). За основу построения функций принадлежности была выбрана экспоненциальная модель, обладающая максимальной энтропией [25]. Достоверность информации от точки измерения значения параметра к точке оценивания достоверности в такой модели распространяется подобно процессу диффузии. Из-за этого, возникает процесс возрастания уровня нечеткости результатов при увеличении длины цепочек из элементов композиции [144, 147].

Продемонстрируем данный процесс на примере. Для эксперимента использовались тестовые данные: петрофизическое отношение пористости по ГИС и пористости по керну, петрофизическое отношение пористости по керну и остаточной водонасыщенности, которые были заменены уравнениями:  $K_{\text{п}}^{\text{кern}} = 1.064 * K_{\text{п}}^{\text{ГИС}} - 0.275$  и  $K_{\text{ов}} = 88.15 * e^{(-0.159 * K_{\text{п}}^{\text{кern}})}$  соответственно и петрофизическая зависимость остаточной водонасыщенности от нефтенасыщенности  $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{ов}}$ .

Выполним композицию петрофизической зависимости пористости по ГИС и пористости по керну и петрофизической зависимости пористости по керну и остаточной водонасыщенности (см. Рисунок 40).

Затем, выполним композицию полученного результата и зависимости «коэффициент остаточной водонасыщенности – коэффициент нефтенасыщенности». Результат представлен на рисунке 41.

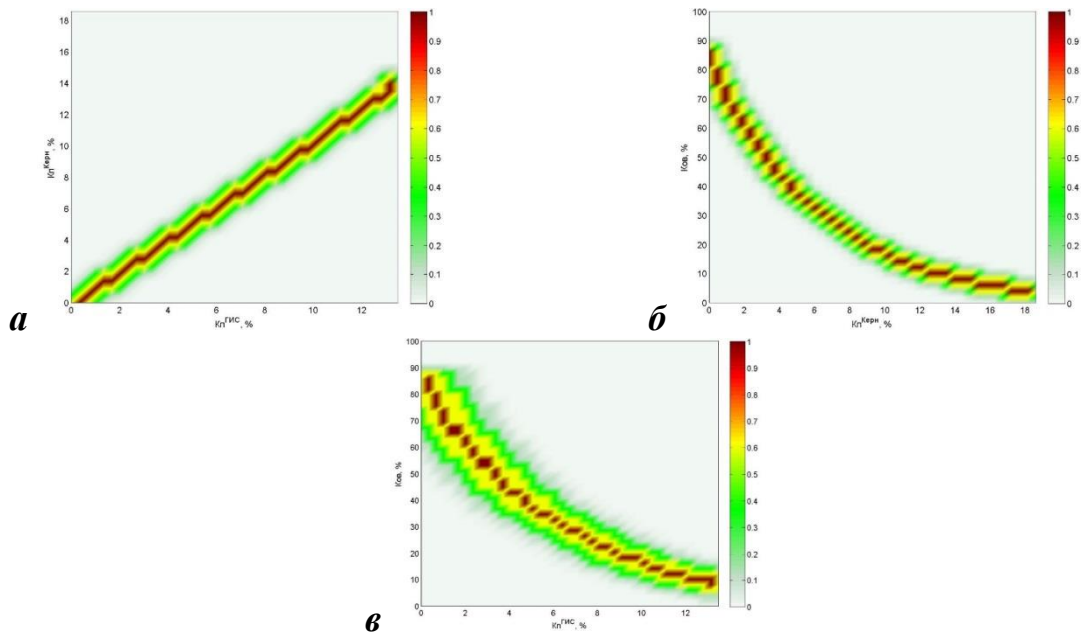


Рисунок 40 - Расчет функции принадлежности петрофизического отношения пористости по ГИС и остаточной водонасыщенности (*в*) с помощью композиции нечеткого петрофизического отношения пористости по ГИС и пористости по керну (*а*) и нечеткого петрофизического отношения пористости по керну и остаточной водонасыщенности (*б*)

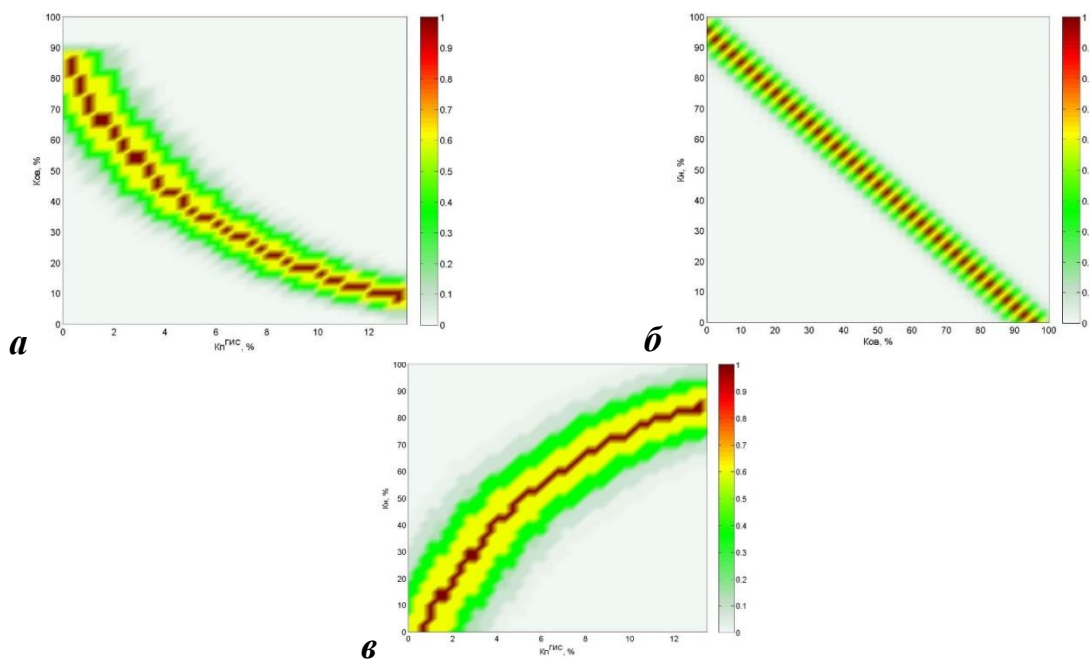


Рисунок 41 - Расчет функции принадлежности петрофизического отношения пористости по ГИС и остаточной водонасыщенности (*в*) с помощью композиции нечеткого петрофизического отношения пористости по ГИС и пористости по керну (*а*) и нечеткого петрофизического отношения пористости по керну и остаточной водонасыщенности (*б*)

По результатам проведенных экспериментов видно, что при удлинении цепочки выполненных композиции нечетких отношений, диффузия как мера размытости результата композиции, а, следовательно, мера нечеткости данных - возрастает.

Если воспользоваться подстановкой уравнений одно в другое для исключения общих переменных, остаточную водонасыщенность можно выразить уравнением  $K_{ов} = 88.15 * e^{-0.169176K_{п}^{ГИС} + 0.043725}$ . График данного уравнения имеет вид, представленный на рисунке 42.

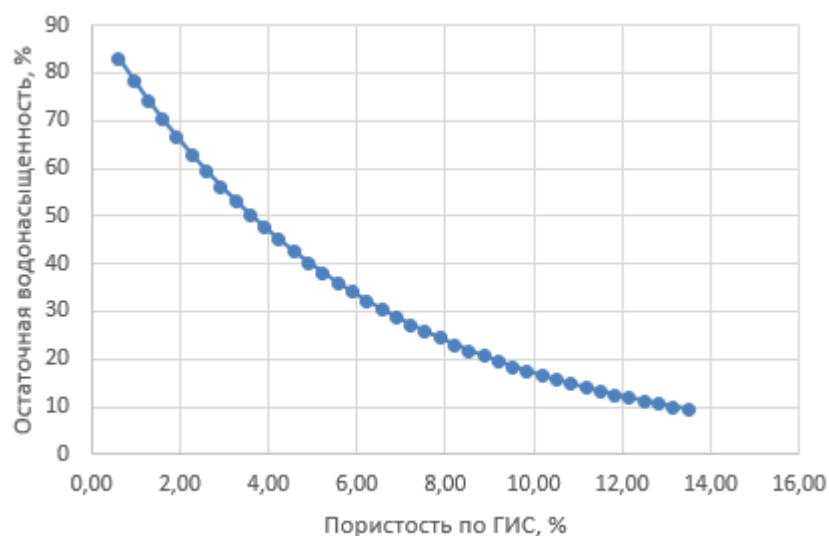


Рисунок 42 – График зависимости остаточной водонасыщенности от пористости по ГИС

Уравнение зависимости нефтенасыщенности от пористости по ГИС примет вид  $K_{н} = 1 - 88.15 * e^{-0.169176K_{п}^{ГИС} + 0.043725}$ . График данной зависимости представлен на рисунке 43.

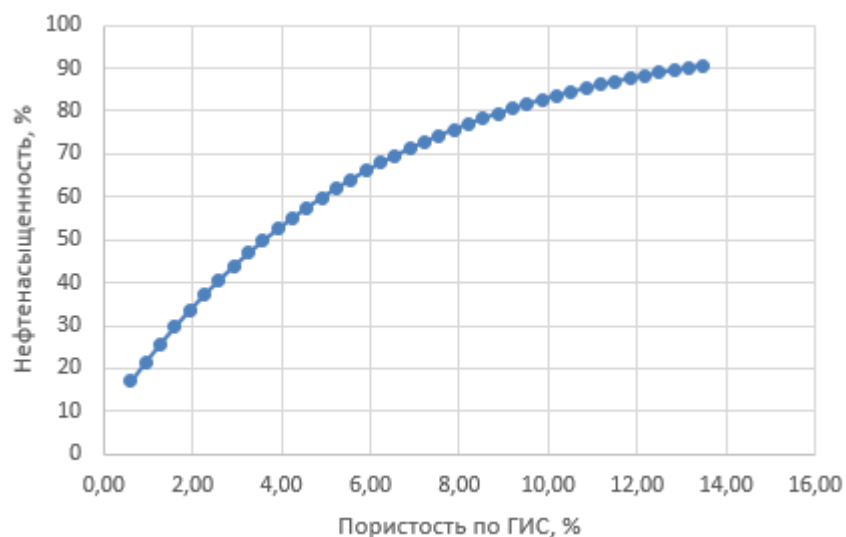


Рисунок 43 – График зависимости нефтенасыщенности от пористости по ГИС

Результаты композиции нечетких отношений зависимостей и подстановки уравнений дают аналогичные результаты: сохраняется динамика изменения зависимости (см. Рисунок 40, Рисунок 42 и Рисунок 41, Рисунок 43). Данное обстоятельство позволяет использовать нечеткий логический вывод для получения отношения итоговых параметров с исходными параметрами.

#### 4.3. Прогнозирование емкостных параметров

Проблема прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств и параметров нефтегазоносности по сейсмическим атрибутам оказывается крайне актуальной и научно значимой, из-за того, что она лежит в основе подсчета запасов углеводородов [35]. Данная проблема подразделяется на ряд этапов. Первым этапом является определение параметров, наилучшим образом обеспечивающих их пригодность для прогноза фильтрационно-емкостных свойств по данным на эталонной площади, которые оцениваются величиной ошибки прогноза. Данная процедура может выполняться с применением факторного анализа [91]. Эффективность метода в



значительной степени заключается в правильном подборе комбинаций сейсмических параметров, и в настоящее время данному вопросу уделяется большое внимание [92, 93, 94, 98, 99, 100, 105]. Данные методы также применяются для решения близких задач, которые связаны с картированием зон трещиноватости [95]. Вторым этапом является определение и настройка обучающих правил прогноза на эталонной площади [96,97]. Фактически, данный этап задает метод прогнозирования, который далее используется [146].

После выбора параметров, и настройки обучающих правил прогноза под конкретную обучающую выборку, появляется задача сохранения неопределенности исходных данных в результатах прогноза параметров, выражающуюся в разбросе измеренных значений параметра по отношению к получаемым значениям в результате прогноза. Данное обстоятельство наиболее рельефно выражается при использовании регрессионных моделей. Рассеяние точек по отношению к линии регрессии является компонентой, которую невозможно устранить, и присутствует в конечных результатах прогноза фильтрационно-емкостных свойств даже тогда, когда оно не проявляется отчетливо. Без сомнения в конечных результатах прогноза будет присутствовать неопределенность, которую стоило бы учитывать. Еще одной проблемой является то обстоятельство, что параметры расположены не равномерно в обучающей выборке. В одних областях значений параметров заключается большое количество данных, а в других областях плотность данных меньше. То обстоятельство, если для разных интервалов принимать одно и то же правило – регрессионную модель – приводит к возникновению неконтролируемых ошибок, которые чреваты большими последствиями.

Лишенный этих недостатков является подход, основанный на технологии нечеткого моделирования состоящий в том, что данные для обучения представляются в форме отношений нечетких величин, которые в последующем используются при нечетком логическом выводе Мамдани [19]. Использование данной технологии позволяет получать согласованные с

фактической неопределенностью результаты прогноза, наследующие в себе различный уровень достоверности данных по всем интервалам обучающей модели. Современное развернутое описание технологии нечеткого моделирования представлено в работе [27].

Согласно технологии нечеткого моделирования нечеткая величина  $\sigma$  представляется в форме функции принадлежности  $0 \leq \mu(\sigma) \leq 1$ , которая имеет значение меры достоверности – возможности того, что определение этой величины будет равно значению  $\sigma$ . Функции принадлежности должна соответствовать условию нормировки:  $\max_{\sigma} \mu(\sigma) \leq 1$ , что является ключевым отличием функции принадлежности от вероятностной меры. Это обстоятельство обеспечивает возможность организации вычислительных процедур, основанных на теории нечеткого логического вывода, а также композиции нечетких отношений с целью моделирования конечных функций принадлежности физико-геологических моделей.

Основой алгебры для нечетких величин, составляющей вычислительную основу конструирования, функций принадлежности служат операции:

$$\text{объединение } \mu_{\sigma}(x) \vee \mu_{\eta}(x) = \max \{ \mu_{\sigma}(x), \mu_{\eta}(x) \};$$

$$\text{пересечение } \mu_{\sigma}(x) \wedge \mu_{\eta}(x) = \min \{ \mu_{\sigma}(x), \mu_{\eta}(x) \};$$

$$\text{разность } \mu_{\sigma}(x) = \{ \mu_{\sigma}(x) - \mu_{\eta}(x) \}, \mu_{\sigma}(x) \geq \mu_{\eta}(x);$$

$$\text{симметрическая разность } | \mu_{\sigma}(x) - \mu_{\eta}(x) |.$$

Для получения двумерной функции принадлежности из двух одномерных используется операция *импликации*  $\mu(\sigma, \eta) = \mu(\sigma) \wedge \mu(\eta) = \min(\mu(\sigma), \mu(\eta))$ .

Двухмерная функция принадлежности характеризует отношение между двумя одномерными нечеткими переменными. Две двумерные функции принадлежности  $\mu(x, y); \mu(y, \sigma)$  могут быть использованы при композиции:

$$\mu(x, \sigma) = \mu(x, y) * \mu(y, \sigma) = \max_y \min(\mu(x, y), \mu(y, \sigma)), \quad (9)$$

которая имеет смысл матричного умножения, с заменой операции алгебраического на логическое умножение – пересечения, а операции алгебраического на логическое суммирование – объединение. Получается, выражение (9) является аналогом подстановки одного уравнения в другое, исключая одну переменную (в данном случае  $y$ ). По аналогии выполняется композиция одномерной и двухмерной нечеткой величины:

$$\mu(\sigma) = \mu(x) * \mu(x, \sigma) = \max_x \min(\mu(x, \sigma), \mu(x)), \quad (10)$$

аналогичная расчету из уравнения двух переменных  $(x, \sigma)$  значения переменной  $\sigma$  по известному значению величины  $x$ . Правило (10) - это композиция Мамдани, реализующая правило нечеткого логического вывода о значениях нечеткой переменной (прогнозной)  $\sigma$ , по отношению между двумя нечеткими переменными  $\mu(x, \sigma)$ , и функцией принадлежности  $\mu(x)$  для нечеткой переменной  $x$  - аргумента прогноза.

Представление данных по эталонному в форме функций принадлежности для отношений между нечеткими параметрами разработано в работе [136], где приведены и правила логического вывода для прогноза параметров.

### **Рассмотрим некоторые примеры.**

Пример 1. Для данных, по одной из тестовых площадей определяющих зависимости «скорость продольных волн и коэффициент пористости», «коэффициент пористости и коэффициент нефтенасыщенности», представленных на рисунке 44, были построены функции принадлежности, определяющие соответствующие нечеткие отношения, которые изображены на рисунке 45.

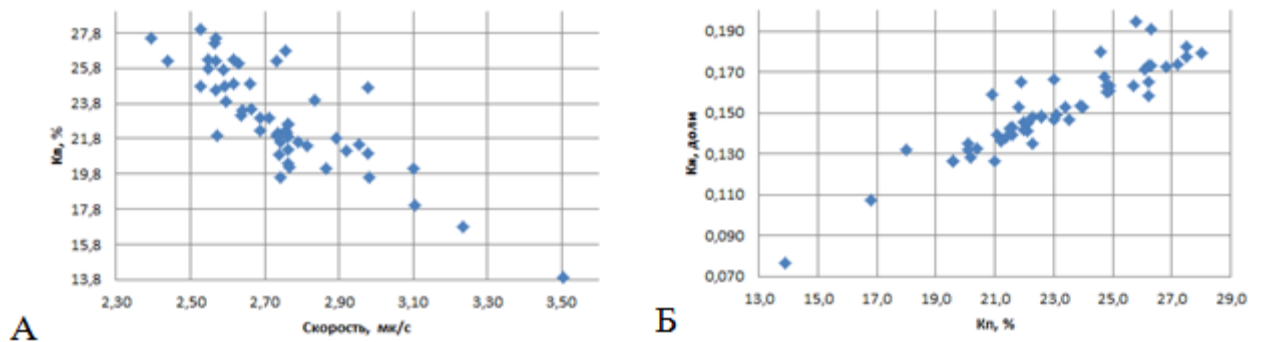


Рисунок 44 – исходные данные: А – зависимость «скорость продольных волн

$v$  – коэффициент пористости  $k_n$  », Б – зависимость «коэффициент пористости – коэффициент нефтенасыщенности  $k_n$  »

Обратим внимание на проявляющуюся в данных (см. Рисунок 44) явную неоднородность по степени их группируемости. Это влечет за собой различия в достоверности фиксируемых функцией принадлежности (см. Рисунок 45). На этом же рисунке приведен результат композиции (соотношение (10)) в соответствии с правилом логического вывода, исключая промежуточный параметр – коэффициент пористости, и устанавливает неизвестное ранее отношение между нечеткой переменной «коэффициент нефтенасыщенности и нечеткой переменной скорость продольных волн».

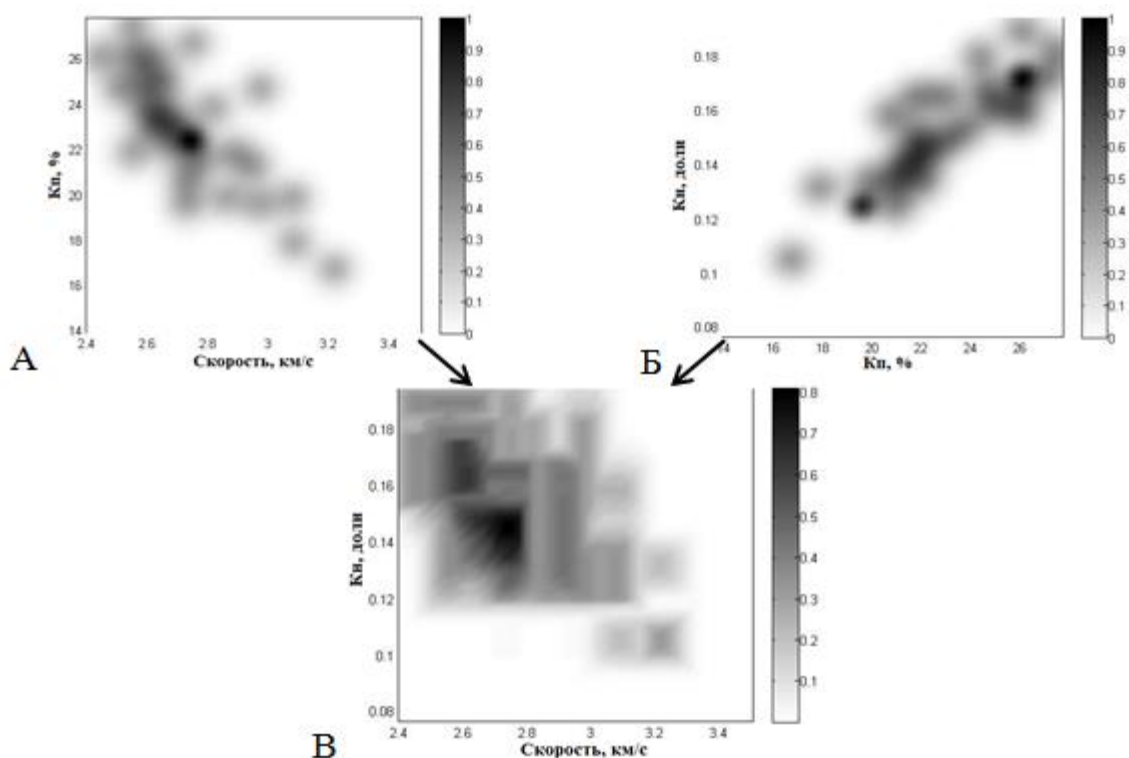


Рисунок 45 – расчет зависимости «скорость продольных волн – коэффициент нефтенасыщенности»

А – поле рассеяния зависимости «скорость продольных волн – коэффициент пористости»

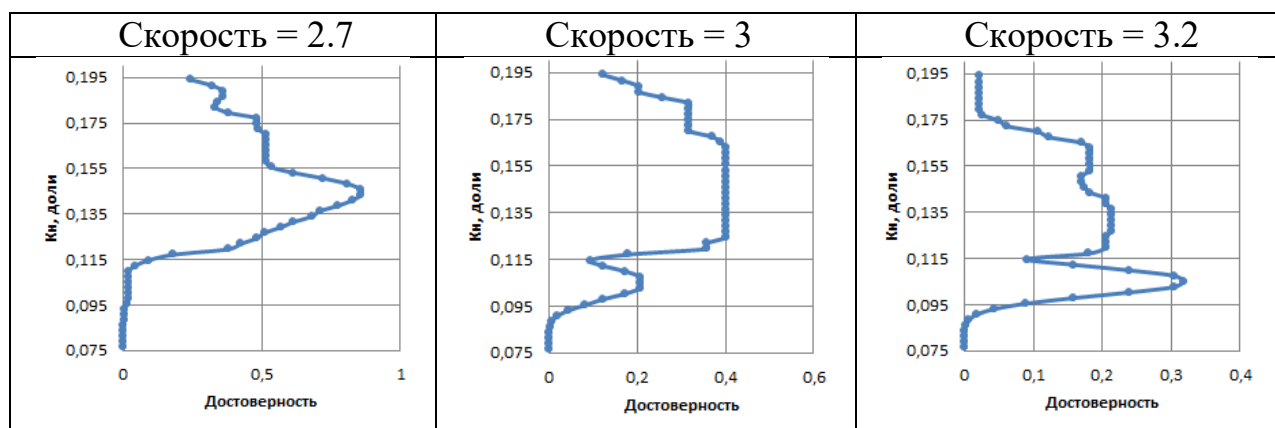
Б – поле рассеяния зависимости «коэффициент пористости – коэффициент нефтенасыщенности»

В – поле рассеяния зависимости «скорость продольных волн – коэффициент нефтенасыщенности»

Как видно, из приведенного результата, данные характеризуются существенной неоднородностью, что необходимо учитывать для дальнейшего прогноза.

В таблице 14 приведены сечения найденного отношения, определяющие значения нечеткой переменной «коэффициент нефтенасыщенности» для разных значений скорости продольных волн.

Таблица 14. Прогнозирование нечеткой переменной «коэффициент нефтенасыщенности»



При прогнозировании нечеткой переменной также имеют существенное влияние неопределенности исходных данных, и учет влияния на результат обязателен.

Пример 2. Тестовые данные, определяющие зависимости «плотность и пористость», «пористость и скорость продольных волн», представлены на рисунке 46. Соответствующие им функции принадлежности, определяющие нечеткие отношения приведены на рисунке 47.

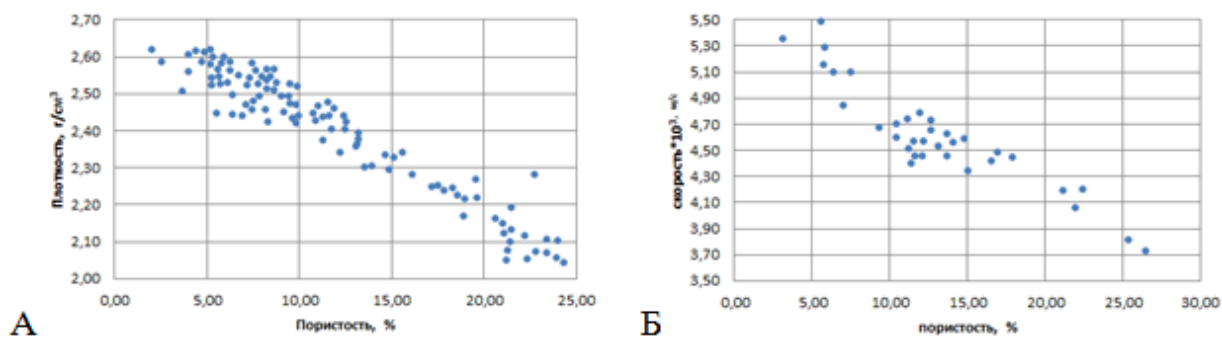


Рисунок 46 – исходные данные: А – зависимость «плотность ( $\sigma$ ) – пористость  $k_n$ », Б – зависимость «пористость – скорость»

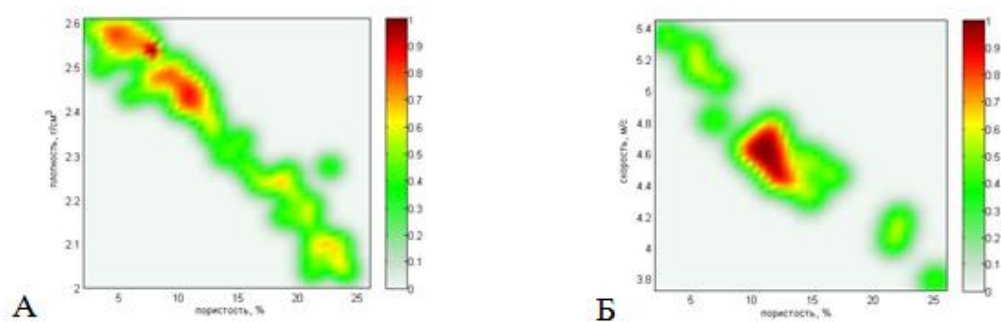


Рисунок 47. А – поле рассеяния зависимости «плотность - пористость»

Б – поле рассеяния зависимости «пористость - скорость»

Композиция двух нечетких отношений для исключения общей переменной в данном случае физического смысла не имеет, поскольку прогнозным параметром служит пористость. Рассмотрим задачу прогнозирования пористости при заданном распределении двух параметров (плотность, скорость).

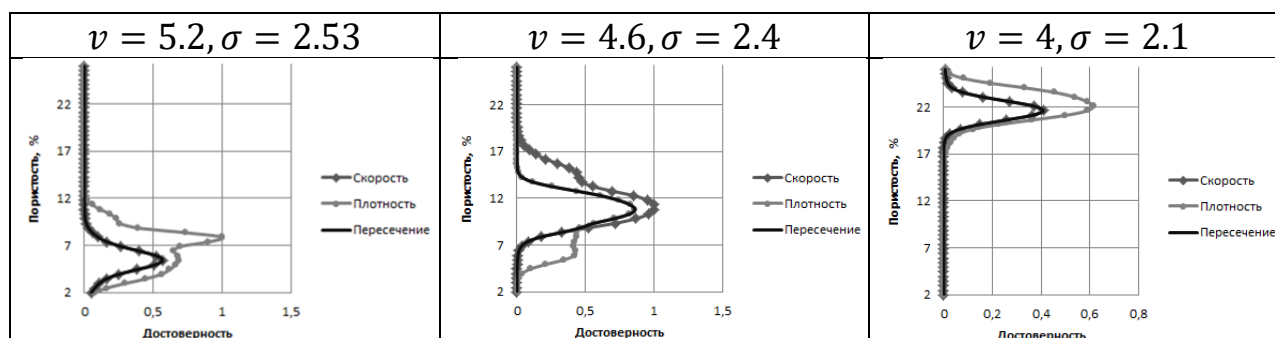
Построение функции принадлежности трехмерной зависимости – скорость, плотность, и им соответствующее пересечение пористости может быть выполнено по формуле:

$$\mu(v, k_n, \sigma) = \min(\mu(v, k_n), \mu(k_n, \sigma)) \quad (11)$$

Последнее соотношение следует понимать как импликацию  $\mu(v, k_n)$  и  $\mu(k_n, \sigma)$ , и рассчитывать следующим образом. Фиксируется тройка параметров  $(v, k_n, \sigma)$ , для которой значением функции принадлежности служит наименьшее из  $\mu(v, k_n), \mu(y, \sigma)$ .

Для нахождения пористости необходимо найти пересечение срезов нечетких отношений зависимостей «плотность - пористость» и «пористость - скорость». В таблице 15 приведены срезы с максимальным пересечением.

Таблица 15. Пересечение срезов нечетких отношений зависимостей «плотность - пористость» и «пористость - скорость»



В связи с тем, что зависимость пористости имеет вид убывающей функции относительно скорости и плотности, представим срез по рассчитанной функции принадлежности плоскостью, заданной уравнением

$$k_n = \frac{55}{3}\sigma - \frac{55}{7}v + \frac{1922}{21} \quad (\text{см. Рисунок 48}).$$

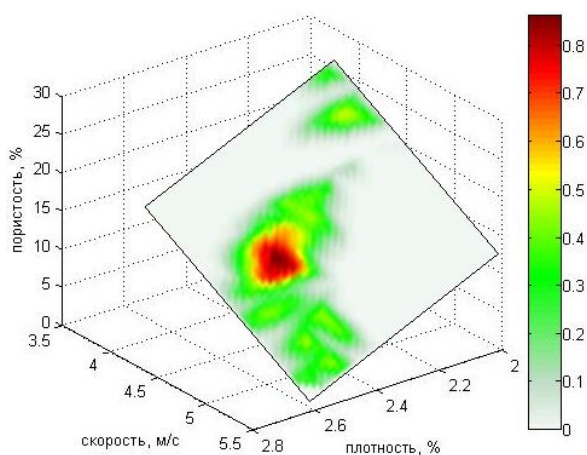


Рисунок 48 – Срез функции принадлежности зависимости «плотность – скорость – пористость»

Для более наглядного представления были выполнены также сечения функции принадлежности плоскостями, параллельными плоскостям XY, YZ, XZ (см. Рисунок 49).



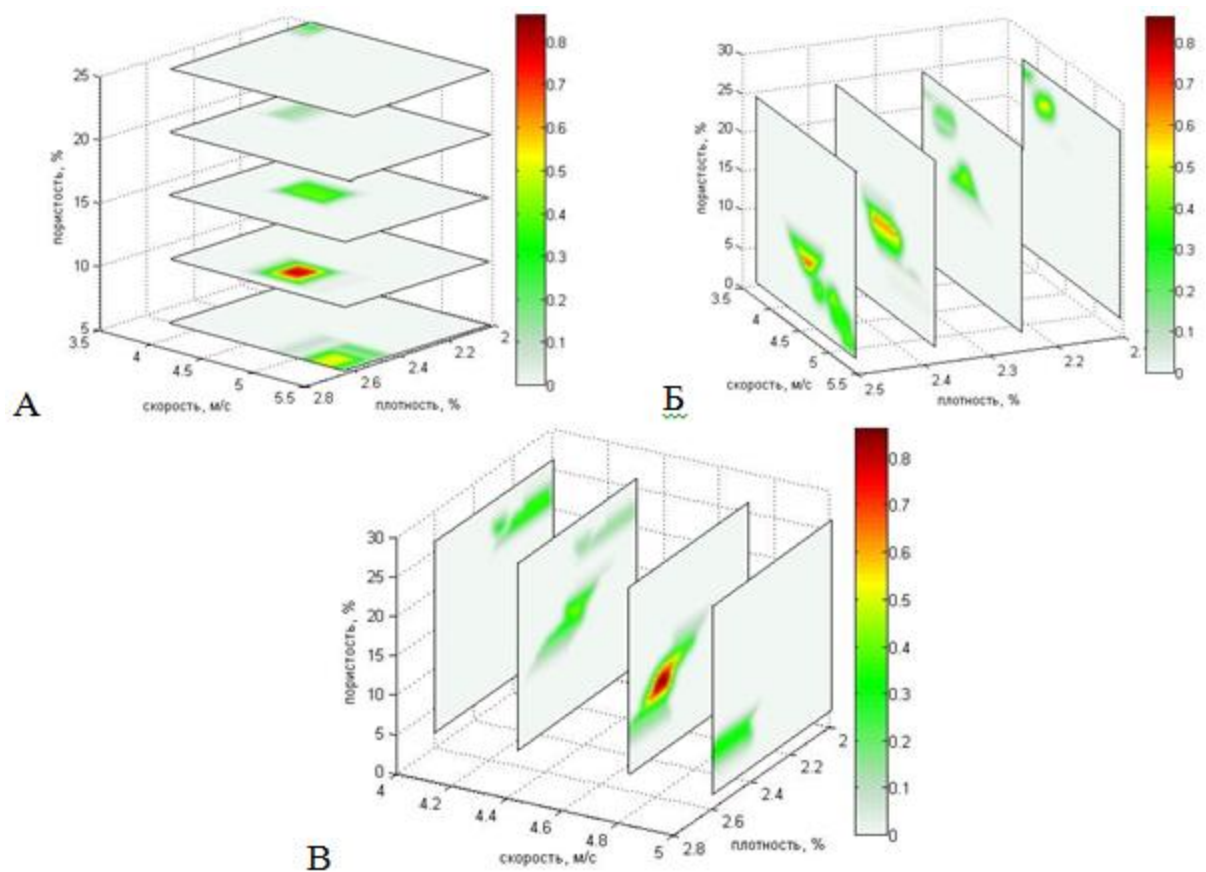
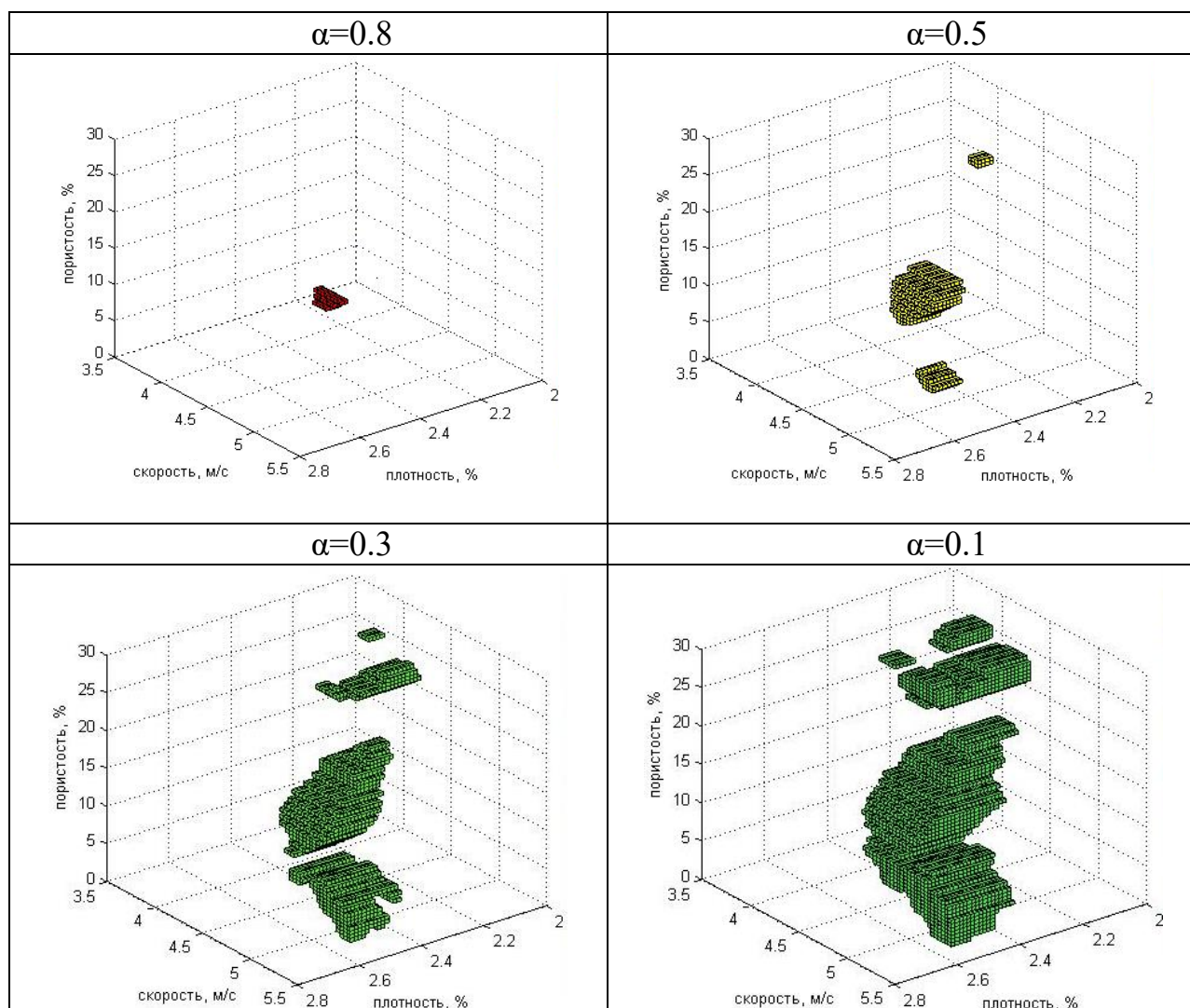


Рисунок 49. А – Срез функции принадлежности плоскостями, параллельными плоскости XY; Б – Срез функции принадлежности плоскостями, параллельными плоскости YZ; В – Срез функции принадлежности плоскостями, параллельными плоскости XZ.

Для рассмотрения структуры нечеткого отношения трехмерной зависимости выполним построение  $\alpha$ -сечений

$$\mathfrak{M}_\alpha = \{(v, k_n, \sigma) : \mu(v, k_n, \sigma) > \alpha\} \quad (\text{см. Таблица 16}).$$

Таблица 16. Последовательность  $\alpha$ -сечений



## Выводы

Представление исходных данных в форме нечетких величин, а связей между параметрами в форме нечетких отношений, позволит, используя правила нечеткого логического вывода и правила импликации, оснащенные построением  $\alpha$  сечений для использования независимых параметров, выполнять прогноз параметров, объективно учитывающих особенности реальных данных

Технология нечеткого моделирования при прогнозе параметров позволит получить дифференцированные по достоверности результаты прогноза, согласованные с реальными данными, содержащими неопределенность.

#### 4.4. Альтернативные виды композиций

Логически непротиворечиво и математически корректно рассчитывать отношения итоговых параметров с исходными многими способами. Рассмотрим результаты, полученные при использовании различных видов композиций.

В качестве исходных данных используем петрофизическое отношение пористости по ГИС и пористости по керну и петрофизическое отношение пористости по керну и остаточной водонасыщенности. Исходные данные петрофизических отношений и соответствующие им сконструированные функции принадлежности  $\mu_{\mathcal{A}}(K_{\text{п}}^{\text{ГИС}}, K_{\text{п}}^{\text{кern}})$ ,  $\mu_{\mathcal{B}}(K_{\text{п}}^{\text{кern}}, K_{\text{ов}})$  представлены на рисунках 50 и 51 соответственно.

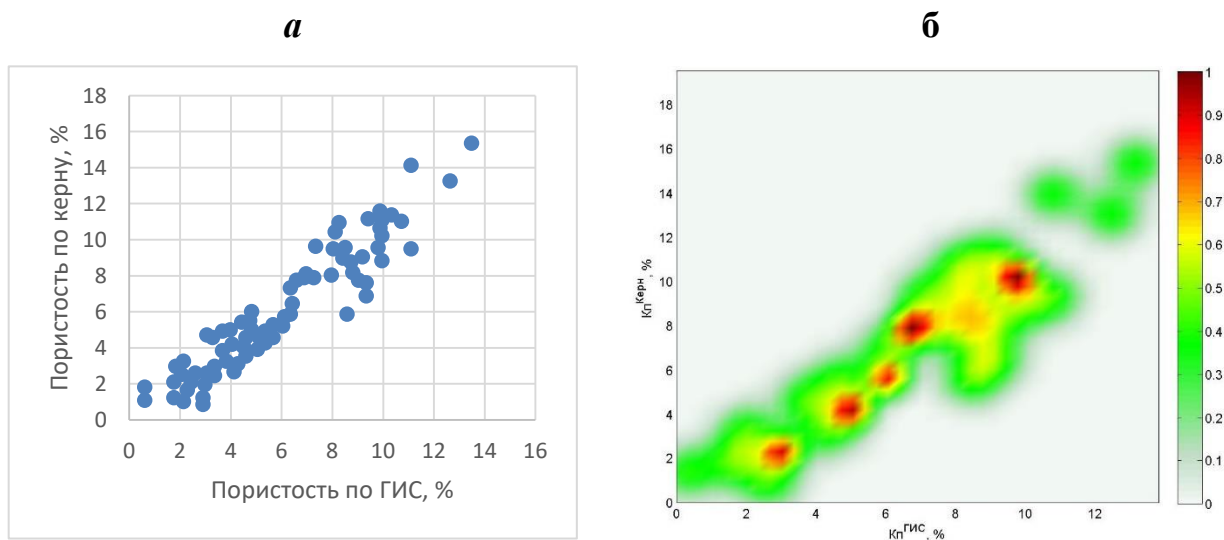


Рисунок 50 – Нечеткое отношение «пористость по ГИС – пористость по керну»: исходные данные петрофизического отношения (а), функция принадлежности (б)

*a*

*б*

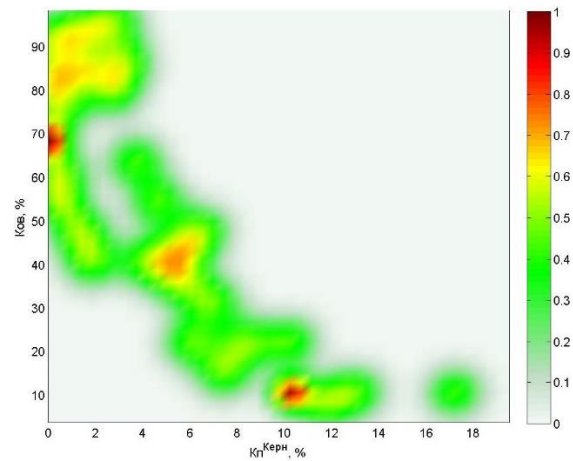


Рисунок 51 – Нечеткое отношение «пористость по керну – остаточная водонасыщенность»: исходные данные петрофизического отношения (а), функция принадлежности (б)

Тогда композиция Мамдани  $\mu_{\mathcal{A} \times \mathcal{B}}(K_{\text{п}}^{\text{ГИС}}, K_{\text{ов}})$  приводит к результату:

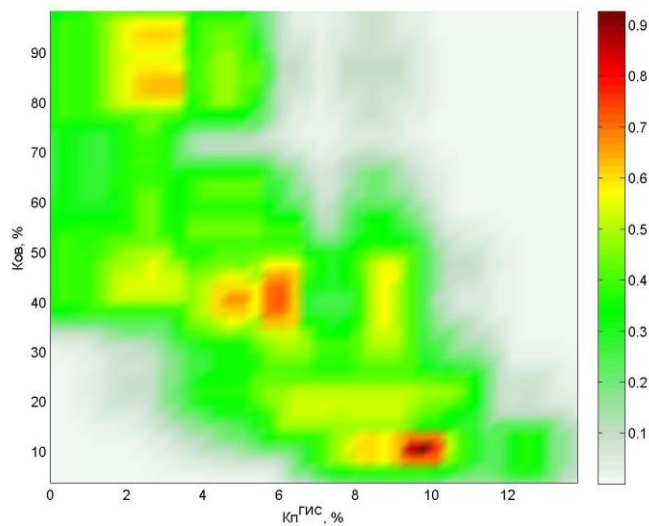


Рисунок 52 – Композиция Мамдани

Используя Max-prod композицию:

$$\mu_{\mathcal{A} \times \mathcal{B}}(K_{\text{п}}^{\text{ГИС}}, K_{\text{ов}}) = \max_{K_{\text{п}}^{\text{керна}}} \{ [\mu_{\mathcal{A}}(K_{\text{п}}^{\text{ГИС}}, K_{\text{п}}^{\text{керна}}) * \mu_{\mathcal{B}}(K_{\text{п}}^{\text{керна}}, K_{\text{ов}})] \},$$

получаем результат:

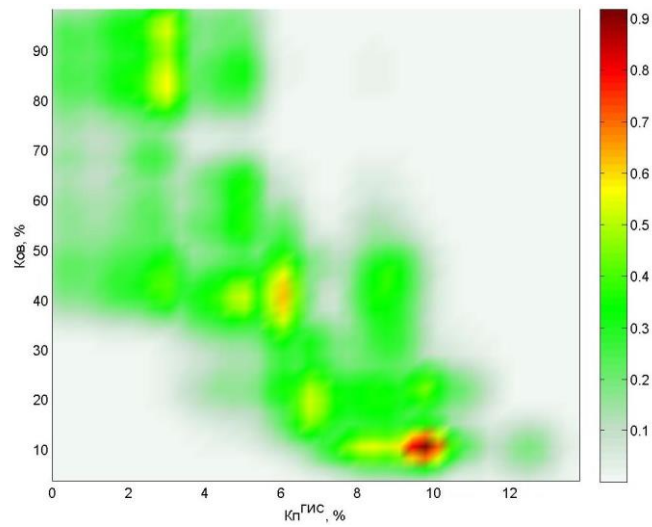


Рисунок 53 – Max-prod композиция

Min-max композиция:

$$\mu_{\text{M} \times \text{M}}(K_{\text{П}}^{\text{ГИС}}, K_{\text{ОВ}}) = \min_{K_{\text{П}}^{\text{КЕРН}}} [\max(\mu_{\text{M}}(K_{\text{П}}^{\text{ГИС}}, K_{\text{П}}^{\text{КЕРН}}), \mu_{\text{M}}(K_{\text{П}}^{\text{КЕРН}}, K_{\text{ОВ}}))]$$

приводит к результату:

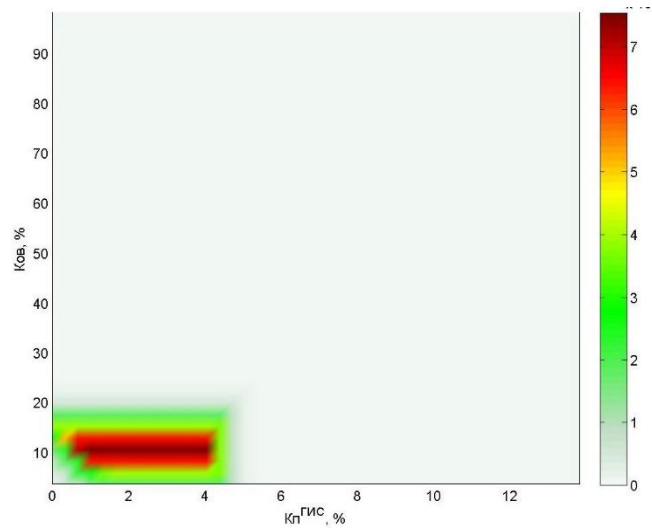


Рисунок 54 – Min-max композиция

Min-average композиция:

$$\mu_{\text{M} \times \text{M}}(K_{\text{П}}^{\text{ГИС}}, K_{\text{ОВ}}) = 0.5 \cdot \max_{K_{\text{П}}^{\text{КЕРН}}} [\mu_{\text{M}}(K_{\text{П}}^{\text{ГИС}}, K_{\text{П}}^{\text{КЕРН}}) + \mu_{\text{M}}(K_{\text{П}}^{\text{КЕРН}}, K_{\text{ОВ}})]$$

приводит к результату:

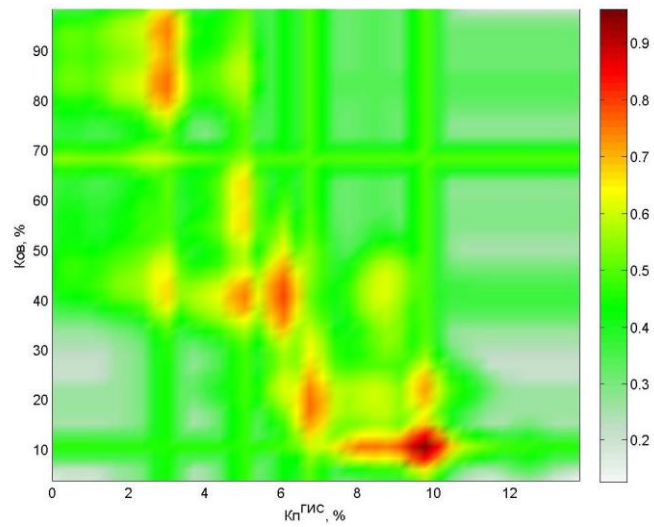


Рисунок 55 – Min-average композиция

Min-min композиция

$$\mu_{\mathcal{M} \times \mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{ГИС}}, K_{\text{ОВ}}) = \min_{K_{\Pi}^{\text{керна}}} [\min(\mu_{\mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{ГИС}}, K_{\Pi}^{\text{керна}}), \mu_{\mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{керна}}, K_{\text{ОВ}}))]$$

приводит к результату:

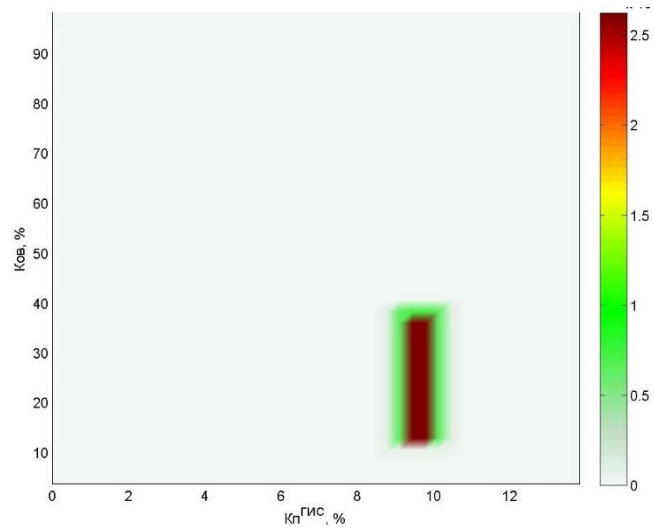


Рисунок 56 – Min-min композиция

Max-max композиция

$$\mu_{\mathcal{M} \times \mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{ГИС}}, K_{\text{ОВ}}) = \max_{K_{\Pi}^{\text{керна}}} [\max(\mu_{\mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{ГИС}}, K_{\Pi}^{\text{керна}}), \mu_{\mathcal{M}}(K_{\Pi}^{\text{керна}}, K_{\text{ОВ}}))]$$

приводит к результату:

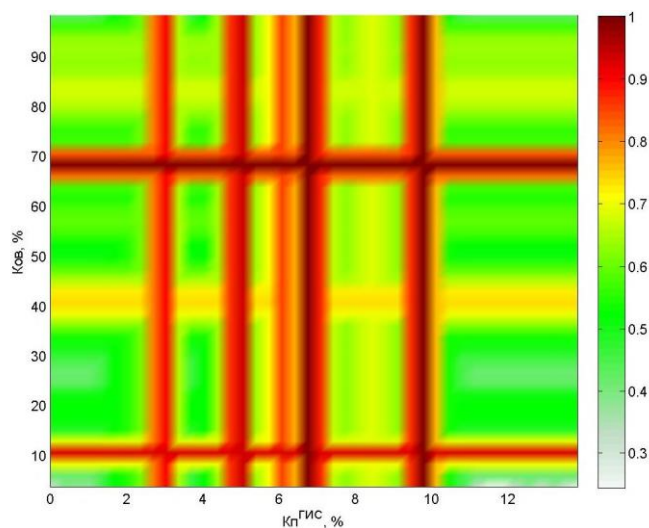


Рисунок 57 – Мах-мах композиция

Данные эксперименты приводят к выводу о явном преимуществе композиции Мамдани в сравнении с другими возможными композициями.

Именно эта композиция, теоретически обоснованная адекватности алгебраическим операциям, берется за основу в конструировании методов нечеткого прогнозирования.

Эти, и многочисленные другие экспериментальные исследования, допустимых внутренней логикой алгебры нечетких величин, композиций лежащих в основе нечеткого логического вывода, показали несомненное преимущество и адекватность задачам прогноза фильтрационно – емкостных параметров композиции Мамдани.

#### 4.5. Заключение

Для прогнозирования зависимости одних параметров по другим через промежуточные параметры целесообразно представлять исходные данные в виде нечетких моделей и использовать алгоритм нечеткого логического вывода (композицию Мамдани). Композиция Мамдани адекватна подстановке уравнений одно в другое с целью избавления от общих переменных, а также имеет существенные преимущества перед другими видами композиций. При удлинении цепочки промежуточных параметров неопределенность результата возрастает, поэтому при равных условиях

лучше выбирать более короткую цепочку, при этом порядок композиции не имеет значения. Также алгоритм нечеткого логического вывода можно использовать для вычисления нечеткой прогнозной величины. Данная процедура называется композицией нечеткого отношения и нечеткой величины.



## Глава 5. Информационная экспертиза

Информационно-экспертная оценка результатов промыслово-геологического моделирования в нефтегазовой геологии заключается в контроле достоверности построенных моделей, анализируя их соответствие имеющимся исходным петрофизическим данным [149].

Построение геолого-промысловой модели месторождения, пригодной для последующего использования при проектировании схемы разработки месторождения основано на структурно-фациальной и тектонической модели месторождения [35, 74] наполненной содержательными физико-геологическими параметрами, такими как нефтегазонасыщенность, фазовая проницаемость, общая и динамическая пористость и так далее [46, 47, 48]. Итогом служит куб физико-геологических параметров, в частности подсчетных параметров для оценки запасов месторождения углеводородов (проницаемость, нефтегазонасыщение и т.д.). Этап создания структурно-фациальной и тектонической основы, обеспечивающий геометрическую основу формирования фациальных сегментов в кубе параметров основан на результатах предшествующих зональных и локальных геологических изысканий, сейсмических методов, дополненные данными гравиметрии и других полевых методов с привлечением скважинных данных для корреляции структурно-фациальных границ. Наполнение куба модели содержательными физико-геологическими параметрами это второй этап. Он основан на использовании предварительно построенных петрофизических моделей коллектора [18, 36] относительно рассматриваемых параметров и прогнозирования требуемых параметров в кубе по результатам преимущественно геофизических исследований скважин (ГИС) [22]. Различная степень обеспеченности реальными данными фрагментов петрофизической модели, ее возможная неполнота для отдельных измеренных и используемых при прогнозировании значений параметров ГИС приводит к тому, что объективно различные фрагменты прогнозируемой модели (куба параметров) определяются с различной степенью надежности,

допускают многовариантное толкование. Не учет этих обстоятельств повышает технико-экономические риски принятия решений о проекте разработки залежей [23] и требует объективной оценки, меры информационной обеспеченности выполненных построений различных фрагментов. При всем доверии к опыту и интуиции геолога-интерпретатора требуется ранжировать компоненты модели по обеспеченности объективными данными, указывая на долю интерполяции и субъективизма. Решение этой задачи требует нового подхода и нового аппарата анализа данных.

На основе нечеткого моделирования создан аппарат информационного анализа, который отображает данные, используемые для построения куба физико-геологической модели, в форме, ранжированной по достоверности. Для реализации данного аппарата было введено понятие нечеткой петрофизической модели, которая участвует в построении поля достоверности на основе нечеткого логического вывода преобразования измеренных параметров в прогнозные. Разработанный аппарат включает анализ сечений поля достоверности экспертируемой модели.

### **5.1. Метод пространственного продолжения**

Замеры физико-геологических параметров осуществляются по скважине, при построении пространственного распределения поля достоверности прогнозных параметров (коэффициент пористости, коэффициент нефтенасыщенности) необходимо рассчитывать значения вдали от нее на расстоянии  $\Delta R$ . То есть, для каждого пропластка функция принадлежности определена там, где проходит скважина. Таким образом, возникает задача интерполяции функции принадлежности по пространственным координатам, для решения которой была разработана технология аналитического продолжения, позволяющая получать информацию о ранжированной достоверности значений физико-геологических параметров в исходной геологической модели.

При удалении от скважины информация должна убывать до критического расстояния ( $R_k$ ). Предполагается, что дальше этого расстояния мы не можем оценивать достоверность. При этом значение достоверности в пределах допустимой области должно меняться по формуле:

$$\mu(z, \Delta R) = \max_x \min[\mu(x, z, \xi_1(\Delta R)), \mu(x, \xi_2(\Delta R))]$$

где  $\xi(\Delta R)$  – эффективный параметр рассеяния,  $\Delta R$  – расстояние от скважины до ячейки, для которой рассчитывается значение.

В точке замера (скважине) эффективный параметр должен быть оптимальным, по которому были построены петрофизические модели, и убывать до  $\frac{1}{3}\xi_0$ . Следовательно, эффективный параметр рассеяния при удалении от скважины рассчитывается по формуле:

$$\xi(\Delta R) = \frac{\xi_0}{1 + \frac{2\Delta R}{R_k}}$$

где  $\xi_0$  – оптимальный эффективный параметр рассеяния, при котором были построены функции принадлежности, выбранный на этапе  $\alpha$ -анализа.

В случае, когда скважина одна, критическое расстояние выбирается равное одному километру, если скважин несколько критическое расстояние рассчитывается по формуле:

$$R_k = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m R_i$$

где  $R_i$  – расстояние между парой скважин,  $m$  – количество скважин.

Алгоритм аналитического продолжения для получения информации о достоверности значений физико-геологических параметров в физико-геологической модели:

Входные данные: сетка – матрица, состоящая из 0 и 1, отображающая структуру пропластка, содержащая координаты ячеек сетки; координаты скважин; измеренные значения геофизического и принятого прогнозного

параметра по каждой скважине для каждого пропластка; рассчитанные карты источников; значения эффективных параметров для каждого отношения.

*Шаг 1.* Найти координаты ячеек сетки  $x_s, y_s$ .

*Шаг 2.* Найти количество скважин.

*Шаг 3.* Рассчитать критическое расстояние от скважины ( $R_k$ ), после которого достоверность становится равной 0.

В случае, когда скважина одна, критическое расстояние выбирается равное одному километру, если скважин несколько критическое расстояние рассчитывается по формуле:

$$R_k = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m R_i$$

где  $R_i$  – расстояние между парой скважин,  $m$  – количество скважин.

*Шаг 4.* Для каждой ячейки сетки:

*Шаг 4.1* Если значение исходной сетки равно 0, то достоверность приравнять 0 и перейти к следующей ячейке. Если значение исходной сетки равно 1, то перейти к следующему шагу.

*Шаг 4.2* Для каждой скважины:

*Шаг 4.2.1* Рассчитать расстояние от текущей скважины до ячейки.

*Шаг 4.2.2* Если расстояние от текущей скважины до ячейки больше критического расстояния, то достоверность приравнять 0, перейти к следующей скважине. Если расстояние от текущей скважины до ячейки меньше критического расстояния, то перейти к следующему шагу.

*Шаг 4.2.3* Рассчитать значение эффективного параметра, который изменяется по формуле:

$$\xi(\Delta R) = \frac{\xi_0}{1 + \frac{2\Delta R}{R_k}}$$

где  $\xi_0$  – оптимальный эффективный параметр рассеяния, при котором были построены функции принадлежности, выбранный на этапе  $\alpha$ -анализа;

$\Delta R$  – расстояние от ячейки, для которой рассчитывается значение, до ближайшей скважины.

*Шаг 4.2.4* Рассчитать функции принадлежности (см. Рисунок 27) с данным эффективным параметром

*Шаг 4.2.5* Выполнить композицию (цепочку композиций) всех функций принадлежности (см. Рисунок 35).

*Шаг 4.2.6* Получить функцию принадлежности для прогнозного параметра, выполнив композицию полученного нечеткого отношения и геофизического параметра.

*Шаг 4.2.7* По значению принятого прогнозного параметра найти распределение достоверности от каждой скважины.

*Шаг 4.3* Найти распределение достоверности каждой ячейке как максимум от всех скважин.

*Шаг 5.* Вывести графическое отображение распределения достоверности по пропластку.

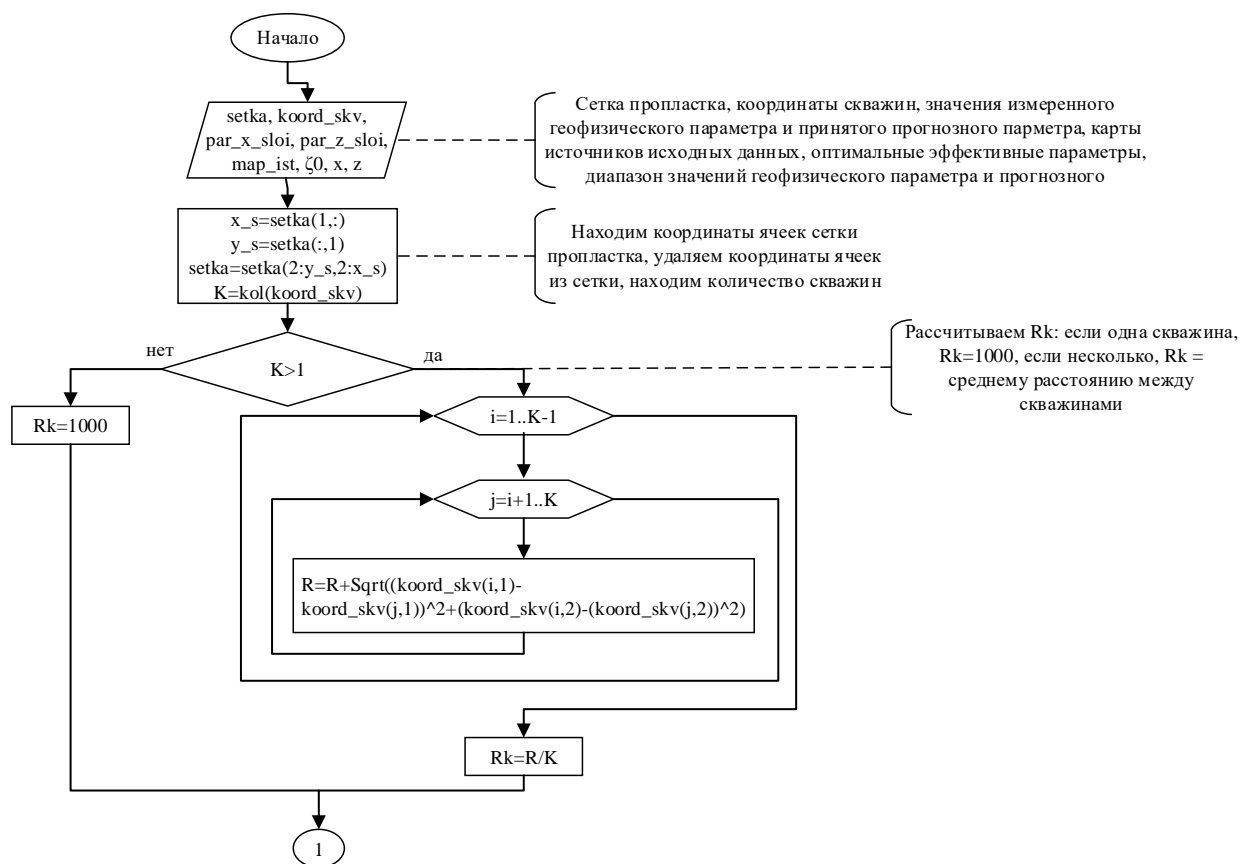


Рисунок 58 – Начало алгоритма аналитического продолжения

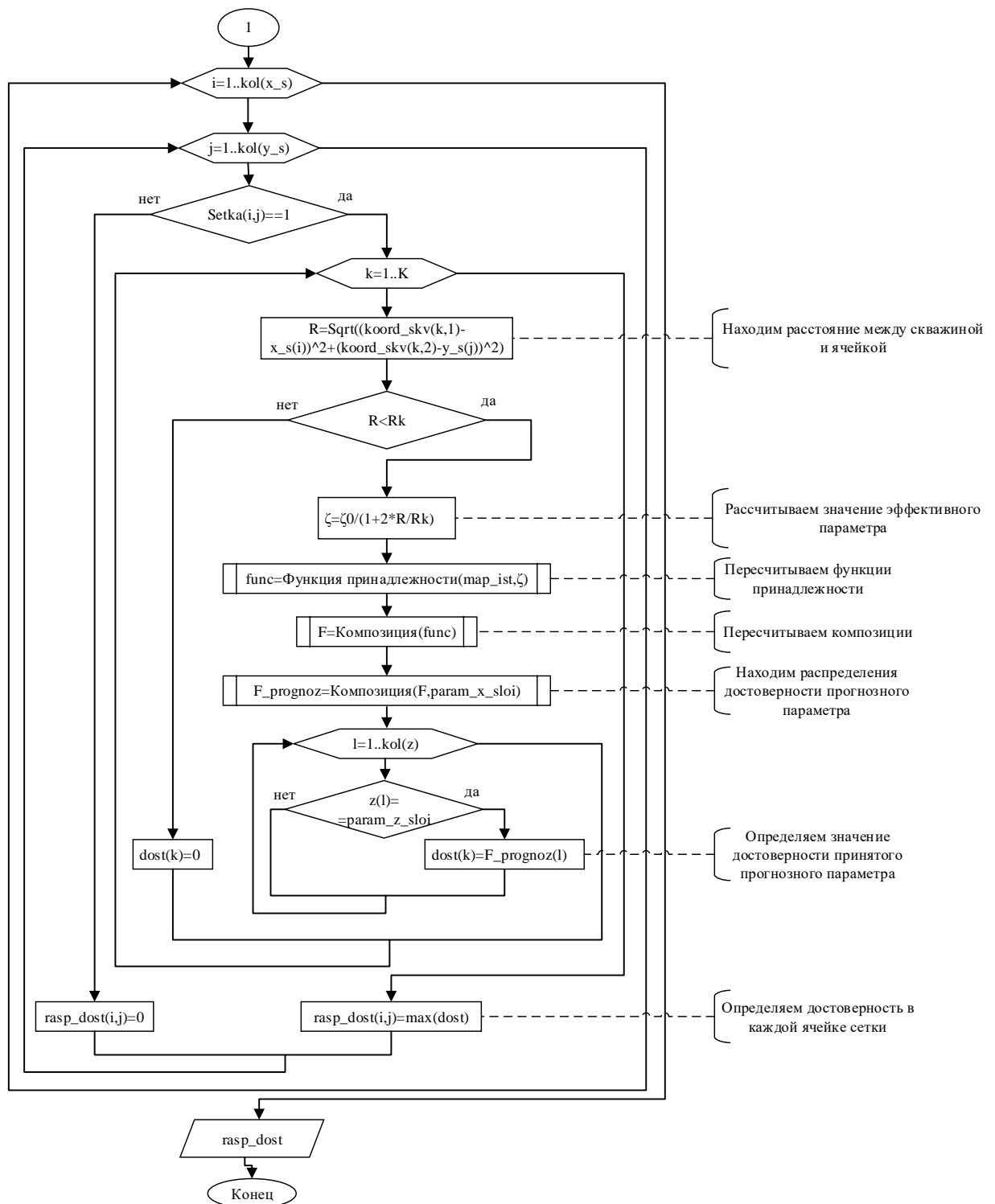


Рисунок 59 – Конец алгоритма аналитического продолжения

Процесс расчета достоверности по всему пропластку занимает большое количество времени, т.к. для каждой ячейки сетки пересчитываются исходные петрофизические модели, и выполняется композиция данных моделей. Для оптимизации процесса выполним интерполяцию достоверности распределения параметра насыщенности по формуле:

$$\mu(z, \Delta R) = \mu(z) * e^{-\left(\frac{\Delta R}{R_k}\right)^n * k},$$

где  $n = 2$  и  $k = 1$

Данный процесс состоит из следующих шагов:

*Шаг 1.* Найти координаты ячеек сетки  $x_s, y_s$ .

*Шаг 2.* Найти количество скважин.

*Шаг 3.* Рассчитать критическое расстояние от скважины ( $R_k$ ), после которого достоверность становится равной 0.

В случае, когда скважина одна, критическое расстояние выбирается равное одному километру, если скважин несколько критическое расстояние рассчитывается по формуле:

$$R_k = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m R_i$$

где  $R_i$  – расстояние между парой скважин,  $m$  – количество скважин.

*Шаг 4.* Для каждой ячейки сетки:

*Шаг 4.1* Если значение исходной сетки равно 0, то достоверность равна 0 и переходим к следующей ячейке. Если значение исходной сетки равно 1, то переходим к следующему шагу.

*Шаг 4.2* Для каждой скважины:

*Шаг 4.2.1* Считаем расстояние от текущей скважины до ячейки.

*Шаг 4.2.2* Если расстояние от текущей скважины до ячейки больше критического расстояния, то достоверность приравнять 0, переходим к следующей скважине. Если расстояние от текущей скважины до ячейки меньше критического расстояния, то перейти к следующему шагу.

*Шаг 4.2.3* По значению принятого прогнозного параметра найти распределение достоверности по формуле:

$$\mu(z, \Delta R) = \mu(z) * e^{-\left(\frac{\Delta R}{R_k}\right)^2}$$

*Шаг 4.3* Найти распределение достоверности каждой ячейке как максимум от всех скважин.

Шаг 5. Вывести графическое отображение распределения достоверности по пропластку.

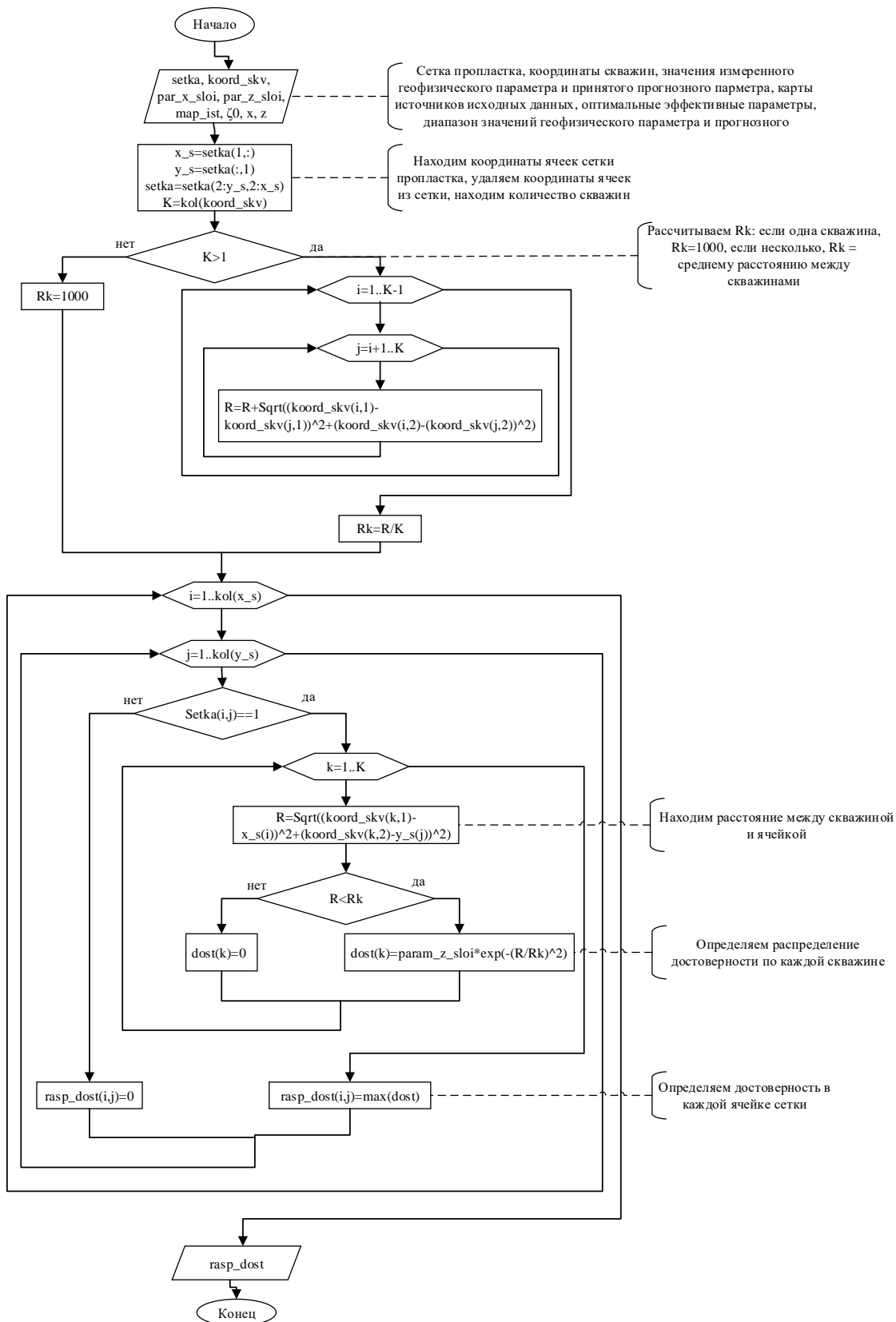


Рисунок 60 – упрощенный алгоритм аналитического продолжения



## 5.2. Дефазификация

Дефазификация состоит в представлении полученного поля достоверности  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$  в форме привычной для геологических приложений – в качестве распределения параметра геологической модели  $\mathbf{z}(\mathbf{R})$ . Дефазификация - это визуализация и представление поля достоверности в форме числовых и графических объектов, характеризующих поле достоверности. Дефазификация может быть выполнена многими различными способами, основанными на желаемых к визуализации компонент модели геологической среды.

Для каждого значения  $\mathbf{z}(\mathbf{R})$  функция принадлежности  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$  задает нечеткую функцию, которая характеризует распределение достоверности данного параметра, как функции координаты  $\mathbf{R}$ .

Пусть  $\aleph$  – банахово пространство ограниченных функций  $\mathbf{z}(\mathbf{R})$  в области  $V$  евклидова пространства. Данной областью может являться геометрический контур месторождения, в рамках которого осуществлялся прогноз параметра  $\mathbf{z}$  в области его пересечения со скважинами. В таком случае, функцию принадлежности  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$  следует считать нелинейным ограниченным оператором, отражающим  $\aleph$  в себя, область значения которого определена функциями  $\mu_z(\mathbf{R})$ , обладающими смыслом достоверности значения параметра  $\mathbf{z}(\mathbf{R})$  в точке  $\mathbf{R} \in V$ . Каждой пространственной модели  $\mathbf{z}(\mathbf{R})$  распределения изучаемого параметра функцией  $\mu_z(\mathbf{R})$  рассчитывается по координатной оценке достоверности значения параметра  $\mathbf{z}$  в этой модели. В данном контексте функция принадлежности  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$  является информационным полем для оценки достоверности пространственного распределения параметра  $\mathbf{z}$ . Она также называется полем достоверности на пространстве  $\aleph$ . Такое поле служит основой для построения вариантов моделей из  $\aleph$  соответствующих, априори, введенным принципам оптимальности. Данное конструирование является дефазификацией функции принадлежности  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$ .

*Определение 1.* Оптимальной дефазификацией поля  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$  называется такая модель  $\mathbf{z}^d(\mathbf{R})$ , что для каждого  $\mathbf{R} \in V$ :

$$\mu(\mathbf{z}^d(\mathbf{R})) = \max_{\mathbf{z}} \mu(\mathbf{z}(\mathbf{R})),$$

где  $\mathbf{z}^d(\mathbf{R})$  – оптимальная дефазифицированная модель.

*Утверждение 1.* Оптимальная дефазифицированная модель однозначна, если для каждого  $\mathbf{R}_i$   $\mu(\mathbf{z}, \mathbf{R}_i)$  сильно выпукла по параметру  $\mathbf{z}$ .

*Утверждение 2.* Поле  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$  допускает систему локальных дефазификаций  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R}), k = 1 \div K$ , образованных функциями из  $\aleph$  совпадающими в  $\mathbf{R}_i$  со значениями  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R}_i), k = 1 \div K$ , если для одного или нескольких  $\mathbf{R}_i$   $\mu(\mathbf{z}, \mathbf{R}_i)$  имеет систему локальных максимумов  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R}_i), k = 1 \div K$ , отличных от  $\mathbf{z}^d(\mathbf{R}_i)$ .

*Определение 2.* Локальными дефазификациями поля  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$  называется система  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R}), k = 1 \div K$ .

Процесс построения локальных дефазификаций состоит в:

- упорядочении и определении корреляций между  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R}_i), k = 1 \div K$ , для разных  $\mathbf{R}_i$ ;
- интерполяции состоявшихся во взаимоотношении локальных экстремумов  $\mu(\mathbf{z}, \mathbf{R}_i)$ ;
- собственно, конструировании локальных дефазификаций  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R}), k = 1 \div K$ .

Обычно, величина  $K$  не превышает трех, и, как правило, равна двум. При условии отсутствия максимумов в  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$ , отличающихся от  $\mathbf{z}^d(\mathbf{R}_i)$ , дефазификаций нет и  $K = 1$ . Оптимальной дефазифицированной моделью является одна из локальных дефазификаций. Таким образом, в реальных условиях, упорядочение и корреляция локальных экстремумов происходит для того, чтобы построить максимум две – три локальные, дефазифицированные модели, совпадающих в большей части области  $V$  с оптимально дефазифицированной моделью.

Локальные дефазификации есть варианты построения моделей, и составляют основу многовариантности метода оценки достоверности промыслово-геологической модели на основе принципов нечеткого моделирования.

Локальные дефазификации  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R}), k = 1 \div K$  отличаются своей функцией принадлежности соответствующей модели  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R})$ , и являются реализацией нечеткой функции из ансамбля  $\mathfrak{N}$ . Смысл  $\mu_{z^k}(\mathbf{R}) = \mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R}))$  состоит в том, что данная величина равна достоверности значения параметра  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R})$  в каждой точке  $\mathbf{R}$  [101, 102].

### 5.3. Сечения

Обозначим  $S^\alpha(\mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R}))) = S^\alpha(\mu_{z^k}(\mathbf{R}))$   $\alpha$ -сечение построенной модели  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R})$ , как система таких значений  $\mathbf{R}$ , что функция принадлежности  $\mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R})) > \alpha$ :  $S^\alpha(\mu_{z^k}(\mathbf{R})) = \{\mathbf{R}: \mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R})) > \alpha\}$ .  $S^\alpha(\mu_{z^k}(\mathbf{R}))$  – это подобласть в  $V$ , внутри которой значение поля достоверности  $\mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R}))$  не меньше, чем  $\alpha$ . Сужение  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R})$  с  $V$  на  $S^\alpha(\mu_{z^k}(\mathbf{R}))$  обозначим  $(\mathbf{z}^k)^\alpha(\mathbf{R})$ . Данное сужение выделяет фрагменты модели, которые соответствуют ее  $\alpha$ -сечению – имеющие достоверность не ниже  $\alpha$ .

Увеличив параметр  $\alpha$ ,  $S^\alpha(\mu_{z^k}(\mathbf{R}))$  уменьшится и для  $\alpha_2 \geq \alpha_1$   $S^{\alpha_1}(\mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R}))) \subseteq S^{\alpha_2}(\mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R})))$ . Таким образом, с возрастанием  $\alpha$ , область  $S^\alpha(\mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R})))$  уменьшается и  $(\mathbf{z}^k)^\alpha(\mathbf{R})$  определяется с достоверностью  $\alpha$  на более узком множестве. При значении  $\alpha$  близком к максимально возможному от  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R})$  в  $(\mathbf{z}^k)^\alpha(\mathbf{R})$ , остается только узкая область определения.

Анализ функции принадлежности  $\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R}))$ , определяющую нечеткую функцию  $\mathbf{z}(\mathbf{R})$ , состоит в построении совокупности ее локальных

дефазификаций  $\mathbf{z}^k(\mathbf{R}), k = 1 \div K$ , а затем системы  $\alpha$ -сечений для них  $S^\alpha(\mu_{z^k}(\mathbf{R}))$ . Значение уровня доверия  $\alpha$  определяется в диапазоне от нуля до единицы и определяет величину достоверности не ниже которой определено соответствующее сечение.

Для демонстрации построения  $\alpha$ -сечений рассмотрим распределение достоверности пористости и нефтенасыщенности тестового месторождения. Исходными данными для прогноза являлись одновременно измеренные значения: пористости (определяется по материалам результатов интерпретации геофизических исследований скважин), пористости и остаточной водонасыщенности пород (определяется по материалам результатов анализа керна) и принятая зависимость параметров нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности.

На рисунках 61 и 62 представлен исходный трехмерный куб распределения пористости и рассчитанное распределение достоверности пористости.

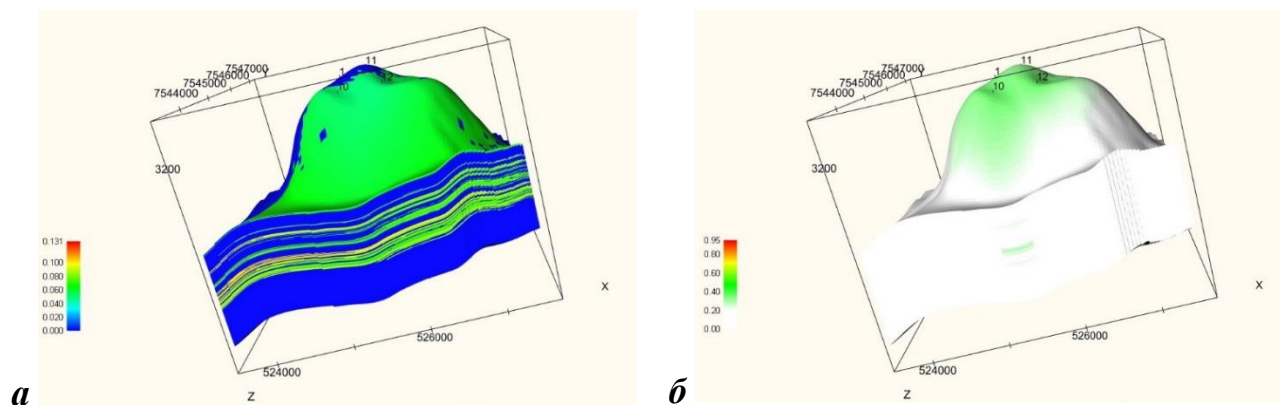
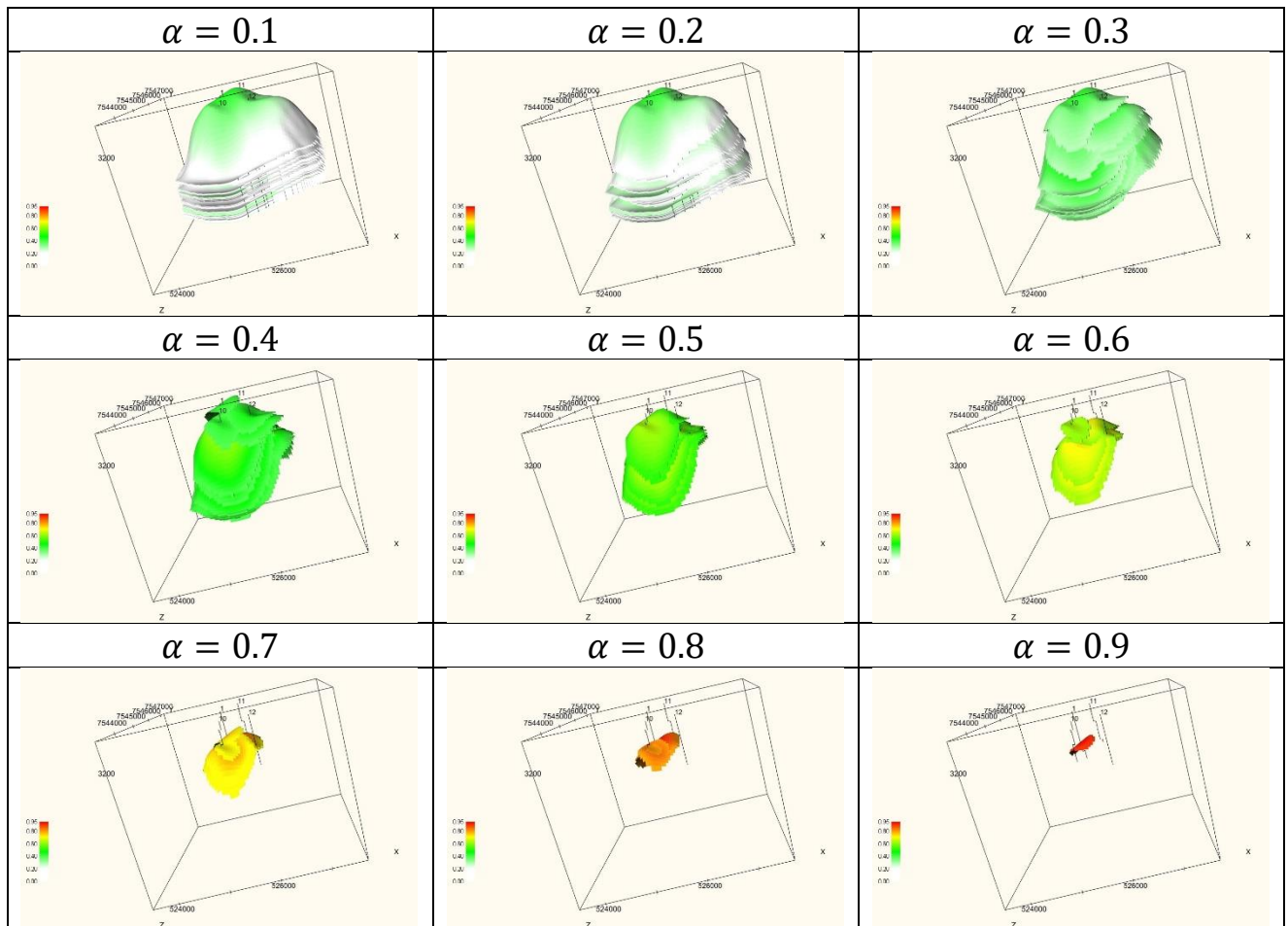


Рисунок 61 – Трехмерный куб распределения пористости (а) и ее достоверности (б)

Если увеличить  $\alpha$  величину, то область  $S^\alpha(\mu_{z^k}(\mathbf{R}))$  уменьшится и для  $\alpha_2 \geq \alpha_1$   $S^{\alpha_1}(\mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R}))) \subseteq S^{\alpha_2}(\mu(\mathbf{z}^k(\mathbf{R})))$ . При возрастании значения  $\alpha$ , область  $S^\alpha(\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R})))$  уменьшится в размерах, и  $\mathbf{z}(\mathbf{R})$  с достоверностью  $\alpha$  определится на более узком множестве. Из чего следует, что при значении  $\alpha$

близком к максимальному значению, область  $S^\alpha(\mu(\mathbf{z}(\mathbf{R})))$  имеет малый размер. Последовательность  $\alpha$ -сечений приведена в таблицах 17 и 18.

Таблица 17. Последовательность  $\alpha$ -сечений распределения достоверности для пористости



Для более наглядного отображения здесь и далее трехмерные кубы представлены в ином графическом исполнении.

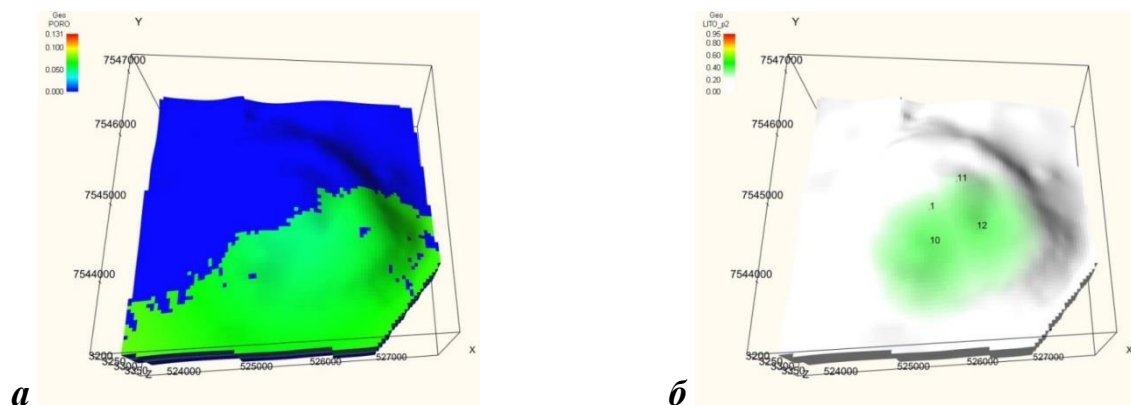
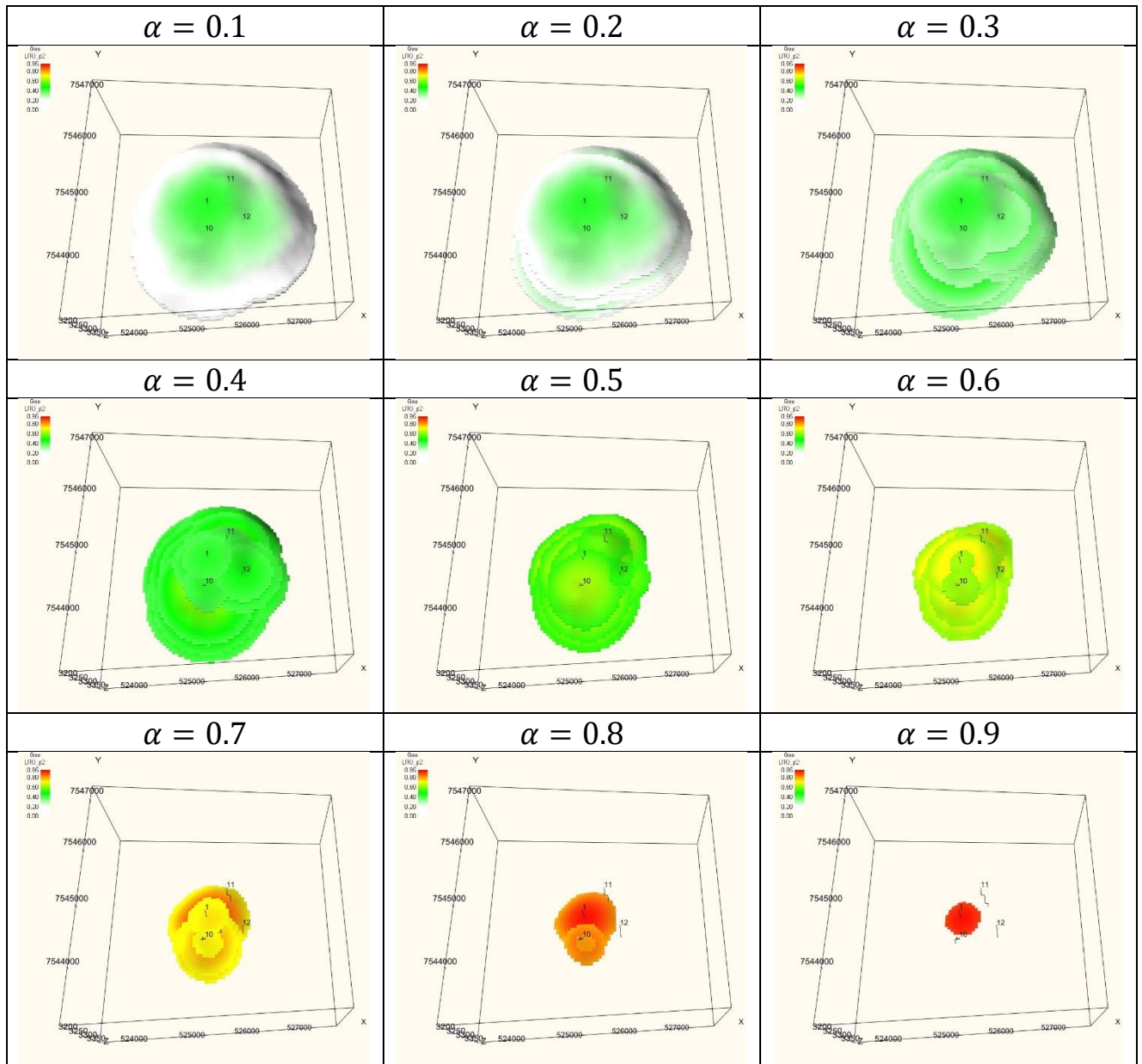


Рисунок б2 – Трехмерный куб распределения пористости (а) и ее достоверности (б) (вид сверху)

Таблица 18. Последовательность  $\alpha$ -сечений распределения достоверности для пористости (вид сверху)



На рисунках 63 и 64 представлен исходный трехмерный куб распределения нефтенасыщенности и рассчитанное распределение достоверности нефтенасыщенности. Последовательность  $\alpha$ -сечений приведены в таблицах 19 и 20.

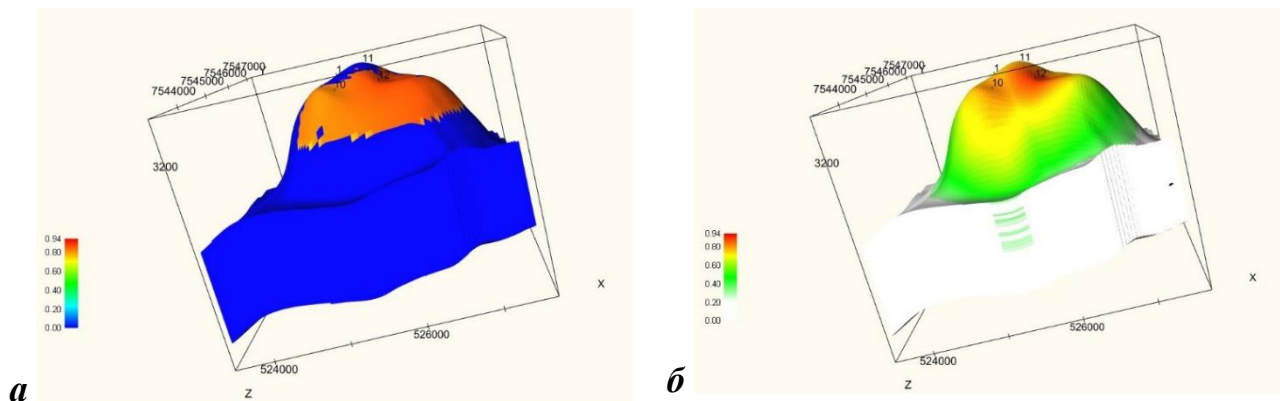
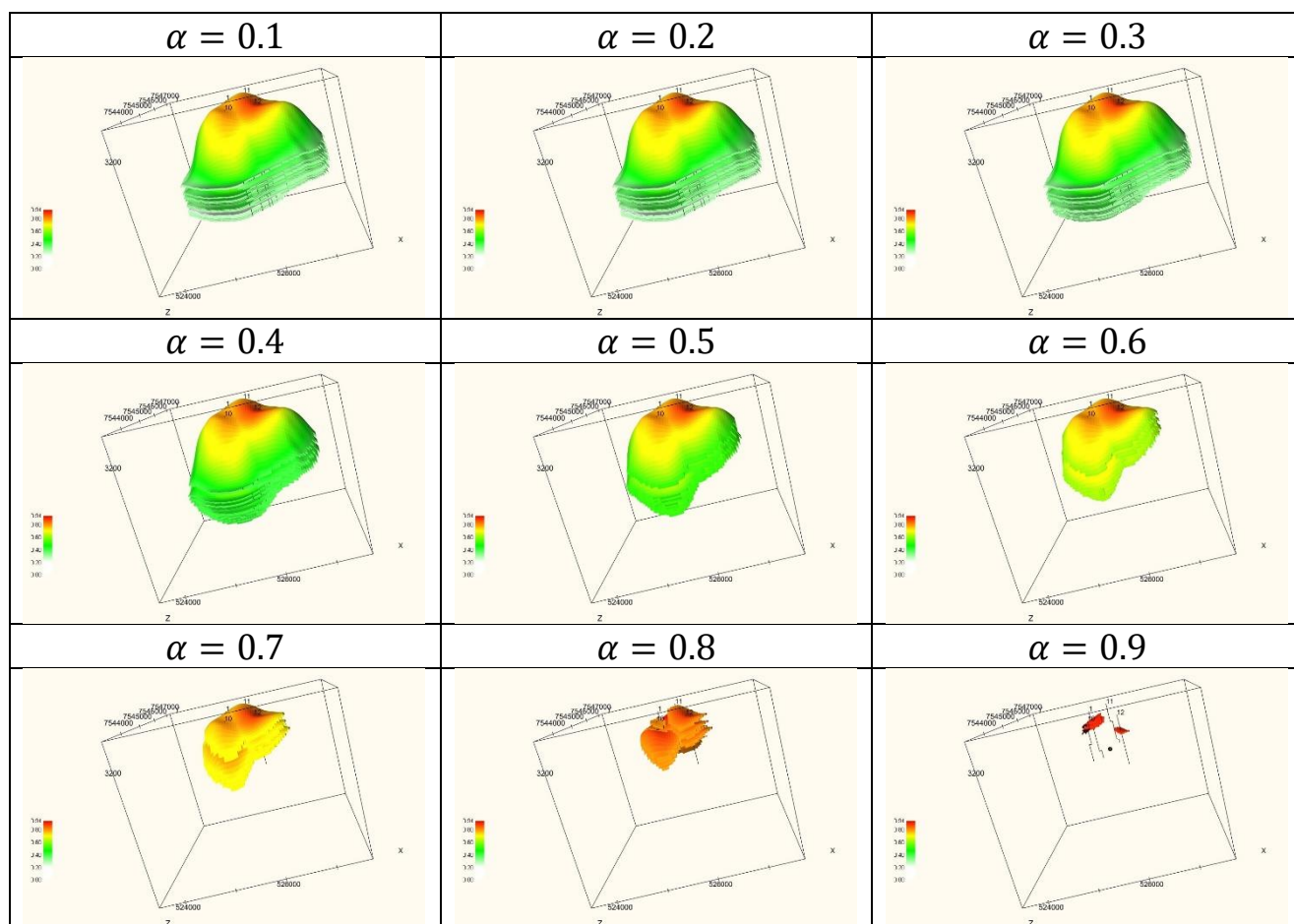


Рисунок 63 – Трехмерный куб распределения нефтенасыщенности (а) и ее достоверности (б)

Таблица 19. Последовательность  $\alpha$ -сечений распределения достоверности для нефтенасыщенности



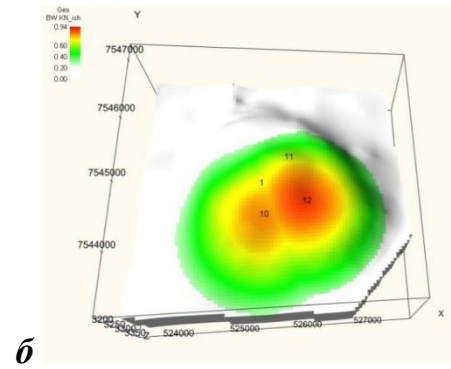
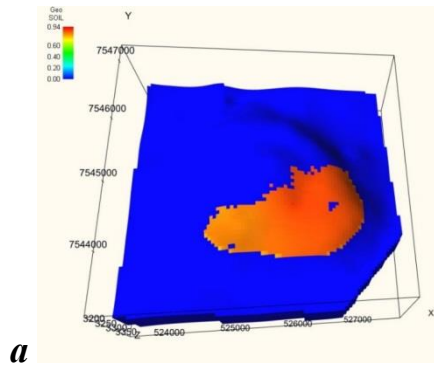
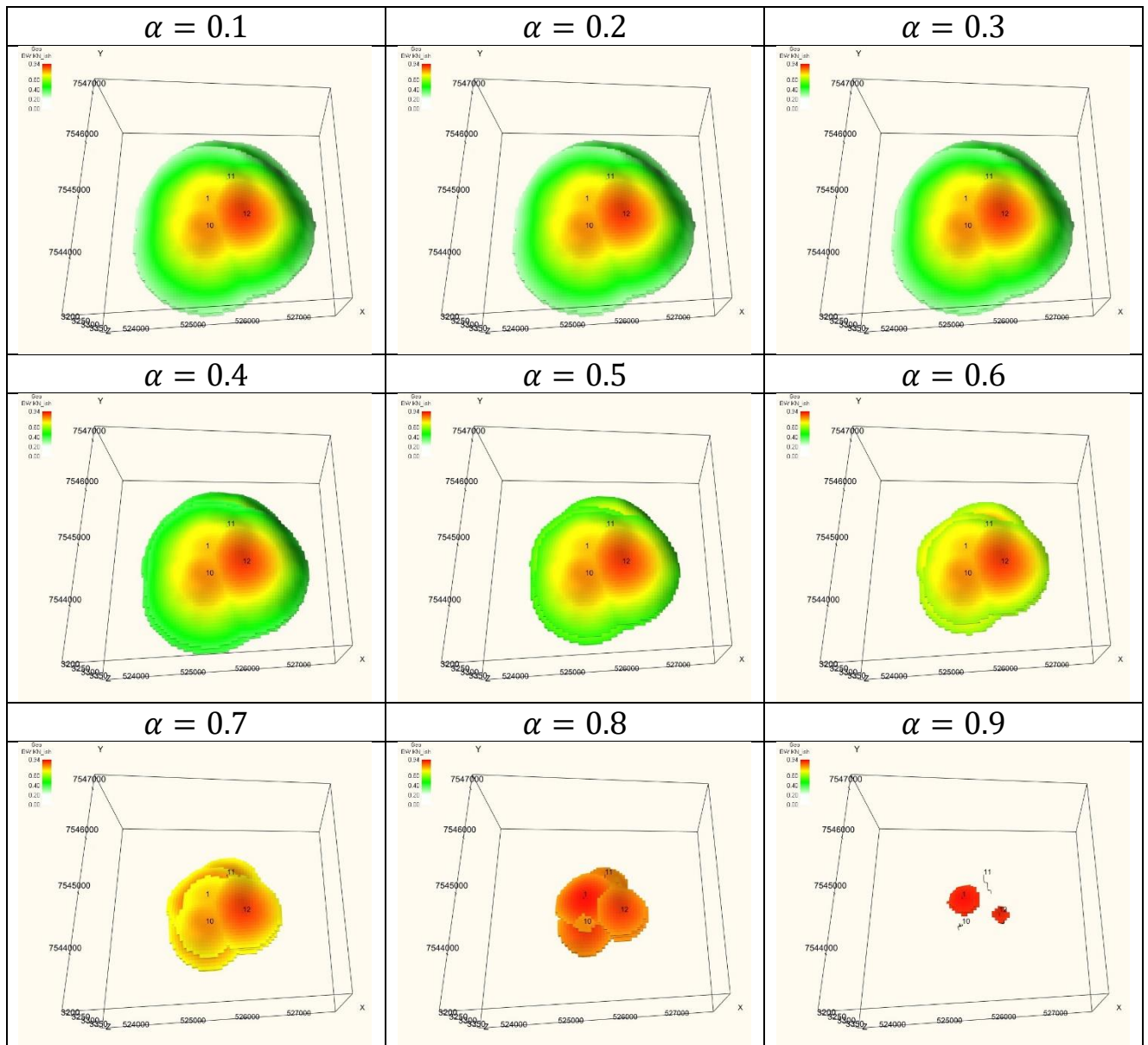


Рисунок 64 – Трехмерный куб распределения нефтенасыщенности (а) и ее достоверности (б) (вид сверху)

Таблица 20. Последовательность  $\alpha$ -сечений распределения достоверности для нефтенасыщенности (вид сверху)





Расчет достоверности запасов углеводородов вычисляется как пересечение распределений достоверности пористости и нефтенасыщенности:  $\min(K_{п}, K_{н})$ . Результат расчета достоверности запасов представлен на рисунках 65 и 66, а последовательность его  $\alpha$ -сечений в таблицах 21 и 22.

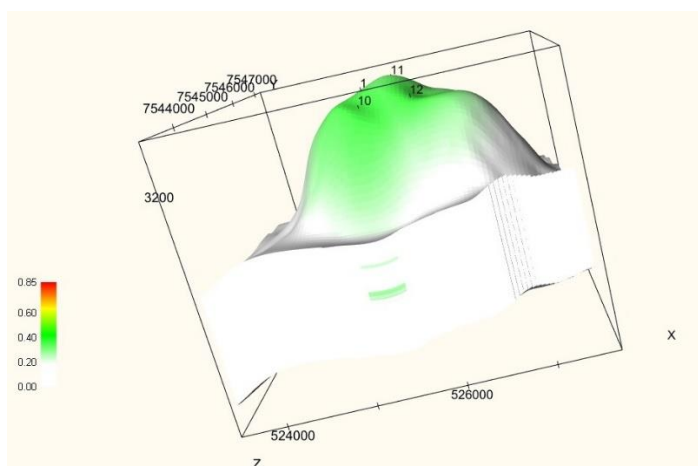


Рисунок 65 – Трехмерный куб распределения достоверности запасов углеводородов

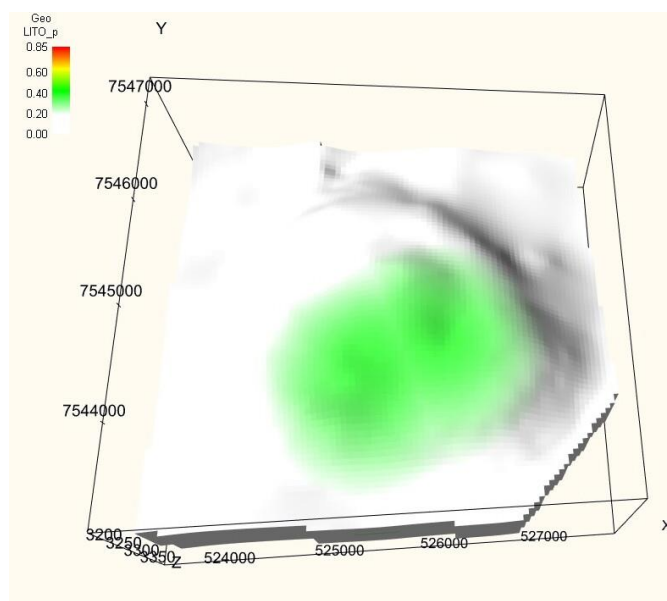
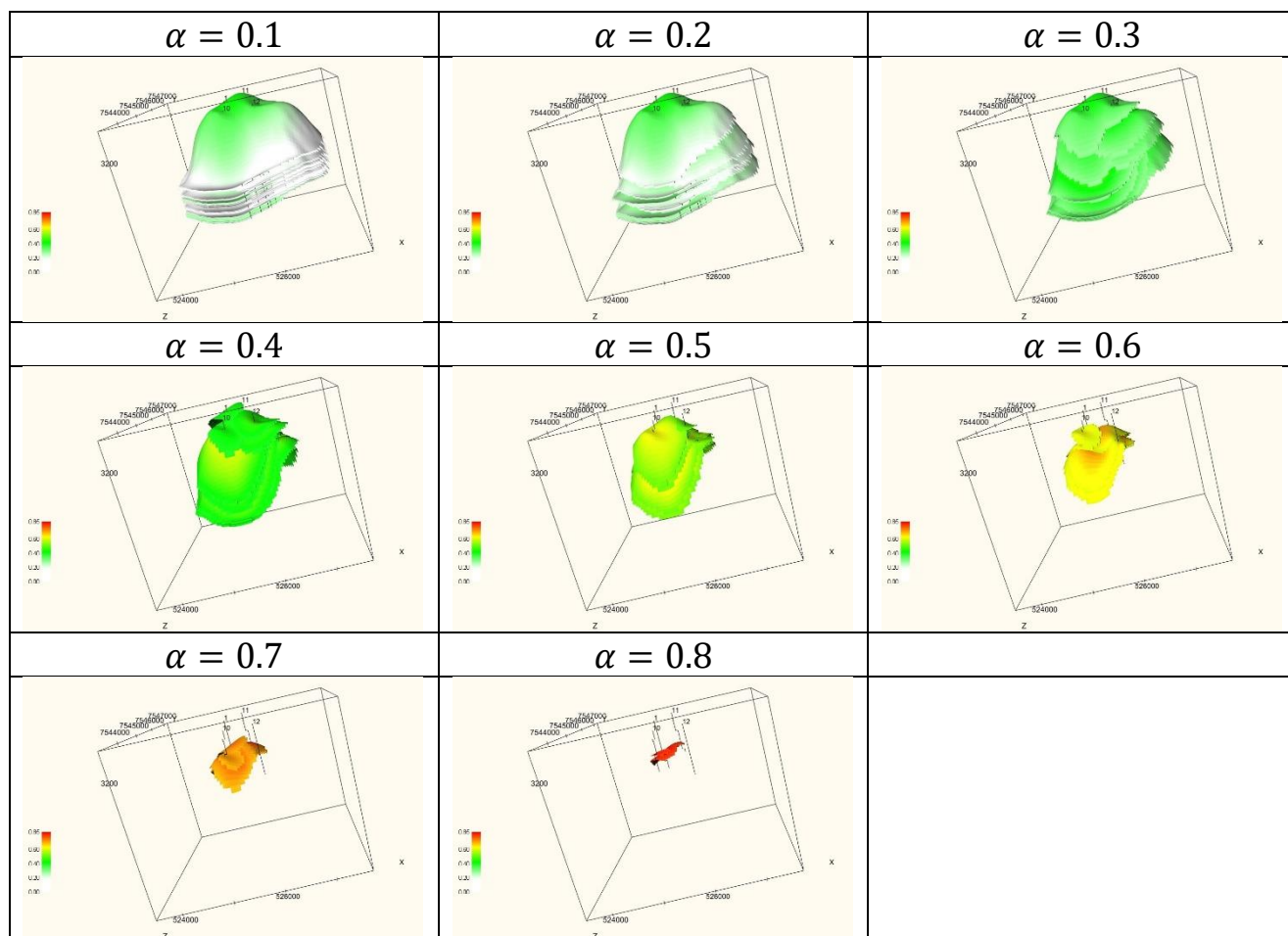


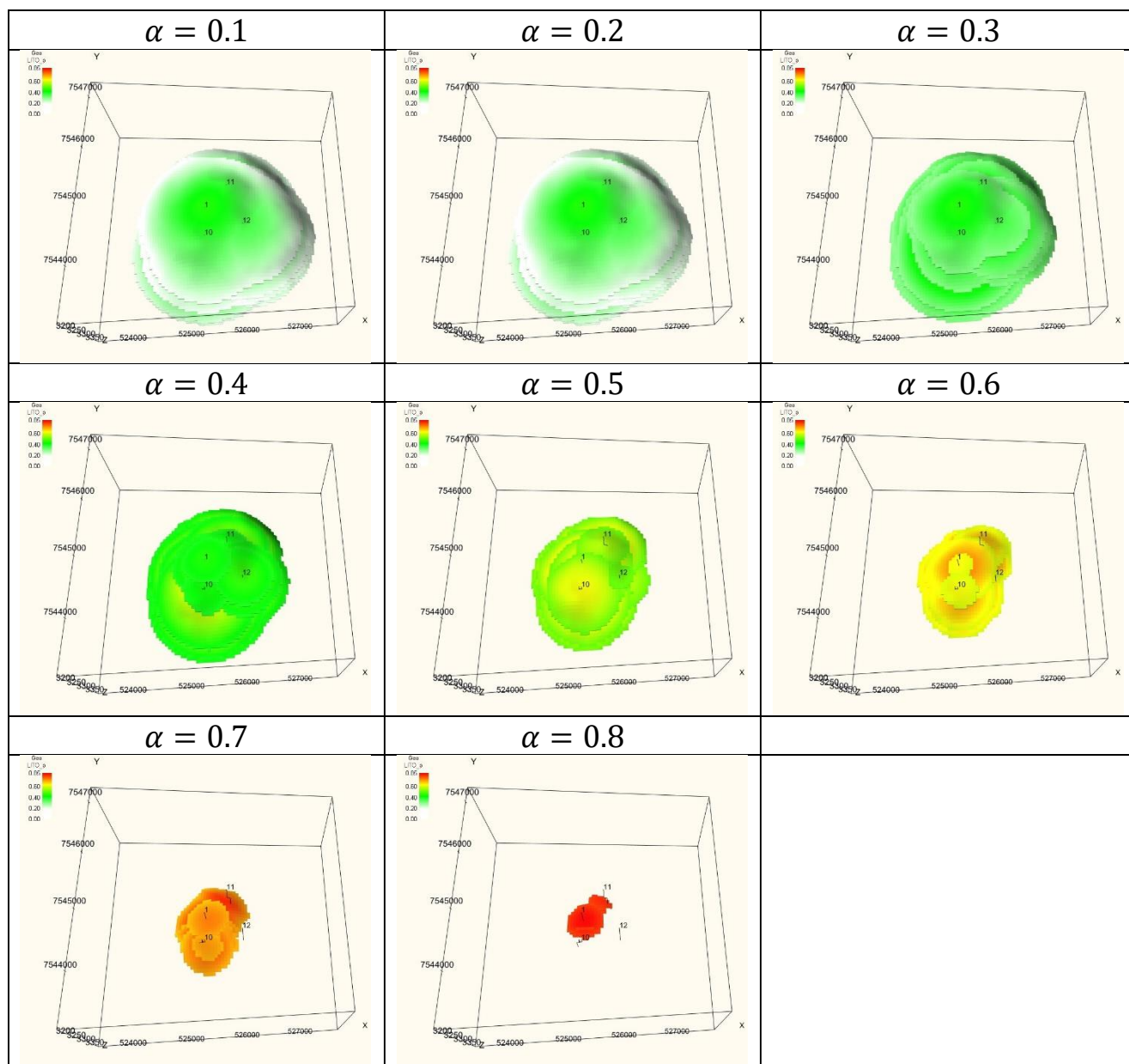
Рисунок 66 – Трехмерный куб распределения достоверности нефтенасыщенности (вид сверху)

Таблица 21. Последовательность  $\alpha$ -сечений распределения достоверности для запасов углеводородов



Анализ структуры  $\alpha$ -сечений дает объективное представление об информационном обеспечении для построенной модели. Это позволяет: управлять рисками – оценивать технологические и экономические риски при введении месторождения в эксплуатацию и принимать соответствующие управленческие решения; выделять области сравнительной недоразведанности месторождения и обеспечить оптимальное планирование работ по доразведке месторождений, тем самым, с одной стороны обеспечивает управление рисками в принятии решений о технологии разработки месторождения, а с другой, выделяет объективно не обеспеченные информацией зоны модели, требующие доразведки, определяя тем самым направление и характер работ по доразведке месторождения.

Таблица 22. Последовательность  $\alpha$ -сечений распределения достоверности для запасов углеводородов (вид сверху)



Как видно из представленного эксперимента, явно прослеживается неоднородность компонент модели по уровню информационной обеспеченности принятой модели. Достаточно высокая дифференциация по уровню достоверности может свидетельствовать не только о недоразведанности месторождения, но и о недостатках в петрофизическом обеспечении, которые рельефно проявляются при рассмотрении нечеткой петрофизической модели.

#### **5.4. Заключение**

Метод пространственного продолжения основан на экспоненциальной модели, результатом которого является распределение достоверности принятого прогнозного параметра по пропластку. Полученное распределение достоверности накладывается на физико-геологическую модель.

Информационно-экспертная оценка результатов промыслово-геологического моделирования в нефтегазовой геологии заключается в контроле достоверности построенных моделей, анализируя их соответствие имеющимся исходным петрофизическим данным. Модель реализуется на основе представления результатов моделирования значений параметров в кубе в форме, ранжированной по достоверности системы его значений. Ранжирование следует, и согласовано с неопределенностью: исходной информации; правил прогнозирования значений параметров.

## Заключение

Основные результаты выполненных диссертационных исследований состоят в следующем:

1. Разработан метод конструирования функции принадлежности на основе точечных источников. Данный метод позволяет исключать «случайные» данные, при этом сохраняя структуру зависимости исходных данных.

2. Проведен сравнительный анализ эффективности базовых функций, используемых при построении функции принадлежности. По результатам анализа выбрана экспоненциальная модель, при которой обеспечивается максимальная неопределенность в интерполируемых параметрах.

3. Разработан метод анализа функций принадлежности на основе построения системы  $\alpha$ -сечений для поиска оптимального эффективного параметра.

4. Доказано, что для прогнозирования фильтрационно-емкостных параметров по геофизическим параметрам следует использовать нечеткий логический вывод.

5. Разработана технология пространственного распределения достоверности по пропластку в физико-геологической модели.

6. Разработан метод экспертной оценки информационной обеспеченности на основе конструирования последовательности  $\alpha$ -сечений построенной функции принадлежности на пространстве моделей. Анализ их структуры дает объективное представление об информационном обеспечении компонент построенной модели.

7. Разработан программный комплекс построения нечетких петрофизических моделей с разными базовыми функциями, композиции нечетких отношений, интерполяции распределения достоверности прогнозных значений по пропластку.

Перспективами дальнейшей разработки темы заключаются в проведении научно исследовательских работ с ведущими нефтегазовыми предприятиями Республики Коми, направленных на определение результативности использования разработанных рекомендаций и методов.

## Список литературы

1. Шевнин В. А., Рыжов А. А., Делгадо-Родригес О. Оценка петрофизических параметров грунтов по данным метода сопротивлений.– М.: Геофизика, 2006.– № 4.– С. 37-43
2. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород): Учебник для вузов. 2-е изд./Под ред. Д. А. Кожевникова.– М.: Нефть и газ, 2004.– 368 с.
3. Киркинская В. Н. и Смахов Е. М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа.– Л.: Недра, 1981.– 255 с.
4. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород.– М.: Недра, 1985.– 310 с.
5. Рыскаль О. Е., Ахметов Р. Т., Малинин В. Ф. Типы пористости сложных карбонатных коллекторов по результатам петрофизических исследований // Геология нефти и газа.– 1987.– №7.– С.47-50.
6. Головин К. Б., Головин Б. А., Калинин М. В. Типы и виды коллекторов: Учебно-методическое пособие.– Саратов: Саратовский государственный университет им. Н. Г. Чернышевского, 2014.– 60 с.
7. Борисов Б. Ф. Результаты анализа верейских песчаников Покровского месторождения, отобранных с применением бурового раствора на углеводородной основе/ Б. Ф. Борисов, Н. В. Калери, О. Ю. Худякова, А. П. Моргунов // Геология нефти и газа.– 1981.– №10.– С.47-50.
8. Ниязова А. Т., Умирова Г. К., Ахметов Е. М. Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов по керну и гис в терригенных отложениях месторождения Арыстановское // труды Международных сатпаевских чтений «Роль и место молодых ученых в реализации новой экономической политики Казахстана».– 2015.– Том III.– С. 39-44
9. Леонтьев Е. И. Моделирование в петрофизике.– М.: Недра, 1978.– 126 с.

10. Кобрунов А. И. Математические методы моделирования в прикладной геофизике (избранные главы). В 2-х ч. Ч. 1. Функционально-аналитические основы: учебное пособие / А. И. Кобрунов. – Ухта : УГТУ, 2014. – 224 с.
11. Алтунин, А. Е. Сравнительный анализ использования вероятностных и нечётких методов оценки неопределённостей и рисков при подсчёте запасов и ресурсов углеводородов / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин // Нефтяное хозяйство.– 2011. - № 9.– С. 44-49
12. Zadeh L. A. Fuzzy sets// Information and Control.– 1965.– Vol.8, N 3.– P. 338-353.
13. Кобрунов А. И., Григорьевых А. В. Методы нечёткого моделирования при изучении взаимосвязей между геофизическими параметрами // Геофизика.– 2010.– №. 2.– С. 17-23.
14. Кобрунов А. И., Григорьевых А. В., Художилова А. Н. Технология фазификации метода нечетких петрофизических композиций // Материалы III-ей международной научно-практической конференции «Нефтегазовая геофизика-нетрадиционные ресурсы».– Ивано-Франковск, 2013. – С. 25-30.
15. Кобрунов А. И., Григорьевых А. В., Художилова А. Н. Нечеткие модели в задачах корреляционно-регрессионного анализа // Материалы 37-й сессии международного семинара им. Д.Г. Успенского.– М.: ИФЗ РАН, 2010. – С. 185-190.
16. Кобрунов А. И. Метод нечетких петрофизических композиций при прогнозировании петрофизических параметров / Кобрунов А. И., Кулешов В. Е, Могутов А. С., Художилова А. Н. // Вестник института Геологии Коми НЦ УРО РАН.– 2011. – № 9. – С. 18–24
17. Кобрунов А. И. Моделирование неопределенности при прогнозе параметров геолого-промысловых моделей месторождений углеводородов / Кобрунов А. И., Кулешов В. Е., Могутов А. С., Дорогобед А. Н. // Нефтяное хозяйство.– 2014. – № 7. – С.78–80



18. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов: при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений.– М.: Недра, 1978.– 318 с.
19. Mamdani E. H. Application of fuzzy algorithms for control of simple dynamic plant // *Electrical Engineers, Proceedings of the IEE.*– 1974.– 121(12)– P. 1585-1588.
20. Кобрунов А. И. Математические основы теории интерпретации геофизических данных: учебное пособие.– М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.– 288 с.
21. Тиханов А. Н., Арсенин В. Я. Методы решения некорректных задач.– М.: Наука, 1979.– 285 с.
22. Добрынин В. М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика: Учебник для вузов / Под ред. В. М. Добрынина.– М.: Недра, 1986.– 342 с.
23. Еремин Н. А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики.– М: Наука, 1994.– 462 с.
24. Жиравок А. Н. Нечеткие множества и их использование для принятия решений // *Соросовский образовательный журнал.* – 2001. – Т. 7, № 2. – С. 109–115.
25. Park S. Y., Vera A. K. Maximum entropy autoregressive conditional heteroskedasticity model // *Journal of Econometrics.* – 2009. – Т. 150, № 2. – С. 219–230.
26. Сабельников И. С., Потехин Д. В. Геостатистические методы определения достоверности трехмерной литологической модели месторождения [Электронный ресурс] // Website EAGE : Geomodel 2014 – 16th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development : abs. – URL: [http://www.earthdoc.org/publication/publication details/?publication=77944](http://www.earthdoc.org/publication/publication%20details/?publication=77944).
27. Кофман А. Введение в теорию нечетких множеств. – М. : Радио и связь, 1982. – 432 с.

28. Bardossy A., Duckstein L. Fuzzy Rule-Based Modeling with Applications to Geophysical, Biological and Engineering Systems. – Boca Raton, FL : CRC Press, 1995. – 256 p.
29. Paasche H., Tronicke J. Cooperative inversion of 2D geophysical data sets: A zonal approach based on fuzzy c-means cluster analysis // Geophysics. – 2007. – Vol. 72, № 3. – P. A35-A39.
30. Алтунин А. Е., Семухин М. В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях.– Тюмень : Изд-во ТГУ, 2000.– 352 с.
31. Алтунин А. Е., Семухин М. В., Ядрышников О. А. Оптимизация инвестиционных планов проведения геолого-разведочных работ на основе нечеткого математического программирования // Нефтяное хозяйство.– 2009.– № 10.– С. 30-32.
32. Пороскун В. И., Стернин М. Ю., Шепелев Г. И. Вероятностная оценка запасов на начальных стадиях изучения залежей нефти и газа // Геология нефти и газа.– 1999.– № 5-6.– С. 59-63.
33. Старобинец А. Е. Методика вероятностной оценки достоверности запасов и ресурсов нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.– М. : ВНИИОЭНГ, 2000.– № 4.– С. 14-16.
34. Старобинец А. Е. Методика оценки неопределенностей в значениях подсчетных параметров при подсчете ресурсов и запасов углеводородов на основе вероятностного подхода // Процесс принятия управленческих решений на основе экономического анализа работ по поискам и разведке нефти и газа.– М. : ВНИИОЭНГ, 2001.– С. 128-147.
35. Ампилов Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа.– М. : Газоил пресс, 2008. – 385 с.
36. Добрынин В. М. Геофизические исследования скважин : учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян.– М. : Нефть и газ, 2004.– 400 с.

37. Кобрунов А. И. Математические методы моделирования в прикладной геофизике (избранные главы). В 2 ч. Ч. 2: Системный анализ и моделирование в условиях неопределенности.– Ухта : УГТУ, 2014.– 155 с.
38. Ouenes A. Practical application of fuzzy logic and neural networks to fractured reservoir characterization //Computers & Geosciences. – 2000. – Т. 26, №. 8. – С. 953-962.
39. Tani T., Sakoda M., Tanaka K. Fuzzy modeling by ID3 algorithm and its application to prediction of heater outlet temperature //Fuzzy Systems, 1992., IEEE International Conference on. – IEEE, 1992. – С. 923-930.
40. Кожевников Д. А. Проблемы интерпретации данных ГИС // Научно-технический вестник Ассоциации исследователей скважин «Каротажник».– 1997.– №34.– С. 7-27.
41. Кобрунов А. И., Кулешов В. Е., Могутов А. С. Адаптация метода нечётких петрофизических композиций для определения подсчётных параметров Низевого месторождения // Нефтегазовое дело.– 2011.– №6.– С. 307-315.
42. Кобрунов А. И., Кулешов В. Е., Могутов А. С. Повышение достоверности подсчёта запасов углеводородов на основе метода нечётких петрофизических композиций. SPE – 162038.
43. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под редакцией В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко.– Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика».– 2003.– 261 с.
44. Кобрунов А. И., Бурмистрова О. Н. Полугрупповые свойства распределения Гаусса // Фундаментальные исследования.– 2015.– №2, Ч. 14.– С. 3044-3047
45. Агаев Х. Б. Прогнозирование модели скоростей распространения поперечных волн по данным геофизических исследований скважин и сейсморазведки с применением нейронных сетей //Геоинформатика.– 2012.– №4(44).– С. 46-52

46. Гришин Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа: Издание 2-е перераб. и дополненное.– М.: Недра, 1985.– 277 с.
47. Латышова М. Г., Дьяконова Т. Ф., Цирульников В. П. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа.– М.: Недра, 1986.– 121 с.
48. Вендельштейн Б. Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б. Ю. Вендельштейн, Г. М. Золоева, Н. В. Царева и др.– М.: Недра, 1985.– 248 с.
49. Некорректные задачи математической физики и анализа / М.М. Лаврентьев и др. – М.: Наука, 1980. – 286с.
50. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с применением результатов анализа керна, опробований и испытаний продуктивных пластов // Под редакцией Вендельштейна Б. Ю., Козыра В. Ф., Яценко Г. Г. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. – 261 с.
51. Никитин А. А. Теоретические основы обработки геофизической информации: Учебник для вузов.– М: Недра, 1986.– 342 с.
52. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики.– М.: Мир, 1968.– 408 с.
53. Белонин М. Д. и др. Метод Монте-Карло в нефтяной геологии: Обзор. – М.: ВИЭМС, 1981. – 269 с.
54. Жабрев И. П. Нечеткая математическая модель при подсчете запасов / Жабрев И. П., Хургин Я. И. // Геология нефти и газа. – 1993. – № 11. – С. 45-51.
55. Хургин Я. И. Проблемы неопределенности в задачах нефти и газа. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 320 с.
56. Бочарников В. П., Цыганок А. В. Нечеткая технология анализа и управления рисками //Зб. наук. праць за матеріалами I Всеукр. наук.-практ.

конф. «Проблеми економічного ризику: аналіз та управління» (26-28 жовтня 1998 р.). – К.: КНЕУ, 1998. – С. 8-9.

57. Finol J., Guo Y. K., Jing X. D. A rule based fuzzy model for the prediction of petrophysical rock parameters // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2001. – Т. 29, №. 2. – С. 97-113.

58. Алексеев А. В. Применение нечеткой математики в задачах принятия решений // Методы и системы принятия решений. – Рига: РПИ, 1983. – С.38-42.

59. Алексеев А. В. Проблемы разработки математического обеспечения выполнения нечетких алгоритмов // Модели выбора альтернатив в нечеткой среде. – Рига, 1984. – С. 79-82.

60. Беллман Р. Принятие решений в расплывчатых условиях / Беллман Р., Заде Л. // Вопросы анализа и процедуры принятия решений. – М.: Мир, 1976. – С.172-215.

61. Беллман Р. Прикладные задачи динамического программирования / Беллман Р., Дрейфус С. – М: Наука, 1965. – 460 с.

62. Дюбуа Д. К анализу и синтезу нечетких отображений / Дюбуа Д., Прад А. // Нечеткие множества и теория возможностей. – 1986. – С. 229-240.

63. Кирсанов А. Н. Подсчет запасов газа с использованием теории нечетких множеств. Петрофизическое обеспечение подсчета запасов нефти и газа / Кирсанов А. Н., Семухин М. В., Адлер В. В. // Труды института ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. – С. 86-107.

64. Леоненков А. В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH / Леоненков А. В. – СПб.: БХВ-Петербург, 2003. – 736 с.

65. Орлов А. И. Теория принятия решений: учебное пособие. – М.: Март, 2004. – 656 с.

66. Mamdani E. H. Twenty years of fuzzy control: experiences gained and lessons learned, IEEE Internal // Conf on Fuzzy Systems. – 1993. – P. 339-344.

67. Zadeh L. A. Fuzzy sets as a basis for a theory of possibility // Fuzzy sets and systems. – 1978. – №1. – P. 3-28.

68. Zadeh L. A theory of approximate reasoning (AR) //Machine Intelligence.– 1979.– V. 9.– P. 149-194
69. Zadeh L. A. Fuzzy Logic, Neural Network and Soft Computing // Communication of the ACM.– 1994.– V. 37, № 3.– P. 77-84.
70. Zadeh L. A. Fuzzy Logic = Computing With Words // IEEE Transactions of Fuzzy Systems.– 1996.– V.4.– P. 103-111.
71. Zadeh L. A. Toward a perception-based theory of probabilistic reasoning with imprecise probabilities // Journal of Statistical Planning and Inference.– 2002.– V.105.– P. 233-264.
72. Семухин М. В. Нечеткие оценки запасов нефти // Сборник докладов международной конференции по мягким вычислениям. – С-Пб: СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2003.– Т.2.– С. 164-167.
73. Семухин М. В. Теория нечетких множеств: учебно-методическое пособие / Семухин М. В.– Тюмень: ТюмГУ, 1999.– 50 с.
74. Ампилов Ю. П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска / Ампилов Ю. П.– М.: Геоинформмарк, 2002.– 201с.
75. Борисов В. В. Нечеткие модели и сети / Борисов В. В., Круглов В. В., Федулов А. С.– М.: Горячая линия - Телеком, 2007.– 284 с.
76. Иванов М. К. Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения): учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 1. / Иванов М. К., Бурлин Ю. К., Калмыков Г. А., Карнюшина Е. Е., Коробова Н. И.– М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008.– 112 с.
77. Кандель А. Нечеткие множества, нечеткая алгебра, нечеткая статистика / Кандель А., Байатт У. Дж. // Труды американского общества инженеров-радиоэлектроников.– 1978.– Т. 66, № 12.– С. 37-61.
78. Заде Л. А. Размытые множества и их применение в распознавании образов и кластер-анализе // Классификация и кластер.– 1980.– С. 208-247.

79. Ягер Р. Р. Множества уровня для оценки принадлежности нечетких подмножеств // Нечеткие множества и теория возможностей. Последние достижения: пер. с англ./под ред. Р. Р. Ягера.– М.: Радио и связь, 1986.– С.71-78.
80. Никитин А. А. Теоретические основы обработки геофизической информации / Никитин А. А, Петров А. В.– М: РГТУ, 2008.– 112 с.
81. Рац М. В. Неоднородность горных пород и их физических свойств.– М.: Наука, 1968.– 110 с.
82. Рац М. В. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород / Рац М. В., Чернышев С. Н. – М.: Недра, 1970. – 164 с.
83. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа : учеб. пособие для вузов / 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1981. – 453 с.
84. Алтунин Е. А. Нечеткие методы идентификации и управления процессами нефтегазодобычи: дис. канд. техн. наук. : 05.13.01 / Алтунин Евгений Александрович. – Тюмень: ТГНГУ, 2002. – 203 с.
85. Алтунин А. Е. Методы определения функций принадлежности в теории размытых множеств / Алтунин А. Е., Востров Н. Н. // Труды ЗапсибНИГНИ.– Тюмень: ЗапсибНИГНИ, 1980. – Вып.154. – С. 62-72.
86. Алтунин А. Е., Семухин М. В. Вероятностный и нечеткий подходы к оценке запасов // Сборник трудов международного научно-технического семинара «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче». – Тюмень: Вектор Бук, 2005. – С. 143-145.
87. Алтунин А. Е. , Семухин М. В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях: Монография.– Тюмень: Изд-во Тюмен. гос. ун-та, 2005. – 220 с.
88. Алтунин А. Е. Вероятностные и нечеткие оценки запасов нефти / Алтунин А. Е., Семухин М. В., Алтунин Е. А., Ядрышникова О. А. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2003. – №9. – С.27-31.

89. Алтунин А. Е. Вероятностные и нечеткие оценки запасов нефти / Алтунин А. Е., Семухин М. В., Алтунин Е. А., Ядрышникова О. А. // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 10. – С. 54-58.
90. Алтунин А. Е. Применение теории нечеткости для оценивания технологических параметров в АСУ ВПО «Тюменгазпром» / Алтунин А. Е., Семухин М. В., Чуклеев С. Н. // Проблемы нефти и газа Тюмени : Труды ЗапсибНИГНИ. – Тюмень: ЗапсибНИГНИ, 1983. – Вып. 58. – С. 57-59.
91. Ампилов Ю. П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. – М.: Геоинформмарк, 2004. – 277 с.
92. Ампилов Ю. П. и др. Сопоставление альтернативных методов прогноза фильтрационно-емкостных свойств по данным сейсморазведки // Geomodel 2008-10th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. – 2008
93. Лаврик С. А., Логинов Д. В. Оценка значимости сейсмических атрибутов на основе многослойных нейронных сетей // Геонауки – от новых идей к новым открытиям: труды 3-ей международной конференции и выставки. – СПб, 2008. – 106 с.
94. Лаврик С. А., Логинов Д. В. Применение статистических методов для определения информативного набора сейсмических атрибутов // Geomodel 2008-10th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. – 2008.
95. Mendrii I., Dovbnich M. Seismic Attribute Analysis for Mapping of Fracture Zones in Coal-bearing Formations // 76th EAGE Conference and Exhibition 2014. – 2014.
96. Лаврик С. А. Результаты анализа эффективности и применимости статистических методов для определения информативного набора сейсмических атрибутов // Seismic Technology. – 2009. – Т. 6, №. 1. – С. 36-44.
97. Kobrunov A., Priezzhev I. Hybrid combination genetic algorithm and controlled gradient method to train a neural network // Geophysics. – 2016. – Т. 81, №. 4. – С. IM35-IM43.



98. Ампилов Ю. П. и др. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. – 2009. – №. 04. – С. 3-16.
99. Ампилов Ю. П., Лапо А. В. Анализ геолого-экономических показателей, применяемых при оценке эффективности разведки и освоения участков недр // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2010. – №. 5. – С. 29-34.
100. Ампилов Ю. П. Многофакторная система оценки месторождений углеводородов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – №. 4. – С. 35-43.
101. Кобрунов А.И., Бурмистрова О.Н. Нечеткие геологические модели и их дефазификации // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 1. – С. 116-119
102. Кобрунов А. И. Доопределение обратных задач гравиметрии нечеткой информацией // Успехи современной науки. – 2016. – №11-6. – С. 13-18
103. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов.– М.: Недра, 1977.– 287 с.
104. Макаревич В. Н., Искрицкая Н. И., Богословский С. А. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5, №. 2. – С. 1-13.
105. Головинский В. И. и др. Сейсмофации и нефтегазоносность верхнепалеогеновых и неоген-четвертичных отложений российской части Черного моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – №. 2. – С. 35-42.
106. Кожевников Д. А., Коваленко К. В., Арсибеков А. А. Инвариантность петрофизических связей в адаптивной интерпретации данных ГИС // Каротажник. – 2009. – №. 7. – С. 69-86.
107. Алиев М. М., Батанова Г. П., Хачатрян Р. О. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.– М.: Недра, 1978.– 216 с.

108. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л. : Недра. Ленингр. отд-ние, 1985. – С. 157.
109. Тиаб Д. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского.– М.: ООО «Премииум инжиниринг», 2009.– 868 с.
110. Нестеров И. И. Нефтегазоносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири //Советская геология. – 1980. – Т. 64, №. 2. – С. 115.
111. Добрынин В. М., Мартынов В. Г. Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых толщах // Геология нефти и газа.– 1979.– №7.– С. 36-43.
112. Конторович А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салмонов Ф. К. и др.– М.: Недра, 1975
113. Нестеров И. И. Новый тип коллектора нефти и газа //Геология нефти и газа. – 1979. – №. 10. – С. 26-29.
114. Нестеров И. И. Новые открытия месторождений нефти и газа в Западной Сибири //Нефть и газ Тюмени. – 1969. – №. 3. – С. 1.
115. Климчук А. Б. Основные особенности и проблемы гидрогеологии карста: спелеогенетический подход. Сообщ. 1: Пористость и проницаемость карстовых коллекторов //Пещеры. – 2001. – №. 27. – С. 28-51.
116. Чернышев С. Н. Трещины горных пород.– М.: Наука, 1983.– 125 с.
117. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин.– М.: Недра, 1982.– 448 с.
118. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986.– 608 с.
119. Бурханов Р. Н., Ханнанов М. Т., Фаррахов И. М. Особенности оптических свойств нефти горизонтальных скважин //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – №. 4. – С. 50-54.

120. Баяк И. О. и др. Математическое моделирование анизотропных эффективных упругих свойств карбонатных коллекторов сложного строения //Технологии сейсморазведки. – 2012. – № 03. – С. 42-55.
121. Авчян Г. М., Матвеевко А. А., Стефанкевич З. Б. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях.– М.: Недра, 1979. – 224 с.
122. Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1976.– 592 с.
123. Инженер-геолог В., ЦНИГРИ В. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика //Труды. – 2017.
124. Горбачев Ю. И. Геофизическое исследование скважин. – М.: Недра, 1990.– 398 с.
125. Абасов М. Т. и др. О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа //Геология нефти и газа. – 1997. – Т. 5. – С. 34-39.
126. Меркулов В. П., Краснощёкова Л. А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа //Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305, №. 6. – С. 296-303.
127. Золоева Г. М. и др. Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики.– М.: Недра, 1977.– 150 с.
128. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов.– Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 544 с.
129. Абасов М. Т. и др. О методе оценки изменения относительной фазовой проницаемости пород-коллекторов в процессе разработки //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – №. 4. – С. 54-57.

130. Дахнов В. Н., Долина Л. П. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1959.– 268 с.

131. Баяк И. О. Теоретические основы определения эффективных физических свойств коллекторов углеводородов //Акустика неоднородных сред. Ежегодник РАО. – 2011. – №. 12. – С. 107-120

132. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Нечеткие модели прогнозирования физико-геологических и продуктивных параметров неоднородных геологических сред // Материалы 42-й сессии Международного семинара им. Д. Г. Успенского. – Пермь : Горный ин-т УрО РАН, 2015. – С. 101-105

133. Кобрунов А. И., Кожевникова П. В. Выбор и обоснование функции принадлежности при прогнозировании параметров геологических сред в условиях неопределенности // Материалы международного семинара «Рассохинские чтения». – Ухта : УГТУ, 2015. – ч. 2. – С. 153-163

134. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Многовариантное моделирование на основе технологий нечеткого логического вывода в задачах нефтегазовой отрасли // Материалы III Школы-конференции «Гординские чтения». – Москва : ИФЗ РАН, 2015. – С. 102-106

135. Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Нечеткое отношение параметров физико-геологической модели и техника их прогноза по наблюдаемым данным // Международный Студенческий Научный вестник.– 2015. – № 3, ч. 3. – С. 395-397

136. Кобрунов А. И., Кожевникова П. В. Теоретические основы при прогнозировании параметров геологических сред в условиях неопределенности // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 5, ч. 3. – С. 506-510

137. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Аппроксимация трехмерных связей на основе технологий многовариантного

моделирования // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 10, ч. 2. – С. 268-273

138. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Использование технологий многовариантного моделирования на основе теории нечётких множеств для аппроксимации многомерных связей (на примере трёхмерных) // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения, ISSN 2412-9976. – 2015. – № 2. – С. 23-30.

139. Кобрунов А. И., Бурмистрова О. Н., Кожевникова П. В. Нечеткие подстановки и принцип Мамдани // Успехи современного естествознания. – 2016. – №1. – С. 96-101

140. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Решение задач нефтегазовой отрасли в условиях неопределенности на основе нечеткого моделирования // Материалы Международного семинара «Рассохинские чтения». – Ухта: УГТУ, 2016. – №2. – С. 123-128

141. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. О проблеме выбора вида функций принадлежности при нечетком моделировании петрофизических зависимостей // Материалы 43-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Воронеж : Научная книга, 2016. – С. 102-106

142. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Результаты прогноза на основе нечеткого моделирования // Материалы 43-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Воронеж : Научная книга, 2016. – С. 99-101

143. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Метод нечеткого логического вывода и информационная обеспеченность результатов моделирования в нефтегазовой геологии // Геоинформатика. – 2016. – №2. – С. 35-40

144. Кобрунов А. И., Бурмистрова О. Н., Кожевникова П. В. Увеличение диффузии при нечеткой свертке нечетких отношений // материалы 44-й сессии Международного семинара им. Д. Г. Успенского. – Москва: ИФЗ РАН, 2017. – С. 163-165

145. Кобрунов А. И., Бурмистрова О. Н., Кожевникова П. В. Экспериментальная проверка коммутативности композиции нечетких отношений с использованием замены переменных // Успехи современной науки.– 2016.– № 11-6.– С. 24-28
146. Кобрунов А. И., Кожевникова П. В., Ломинский Д. О. Метод нечеткого логического вывода для прогноза емкостных параметров // Успехи современной науки.– 2016.– №12-5.– С. 18-24
147. Кобрунов А. И., Бурмистрова О. Н., Кожевникова П. В. Возрастание неопределенности при нечеткой свертке нечетких отношений // Успехи современной науки и образования. – 2016. – № 11-7. –С. 93-95
148. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Анализ  $\alpha$ -сечений функций принадлежности для нечетких петрофизических моделей // Материалы Международного семинара «Рассохинские чтения».– Ухта: УГТУ, 2017.– №2.– С. 111-117
149. Кобрунов А. И., Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В. Элементы информационной экспертизы результатов геологического моделирования в нефтегазовой геологии // Геофизика.– 2017.– № 1.– С. 16-21
150. Кожевникова П.В. Методы построения петрофизических моделей // Геология и полезные ископаемые Западного Урала.– 2017.– № 17.– С. 152-155
151. Кожевникова П. В. Моделирование связей между физико-геологическими параметрами // Успехи современной науки и образования. – 2017. – № 8-2. –С. 83-87