На правах рукописи

Manuf

## Мелкишев Олег Александрович

## ДИФФЕРЕНЦИРОВАННАЯ ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ ВИЗЕЙСКОГО ТЕРРИГЕННОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

## ΑΒΤΟΡΕΦΕΡΑΤ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Научный руководитель	Галкин Владислав Игнатьевич, заслуженный деятель науки РФ, доктор геолого-минералогических наук, профессор.
Официальные оппоненты	Бородкин Владимир Николаевич, заслуженный геолог РФ, доктор геолого-минералогических наук, профессор, кафедра геологии месторождений нефти и газа, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».
	Шумилов Александр Владимирович, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по промысловой геофизике, ПАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь.
Ведущая организация	АО «Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких

Защита состоится «22» декабря 2016 года в 13.00 на заседании диссертационного совета Д 999.083.03 в ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет» по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Букирева 15, зал заседаний Учёного совета.

скважин» (КамНИИКИГС), г. Пермь.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет» по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Букирева 15.

Электронная версия текста диссертации доступна на сайте ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет»: www.psu.ru.

Электронная версия автореферата размещена на официальном сайте ВАК при Министерстве образования и науки РФ: vak.ed.gov.ru/vak и на сайте ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет»: www.psu.ru.

Автореферат разослан «\_\_\_\_»\_\_\_\_2016 года.

Ученый секретарь диссертационного совета кандидат технических наук

grend, -

Мещерякова Ольга Юрьевна

#### ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

#### Актуальность темы исследования

В условиях усложнения поисков месторождений нефти и газа на территории Пермского края и сокращения фонда крупных по размерам структур большую актуальность приобретают проблемы выбора приоритетных направлений рационального освоения недр, которое невозможно без прогнозирования зональной нефтегазоносности территорий и проведения вероятностной количественной оценки ресурсов (запасов) углеводородов (УВ). Решение данных проблем необходимо для выбора наиболее приоритетных направлений геологоразведочных работ (ГРР) и проведения геолого-экономических оценок планируемых к открытию ресурсов (запасов).

В распределении нефтегазоносности основными факторами являются процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ. Рассматриваемые процессы связаны сложными взаимосвязями, поэтому описание и моделирование данных разнородных и разномасштабных процессов представляет собой сложную задачу, т.к. существует проблема выбора геологических, физикохимических и физико-математических моделей рассматриваемых процессов, с учетом их масштаба. Комплексное решение этих проблем приводит к необходимости использования вероятностно-статистических методов при прогнозе зональной нефтегазоносности и количественной вероятностной оценке начальных суммарных ресурсов УВ.

#### Объект исследования

Объектом исследования является визейский терригенный нефтегазоносный комплекс (НГК) на территории Пермского края, который обладает максимальным количеством запасов и ресурсов УВ, среди всех НГК в крае.

#### Предмет исследования

Распределение зональной нефтеносности в визейском терригенном НГК и количественная вероятностная оценка нелокализованных ресурсов нефти (категорий  $D_1+D_2$ ).

#### <u>Цель работы</u>

- Разработка и реализация методики оценки зональной нефтегазоносности визейского терригенного НГК на территории Пермского края вероятностно-статистическими методами по геохимическим характеристикам органического вещества (OB) основной нефтегазогенерационной толщи (доманиковые отложения) и особенностям геологического строения.
- Разработка и реализация методики количественной вероятностной дифференцированной оценки плотности ресурсов УВ визейского терригенного НГК.

#### Основные задачи

- 1. Разработка и обоснование методики выделения системы элементарных ячеек на территории Пермского края, для проведения локализованных оценок вероятности нефтегазоносности и дифференцированной вероятностной оценки начальных суммарных ресурсов УВ.
- 2. Обоснование миграционно-аккумуляционных, структурно-мощностных и геохимических критериев нефтегазоносности.
- 3. Создание индивидуальных и комплексных вероятностно-статистических моделей прогноза зональной нефтегазоносности.
- 4. Разработка методики количественной дифференцированной вероятностной оценки плотности ресурсов УВ в элементарной ячейке для визейского терригенного НГК на территории Пермского края.

#### <u>Научная новизна</u>

- Способ выделения системы элементарных ячеек на территории Пермского края.
- Вероятностные критерии, учитывающие особенности распределения зональной нефтегазоносности визейского терригенного нефтегазоносного комплекса на территории Пермского края.
- Индивидуальные и комплексные вероятностно-статистических модели прогноза зональной нефтегазоносности визейского терригенного НГК.
- Методика количественной дифференцированной вероятностной оценки плотности ресурсов УВ с использованием вероятностных аналогов.

#### Защищаемые положения

- 1) Методика выделения системы элементарных ячеек на территории Пермского края.
- 2) Индивидуальные и комплексные вероятностно-статистических модели прогноза зональной нефтегазоносности визейского терригенного НГК.
- 3) Вероятностная схема зональной нефтегазоносности визейского терригенного НГК на территории Пермского края.
- 4) Методика количественной дифференцированной вероятностной оценки плотности ресурсов УВ на основе вероятностных аналогов.
- 5) Количественная дифференцированная вероятностная оценка ресурсов нефти визейского терригенного НГК для территории Пермского края.

#### Практическая значимость и реализация работы

Предложенная методика прогноза нефтегазоносности позволяет на базе характеристик состава OB, строения осадочного чехла и особенностей его морфологии выделять наиболее перспективные зоны для последующей постановки детальных ГРР, для наиболее рационального освоения недр. Методика количественной дифференцированной оценки плотности ресурсов УВ позволяет, используя вероятностно-статистические аналоги, производить вероятностную оценку ресурсов УВ (*P90, P50, P10*).

#### Апробация работы и публикации

Основные положения работы докладывались и обсуждались: на XVI Международном научном симпозиум имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» г. Томск (в 2012 г.); на ежегодной Всероссийской конференции "Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых" г. Пермь (в 2013-2015 г.г.); на конкурсе молодых работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на лучшую научно-техническую разработку (в 2015 и 2016 г.).

Автором опубликовано 10 научных работ по теме диссертации, из них 7 в изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией.

#### <u>Фактический материал</u>

Для создания системы элементарных ячеек было проанализировано 1137 структур. При разработке миграционно-аккумуляционного критерия были использованы карты основных отражающих горизонтов Пермского края. Дополнительно привлекались геологические материалы по сопредельным территориям Удмуртской Республики и Республики Башкортостан.

Фактическими данными являются стратиграфические разбивки (и их производные) по более чем 4000 глубоким скважинам. Использованы более 1300 определениий геохимических параметров органического вещества (ОВ) для саргаевского, доманикового, мендымского горизонтов и верхнефранского подъяруса.

#### Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников (из 102 наименований). Текст изложен на 127 страницах машинописного текста.

Автор выражает огромную благодарность своему научному руководителю, заслуженному деятелю наук РФ, доктору геолого-минералогических наук, профессору Владиславу Игнатьевичу Галкину.

#### СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В распределении нефтегазоносности основными факторами являются процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ различных масштабов, которые в значительной степени зависят от особенностей геологического строения территории. Геологическое строение территории в пределах больших по площади областей может существенно изменяться, что требует разработку системы оценок геологического строения, на базе которого можно будет проводить количественную оценку ресурсов УВ.

## Глава 1. Геолого-статистическое обоснование размеров элементарных ячеек для оценки нелокализованных ресурсов нефти на территории Пермского края

При оценке ресурсов УВ считается, что оцениваемые ресурсы распределены равномерно вне эталонных участков и выделенных локальных объектов (месторождений, перспективных структур), даже несмотря на различие геологического строения в пределах одной зоны нефтегазонакопления (ЗНГН), одного нефтегазоносного района (НГР) или области (НГО). Все это приводят к тому, что при проведении геолого-экономических оценок необходимо оценивать территории не в целом, а в виде системы равномерных ячеек.

В данной главе проведено исследование морфологических характеристик локальных объектов территории Пермского края с целью определения оптимальных размеров элементарных ячеек и их ориентации в пространстве [5]. Всего в анализе участвовало 1137 структур, при этом из анализа были исключены неподтвердившиеся и выявленные структуры (т.к. они не обладают достаточной надежностью в определении формы, размеров и площади).

Исходя из допущения, что локальные структуры могут быть описаны в виде эллипса, то можно принять, что каждая элементарная ячейка будет представлять собой прямоугольник, описанный вокруг эллипса (рис 1.1 - a)), равновеликого по площади среднему значению площади структур в рассматриваемом участке. При этом длина большой стороны прямоугольника должна равняться среднему значению длинной оси структур. Ориентировка длинной стороны ячейки принимается согласно определенного среднего азимута длинной оси структур в соответствующей зоне нефтегазонакопления (рис 1.1 - 6)). Зоны нефтегазогеологического районирования с близкими значениями площадей и азимутов структур (с равными средними значениями по *t*-критерию Стьюдента) объединялись в единые участки.

Таким образом, всего было обосновано и выделено 17 участков с различными размерами и ориентировкой ячеек (рис 1.1 – в) ).



Рисунок 1.1. Схема разбиения ячеек (а), б), в) – пояснения в тексте)

Отсюда видно, что размеры выделенных и построенных элементарных ячеек значительно отличаются, что свидетельствует о том, что размеры исследуемых структур в пределах выделенных зон районирования различны. Данное разбиение территории на 21 508 ячеек (рис 1.1 – в)) позволяет проводить построение вероятностно-статистических моделей и производить прогноз зональной нефтегазоносности.

## Глава 2. Использование и уточнение вероятностно-статистических критериев регионально-зональной нефтегазоносности по данным геохимических исследований органического вещества

Основной нефтегазоматеринской толщей (НГМТ) на территории Пермского края является комплекс отложений доманикового типа в объеме верхнедевонских карбонатных отложений, которые включают саргаевский -  $D_3 fr_2 sr$ , доманиковый (семилукский) -  $D_3 fr_2 dm$ , мендымский -  $D_3 fr_2 dm$  горизонты и верхнефранский подъярус -  $D_3 fr_3$  [2,6]. Данный комплекс особенно широко развит в осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП).

В табл. 2.1 приведены основные статистические характеристики геохимических параметров органического вещества изучаемых отложений.

#### Таблица 2.1

доманикового, мендымского горизонтов и верхнефранского повяруса											
Параметры	$D_3 fr_2 sr$	$D_3 fr_2 dm$	$\mathbf{D}_3 fr_3 mn$	$D_3 fr_3$							
H.O.,%	26,0±27,7	21,6±21,8	16,5±18,6	11,5±18,7							
$C_{\text{OPF}}$ , %	1,1±2,1	2,7±3,1	1,1±1,7	0,6±1,2							
OB, %	1,3±2,6	3,3±3,8	1,4±2,1	0,7±1,6							
Б <sub>ПЭ</sub> , %	0,011±0,038	0,188±1,884	0,011±0,036	0,003±0,008							
Б <sub>ХЛ</sub> , %	0,518±2,727	1,012±1,641	0,343±0,804	0,077±0,281							
Б <sub>СБ</sub> , %	0,430±2,994	0,743±0,868	0,325±0,490	0,096±0,196							
ГК,%	0,001±0,008	0,001±0,004	0,001±0,001	0,002±0,034							
Б <sub>ХЛ</sub> /Б <sub>СБ</sub> (Кн)	0,966±2,134	$1,759\pm2,804$	1,327±2,634	1,042±2,085							
$\beta$ , %	19,5±22,2	29,8±23,2	21,1±21,9	17,7±21,1							

Статистические характеристики геолого-геохимических параметров для саргаевского, nonunan u nonunationaria nor anua

*Прим*:  $0.966\pm 2.134$  - среднее значение параметра  $\pm$  среднеквадратичное отклонение

Проведенный дифференцированный анализ характеристик рассеянного органического вещества данных объектов показал, что среди всех горизонтов, именно отложения  $D_3 fr_2 dm$ характеризуется максимальными средними значениями по основным характеристикам.

Для учета регионально-зональной нефтегазоносности по данным геохимических исследований органического вещества основной нефтегазоматеринской толщи, был использован критерий *Рнефтк*, обоснование которого приведено в работе<sup>1</sup>.

Для создания корректных моделей прогноза нефтегазоносности и проведения оценок НСР необходимо, чтобы все рассматриваемые критерии были непрерывными по площади. Критерий Рнефтк – был основан на геохимических характеристиках органического вещества по данным 181 скважины<sup>1</sup>. Для того чтобы схема критерия *Рнефтк* больше соответствовала условию непрерывности, произведем ее коррекцию при помощи кокригинга (Рнефтк КК) [7], с привлечением данных по мощности доманиковых отложений в пробуренных скважинах.

2.1. Ha рисунке приведено корреляционное поле между значениями Рнефтк и Рнефтк КК в центрах выделенных ячеек. Наличие статистически значимой зависимости. с высоким значением парного коэффициента корреляции r = 0.87, указывает на корректность применения кокригинага для уточнения схемы критерия Рнефтк.

Сопоставление схем Рнефтк КК Рнефтк И приведено на рисунке 2.2.



Рис. 2.1. Корреляционное поле между критериями Рнефтк и Рнефтк КК

Носов М.А., Козлова И.А., Галкин В.И., Кривощёков С.Н., Решение региональных задач прогнозирования нефтеносности по данным геолого-геохимического анализа рассеянного органического вещества пород доманикового типа // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1 С. 21-23.



Рис. 2.2. Сопоставление критериев Рнефтк и Рнефтк КК

Наибольшими значениями *Рнефтк\_КК* характеризуются территории: Башкирского свода (БС), Андреевского и Ножовского выступов фундамента в пределах Верхне-Камской впадины (ВКВ), северной части Березниковского палеоплато на территории Соликамской депрессии (СолД), Майкорской валообразной зоны в пределах Висимской моноклинали (ВисМ). Скорректированный параметр *Рнефтк\_КК* впоследствии будет применяться для прогноза нефтегазоносности визейского терригенного НГК и будет использован при вероятностной оценке прогнозных ресурсов.

# Глава 3. Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности по миграционно-аккумуляционным критериям

Залежи нефти и газа, во многих случаях, контролируются наиболее гипсометрически приподнятыми структурами (ловушками), поэтому анализ связи между морфологическим строением НГК и распределением нефтегазоносности является актуальной задачей.

Для выделения местоположения центра, в пределах которого находится наиболее приподнятая антиклинальная структура, предлагается использовать методику, основанную на анализе карты кровли НГК [4, 9].

На территории Пермского края были выделены антиклинальные области – т.е. участки, в центре которых расположены наиболее гипсометрически приподнятые поднятия, а так же синклинальные области - т.е. участки, в центре которых расположены синклинали. Принципиальная схема выделения данных областей приведена на рисунке 3.1.

Выделение синклинальных и антиклинальных областей на территории Пермского края производилось по 4 вариантам. Каждый раз, при выделении границ областей, использовались

структуры с амплитудой (*Аискл*) более 5, 10, 15 и 20 метров. Такой подход позволяет выделять разные по масштабу антиклинальные и синклинальные области.



Антиклинальные области-

Рис. 3.1. Принципиальная схема выделения антиклинальных и синклинальных областей и расчета миграционно-аккумуляционных параметров

Таким образом, каждая выделяемая антиклинальная область характеризуется замкнутостью процессов плотностной дифференциации флюидов в пределах своих границах, где УВ должны сосредоточиваться в пределах наиболее гипсометрически высокоприподнятой части области (которая является область конечной аккумуляции УВ). Синклинальная область ограничивает зону наиболее вероятной миграции углеводородов из наиболее погруженной части, т.е. зоны преимущественной генерации (область эмиграции УВ) к её периферии. Границы выделяемых областей, при разных значениях *Аискл*, разделяют зоны эмиграции и зоны конечного сбора УВ различных масштабов. Для минимизации влияния краевых эффектов при выделении границ по периферии Пермского края, дополнительно привлекались материалы по сопредельным территориям Удмуртской Республики и Республики Башкортостан.

С использованием данного метода был выполнен прогноз нефтеносности для визейского терригенного НГК. Кровлей комплекса является подошва карбонатной части тульского горизонта визейского яруса нижнекаменноугольной системы (отражающий горизонт (ОГ) II<sup>K</sup>), а подошвой НГК - кровля турнейского яруса нижнекаменноугольной системы (ОГ II<sup>П</sup>).

Пример выделения антиклинальных и синклинальных областей при разных значениях *Аискл* приведен на рисунке 3.2.



Рис. 3.2. Пример выделение антиклинальных (красные границы) и синклинальных областей (синие границы) на территории Пермского края

Используя разные величины *Аискл*, можно выделить различающиеся по площади области, в которых в различном масштабе протекают процессы миграции и аккумуляции УВ.

При реализации предлагаемого метода использованы: абсолютные отметки ОГ  $II^{K}$  и толщина между отражающими горизонтами  $II^{K}$  и  $II^{\Pi}$  (мощность визейского терригенного  $H\Gamma K$ ) – hC1v.

Для прогноза нефтегазоносности в пределах антиклинальных и синклинальных областей по ОГ  $\Pi^{K}$  определялись следующие миграционно-аккумуляционные показатели (рис. 3.1): кратчайшее расстояния от произвольной точки до границы антиклинальной и синклинальной областей – *Lahm* (м); *Lcuh* (м), вертикальные превышения между наиболее погруженной частью выделенной области и произвольной точкой– *Vahm* (м) и *Vcuh* (м). Значения *Lahm* и *Lcuh*, *Vahm* и *Vcuh* приводились к диапазону от 0 до 1 в каждой области. При этом в антиклинальных областях по ОГ  $\Pi^{K}$ , значению 1 по параметру *Lahm* соответствуют наиболее удаленный от границ участок, а значению 1 по параметру *Vahm* – наиболее приподнятый.

В синклинальных областях по параметру *Lcuн* – значению 1 соответствуют точки, находящиеся на границе синклинальной области, а значению 1 по параметру *Vcuн* – наиболее приподнятые точки (рис. 3.1).

Дополнительно был использован параметр  $Vahm_Clv$ , представляющий собой разность между значением hClv, в любой точке антиклинальной области по ОГ II<sup>K</sup>, и соответствующим минимальным значением мощности hClv в этой антиклинальной области. Затем этот параметр приводился к диапазону от 0 до 1, где 1 соответствует максимум параметра, а 0 – его минимум.

Расчет данных показателей проводился для всех 4 вариантов (при *Аискл* равной 5, 10, 15 и 20 м.). Таким образом, всего было рассчитаны 24 показателя. Все рассматриваемые показатели приведены к единому диапазону, что позволяет проводить их сравнительный анализ.

Анализ различия средних значений миграционно-аккумуляционных параметров, для нефтяных (с залежами в визейском НГК) и пустых (с отсутствием нефтеносности в НГК) структур, был проведен при помощи *t*-критерия Стьюдента. Из 24 рассчитанных показателей, только 12 обеспечивают статистически значимое различие в средних (табл. 3.1), при этом наибольшее различие в средних установлено для параметров *Vahmu\_2k* и *Lahmu\_2k*.

Таблица 3.1

(приведены только статистически значимые различия в средних)										
Пополоти	<u>Ср. знач.</u>	<u>Ср. знач.</u>	<u>.</u> <u><i>t</i>-критерий</u>		Параматр	<u>Ср. знач.</u>	<u>Ср. знач.</u>	<u>t-критерий</u>		
(1)	кол-во	кол-во	р-достигаемый		(1)	кол-во	кол-во	р-достигаемый		
$(1 \mu \mu \mu \mu a - 4 \mu \mu \mu \mu a)$	Нефт. стр	Пустые стр.	уровень		$(1 \mu \mu \mu \mu a - \Lambda \mu \mu \mu \mu a)$	Нефт. стр.	Пустые стр.	уровень		
Аискл, м)			значимости		Аискл, м)			значимости		
5 Vaumu 2k	<u>0.7889</u>	0.7247	<u>3.81129</u>		51 aumu 2k	<u>0.4581</u>	<u>0.379</u>	<u>4.03803</u>		
<i>5 v uhmu_2 k</i>	401	250	0.00015		JLUHMU_2K	383	241	0.00006		
10Vaumu 2k	<u>0.7651</u>	<u>0.7131</u>	<u>2.95281</u>		101 august 21	<u>0.4506</u>	<u>0.3737</u>	<u>4.04008</u>		
10V <i>u</i> Hmu_2k	401	250	0.00326		10Lahmu_2k	390	246	0.00006		
15 Varman 2k	<u>0.7559</u>	0.7139	2.29562		5 Vaumu Clu	0.3757	0.4191	-2.6913		
13V <i>u</i> Hmu_2k	401	250	0.02202		JV ahmu_CIV	397	240	0.0073		
10Van 2k	0.6233	0.581	2.26439		10Vaumu Chu	0.3532	0.3909	-2.43942		
10 v син_2к	401	250	0.02388		10 ганта_С1 г	398	243	0.01498		
15 Vanue 2k	<u>0.6483</u>	<u>0.6046</u>	2.44107	2.44107		0.3301	0.3641	-2.29635		
<i>ТЗУСИН_2к</i>	401	250	0.01491		15v <i>u</i> Hmu_C1v	398	241	0.02198		
20 Vous 2h	0.6634	0.6026	3.64446		20 Variante Cha	0.3044	0.3441	-2.95028		
20V CUH_2K	401	250	0.00029		20v anmu_CIV	398	242	0.00329		

Сравнение средних значений по *t*-критерию Стьюдента приведены только статистически значимые различия в средних)

Прим: жирным выделены значимые различия средних значений (p<0.05)

Таким образом, рассматриваемые параметры позволяют проводить разделение на нефтяные и пустые структуры в визейском терригенном НГК.

Для создания вероятностно-статистической модели, которая характеризует миграционноаккумуляционный потенциал на основании структурных особенностей кровли НГК был использован метод пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА). Возможности использования данного метода для решения аналогичных задач приведены в работах [1,3].

В результате ПЛДА получена следующая каноническая дискриминантная функция:

Z = - 1.349+ 4.03487\*10Lahmu\_2k - 3.14628\*20Vahmu\_C1v + 2.24510\*20Vcuh\_2k - 2.02485\*15Lahmu\_2k, при  $R=0,29, \chi^2=41,8, p=<10^{-5}$ 

Доля верно распознаваемых структур составила 67 %.

График зависимости апостериорной вероятности *P'mig* (д.ед.) от значения *Z*, приведен на рисунке 3.3.

Лля разработки корректных моделей прогноза нефтегазоносности и оценки ресурсов УВ необходимо, чтобы получаемая оценка вероятности нефтеносности была непрерывной по площади. Использование апостериорных вероятностей *P'mig*, которые могут быть рассчитаны только для выборки из рассматриваемых структур, не будет отвечать условию непрерывности,



Рис. 3.3. График зависимости P'mig = f(Z)

поэтому для создания зональных модели прогноза нефтегазоносности по особенностям структурного плана был использован метод пошагового множественного регрессионного анализа [8,10].

В результате было получено следующее уравнение регрессии:

 $Pmig = 0.3447 + 0.5306*10Lahmu_2k - 0.4398*20Vahmu_C1v + 0.3085*20Vcuh_C1v - 0.2621*15Lahmu_2k + 0.0063*20Lcuh_2k, при R<sup>2</sup>=0.992, p<10^{-5}.$ 

Данная модель включает в себя параметры, которые комплексно характеризуют миграционно-аккумуляционные процессы разных масштабов. Таким образом, при рассмотрении данных процессов можно установить, что больший вклад в вероятность зональной нефтеносности вносят миграционно-аккумуляционные процессы, протекающие в более локальной (малой по масштабу) области, полученной при использовании *Аискл* = 10 м.

Используя структурную карту по кровле НГК (карту ОГ II<sup>K</sup>), можно провести оценку миграционно-аккумуляционных процессов с точки зрения структурно-морфологических факторов для визейского терригенного НГК. При этом в модель *Pmig* с большими угловыми коэффициентами входят параметры, связанные непосредственно с кровлей НГК (ОГ II<sup>K</sup>).

При построении модели *Pmig* выполнялась ее обязательная корректировка с учетом средних значений. Для класса нефтяных структур среднее значение *Pmig* должно быть больше 0,5, а для пустых структур меньше 0,5 д.ед.

Схема оценки миграционно-аккумуляционого потенциала (*Pmig*) для территории Пермского края приведена на рисунке 3.4. В связи с низкой изученностью территории Камского свода (КС), Вятской зоны дислокаций (ВЗД) и территории Язьвенско-Чусовской структурной зоны (ЯЧСЗ) расчет *Pmig* для них не проводился.

На полученной схеме в пределах месторождений и приподнятых зон по структурной карте наблюдаются повышенные значения вероятности *Pmig*, конфигурация этих зон определяется поведением кровли НГК и особенностями мощности визейской терригенной толщи.



Рис. 3.4. Схема районирования территории Пермского края по значениям Pmig

## Глава 4. Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности по структурно-мощностным показателям

При разработке данной группы показателей использовалась ранее разработанная система элементарных ячеек (глава 1).

Методика построения вероятностно – статистических моделей разработана на примере НГР - 2А северо-западного борта ККСП [1].

В пределах рассматриваемого НГР 2А всего находится 2206 ячеек, из них 476 нефтяных ячеек и 371 пустая ячейка. Для всех ячеек в НГР исследовались следующие показатели (табл. 4.1): минимальное значение абсолютных отметок ОГ П<sup>K</sup> в ячейке –  $H_{II}^{min}$ , максимальное значение абсолютных отметок ОГ П<sup>K</sup> в ячейке –  $H_{II}^{min}$ , максимальными значениями абсолютных отметок ОГ П<sup>K</sup> в ячейке –  $R_{II}$ , среднее значение абсолютных отметок ОГ П<sup>K</sup> в ячейке –  $H_{II}^{cped}$ , разница между максимальными и минимальными значениями абсолютных отметок ОГ П<sup>K</sup> в ячейке –  $R_{II}$ , среднее значение абсолютных отметок ОГ П<sup>K</sup> в ячейке –  $R_{II}$ , среднее значение абсолютных отметок ОГ П<sup>K</sup> в ячейке –  $2\kappa d$ +, разница между минимальным и средним значениями абсолютных отметок ОГ П<sup>K</sup> в ячейке –  $2\kappa d$ -, среднеквадратическое отклонение значений абсолютных отметок ОГ П<sup>K</sup> в ячейке –  $2\kappa d$ -, среднеквадратическое отклонение значениями отметок ОГ ПI (кровля девонских терригенных отложений) и ОГ П<sup>П</sup> в ячейке-  $m_{(2n-2\kappa)}$ , разница между средне арифметическими отметками ОГ П<sup>K</sup> и ОГ I<sup>П</sup> (кровля башкирского яруса) в ячейке –  $m_{(2\kappa-1n)}$ .

По данным ячейкам выполнено сравнение средних значений и плотностей распределений рассматриваемых показателей (табл. 4.1).

Таблица 4.1

<u>Ср.знач±о самого показателя</u>			Knut		Верхняя строка – уравнение вероятности
Показатели	Ср.знач±σ дл	ія <i>Р(</i> показат)	Крит	ерии	принадлежности к классу нефтяных ячеек;
Показатель	Нефтяные	Пустые	<u>t</u> 1 – 2	$\chi^{2}_{1-2}$	средняя – область применения модели;
	ячейки	ячейки	$p_{1-2}$	$p_{1-2}$	нижняя – диапазон изменения вероятности.
	1/22 1+122 8	1418 2+153 4	1 48272	4 082003	$P(H_{\rm II}^{\rm min}) = 0,215 - 0,0002 * H_{\rm II}^{\rm min}$
$H_{\rm II}$ <sup>min</sup> , м	$\frac{-1455,1\pm155.6}{0.501\pm0.026}$	$\frac{-1410,2\pm133.4}{0.406\pm0.031}$	$\frac{-1,+0272}{0.138522}$	$\frac{4,082003}{0.120800}$	-1818.6— 1150.1м
	0,301±0,020	0,490±0,031	0,138522	0,129899	0,45 - 0,58
	1304 3+130 2	1386 7+153 /	0.787250	2 010180	$P(H_{II}^{max}) = 0,362 - 0,0001 H_{II}^{max}$
$H_{\mathrm{II}}^{\mathrm{max}}$ , м	$-1394,3\pm130.2$	$\frac{-1300,7\pm133.4}{0.499\pm0.015}$	0.431356	$\frac{2,919100}{0.232332}$	– 1784.1— 1126.9м
	0,501±0,015	0,477±0,015	0,431330	0,232332	0,47 — 0,54
	38 7+36 6	31 7+27 9	3 14083	10 68560	$P(R_{II}) = 0,445 + 0,00159R_{II}$
$R_{ m II}$ , м	0.506+0.056	$0.495\pm0.044$	0.0017/3	$\frac{10,00500}{0.004782}$	0.04—213.0м
	0,500±0,050	0,495±0,044	0,001745	0,004702	0,44 0,78
	-1412 1+130 8	-1410 8+150 9	-1.06120	3 287336	$P(H_{II}^{cpeo}) = 0,361 - 0,0001 H_{II}^{cpeo}$
$H_{\rm II}$ сред, м	$0.502\pm0.013$	0.499+0.015	$\frac{1,00120}{0.288902}$	0 193270	- 1802.7— - 1139.1м
	0,502±0,015	0,477±0,015	0,200702	0,175270	0,47 — 0,54
	17 7+17 7	15 1+13 8	3 92867	9 829237	$P(2\kappa d+)=0,460+0,002462\kappa d+$
2к <i>d</i> +, м	0.507+0.043	$0.496\pm0.037$	0.000092	0.0054225	0.01—122.1м
	0,507=0,015	0,190=0,057	0,000072	0,003 1223	0,46 - 0,76
	- 20 9+20 7	- 16 6+16 3	-3 33432	11 86584	$P(2\kappa d) = 0,446 - 0,00292\kappa d +$
2к <i>d</i> –, м	$0.507\pm0.060$	$\frac{10,0\pm10.5}{0.494\pm0.047}$	0.000892	$\frac{11,00501}{0.002649}$	- 110.3— -0.02м
	0,507=0,000	0,191=0,017	0,000072	0,002015	0,44 0,77
	10 4+10 3	8 6+8 3	2 73915	7 731086	$P(S_{2k}) = 0,545 - 0,0048 S_{2k}$
S <sub>2k</sub> , м	0504+0049	$0.495\pm0.039$	0.006289	$\frac{7,731000}{0.029095}$	0.01— 55.6м
	0,501=0,015	0,195-0,059	0,000209	0,022025	0,28 - 0,54
	558 4±79 5	513 7±90 4	7 65706	68 80945	$P(m_{(3-2\pi)} = -0,028 + 0,00097m_{(3-2\pi)})$
<i>m</i> <sub>(3 – 2п</sub> ), м	$0.513\pm0.077$	$0.470\pm0.087$	0,000000	0.000000	318.3— 685.7м
	0,010-0,017	0,170=0,007	0,000000	0,000000	0,28 - 0,64
	54 7±21 1	49 7±18 6	3.56163	12.14825	$P(m_{(2\pi-2\kappa)}=0,328+0,00329m_{(2\pi-2\kappa)})$
<i>т</i> <sub>(2п – 2к)</sub> , м	$0.507\pm0.069$	$0.491\pm0.061$	0.000389	0.005521	1.3—194.5м
	0,207-0,009	0,191=0,001	0,000302	0,000021	0,37—0,97
	$283.0\pm18.8$	294 4±21 1	-8.24721	68.11162	$P(m_{(2k-1\pi)}=0.989-0.0017m_{(2k-1\pi)})$
<i>m</i> <sub>(2k - 1п)</sub> , м	$0.507\pm0.032$	$0.488\pm0.036$	0.000000	0.000000	212.8— 389.7м
	0,007-0,002	0,400-0,000	0,00000	0,00000	0,32 — 0,63

Индивидуальные модели прогноза нефтегазоносности ячеек в НГР 2А

Сравнение средних значений исследуемых параметров с помощью *t*-критерия Стьюдента (табл.4.1) показало, что нефтяные и пустые ячейки различаются по следующим показателям:  $R_{\rm II}$ ,  $2\kappa d$ +,  $2\kappa d$ -,  $S_{2k}$ ,  $m_{(3-2k)}$ ,  $m_{(2k-1\pi)}$ . Для более глубокого статистического анализа изучаемых показателей и вычисления критерия  $\chi^2$  были построены их распределения в изучаемых зонах (табл. 4.1). По критерию  $\chi^2$  видно, что статистические различия в распределениях для зоны 2А установлены по показателям  $R_{\rm II}$ ,  $2\kappa d$ +,  $2\kappa d$  – ,  $S_{2k}$ ,  $m_{(2\pi - 2\kappa)}$ ,  $m_{(2k-1\pi)}$ .

Для приведения используемых показателей в единую систему был использован вероятностный подход [1]. На первом этапе в каждом интервале варьирования показателей определялось количество объектов, попавших в данный интервал, и определялось количество нефтяных (*Nn*) и пустых (*Np*) ячеек. По этим данным были определены отношения: *Nn* / (*Nn*+*Np*) и сопоставлены со средними значениями интервалов варьирования данных показателей. По полученным данным рассчитывались парные коэффициенты корреляции *r*, и строились модельные уравнения регрессии для индивидуальных вероятностей *P*(*x*), где *x* – это показатели  $H_{II}^{min}$ ,  $H_{II}^{max}$ ,  $R_{II}$ ,  $H_{II}^{cpea}$ ,  $2\kappa d+$ ,  $2\kappa d-$ ,  $S_{2k}$ ,  $m_{(2n-2\kappa)}$ ,  $m_{(2k-1n)}$ . При построении моделей выполнялась их обязательная корректировка с учетом средних значений; для класса нефтяных ячеек оно должно быть больше 0,5, а для пустых ячеек меньше 0,5. Уравнения регрессии по всем изучаемым показателям для зоны 2А приведены в таблице 4.1.

Для учета комплексного различия исследуемых показателей в классах использовался пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА) [1,3]. Необходимо отметить, что в качестве показателей используются не сами значения показателей, а вероятности, вычисленные по уравнениям регрессии (табл. 4.1).

В результате реализации данного метода при использовании в качестве классификатора показателя нефтеносности ячеек, для зоны 2А была получена следующая линейная дискриминантная функция *Z*:

$$\begin{split} \mathbf{Z} = &-19,9766*P(m_{(2\mathrm{k}-1\mathrm{n})}) - 8,6020*P(m_{(3-2\mathrm{k})}) - 11,4976*P(2\kappa d+) - 24,954*P(H_{II}^{cped}) + \\ &+ 2,4996*P(m_{(2\mathrm{n}-2\mathrm{k})}) + 31,2573, \text{ при } R = 0,378, \chi^2 = 126,9, \, p < 10^{-5}. \end{split}$$

Среднее значение функции Z для нефтяных ячеек равно – 0,360, для пустых - +0,462. Используя полученную функцию, были вычислены значения вероятности принадлежности к классу нефтяных ячеек – величина P(Z). Соотношение между Z и P(Z) приведено на рисунке 4.1.

Из построенной зависимости видно, что при изменении Z от -3,525 до 4,121 величина P(Z)закономерно снижается от 0,96 до 0,04 д.ед. Среднее значение P(Z)для нефтяных ячеек равно  $0,636\pm0,155;$ для пустых ячеек  $0,449\pm0,184.$ Распределение частостей появления нефтяных и пустых ячеек в диапазоне изменения P(Z) приведено в таблице 4.2.



Рис. 4.1. График зависимости P(Z) = f(Z) в зоне 2А

в дианазоне изменения $I(Z)$ в III Г ZA											
		Интервалы варьирования <i>P</i> ( <i>Z</i> )									
	0-0.1	0.1 – 0.2	0.2 – 0.3	0.3 – 0.4	0.4 - 0.5	0.5 – 0.6	0.6 - 0.7	0.7 - 0.8	0.8 – 0.9		
Нефтяные ячейки - <i>Н</i>	0.021	0.021	0.018	0.029	0.073	0.315	0.323	0.168	0.029		
Пустые ячейки - П	0.102	0.032	0.048	0.134	0.229	0.247	0.185	0.013	0.005		
Н/(Н+П)	0.170	0.393	0.280	0.179	0.243	0.559	0.634	0.925	0.845		

#### Распределение частостей появления нефтяных и пустых ячеек в лианазоне изменения P(Z) в НГР 2 А

Уравнение регрессии между средним интервальным значением P(Z) и  $H/(H+\Pi)$  имеет следующий вид:

$$P(Z) = 0.061 + 0.82741$$
 (  $H/(H+\Pi)$  ), при  $r = 0.86$ ,  $t_p > t_t$ ,  $p < 10^{-5}$ 

Наличие тесной корреляционной связи показывает, что разработанная модель является адекватной и статистически значимой.

С целью контроля значений вероятностей, полученных с помощью ПЛДА, вычислим условную комплексную вероятность по формуле (1), используя различные сочетания индивидуальных вероятностей – m (от 2 до 10 параметров).

$$P\kappa omn = \frac{\prod Pm}{\prod Pm + \prod (1 - Pm)} \quad , \tag{1}$$

где Pm – это индивидуальные вероятности для рассматриваемых параметров в каждой ячейке ( $P(H_{\rm II}^{\rm min})$ ,  $P(H_{\rm II}^{\rm max})$ ,  $P(H_{\rm II}^{\rm cped})$ ,  $P(R_{\rm II})$ ,  $P(2\kappa d +)$ ,  $P(2\kappa d -)$ ,  $P(S_{2k})$ ,  $P(m_{(3 - 2\pi)})$ ,  $P(m_{(2\pi - 2\kappa)})$ ,  $P(m_{(2\kappa - 1\pi)})$ ). При вычислении  $P_{KOM\Pi}$  используется такое сочетание вероятностей, при котором средние значения вероятности  $P_{KOM\Pi}$  наиболее сильно отличаются в изучаемых классах при равном значении m.

Средние значения этих вероятностей при разном количестве *m* для НГР 2А приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Вероятности													
Бербятности	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
$P\left(H_{II}^{min} ight)$								+	+				
$P(H_{II}^{max})$									+				
$P(R_{II})$				+	+	+	+	+	+				
$P(H_{II}^{cped})$							+	+	+				
$P(2\kappa d+)$					+	+	+	+	+				
P(2кd-)			+	+	+	+	+	+	+				
$P(S_{2k})$						+	+	+	+				
$P(m_{(3-2\pi)})$	+	+	+	+	+	+	+	+	+				
$P(m_{(2\pi-2\kappa)})$		+	+	+	+	+	+	+	+				
$P(m_{(2k-1\pi)})$	+	+	+	+	+	+	+	+	+				
Сред. знач.													
Нефтяные ячейки	0,562	0,569	0,572	0,570	0,573	0,574	0,575	0,576	0,577				
Пустые ячейки	0,450	0,446	0,442	0,445	0,442	0,442	0,444	0,445	0,446				
$\frac{\underline{t}_{1-2}}{p_{1-2}}$	<u>9,9071</u> 0,0000	<u>10,5593</u> 0,0000	<u>10,5735</u> 0,0000	<u>10,6749</u> 0,0000	<u>10,8519</u> 0,0000	<u>11,2191</u> 0,0000	<u>11,3428</u> 0,0000	$\frac{11,4248}{0,0000}$	$\frac{11,4512}{0,0000}$				
$\begin{array}{c}\chi^2_{1-2}\\p_{1-2}\end{array}$	<u>104,2307</u> 0,0000	<u>105,1211</u> 0,0000	<u>107,8421</u> 0,0000	<u>106,9409</u> 0,0000	<u>112,4112</u> 0,0000	<u>121,9228</u> 0,0000	<u>125,3450</u> 0,0000	<u>127,3499</u> 0,0000	<u>128,1425</u> 0,0000				
% классифик.	85,24	86,88	85,24	83,60	83,60	83,60	83,60	85,24	85,24				

Индивидуальные модели прогноза нефтегазоносности для ячеек в НГР 2А

Conotonno m

Из таблицы видно, что при m = 2 используются вероятности -  $P(m_{(3-2k)})$  и  $P(m_{(2k-1\pi)})$ , при m=3 к ним присоединилась вероятность  $P(m_{(2\pi-2\kappa)})$ , далее последовательно включались  $P(2\kappa d-)$ ,  $P(R_{II})$ ,  $P(2\kappa d+)$ ,  $P(S_{2k})$ ,  $P(H_{II}^{cpea})$ ,  $P(H_{II}^{min})$ , и на завершающем шаге присоединилась вероятность  $P(H_{II}^{max})$ .

По критериям *t* и  $\chi^2$  вероятности  $P_{KOM\Pi}$  при любых сочетаниях *m* являются информативным, т.к. обладают статистически значимыми различиями. Наибольший процент верного распознавания, равный 85%, получен при использовании m = 9 и m = 10. Однако более детальный анализ критериев *t* и  $\chi^2$  показывает, что при m = 10 различие между классами нефтяных и пустых ячеек будут сильнее. Поэтому при дальнейших расчетах для других НГР будет использован  $P_{KOM\Pi}$  при m=10. Соотношение между P(Z) и  $P_{KOM\Pi}^{m=10}$  приведено на рисунке 4.2.



Рис. 4.2. Поле корреляции между P(Z) и  $P_{KOMII}^{m=10}$ для НГР 2А

Наличие линейной зависимости с высоким значением парного коэффициента корреляции r=0.91,  $p<10^{-5}$  подтверждает корректность использования P(Z).

В результате реализации данного подхода по всем НГР была построена схема изменения параметра P(Z), которая характеризует нефтегазоносность в визейском терригенном НГК (рис. 4.3).

На данной схеме четко выделяются бортовые зоны ККСП, в пределах которых сосредоточена основная нефтегазоносность визейского терригенного НГК в пределах Пермского края.



Рис. 4.3. Схема районирования территории Пермского края по значениям P(Z)

## Глава 5. Модели прогноза зональной нефтегазоносности и вероятностная оценка ресурсов нефти визейского терригенного НГК на территории Пермского края

#### 5.1. Разработка комплексной модели прогноза зональной нефтеносности

В главах 2, 3, 4 были построены модели, позволяющие рассчитать значения *Pmig*, *P*(*z*), *Рнефтк КК* для системы элементарных ячеек.

Совместное использование данных вероятностных критериев выполнено при помощи вычисления по ним условных комплексных вероятностей (*Ркомп и Ркомп\_КК*) по формуле 1. Использование такого подхода позволяет в едином вероятностном пространстве описать результат протекания сложных и разнородных процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ в пределах территории Пермского края.

Сравнение средних значений критериев *Ркомп* и *Ркомп\_КК* для нефтяных и пустых ячеек по всей территории Пермского края с использованием *t*-критерия Стьюдента приведено в таблице 5.1.1. При этом необходимо отметить значительное преобладание нефтяных ячеек над пустыми, что связанно с широким распространением нефтеносности в данном НГК на территории края.

Таблица 5.1.1

	Яче	йки	<u>t-критерий</u>	% верно
Критарий пеп	ср.арис	рм. ± σ	р – достигаемый	распознавае
критерии, д.ед.	нефт. ячейки	пустые. ячейки	уровень	мых ячеек
	2174 ячеек	544 ячеек	значимости	
Pкомп = f (Pmig, Pz, Pнефтк)	0.672±0.300	0.345±0.273	$\frac{25.267}{p \le 10^{-5}}$	72.8
$P$ комп_KK = $f(Pmig, Pz, Phe\phimk_KK)$	0.643±0.270	0.297±0.276	$\frac{26.613}{p \le 10^{-5}}$	80.3

Сопоставление средних значений комплексной вероятности для рассматриваемых критериев

Отсюда видно, что все значения *t*-критерия Стьюдента являются статистически значимыми. Точность распознавания составляет 72.8 % и 80.3% для *Ркомп* и *Ркомп\_КК* соответственно. Таким образом, использование критерия *Рнефтк\_КК* в расчете УКВ позволяет улучшить точность прогноза нефтегазоносности.

Схема изменения вероятности нефтеносности *Ркомп\_КК* для визейского терригенного НГК приведена на рисунке 5.1.1.

По высоким значениям *Ркомп\_КК* на схеме вероятности нефтеносности (рис. 5.1.1) выделяются: территория Башкирского свода (БС), Батырбайский выступ, юго-восточный борт ККСП. Северо-западный борт ККСП выделяется менее четко. Остальные территории обладают значениями вероятности *Ркомп* < 0.5 д.ед. и характеризуются низкими перспективами. Полученная схема хорошо согласуется с фактической нефтеносностью в визейском терригенном НГК, за исключением уникального Осинского и Краснокамского месторождения, где нет залежей в рассматриваемом НГК.

Полученная зональная схема вероятности нефтеносности в визейском НГК указывает на наиболее благоприятное сочетание рассматриваемых факторов для возможной локализации УВ на территории Пермского края и позволяет выбирать наиболее оптимальную стратегию ГРР.

Для 250 структур на 2015 год на территории Пермского края (8 в бурении, 131 выявленная, 111 подготовленных) были рассчитаны значения *Ркомп\_КК*. Из всех рассмотренных структур, только 116 имеют *Ркомп\_КК* > 0.5 д.ед.

Для 10 наиболее перспективных и 10 малоперспективных структур значения *Ркомп\_КК* приведены в таблице 5.1.2.



Рис. 5.1.1. Схема вероятности нефтеносности Ркомп\_КК для визейского терригенного НГК

Таблица 5.1.2

			-			-			
№пп	Тект. элемент	Тип	Структура	Ркомп_КК, д.ед.	№пп	Тект. элемент	Тип	Структура	Ркомп_КК, д.ед.
1	БС	подг	Славянская	0.991	11	ВКВ	подг	Зап-Сивинская	0.008
2	БС	подг	Вост-Деткинская	0.991	12	ВКВ	подг	Пашнинская	0.006
3	БС	подг	Триговская	0.989	13	ВисМ	подг	Осташенская	0.006
4	БС	подг	Рябинкинская	0.979	14	ВКВ	подг	Коростыльская	0.005
5	БС	подг	Зап-Рябинкинская	0.973	15	РакС	подг	Богоявленская	0.004
6	БС	подг	Вост-Савинская	0.960	16	ВКВ	подг	Ново-Шитоевская	0.003
7	БС	подг	Зап-Чикулаевская	0.954	17	ВКВ	подг	Южно-Коростыльская	0.003
8	БС	подг	Южн. куп. Этышской структуры	0.951	18	ВКВ	подг	Лискинская	0.003
9	БС	подг	Южн. куп. Таныпского мест. (D3fm)	0.941	19	ЮСД	подг	Сев-Сергинцовская	0.001
10	СолД	подг	Пашковская	0.991	20	ЮСД	подг	Большаковская	0.001

Значения *Ркомп\_КК* для подготовленных структур (10 наиболее перспективных и 10 малоперспективных структур)

Таким образом, наиболее высокими значениями вероятности нефтеносности *Ркомп\_КК* характеризуются территории северо-западного и юго-восточного бортов ККСП, южной части Березниковского палеоплато, Майкорской валообразной зоны, Краснокамского вала.

#### 5.2. Разработка количественной методики дифференцированной вероятностной оценки плотности ресурсов нефти

Используя вероятностные оценки нефтегазоносности *Рнефтк\_КК*, *P*(*Z*), *Pmig* (главы 2,3,4) и сопоставляя их с плотностью начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ в ячейке (глава 1), можно производить количественный прогноз НСР УВ.

При количественной оценке ресурсов УВ широкое использование получил метод геологических аналогий, основанный на переносе плотности НСР в пределах хорошо изученных (эталонных) участков на слабо изученные (прогнозные) с учетом поправочных коэффициентов, особенности характеризующие изученность территории И геологического строения. Использование среднего значения плотности НСР в эталонном участке приводит к получению точечной оценки ресурсов УВ для прогнозного участка. Такая точечная оценка не дает возможность определить диапазон возможного изменения ресурсов УВ и вычислить вероятность попадания ресурсов УВ в определенный интервал значений. Таким образом, необходимо использовать вероятностные (стохастические) методы оценки для более всестороннего описания количества ресурсов УВ (используя оценки Р90, Р50, Р10). Кроме того, в большинстве случаев, оценки ресурсов УВ проводятся в целом для ЗНГН, что не обеспечивает достаточной дифференциации количественных оценок ресурсов по площади с учетом геологической неоднородности рассматриваемой ЗНГН и степени ее изученности.

В данной главе предлагается использование вариограмм для определения меры и степени вероятностной близости рассматриваемых значений *плотности HCP нефти* в визейском терригенном HГК [7] на основании ранее разработанных критериев.

Вариограмма – это график зависимости полудисперсии от расстояния, рассчитываемый по следующей формуле:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2.$$
<sup>(2)</sup>

где  $\gamma(h)$  – полудисперсия, N(h) – количество пар точек,  $Z(x_i)$  – значение исследуемой функции в точке  $Z(x_i+h)$  – значение исследуемой функции в точке удаленной на расстоянии h от точки со значением  $Z(x_i)$ .

Для реализации данного метода была использована следующая система координат: координатам x, y, z соответствовали вероятностные критерии P(Z), Pmig,  $Phe\phimk_KK$ , а в качестве четвертой координаты, по которой было рассчитано значение полудисперсии (вариограммы), – плотность начальных суммарных ресурсов нефти  $Pl_nsr$  (тыс.т./км<sup>2</sup>) в визейском терригенном НГК. В качестве обучающей выборки (эталонного участка) использовались ячейки, в пределах которых расположены месторождения и подтвердившиеся структуры с залежами в визейском терригенном НГК. Т.к. функция плотности распределения  $Pl_nsr$  обладает положительным коэффициентом асимметрии, и для пустых ячеек  $Pl_nsr$ принимает значение равное 0 (в ячейках, где установлено отсутствие залежей в визейском терригенном НГК), то для построения вариограмм было использовано преобразование  $Lg(Pl_nsr+0,001)$ , где 0.001 – это минимальное значения плотности НСР нефти (тыс.т./км^2) в ячейке по обучающей выборке.

Геологические НСР нефти в обучающей выборке составили 1 250 679 тыс.т.

Для ограничения количества эталонных ячеек, по которым будет оцениваться плотность НСР нефти (вероятностных аналогов), был использован вариограммный анализ по ранее разработанным критериям нефтеносности. В результате построения эмпирических вариограмм получена стационарная вариограмма с радиусом R = 0,25 д.ед. (рис 5.2.1).



Рис. 5.2.1. Вариограмма логарифма плотности начальных суммарных ресурсов нефти *Lg*(*Pl\_nsr*) а) – без тренда, б) – с вычетом линейного тренда как функции *f*(*P*(*Z*),*Pmig P*нефтк\_КК)

Данный радиус вариограммы, в соответствии с определением и формулой (2), ограничивает область, где происходит закономерное изменение  $Pl_nsr$ . За пределами данного радиуса  $Pl_nsr$  изменяется случайным образом. Таким образом, радиус вариограммы позволяет выделить область (сферу с радиусом R) в вероятностной системе координат P(Z), Pmig, Pнефтк\_КК, которая будет включать наиболее близкие ячейки-аналоги.

После получения данного радиуса, по обучающей выборке, используя осреднение в сфере с радиусом *R*, были рассчитаны кубы (рис. 5.2.2) следующих параметров: среднего арифметического значения *Pl\_nsr* и вероятностных оценок *P90, P75, P50, P25, P10*.

Автором диссертационной работы был разработан алгоритм и написана программа на специализированном статистическом языке программирования *R* версии 3.3.1, позволяющая впервые реализовать данную методику оценки плотности ресурсов УВ.

Ha кубов основании этих была произведена оценка плотности НСР нефти в визейском терригенном ΗΓК для оставшихся ячеек, не включенных В обучающую выборку по формулам:

$$HCP_i = \sum Pl\_nsr_i * S_i \quad , \qquad (3) HCP_{Clv} = \sum HCP_i \quad , \qquad (4)$$

НСР<sub>і</sub> – начальные суммарные где ресурсы нефти *i*-ячейки, *Pl* nsr<sub>i</sub> – плотность в HCP ячейке полученная по кубу (тыс.т./км<sup>2</sup>),  $S_i$  – площадь в ячейке, за вычетом площади с локализованными запасами И ресурсами (площади месторождений, подготовленных структур, площадей 3D сейсморазведки) и площадей с пустыми подтвердившимися структурами, *i* – номер каждой ячейки, *HCP*<sub>Clv</sub> – суммарное количество ресурсов нефти в визейском терригенном НГК на территории Пермского края.

Результаты оценки HCP нефти (категорий  $D_1 + D_2$ ) на территории края (рассчитанные по формулам 3 и 4) приведены в таблице 5.2.1.

Схема распределения НСР нефти в



суммарных ресурсов нефти (*Pl\_nsr*) в визейском терригенном НГК

каждой ячейке по оценке Р50 приведена на рисунке 5.2.3.

Таблица 5	.2.1
-----------	------

Результаты оценки НСР нефти визейского терригенного НГК на территории Пермского края

Оценка	P90	P50	P10
геол. <i>НСР<sub>СІ</sub></i> , тыс.т.	4 843.5	734 154.3	6 347 496.6

По оценке Р90 не нулевое значение ресурсов нефти получили только 857 ячеек (т.к. с большой долей вероятности Pl\_nsr в прогнозной ячейке будет очень низкой и будет стремиться к 0 тыс.т./км^2), по оценке P50 не нулевое значение ресурсов нефти получили 7 296 ячеек, по оценке P10 не нулевое значение ресурсов нефти получили 10 850 ячеек. Такое увеличение количества оцененных ячеек (с ненулевыми значениями ресурсов нефти) связанно с тем, что при одних и тех же значениях P(Z), *Pmig* и *Pнефтк КК* по оценке P10 предполагается максимальная Pl\_nsr с 10% вероятностью, а по оценке P90 – минимальная Pl\_nsr (стремящееся к 0 тыс.т./км<sup>2</sup>) с 90% вероятностью. Оценка *P50* (медиана) занимает промежуточное положение.

Отметим, что наибольшими максимальными значениями ресурсов нефти по всем оценкам (Р90, Р50, Р10) имеют ячейки в пределах: юго-восточного борта ККСП (территория Башкирского свода); северо-восточного борта ККСП; на территории Березниковского палеоплато и в районе границы Соликамской депрессии и Камского свода.

Разработанная методика позволяет проводить эмпирическое оценивании плотности НСР нефти визейского терригенного НГК в каждой ячейке на основании плотности ресурсов наиболее близких ячеек (вероятностных аналогов) по критериям нефтегазоносности из глав 2, 3, 4, и выполнять количественную вероятностную оценку НСР по оценкам Р90, Р50, Р10, с учетом степени изученности территории.



Рис. 5.2.3. Схема распределения НСР нефти в каждой ячейке по оценке *P50* для визейского терригенного НГК

#### ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Разработана методика выделения системы элементарных ячеек на территории Пермского края.

2. Обоснован комплекс критериев, учитывающих особенности распределения зональной нефтегазоносности в визейском терригенном НГК.

3. Построены индивидуальные и комплексные вероятностно-статистических модели прогноза зональной нефтегазоносности визейского терригенного НГК.

4. Построена вероятностная схема зональной нефтегазоносности визейского терригенного НГК на территории Пермского края.

5. Впервые разработана методика дифференцированной вероятностной оценки плотности начальных суммарных ресурсов нефти в ячейке с использованием вероятностных аналогов.

6. Впервые построена схема количественной вероятностной оценки НСР визейского терригенного НГК на территории Пермского края.

Полученные вероятностные оценки ресурсов нефти в каждой ячейке позволят в дальнейшем проводить оценку геологических и экономических рисков, что обеспечит более рациональное и эффективное планирование ГРР на поиски залежей нефти в визейском терригенном НГК на территории Пермского края.

#### СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

#### Публикации в изданиях, входящих в перечень ВАК

1. Галкин В.И., Козлова И.А., Кривощеков С.Н., Мелкишев О.А. К обоснованию построения моделей зонального прогноза нефтегазоносности для нижне-средневизейского комплекса Пермского края // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 32-35.

2. Галкин В.И., Козлова И.А., Мелкишев О.А., Шадрина М.А. Геохимические показатели РОВ пород как критерии оценки перспектив нефтегазоносности // Нефтепромысловое дело. 2013. № 9. С. 28-31.

3. Мелкишев О.А., Галкин В.И., Кожевникова Е.Е., Карасева Т.В. Зональный прогноз нефтегазоносности девонского терригенного нефтегазоносного комплекса на юге Пермского края // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 4-8.

4. Мелкишев О.А. Выделение и использование антиклинальных и синклинальных областей для зонального прогноза нефтегазоносности (на примере отложений визейского терригенного нефтегазоносного комплекса на юге Пермского края) // Нефтепромысловое дело. 2015. № 6. С. 15-19.

5. Носов М.А., Галкин В.И., Кривощеков С.Н., Мелкишев О.А., Кочнев А.А. Кобоснованию геолого-экономической оценки лицензионных участков недр по ресурсам и запасам углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С. 14-17.

6. Носов М.А., Галкин В.И., Кривощеков С.Н., Мелкишев О.А. Отложения доманикового типа - возможный источник нетрадиционных углеводородов для Пермского края: обзор, перспективы, рекомендации // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 90-91.

7. Мелкишев О.А., Статистическое обоснование аналогов при вероятностной оценке плотности начальных суммарных ресурсов нефти (на примере визейского терригенного нефтегазового комплекса на территории Пермского края) // Нефтепромысловое дело. 2016. № 6. С. 48-51.

#### Прочие издания

8. Мелкишев О.А., Кривощеков С.Н. Стохастическая оценка прогнозных ресурсов нефти на поисково-оценочном этапе геолого-разведочных работ // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 4. С. 33-41.

9. Мелкишев О.А. Исследование особенностей распределения нефтегазоносности на юге Пермского края (в пределах Башкирского свода) // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 48-51.

10. Мелкишев О.А. Применение математических методов для стохастической оценки прогнозных ресурсов на поисково-оценочном этапе геологоразведочных работ. - в сборнике: Проблемы геологии и освоения недр Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горногеологического образования в Сибири. 2012. С. 301-303.