

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

ВАРУШКИН СТАНИСЛАВ ВЛАДИМИРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ВЕРХНЕКАМСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНО-МАГНИЕВЫХ СОЛЕЙ**

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:  
заслуженный деятель науки РФ,  
доктор геолого-минералогических наук,  
профессор Галкин Владислав Игнатьевич

Пермь – 2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	3
Глава 1. Анализ данных о газоносности, компонентном составе газов соляного породного массива ВКМКС.....	8
Глава 2. Исследование и анализ газопроявлений в соленосной толще ВКМКС.....	16
2.1. Особенности распределения газопроявлений в зависимости от мощности и количества соляных пластов.....	17
2.2. Особенности распределения газопроявлений в зависимости от гипсометрических отметок пластов солей и основных отражающих горизонтов.....	29
2.3. Особенности распределения газопроявлений в зависимости от химического состава соляных пластов.....	43
Глава 3. Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности по площади ВКМКС.....	52
3.1. Разработка модели прогноза нефтегазоносности по мощности соляных пластов.....	53
3.2. Разработка модели прогноза нефтегазоносности по гипсометрическим отметкам пластов солей и основным отражающим горизонтам.....	59
3.3. Разработка модели прогноза нефтегазоносности по химическому составу соляных пластов.....	63
Глава 4. Уточнение полученных вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности по данным газопроявлений методом локальных остатков.....	67
Глава 5. Разработка комплексной модели прогноза зонального прогноза нефтегазоносности территории ВКМКС для целей геолого-разведочных работ.....	74
5.1. Обоснование проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D для перспективных участков, выявленных в результате работы.....	75
5.2. Ранжирование подготовленных и выявленных структур к поисково-оценочному бурению.....	81
Заключение .....	94
Список литературы.....	95
Приложение.....	109

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** Для восполнения минерально-сырьевой базы углеводородов (УВ) Пермского края за счет геолого-разведочных работ необходима активизация работ по исследованию недоизученных территорий и объектов. В настоящее время на территории платформенной части Пермского края открыты и разведаны все крупные и средние месторождения нефти и газа, тогда как в пределах Соликамского нефтегазоносного района возможность открытия таких месторождений существует, особенно на территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей (ВКМКС).

Оценка нефтеносности территории ВКМКС является достаточно сложной, так как в верхней части разреза располагается уникальное месторождение калийно-магниевых солей, что затрудняет проведение поисково-оценочного бурения.

Поэтому для оценки нефтеносности целесообразно использовать дополнительные критерии, связанные с наличием этой толщи. В качестве источников информации могут выступать данные по газопроявлениям в соленосной толще, которые рассматриваются как результат субвертикальной миграции из нижерасположенных нефтегазоносных толщ.

В рамках диссертационной работы представлены возможности использования вероятностно-статистических методов для разработки моделей прогноза зональной нефтегазоносности по данным газовыделений и их комплексирования с другими геологическими параметрами, которые характеризуют нефтегазоносность отложений для решения задач геолого-разведочных работ (ГРР).

**Степень разработанности темы исследования.** Изучение аспектов нефтегазоносности территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции является основным направлением исследований кафедры «Геологии нефти и газа» ФГАОУ ВО «ПНИПУ».

Прогнозу нефтегазоносности с использованием математического аппарата посвящены работы таких ученых и специалистов как В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.Н. Кривошеков, И.А. Козлова, И.В. Ванцева, В.Н. Бородкин, Г.С. Поротов, И.М. Михалевич, R.N. Horne, T. Darling и др.

Вопрос построения вероятностно-статистических моделей нефтегазоносности подсолевых отложений территории ВКМКС по данным газоносности соляной толщи ранее не рассматривался.

**Целью работы** является повышение эффективности проведения ГРП на территории ВКМКС путем комплексирования разработанного критерия, основанного на характеристиках газоносности и геологического строения соляной толщи, с другими используемыми вероятностно-статистическими критериями нефтегазоносности.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие **основные задачи исследования**:

1. Обоснование создания вероятностно-статистических моделей для прогноза нефтегазоносности ВКМКС по данным газопроявлений, наблюдаемых в соленосной толще, и вероятностно-статистическим критериям, оценивающим морфологические, геохимические и миграционные критерии нефтегазоносности разреза.

2. Районирование территории ВКМКС по степени перспектив нефтегазоносности.

3. Выбор наиболее приоритетных участков для проведения дальнейших поисковых работ и ранжирования перспективных структур для постановки ГРП.

**Объект исследования** является часть территории Соликамского нефтегазоносного района Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, находящаяся в пределах ВКМКС.

**Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы.** Разработаны модели прогноза зональной и локальной нефтегазоносности подсолевых отложений территории ВКМКС по комплексу разработанных

критериев, включая впервые разработанные вероятностно-статистические модели, построенные по данным газоносности соляной толщи и особенностей её геологического строения.

**Практическая значимость исследования** заключается в том, что разработанные модели позволяют снизить геологические риски при выборе объектов для проектирования ГРП и тем самым повысить успешность поисковых работ на рассматриваемом участке недр.

На основе анализа зонально-локального критерия нефтегазоносности установлено, что наиболее перспективными с точки зрения первоочередности постановки поисково-оценочного бурения на территории ВКМКС являются Зырянская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская и Северо-Чашкинская структуры. Обоснованы перспективные участки для проведения детальных сейсморазведочных работ МОГТ 3D. Помимо этого, разработанная модель может быть использована для дальнейшего комплексирования с другими критериями, которые характеризуют нефтегазоносность территории ВКМКС для повышения качества прогноза. Результаты исследования рекомендованы для включения в Стратегию ГРП ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2021-2032 годы.

**Методология и методы исследования.** В работе применены вероятностно-статистические методы: сопоставление средних значений характеристик, построение линейных вероятностных моделей, пошаговый линейный дискриминантный анализ, множественная регрессия, построение условных комплексных вероятностей.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Комплекс информативных критериев, характеризующих газоносность и особенности геологического строения соленосной толщи территории ВКМКС, которые в комплексе с другими критериями позволяют выполнить зонально-локальную оценку перспектив нефтегазоносности данной территории.
2. Комплексная вероятностно-статистическая модель прогноза нефтегазоносности территории ВКМКС.

3. Ранжирование подготовленных и выявленных структур, основанное на использовании разработанных многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделях.

**Степень достоверности результатов работы** обеспечивается привлечением значительного объема геологических данных и применением вероятностно-статистических методов для их обработки.

В качестве исходной информации использовались данные о геологическом строении района работ и сведения о газовыделениях, зафиксированных при бурении скважин на территории ВКМКС. Для разработки моделей прогноза газопроявлений выполнен анализ сведений по 251 событию в 187 скважинах, приведенных в архивных данных и отчетах по поисково-оценочным работам за период с 1929 по 2016 гг.

**Апробация и реализация результатов исследования.** Результаты работы были представлены: на конкурсе молодых работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на лучшую научно-техническую разработку (в 2016-2020 гг.); на X и XI Международных научно-практических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире» г. Пермь (в 2017-2018 г.); на X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» г. Пермь (в 2017 г.); на конкурсе ПАО «ЛУКОЙЛ» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов (в 2019 г.); на Международном конкурсе научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли Министерства энергетики РФ (в 2019 г.).

Автором опубликовано 9 научных работ по теме диссертации, из них 5 в изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников (из 123

наименований). Текст изложен на 125 страницах машинописного текста, включает 19 таблиц, 36 рисунков и 2 приложения.

Автор выражает благодарность научному руководителю, заслуженному деятелю наук РФ, д.г.-м.н., профессору Владиславу Игнатьевичу Галкину. Признательность за консультации и поддержку в работе над диссертацией автор выражает к.т.н. О.А. Мелкишеву, к.т.н. А.Ю. Назарову и к.г.-м.н. Е.В. Пятуниной.

## ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ДАННЫХ О ГАЗОНОСНОСТИ, КОМПОНЕНТНОМ СОСТАВЕ ГАЗОВ СОЛЯНОГО ПОРОДНОГО МАССИВА ВКМКС

Газопроявления различной интенсивности на территории ВКМКС происходили при бурении поисково-оценочных, разведочных и солеразведочных скважин. Данные материалы характеризуются различной детальностью исследований газоносности пород и качеством имеющегося материала.

Газопроявления были установлены в пластах ПДКС (подстилаящая каменная соль), КрIII, КрII, КрI, А, АБ, Б, В, Г, Д, Е, Ж, З, И, К, ПКС (покровная каменная соль) в 187 скважинах из 856, пробуренных на территории ВКМКС. Количество газопоявлений по пластам приведено в табл. 1.1.

Таблица 1.1.

Распределение газопоявлений по пластам

Пласт	Количество газопоявлений, шт.	Доля от общего количества газопоявлений, %
ПКС	7	1,01
К	42	6,06
И	45	6,49
З	29	4,18
Ж	29	4,18
Е	83	11,98
Д	86	12,41
Г	87	12,55
В	80	11,54
Б	58	8,37
АБ	36	5,19
А	37	5,34
КрI	9	1,30
КрII	35	5,05
КрIII	26	3,75
ПДКС	4	0,58
ИТОГО	693	100

Распределение газопоявлений по разрезу представлено на рис. 1.1.

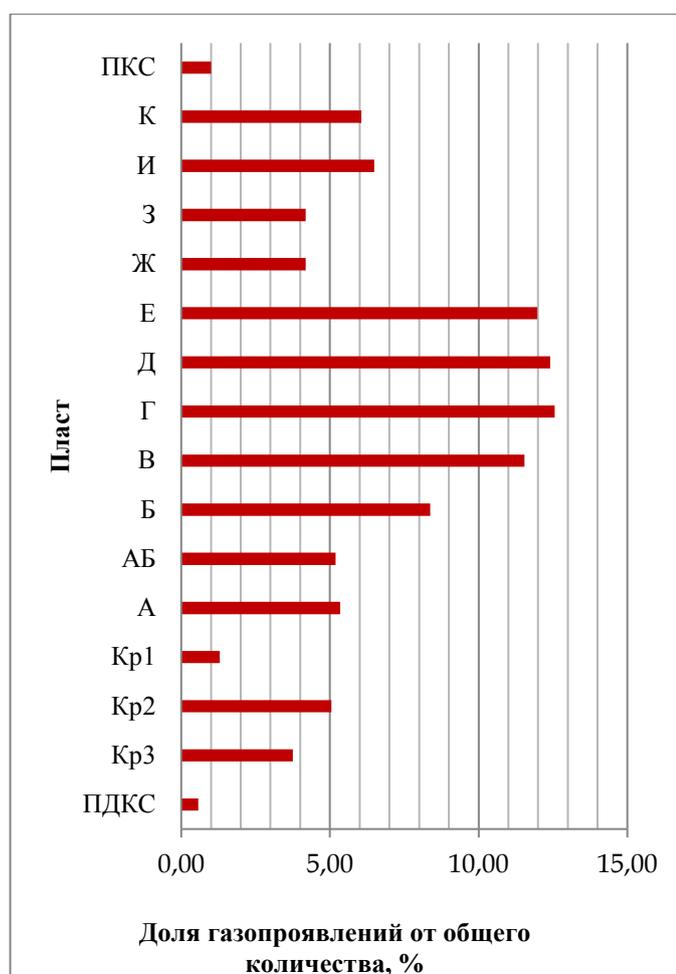


Рис. 1.1. Распределения газопроявлений по разрезу

Разведка, подготовка и подземная добыча соляных пород ВКМКС повсеместно осложнена интенсивными выделениями газов. Наибольшее количество газопроявлений установлено в пластах В, Г, Д, Е, которое составляет 11-12 % от всех зафиксированных явлениях во всех пластах. В пластах А, АБ, Ж и З произошло 4-5 % случаев. В пласте Кр1 наблюдается наименьшее количество газопроявлений, что связано с его невыдержанностью в плане. В породах выше и ниже основной части соляной залежи (карналитовой и сильвинитовой пачек) количество случаев газопроявлений очень мало.

По генетическому происхождению можно выделить три типа газов, находящихся в соляных породах:

1) Реликтовые – атмосферные и биохимические газы (O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, Ar), которые были сорбированы минералами при кристаллизации породы;

2) Аутигенные – продукты реакций, образовавшиеся на месте нахождения и за время существования породы в результате окислительно-восстановительных процессов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ) и воздействия радиации ( $\text{N}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{O}_2$ ). Химический и изотопный состав различных разновидностей соляных пород идентичен и не зависит ни от возраста пород, ни от территориальной приуроченности, ни от положения в разрезе. Миграция аутигенных газов происходит из твердой части пород в газово-жидкие микровключения и в дальнейшем возможны перемещения в макропоры и трещины под воздействием тектонических движений;

3) Эпигенетичные – газы, проникшие извне в соляную толщу после её формирования. Эти газы свойственны районам интенсивного газообразования. В основном газы данного морфотипа содержатся в микро- и макропорах и трещинах породы. Повышенная концентрация метана и его гомологов в составе свободных газов может являться индикатором нефтегазоносных скоплений в нижележащих отложениях.

С точки зрения нефтегенеза наличие газопроявлений в солях связано с процессом субвертикального массопереноса углеводородов. Интенсивное образование углеводородов в залегающих глубже породах, их последующая миграция приводят к проникновению в соли эпигенетических газов по количеству соизмеримых или превышающих аутигенные. Такая ситуация возникает в районах глубинной генерации углеводородов в осадочной толще или в зонах контактового метаморфизма. В первом случае главными компонентами являются  $\text{CH}_4$  и тяжелые предельные УВ газы, во втором –  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  [8-9].

Прогнозирование поведения покрывающих пород (покрышек) по отношению к миграции углеводородов должно основываться на имеющихся геологических данных. Литологически наилучшая порода-покрышка должна иметь очень маленькие поры для захвата большой высоты залежи и отличаться высокой вязкостью с тем, чтобы не поддаваться хрупким разломам. С точки зрения стратиграфии наилучшая покрышка должна быть толстой, горизонтально

непрерывной и проходить поперек резервуара. Данным требованиям отвечают пласты соли, и они обычно считаются покрывающими коллектор породами в процессе миграции углеводородов как непрерывной фазы.

Согласно флюидодинамической концепции нефтегазоносности - пока не меняются геологические условия, идет процесс накопления нефти вдоль пути миграции. Если меняется любой параметр, который является критическим для образования ловушек нефти и газа, то происходит вторичная миграция как непрерывная фаза. Такие процессы как изменение угла падения пласта, гидродинамических условий, плотностей углеводородной и водной фаз, экранирующей способности покрывающих пород или латеральной покрывки будут являться причинами вторичной миграции нефти или газа. Если геологические условия не изменяться, то нефть и газ останутся в ловушке и не будут разливаться в большом количестве. При этом углеводороды могут утекать из ловушки, но не в виде непрерывных капель или нитей. Если уловленные углеводороды растворимые, то они могут раствориться в водной фазе в коллекторе и рассеяться в процессе диффузии или быть смыты в растворе в движущейся водной фазе. Обычно молекулы нефти нерастворимые и потеря нефти из ловушки в результате растворения минимальная, за исключением случаев с неглубокими коллекторами в активных гидродинамических условиях. Газ, в частности метан, легко растворяется в пластовой воде и потеря газа в результате этого растворения или диффузии может быть значительной в случае уловленного углеводородного газа. Газ в растворе может диффузировать через любую водонасыщенную поровую породу и такая потеря газа, миграция через коллектор, пути миграции и материнские породы могут являться причинами скопления большого количества газа в растворе в пластовых водах в некоторых нефтяных бассейнах и образовываться в соляной толще. Однако следует учитывать, что метан не всегда можно отнести к прямым индикаторам нефтегазоносности, так как возможно его генезис на биохимической фазе нефтеобразования.

Территория ВКМКС расположена в платформенных условиях со стабильным тектоническим режимом. В отличие от складчатых зон и районов с активным тектогенезом, рассматриваемая площадь должна характеризоваться слабоконтрастными аномалиями УВ. С учетом особенностей строения осадочного чехла территории, в частности терригенно-карбонатного состава разреза, ожидается постепенное увеличение содержания газа пород с глубиной по мере приближения к нефтегазоносным комплексам. При этом галоидная формация ВКМКС является ценнейшим источником информации для геохимических методов прогноза нефтегазоносности нижележащих отложений [9].

Проведено статистическое обобщение данных по газоносности соляной толщи ВКМКС по свободным газам (рис 1.2-1.3). Статистический анализ компонентного состава свободных газов солей выполнен по наиболее представительным фактическим материалам из СКРУ-1, СКРУ-2, СКРУ-3, БКПРУ-2 и БКПРУ-4.

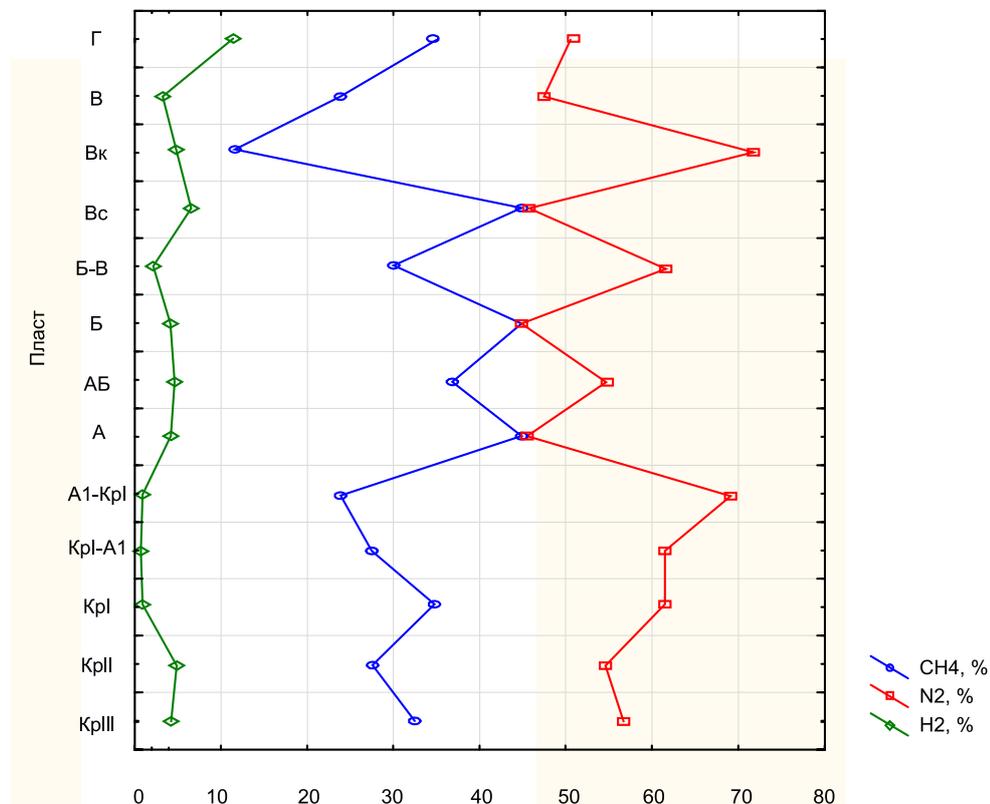


Рис. 1.2. Распределение средних значений состава основных свободных газов при газопроявлениях в толще солей ВКМКС

Анализ состава и газоносности свободных газов показал, что их состав азотно-метановый.

Состав свободных газов показал, что содержание  $\text{CH}_4$  по пластам различно, наиболее часто метан встречается в пласте АБ в широком диапазоне концентраций от 8,8% до 54 % и в пласте КрII в диапазоне значений от 1,7% до 48,4 %. Наибольшие средние значения содержания метана  $\text{CH}_4$  имеют пласты Г, Вс (пласт В сильвинитового состава), АБ, КрI.

По содержанию  $\text{N}_2$  видно, что азот имеет более высокие средние значения для Вк (пласт В карналлитового состава), Б-В, А1-КрI.

По содержанию водорода  $\text{H}_2$  наблюдаются повышенные содержания водорода в верхней части разреза солей (пласты Г и Вс).

Тяжелые предельные углеводороды  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $n\text{C}_5\text{H}_{12}$  имеют более высокие средние значения в средней (пласт Г и В) и в нижней частях разреза солей (пласты КрI, КрII и КрIII). Анализ содержания изо- и нормальных алканов свободных газов, показал, что повышенные содержания изобутана ( $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) наблюдаются в нижней части разреза сильвинитовой пачки.

Наличие тяжелых газообразных УВ  $\text{C}_2\text{H}_6$ – $\text{C}_4\text{H}_{10}$  в пробах свидетельствует о наличии нефтегазоносных скоплений в нижележащих отложениях, так как генерация рассматриваемых газов из рассеянного органического вещества в биохимической фазе нефтеобразования ничтожно мало. Таким образом, в отличие от метана содержание газообразных УВ  $\text{C}_2\text{H}_6$ – $\text{C}_4\text{H}_{10}$  в соляной толще является хорошим индикатором эпигенетичности газов. При этом наличие УВ  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ – $\text{C}_8\text{H}_{18}$  в солях характерно для фильтрационного массопереноса в районах с активным развитием элементов разрывной тектоники [8-9].

Корреляционные поля между содержаниями свободных газов  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $n\text{C}_5\text{H}_{12}$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}_2$  приведены на рисунке 1.3.

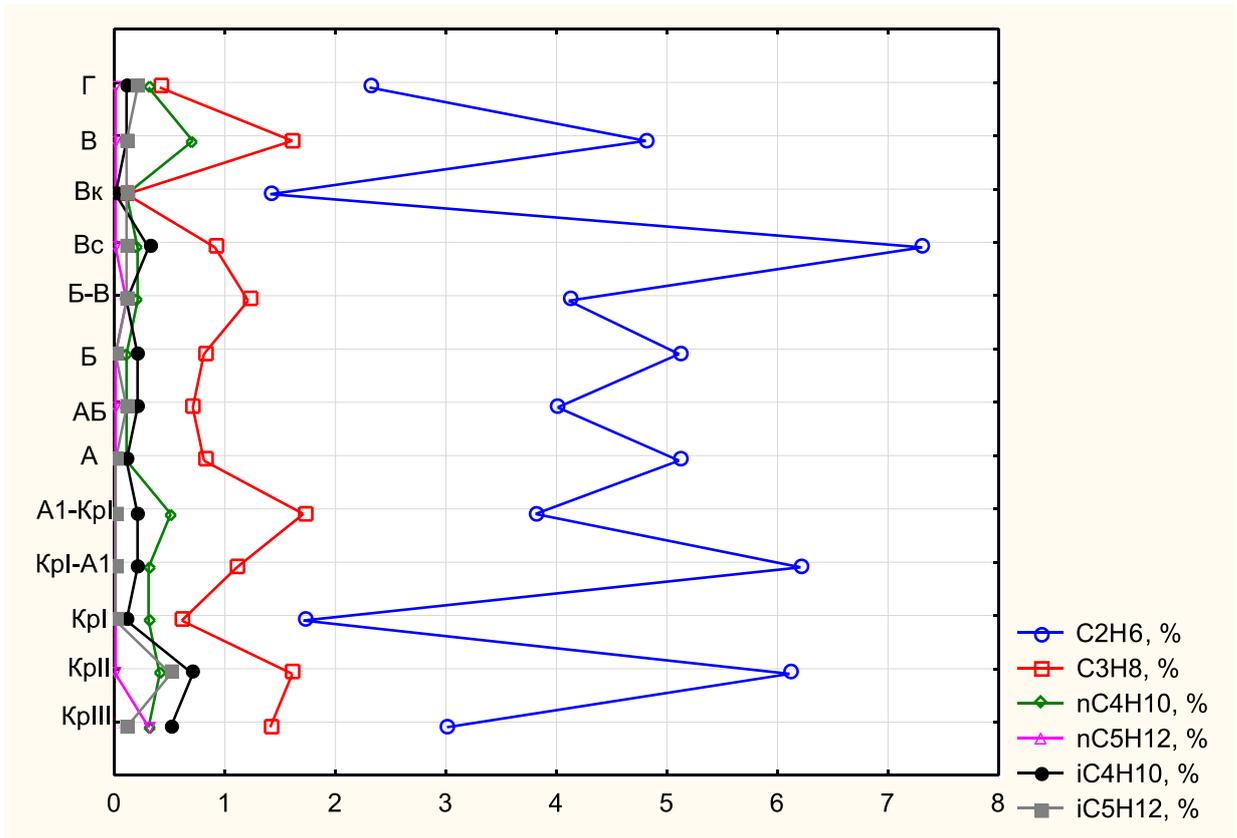


Рис. 1.3. Распределение средних значений состава тяжелых предельных углеводородов при газопроявлениях в толще солей ВКМКС

Анализ корреляционного поля (рис.1.4 – а) показывает, что между CH4 и N2 имеется сильная обратная зависимость с  $R=-0,83$  при  $p=0,000$ .

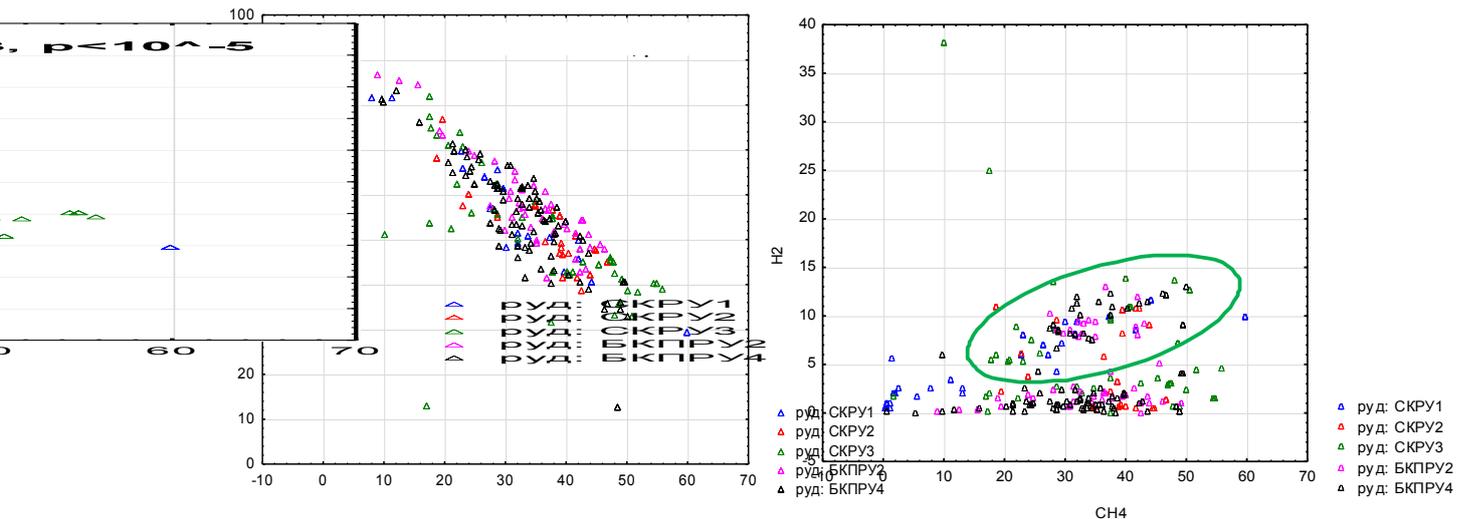


Рис. 1.4. Корреляционные поля: а) для CH4 и N2; б) для CH4 и H2

При анализе корреляционного поля (рис. 1.4 – б), на визуальном уровне выделяется 2 подполя, при содержании  $H_2$  более 5 % (выделено зеленым эллипсом) наблюдается прямая зависимость между показателями. При  $H_2$  менее 5% - зависимость отсутствует, однако если содержание  $H_2$  составляет более 5% между содержанием  $CH_4$  и  $H_2$  наблюдается прямая зависимость.

Отсюда видно, что в ряде случаев наблюдается определенное группирование газопроявлений, которое можно проанализировать с использованием вероятностно-статистических методов. Полученные статистические данные были использованы для выяснения статистических закономерностей распределения газовыделений по разрезу и площади ВКМКС, и позволили разработать вероятностно-статистические модели прогноза газопроявлений.

## ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ И АНАЛИЗ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ В СОЛЕННОЙ ТОЛЩЕ ВКМКС

На основании анализа данных полученных в главе 1 установлено, что газопроявления происходили в 187 скважинах из 856. Необходимо отметить, что эти явления характеризовались разной интенсивностью, продолжительностью и были зафиксированы в основных пластах соляной толщи.

В данной главе для прогнозирования и локализации газопроявлений по площади ВКМКС будут рассмотрены характеристики связанные с геологическим строением. При разработке моделей прогноза газопроявлений изучаемые показатели разделены на 3 группы показателей: первая группа – это мощности пластов (Мпл), вторая гипсометрическое положение пластов (Н), и третья группа их химический состав (концентрации  $KCl$  и  $MgCl_2$ ). На первом этапе были разработаны многомерные модели по трем группам показателей.

## **2.1. ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА СОЛЯНЫХ ПЛАСТОВ**

Первоначально для разработки моделей прогноза газовыделений было выполнено сравнение средних значений по площадям [9-25], где наблюдались газопроявления (класс 1) и площадям, где они не наблюдались (класс 2) по обучающей выборке объемом 374 скважины (рис. 2.1.1).

Для прогноза газопроявлений проанализированы характеристики связанные с мощностью продуктивных пластов солей и их количеством. Анализ проводился по 18 характеристикам по 374 скважинам: Мпкс – мощность покровной каменной соли, Мкалия – мощность от 1-го калийного пропластка до подошвы солей, Нпл – количество пластов в разрезе, Мс – мощность соляной толщи, МплК- мощность пласта К, МплИ – мощность пласта И, МплЗ – мощность пласта З, МплЖ – мощность пласта Ж, МплЕ – мощность пласта Е, МплД – мощность пласта Д, МплГ – мощность пласта Г, МплВ – мощность пласта В, МплБ – мощность пласта Б, МплАБ – мощность пласта АБ, МплА – мощность пласта А, МплКрI – мощность пласта КрI, МплКрII – мощность пласта КрII, МплКрIII – мощность пласта КрIII, используя различные статистические критерии.

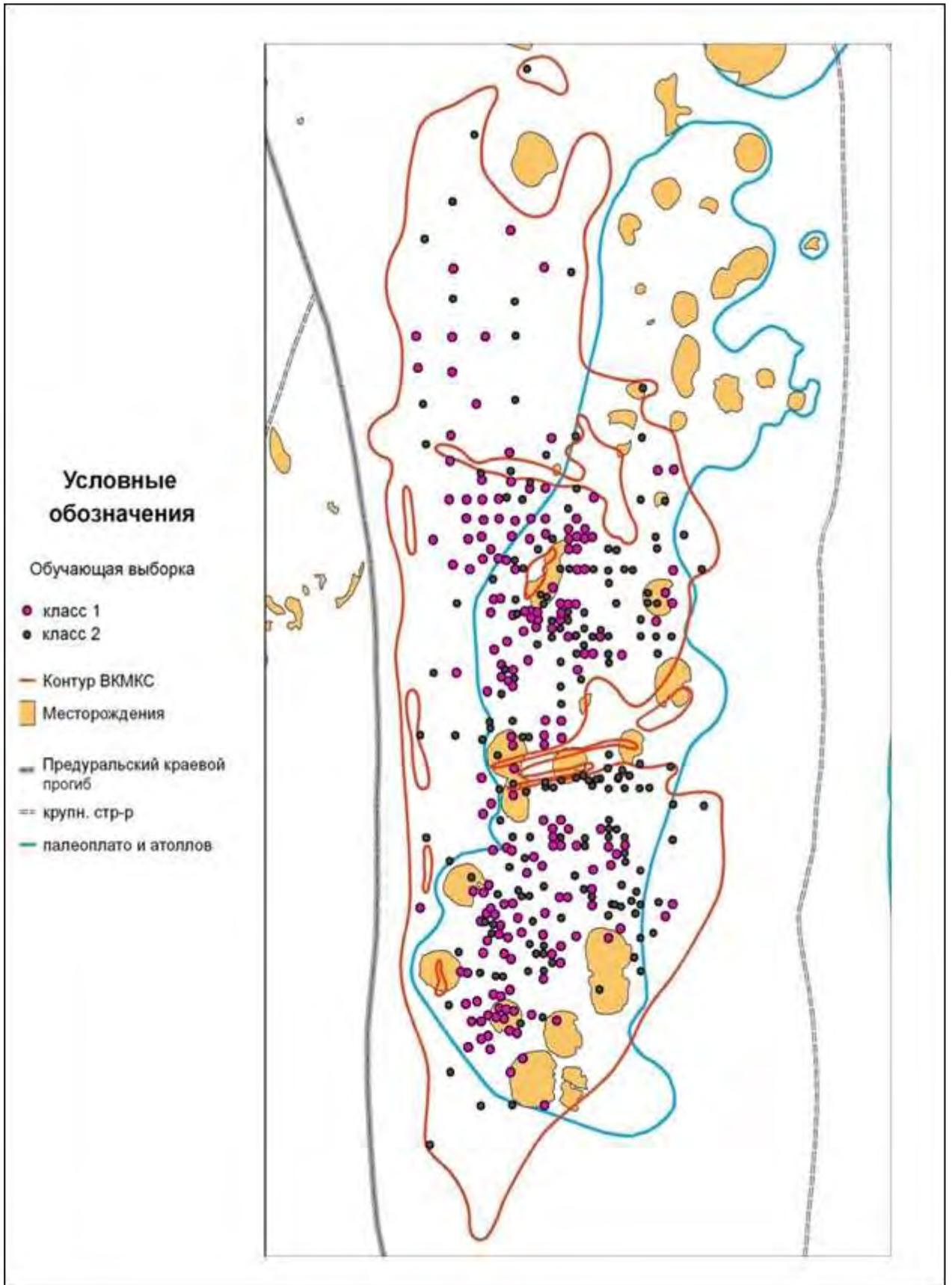


Рис. 2.1.1. Схема расположения скважин из обучающей выборки

Исследования заключались в сравнении средних значений показателей, которые производилась при помощи t-критерия Стьюдента и критерия Пирсона  $\chi^2$ .

Использование расчетной величины  $t_p$  связано с проверкой гипотезы о равенстве выборочных средних значений для первой и второй выборки [26-27, 49]. Критерий Стьюдента можно вычислить по формуле:

$$t_p = \frac{|X_1 - X_2|}{\sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \left( \frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \right)}}$$

где  $X_1, X_2$  – средние значения показателей в классах 1,2;  $S_1^2, S_2^2$  – дисперсии показателей для каждого из изучаемых классов.

Критерий считается статистически значимым, если  $t_p > t_t$ . Критические значения  $t_t$  определяются в зависимости от количества объектов в выборках и уровня значимости ( $\alpha = 0.05$ ).

Критерий согласия Пирсона, оценивающий значимость расхождения эмпирических (наблюдаемых) и теоретических (ожидаемых) частот, рассчитывается по формуле:

$$\chi^2 = N_1 N_2 \sum_{i=1}^e \frac{1}{M_1 + M_2} \left( \frac{M_1}{N_1} - \frac{M_2}{N_2} \right)^2,$$

где  $N_1, N_2$  – соответственно количество значений показателей (параметра) в классах 1,2;  $M_1, M_2$  – количество значений, попавших в заданный интервал, соответственно для двух изучаемых классов;  $e$  – количество интервалов [34].

Результатом выполненных исследований должны стать разработанные вероятностные модели принадлежности к классу территорий с газопроявлениями [28].

Сводные результаты исследований представлены в табл. 2.1.1.

Сравнение средних значений и индивидуальные вероятностные модели по  
МОЩНОСТЯМ ПЛАСТОВ

Показатель	Статистические характеристики показателей*		Критерии		Верхняя строка - уравнение вероятности принадлежности к классу территорий с газопроявлениями; средняя - область применения модели; нижняя - диапазон изменения вероятности
	Класс 1 Территории с газопроявлениями n=187	Класс 2 Территория без газопроявлений n=187	$\frac{t}{p}$	$\frac{\chi^2}{p}$	
Мпкс, м	$\frac{22,2 \pm 7,1}{0,506 \pm 0,063}$	$\frac{20,3 \pm 6,5}{0,488 \pm 0,059}$	$\frac{2,817}{0,005}$	$\frac{8,585}{0,014}$	$P(\text{Мпкс}) = 0,306 + 0,0090 \times \text{Мпкс}$ 0,5 — 76,5м 0,31 — 0,99
Мкалия, м	$\frac{78,8 \pm 22,6}{0,531 \pm 0,120}$	$\frac{64,1 \pm 25,6}{0,453 \pm 0,135}$	$\frac{5,898}{<10^{-5}}$	$\frac{34,253}{<10^{-5}}$	$P(\text{Мкалия}) = 0,114 + 0,0053 \times \text{Мкалия}$ 0,5 — 165,8м 0,11 — 0,99
Нпл, штук	$\frac{11,7 \pm 1,8}{0,523 \pm 0,076}$	$\frac{10,7 \pm 25,6}{0,480 \pm 0,135}$	$\frac{4,230}{0,00003}$	$\frac{36,188}{<10^{-5}}$	$P(\text{Нпл}) = 0,036 + 0,04174 \times \text{Нпл}$ 1 — 13штук 0,07 — 0,58
Мс, м	$\frac{100,0 \pm 23,0}{0,540 \pm 0,124}$	$\frac{82,0 \pm 27,6}{0,440 \pm 0,151}$	$\frac{6,845}{<10^{-5}}$	$\frac{45,835}{<10^{-5}}$	$P(\text{Мс}) = 0,00 + 0,540 \times \text{Мс}$ 0,5 — 185м 0,00 — 0,99
МплК, м	$\frac{0,93 \pm 0,41}{0,501 \pm 0,024}$	$\frac{0,89 \pm 0,40}{0,498 \pm 0,151}$	$\frac{0,967}{0,334}$	$\frac{1,931}{0,941}$	$P(\text{МплК}) = 0,445 + 0,06011 \times \text{МплК}$ 0,15 — 2,80м 0,45 — 0,61
МплИ, м	$\frac{1,16 \pm 0,63}{0,502 \pm 0,032}$	$\frac{1,08 \pm 0,60}{0,497 \pm 0,031}$	$\frac{1,252}{0,211}$	$\frac{1,895}{<10^{-5}}$	$P(\text{МплИ}) = 0,441 + 0,05141 \times \text{МплИ}$ 0,07 — 4,70м 0,44 — 0,67
МплЗ, м	$\frac{0,58 \pm 0,36}{0,501 \pm 0,013}$	$\frac{0,62 \pm 0,54}{0,499 \pm 0,018}$	$\frac{-0,628}{0,530}$	$\frac{1,404}{0,496}$	$P(\text{МплЗ}) = 0,521 - 0,0355 \times \text{МплЗ}$ 0,05 — 7,00м 0,28 — 0,52
МплЖ, м	$\frac{0,80 \pm 0,47}{0,500 \pm 0,007}$	$\frac{0,79 \pm 0,35}{0,499 \pm 0,005}$	$\frac{0,243}{0,809}$	$\frac{1,125}{0,570}$	$P(\text{МплЖ}) = 0,487 + 0,01507 \times \text{МплЖ}$ 0,10 — 4,30м 0,48 — 0,55
МплЕ, м	$\frac{8,82 \pm 5,07}{0,511 \pm 0,069}$	$\frac{6,68 \pm 4,28}{0,482 \pm 0,005}$	$\frac{4,401}{0,00001}$	$\frac{23,412}{<10^{-5}}$	$P(\text{МплЕ}) = 0,391 + 0,01370 \times \text{МплЕ}$ 0,20 — 43,80м 0,39 — 0,99

Показатель	Статистические характеристики показателей*		Критерии		Верхняя строка - уравнение вероятности принадлежности к классу территорий с газопроявлениями; средняя - область применения модели; нижняя - диапазон изменения вероятности
	Класс 1 Территории с газопроявлениями n=187	Класс 2 Территория без газопроявлений n=187	$\frac{t}{p}$	$\frac{\chi^2}{p}$	
$M_{плД}, м$	$\frac{9,86 \pm 5,85}{0,511 \pm 0,069}$	$\frac{7,63 \pm 5,90}{0,482 \pm 0,005}$	$\frac{3,657}{0,0003}$	$\frac{16,140}{0,0003}$	$P(M_{плД}) = 0,364 + 0,01533 \times M_{плД}$ 0,20 — 32,25м 0,37 — 0,90
$M_{плГ}, м$	$\frac{7,70 \pm 5,24}{0,505 \pm 0,072}$	$\frac{6,02 \pm 4,26}{0,482 \pm 0,005}$	$\frac{3,401}{0,0007}$	$\frac{14,176}{<10^{-5}}$	$P(M_{плГ}) = 0,398 + 0,0139 \times M_{плГ}$ 0,10 — 43,25м 0,39 — 0,99
$M_{плВ}, м$	$\frac{6,69 \pm 3,26}{0,502 \pm 0,012}$	$\frac{5,28 \pm 3,62}{0,497 \pm 0,014}$	$\frac{3,947}{0,00009}$	$\frac{16,670}{<10^{-5}}$	$P(M_{плВ}) = 0,476 + 0,00398 \times M_{плВ}$ 0,15 — 19,25м 0,47 — 0,55
$M_{плБ}, м$	$\frac{2,01 \pm 0,89}{0,501 \pm 0,011}$	$\frac{1,89 \pm 1,23}{0,499 \pm 0,015}$	$\frac{0,996}{0,320}$	$\frac{2,021}{0,364}$	$P(M_{плБ}) = 0,476 + 0,0126 \times M_{плБ}$ 0,15 — 9,85м 0,47 — 0,60
$M_{плАБ}, м$	$\frac{3,64 \pm 1,15}{0,503 \pm 0,026}$	$\frac{3,36 \pm 1,73}{0,497 \pm 0,040}$	$\frac{1,798}{0,073}$	$\frac{4,014}{0,134}$	$P(M_{плАБ}) = 0,420 + 0,02305 \times M_{плАБ}$ 0,42 — 17,45м 0,42 — 0,82
$M_{плА}, м$	$\frac{1,65 \pm 0,61}{0,503 \pm 0,012}$	$\frac{1,49 \pm 0,69}{0,499 \pm 0,014}$	$\frac{2,374}{0,018}$	$\frac{5,880}{0,0531}$	$P(M_{плА}) = 0,469 + 0,02113 \times M_{плА}$ 0,12 — 12,95м 0,47 — 0,74
$M_{плКрI}, м$	$\frac{1,14 \pm 0,42}{0,503 \pm 0,025}$	$\frac{1,04 \pm 0,40}{0,496 \pm 0,024}$	$\frac{2,717}{0,007}$	$\frac{6,241}{0,044}$	$P(M_{плКрI}) = 0,435 + 0,05974 \times M_{плКрI}$ 0,07 — 4,20м 0,43 — 0,68
$M_{плКрII}, м$	$\frac{4,64 \pm 1,61}{0,501 \pm 0,018}$	$\frac{4,51 \pm 1,89}{0,499 \pm 0,021}$	$\frac{0,776}{0,438}$	$\frac{1,317}{0,576}$	$P(M_{плКрII}) = 0,447 + 0,01138 \times M_{плКрII}$ 0,35 — 13,35м 0,45 — 0,59
$M_{плКрIII}, м$	$\frac{4,70 \pm 1,92}{0,505 \pm 0,050}$	$\frac{4,27 \pm 2,07}{0,494 \pm 0,054}$	$\frac{2,068}{0,039}$	$\frac{4,443}{0,108}$	$P(M_{плКрIII}) = 0,382 + 0,0261 \times M_{плКрIII}$ 0,20 — 16,25м 0,38 — 0,78

\* - в числителе – среднее значение  $\pm$  стандартное отклонение показателя, в знаменателе – среднее значение  $\pm$  стандартное отклонение вероятностей по этому показателю.

Установлено, что средние значения статистически различаются по следующим показателям: Мпкс, Мкалия, Нпл, Мс, МплЕ, МплД, МплГ, МплВ, МплА, МплКрI, МплКрIII. Для определения влияния каждого из мощностных показателей, по-разному контролирующих направление и силу процессов газовыделения, были построены линейные вероятностные модели (табл. 2.1.1), позволяющие определить вероятность принадлежности к классу площадей, где происходили газовыделения по каждому показателю.

Для построения линейных моделей [28] первоначально были изучены их распределения. Для их построения по каждому показателю были определены оптимальные величины интервалов варьирования показателей, которые вычисляются по формуле Стерджесса:

$$\Delta X = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{1 + 3,32 \cdot \lg N},$$

где  $X_{\max}$  – максимальное значение показателя,  $X_{\min}$  – минимальное значение показателя,  $N$  – объем выборки данных.

В каждом интервале определяются частоты:

$$P(X) = \frac{N_k}{N_g},$$

где  $P(X)$  – частость в  $k$ -ом интервале для группы,  $N_k$  – число случаев содержания показателя  $X$  в  $k$ -ом интервале,  $N_g$  – объем выборки для 1 и 2 классов [34].

Пример распределения по показателю Мс (мощность солей), приведен в табл. 2.1.2.

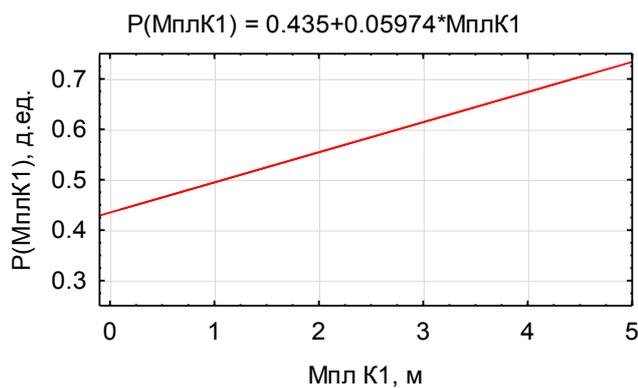
Распределение частот значений  $M_c$  (мощность солей)

	Интервалы варьирования $M_c$ , м									
	0- 20	20- 40	40- 60	60- 80	80- 100	100- 120	120- 140	140- 160	160- 180	180- 200
Территории с газопроявлениями (класс 1)	0	0,005	0,032	0,112	0,336	0,347	0,133	0,026	0,005	0,005
Территории без газопроявлений (класс 2)	0,021	0,037	0,128	0,256	0,310	0,149	0,085	0,010	0	0

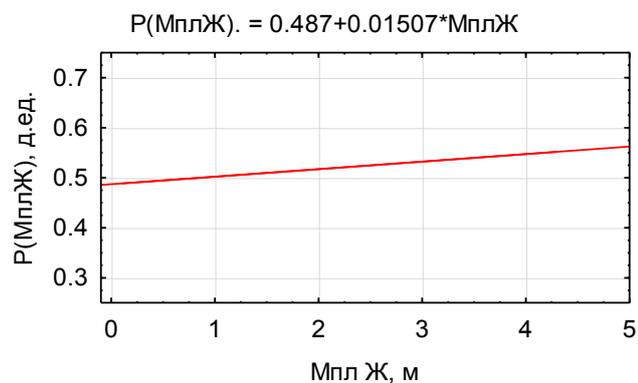
При сравнении плотностей распределений показателей приведенных в табл. 2.1.2 в изучаемых классах применялся критерий Пирсона  $\chi^2$ . Значения критерия  $\chi^2$  приведены в табл. 2.1.1. Отсюда видно, 10 из 18 показателей по критерию  $\chi^2$  статистически различаются при  $p < 0,05$ .

Технология построения линейных вероятностных моделей заключается в следующем [26-67]. В каждом интервале определяются вероятности принадлежности к территориям с газопроявлениями. Далее интервальные вероятности принадлежности к 1 классу сопоставляются со средними интервальными значениями показателей. По этим величинам рассчитывался парный коэффициент корреляции  $r$  и строится уравнение регрессии. Последующая корректировка построенных моделей выполняется из условия, что среднее значения для территорий с газопроявлениями должно быть больше 0,5, а для территорий за пределами газопроявлениями меньше 0,5. Построенные по данной схеме уравнения регрессии по мощностным показателям и условия их использования приведены в табл. 2.1.1 [28].

Пример сравнения двух индивидуальных моделей по показателям  $M_{плЖ}$  и  $M_{плКрI}$  приведен на рис 2.1.2.



а) для показателя МплКрI



б) для показателя МплЖ

Рис 2.1.2. Сравнение 2 индивидуальных моделей: а)  $P(\text{МплКрI})$ ; б)  $P(\text{МплЖ})$

Модель  $P(\text{МплКрI})$  обладает большим значением углового члена в уравнении по сравнению  $P(\text{МплЖ})$ , что позволяет получать более дифференцированные оценки вероятности газопроявлений на территории ВКМКС.

Анализ построенных индивидуальных моделей, и значений критериев  $t$  и  $\chi^2$  показывает, что наиболее информативными являются следующие показатели: Мпкс, Мкалия, Нпл, Мс, МплЕ, МплД, МплГ, МплВ, МплА, МплКрI.

Для комплексной оценки связи вероятностей вычисленных с помощью построенных линейных моделей с газоносностью будем использовать пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА)[44-67].

Для разработки данных моделей использовались данные по эталонной выборке, по которой строились линейные модели (класс 1 – 187 значений, класс 2 -187 значений).

Для оптимального разделения рассматриваемых классов построена линейная дискриминантная функция. Первоначально для построения линейной дискриминантной функции вычисляются матрицы сумм центрированных квадратов и смешанных произведений, по ним вычисляется выборочная ковариационная матрица. Следующим шагом рассчитывается обратная выборочная ковариационная матрица, в результате чего определяются коэффициенты линейной дискриминантной функции. После этого вычисляют многомерные средние значения двух эталонных классов и их критические значения, которое делит выборку на два подмножества.

При использовании метода ПЛДА получена следующая функция:

$$Z_m = -17,927 + 2,662 \times P(M_c) - 24,132 \times P(M_{плБ}) + 13,853 \times P(M_{плЗ}) + 6,219 \times P(M_{пкс}) + 12,600 \times P(M_{плКрI}) + 6,163 \times P(M_{плЕ}) + 2,796 \times P(N_{пл}) + 3,673 \times P(M_{плКрIII}) + 14,838 \times P(M_{плВ}) + 6,725 \times P(M_{плК}) - 9,400 \times P(M_{плКрII}), \text{ при } R = 0,401, \\ \chi^2 = 63,9412, p = 0,000.$$

Формирование очередности включения показателей в функцию происходило в последовательности, приведенной в уравнении.

С использованием данной дискриминантной функции вычислены значения вероятности газопроявлений  $P(Z_m)$ . На рис. 2.1.3 представлена зависимость между  $P(Z_m)$  от  $Z_m$ .

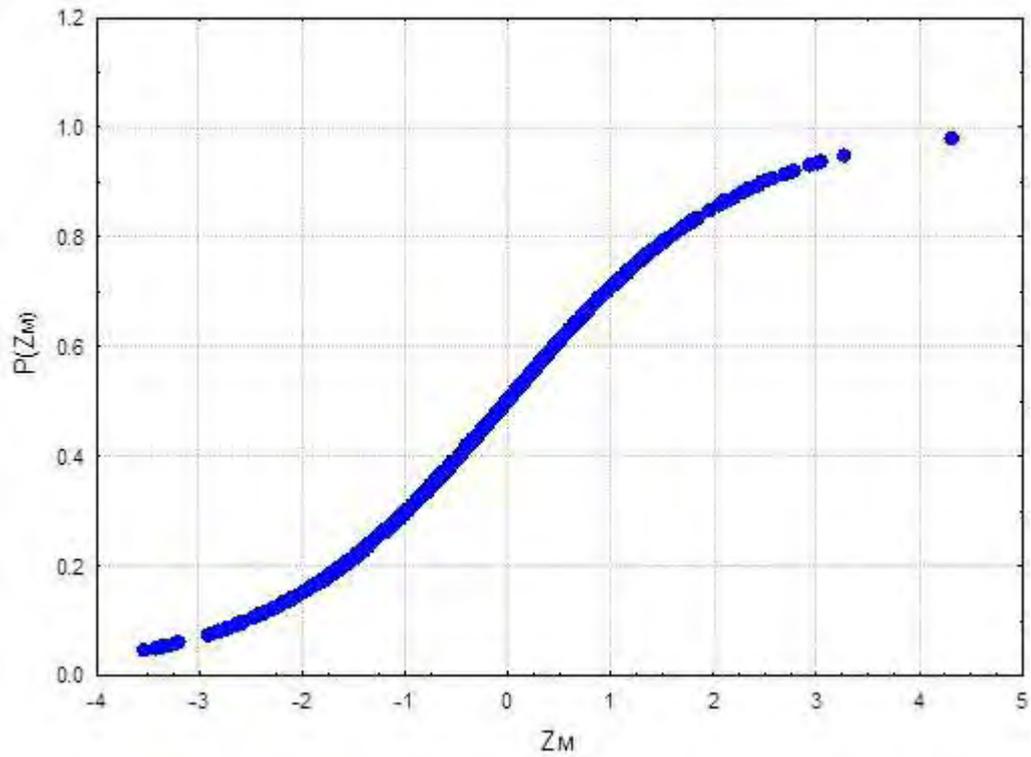


Рис 2.1.3. Зависимость  $P(Z_M)$  от  $Z_M$

По полученной зависимости были вычислены значения  $P(Z_M)$  по всем изучаемым скважинам на территории ВКМКС и построена схема прогноза газоносности (рис. 2.1.4).

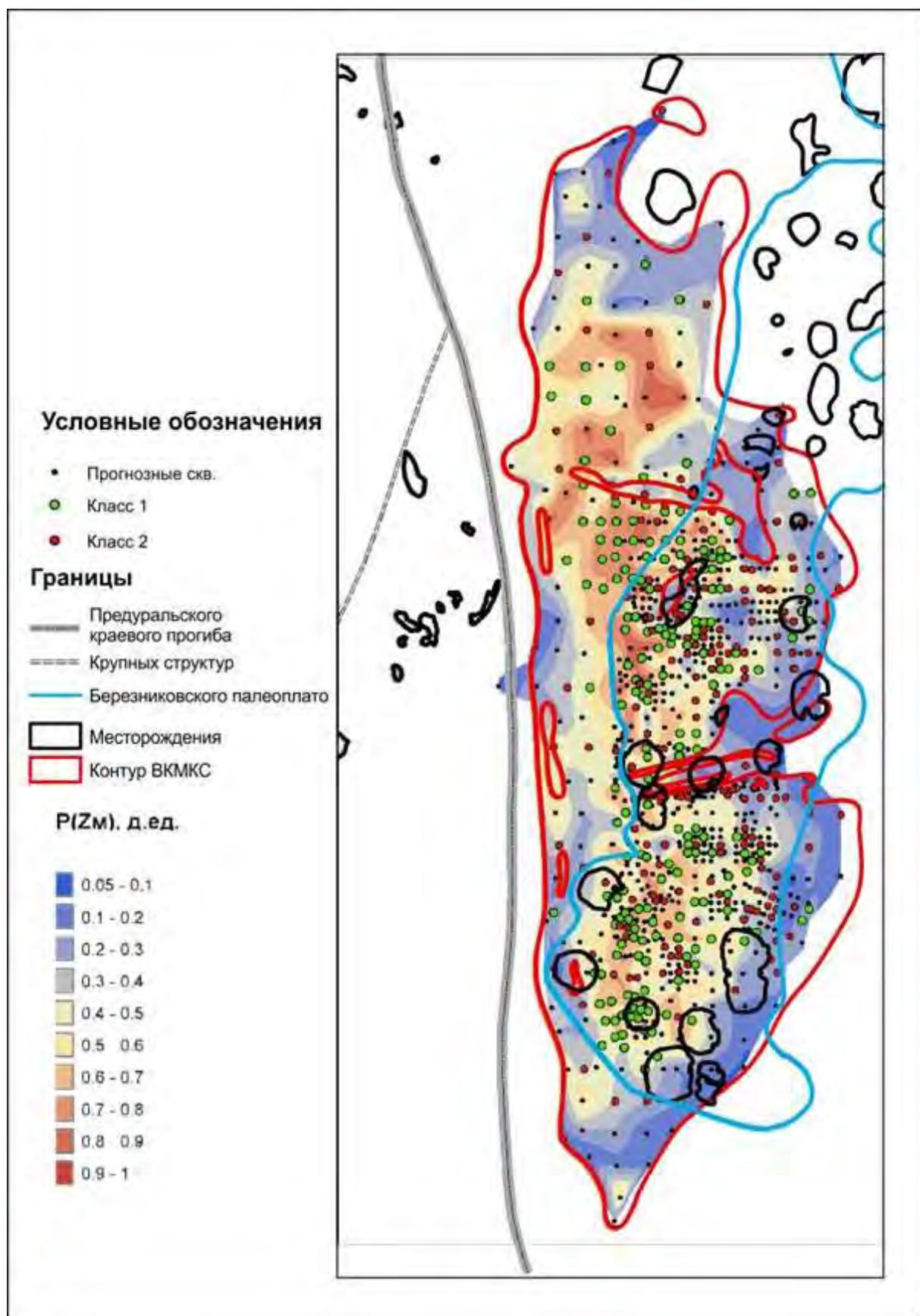


Рис 2.1.4. Зональный прогноз газоносности территории ВКМКС по критерию  $P(Z_m)$

Наибольшими значениями  $P(Z_m)$  характеризуется территория северной части ВКМКС. На периферии месторождения значения  $P(Z_m)$ , закономерно убывают. Таким образом большинство скважин, где наблюдались газопроявления имеют значения  $P(Z_m) > 0,5$  д.ед. (табл. 2.1.3).

Таблица 2.1.3

Распределение значений  $P(Z_m)$ 

	Интервалы варьирования $P(Z_m)$ , д. ед.									
	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	0,9- 1,0
Территории с газопроявлениями (класс 1)	0	0,016	0,058	0,085	0,117	0,256	0,213	0,171	0,058	0,026
Территории без газопроявлений (класс 2)	0,042	0,096	0,181	0,149	0,208	0,128	0,106	0,080	0,005	0,005

Исходя из табл. 2.1.3, что для территорий с газопроявлениями при  $P(Z_m) > 0,5$  встречается 72,4% значений, для территорий без газопроявлений при  $P(Z_m) > 0,5$  встречается только 32,4% значений.

Частость для первого класса в интервале 0,5-0,8 составляет 0,640 д.ед., для второго класса - 0,314 д.ед. При этом частость в интервале 0,2-0,5 для первого класса равна 0,260 д.ед., для второго класса - 0,538 д.ед.

Отметим, что по данному комплексному критерию  $P(Z_m)$ , наблюдается наибольшая сходимость прогноза с фактической газоносностью в северной части ВКМКС.

## 2.2. ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГИПСОМЕТРИЧЕСКИХ ОТМЕТОК ПЛАСТОВ СОЛЕЙ И ОСНОВНЫХ ОТРАЖАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

Исследования заключались в сравнении средних значений гипсометрических отметок основных отражающих горизонтов и пластов солей и построении вероятностных моделей принадлежности к классу территорий с газопроявлениями [68].

Для анализа закономерностей распределения газопроявлений и построения статистических моделей выбраны показатели структурного плана территории, в частности – гипсометрические отметки основных отражающих горизонтов и пластов солей.

Условно показатели можно разделить на две группы гипсометрических характеристик: границы основных сейсмических отражающих горизонтов и границы пачек галогенной формации Соликамской впадины. В дополнение к этим группам, добавлен показатель характеризующий рельеф местности – альтитуда солеразведочных скважин.

Отражающий горизонт (ОГ) – это сейсмическая граница, выделяемая в разрезе на основании различия пород в скорости прохождения сейсмических волн. К основным отражающим горизонтам территории ВКМКС относятся:

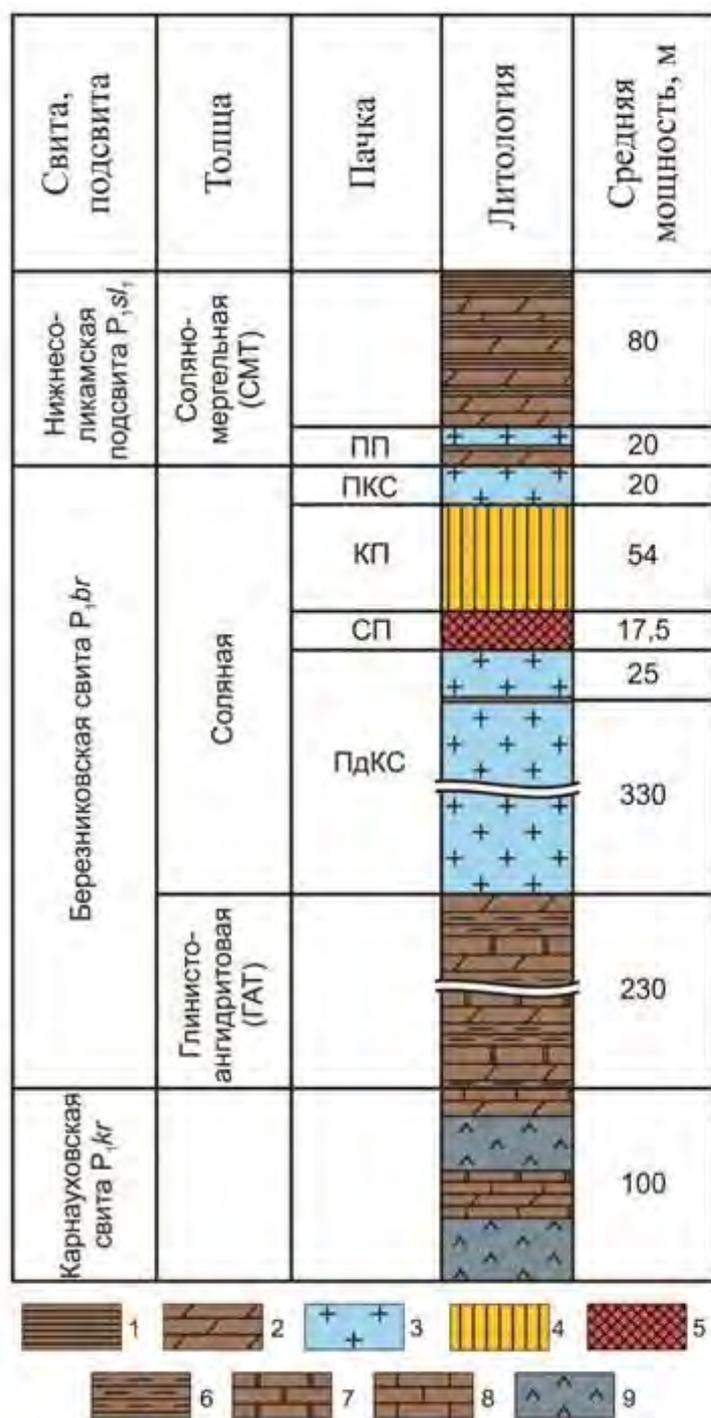
- ОГ III (D3tmt) – абсолютная отметка кровли терригенных отложений тиманского горизонта франского яруса. Структурный план ОГ III контролирует нефтегазоносность в девонском и вендском терригенных нефтегазоперспективных комплексах.

- ОГ IIк (C1t) – абсолютная отметка кровли терригенных пород тульского горизонта визейского яруса. Структурный план ОГ IIк контролирует нефтегазоносность в нижнекаменноугольном (визейском) терригенном и верхнедевонско-турнейском карбонатном нефтегазоносных комплексах.

- ОГ Iп (C2b) – абсолютная отметка кровли карбонатных отложений башкирского яруса. Структурный план ОГ Iп контролирует нефтегазоносность в верейском терригенно-карбонатном и верхневизейско-башкирском карбонатном нефтегазоносных комплексах.

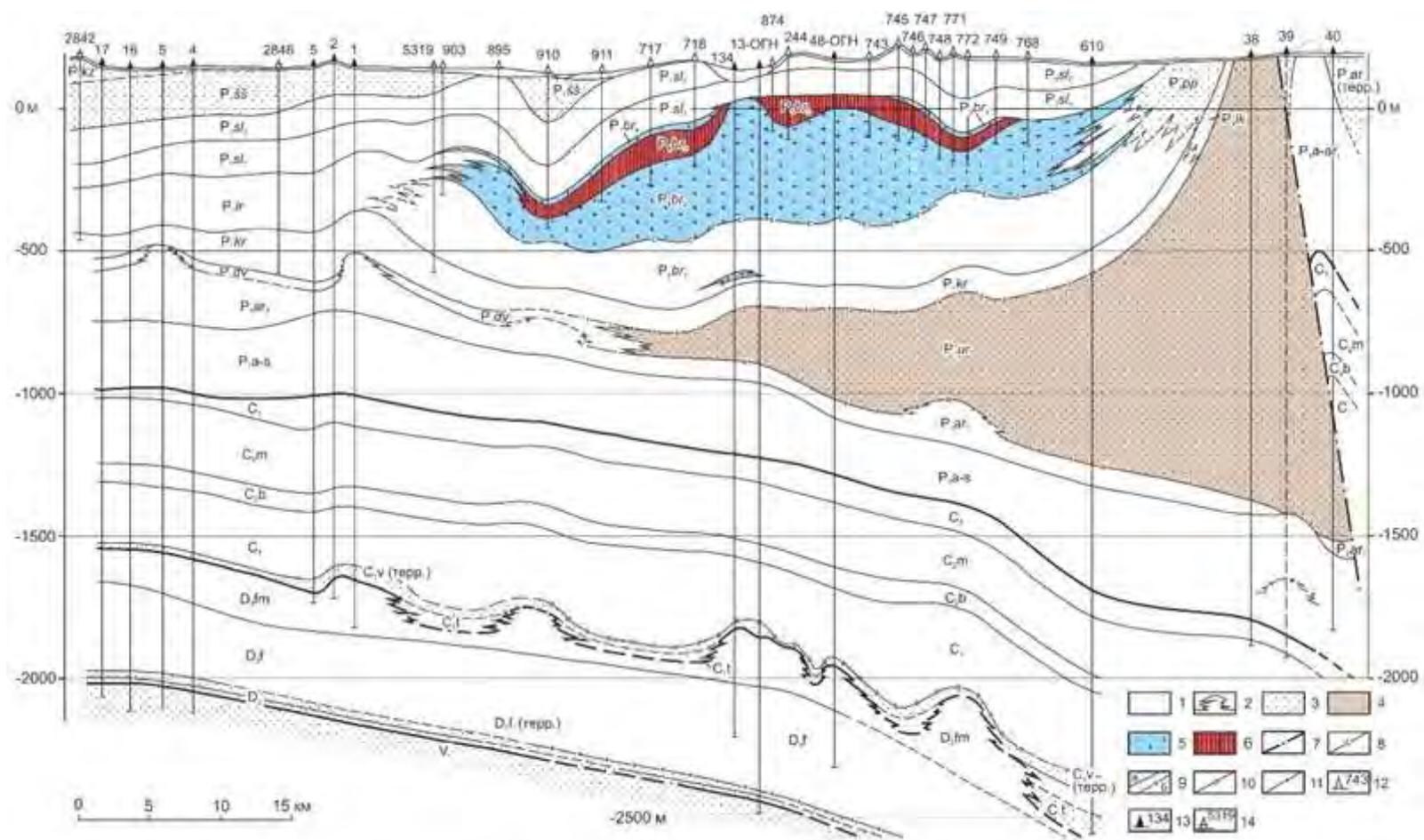
- ОГ Ат (P1ат) – абсолютная отметка кровли терригенных отложений артинского яруса. Структурный план ОГ Ат контролирует нефтегазоносность в нижнепермском карбонатном нефтегазоносном комплексе.

Начиная с кунгурского яруса нижнего отдела пермской системы, выделяется галогенная формация Соликамской впадины, включающая соляную линзу ВКМКС. К галогенной формации относятся отложения карнауховской, березниковской свит и нижнесоликамской подсвиты, которые входят в состав иренского горизонта. [68-69] (рис. 2.2.1-2.2.2).



1 – глина, 2 – мергель, 3 – каменная соль, 4 – карналитовая порода и каменная соль, 5 – сylvинит и каменная соль, 6 – аргиллит, 7 – доломит, 8 – известняк, 9 – ангидрит.

Рис. 2.2.1. Стратиграфический разрез галогенной формации Соликамской впадины [69]

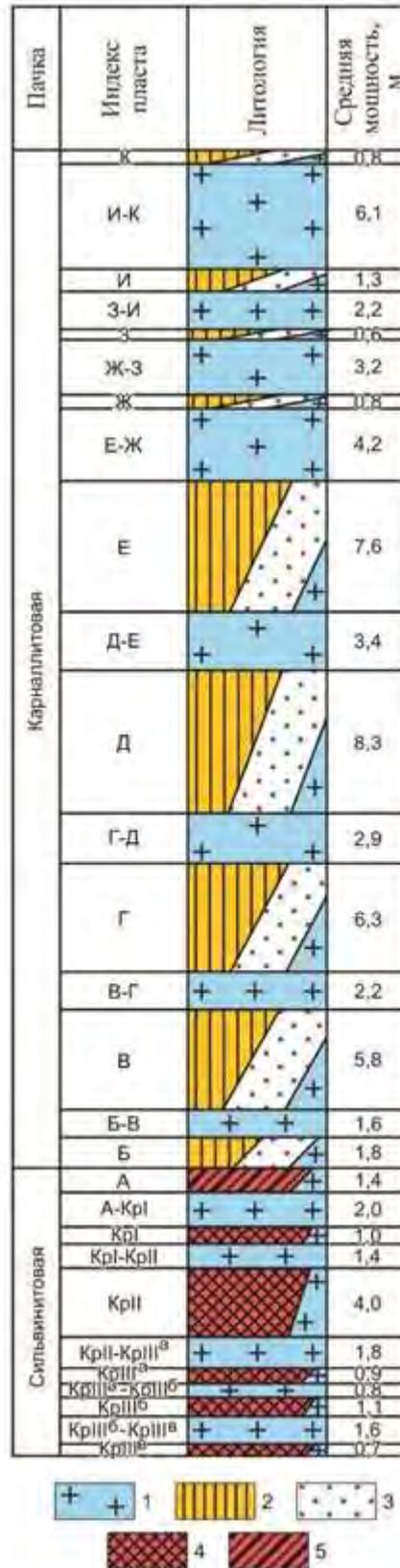


1 – карбонатные и существенно карбонатные отложения; 2 – рифовые постройки; 3 – преимущественно терригенные отложения; 4 – «терригенный клин»; 5 – каменная соль; 6 – калийная залежь; 7 – Всеволодо-Вильвенский надвиг; 8 – по подошве соляной толщи (ОГ С); 9 – по кровле терригенной – а (ОГ А<sup>I</sup>) и карбонатной – б (ОГ А<sup>K</sup>) толщ артинского яруса; 10 – по кровле терригенной пачки визейского яруса (ОГ В<sup>K</sup>); 11 – по кровле терригенной пачки тиманского горизонта (ОГ III); скважины и их номера: 12 – солеразведочные; 13 – нефтяные; 14 – структурные.

Рис. 2.2.2. Схематичный геологический разрез Соликамской впадины [69]

Согласно научным работам [68-69] в подстилающую каменную соль (ПдКС) разделяют на 3 пачки. Подстилающая (нижняя) пачка каменной соли представлена чередующимися слоями каменной соли, прослоями мергелей, карбонатных глин и глинисто-ангидритовых пород. В разрезе средней пачки резко преобладает мощный однородный пласт каменной соли с редкими чередованиями тонких слоев галопелитов. В кровле верхней пачки ПдКС находится маркирующий пласт МГ, который залегает на породах средней пачки с угловым несогласием. Средняя мощность ПдКС составляет 330 м.

Калийная залежь состоит из сильвинитовой и карналлитовой пачек общей мощностью от 41 до 120 м, средней – 71,5 м (рис. 2.2.3). В целом из полезных ископаемых наиболее распространены сильвинитовые (81,3 %), в меньшей степени – карналлитовые (16,7 %) и смешанные породы (2,0 %). Содержание  $K_2O$  в солях варьирует от 11 % до 24,4 %,  $MgO$  – от 1,7 % до 10,4 %. Основными промышленными пластами на ВКМКС являются сильвинитовые пласты КрII и АБ, а также пласт В смешенного сильвинитового и карналлитового состава.



1 – каменная соль, 2 – карналитовая порода, 3 – пестрые сильвиниты, 4 – красные сильвиниты, 5 – полосчатые сильвиниты.

Рис. 2.2.3. Литолого-стратиграфический разрез калийной залежи ВКМКС

Сильвинитовая пачка (СП) включает в себя пласты красных и полосчатых сильвинитов, разделенных между собой пластами каменной соли. Среднее значение мощности СП составляет около 17,5 м.

Карналлитовая пачка (КП) охватывает девять пластов сильвинитово-карналлитового состава (пласты Б, В, Г, Д, Е, Ж, З, И, К) и восемь пластов межпластовой каменной соли (Б-В, В-Г, Г-Д, Д-Е, Е-Ж, Ж-З, З-И, И-К). Пласты от Б до Е характеризуются наибольшим распространением калийных солей. Среднее значение мощности карналлитовой пачки составляет около 54 м.

Завершает разрез соляной толщи пачка покровной каменной соли (ПКС). ПКС разделяют на два слоя: нижний (светлая соль) и верхний (темная соль). Мощность ПКС в среднем составляет около 20 м.

Анализ проводился по следующим характеристикам: Нускв – альтитуда устья солеразведочной скважины, Нпкс – абсолютная отметка кровли пачки покровной каменной соли (ПКС), Нкп – абсолютная отметка кровли карналлитовой пачки (КП), НА – абсолютная отметка кровли пласта А, Нк2 – абсолютная отметка кровли пласта КрII, Нк3 – абсолютная отметка кровли пласта КрIII, Нпдкс – абсолютная отметка кровли пачки подстилающей каменной соли (ПДКС), НАт – абсолютная отметка кровли артинских терригенных отложений, Н1п - абсолютная отметка ОГ Iп, Н2к – абсолютная отметка ОГ IIк, Н3 – абсолютная отметка ОГ III.

Выполненный анализ значений абсолютных отметок кровли покровной каменной (Нпкс) соли показал, что они изменяются в широких пределах от 72,6 м до -392,78 м, почвы (Нпч) от 40,69 м до -431,49 м. Мощность толщи солей (Мс) также значительно варьирует от 0,5 м (в непосредственной близости от контура ВКМКС) до 185 м (в центральных частях).

Для оценки соотношения структурных планов был использован корреляционный анализ [44]. Значения парных коэффициентов корреляции -  $r$  между основными границами пластов приведены в табл. 2.2.3.

Корреляционная матрица по абсолютным отметкам и значениям мощности солей

	Нпкс	Нкп	НА	Нк2	Нк3	Нпч	Мс
Нпкс	1,000	0,996	0,959	0,956	0,953	0,943	0,311
Нкп		1,000	0,961	0,955	0,952	0,944	0,090
НА			1,000	0,999	0,998	0,995	-0,170
Нк2				1,000	1,000	0,998	-0,261
Нк3					1,000	0,999	-0,295
Нпч						1,000	-0,223
Мс							1,000

Примечание: все коэффициенты корреляции  $r$  являются статистически значимыми только для параметров абсолютных отметок

Отсюда видно, что между всеми абсолютными отметками границ пластов наблюдаются очень высокие значения парных коэффициентов корреляции  $r > 0,94$ . Что свидетельствует о том, что между структурными планами отдельных соляных толщ наблюдается соответствие.

Кроме этого для более детального анализа построены корреляционные поля (рис. 2.2.4).

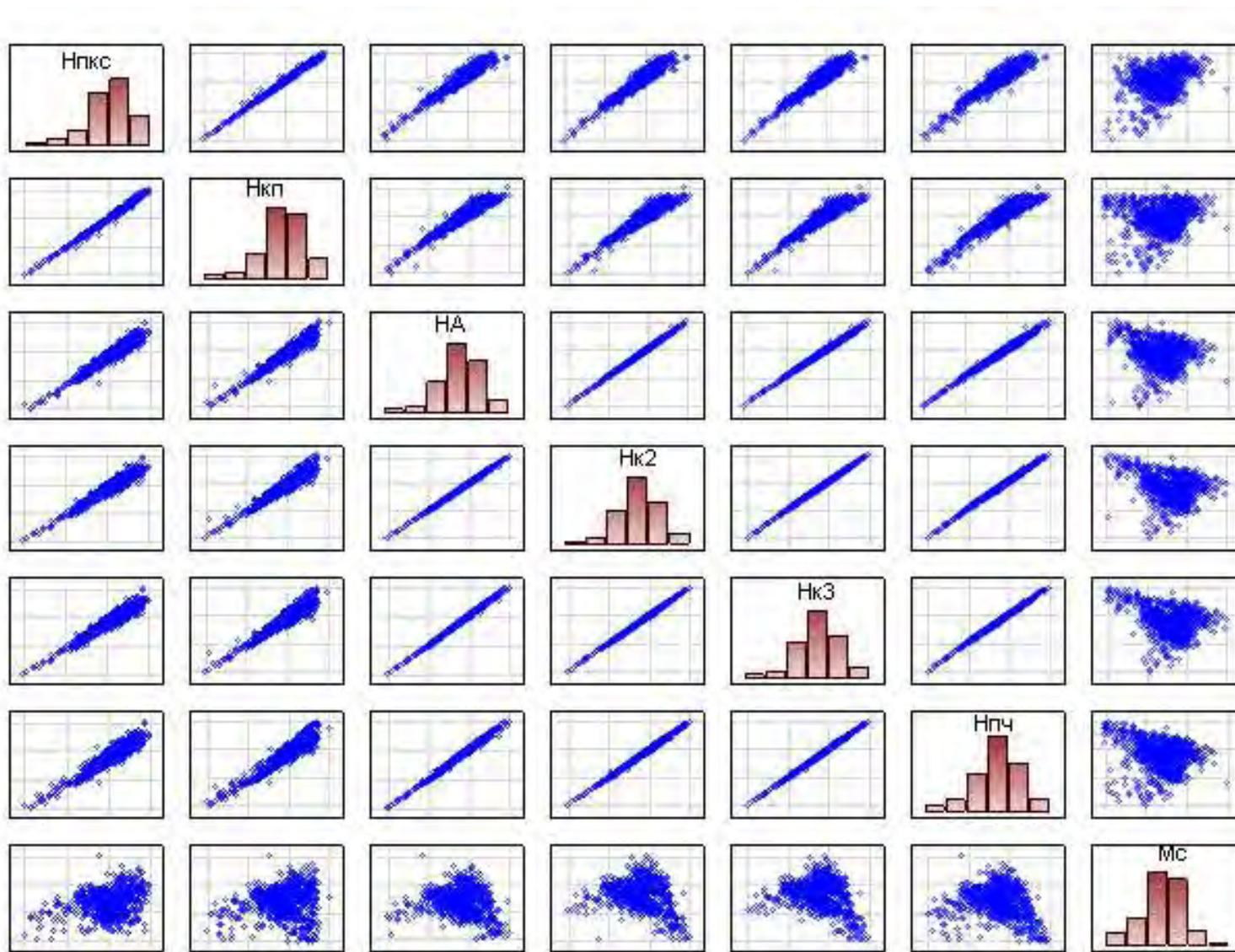


Рис. 2.2.4. Корреляционные поля между абсолютными отметками и мощностью солей

При анализе соотношений мощности солей и абсолютными отметками пластов наблюдаются различные как по направлению, так и по силе корреляционные связи. Максимальная прямая корреляция установлена между абсолютными отметками покровной каменной соли - Нпкс и Мс ( $r = 0,31$ ), максимальная обратная между абсолютными отметками Нк3 и Мс ( $r = -0,29$ ). Это свидетельствует о том, что соотношения между мощностью солей и гипсометрией пластов в пределах границ залежи достаточно сложные.

Для комплексной оценки связи вероятностей вычисленных с помощью построенных линейных моделей с газоносностью, как и в случае с мощностями соляных пластов использовался ПЛДА (табл. 2.2.2).

Таблица 2.2.2

Сравнение средних значений и индивидуальные вероятностные модели по абсолютным отметкам пластов

Показатель	Статистические характеристики показателей*		Критерии $\frac{t}{p}$ $\frac{\chi^2}{p}$	Верхняя строка - уравнение вероятности принадлежности к классу территорий с газопроявлениями; средняя - область применения модели; нижняя - диапазон изменения вероятности.
	Класс 1 Территории с газопроявлениями n=187	Класс 2 Территория без газопроявлений n=187		
Н <sub>у,скв</sub> , м (альтитуда скв.)	$\frac{151,0 \pm 31,7}{0,523 \pm 0,117}$	$\frac{157,4 \pm 30,6}{0,499 \pm 0,113}$	$\frac{-1,99687}{0,046568}$ $\frac{8,584841}{0,013672}$	$P(\text{Нускв}) = 1,082 - 0,0037 \times \text{Нускв}$ 106,00 — 247,23м 0,17 — 0,69
Нпкс, м кровля ПКС	$\frac{-76,27 \pm 65,91}{0,500 \pm 0,003}$	$\frac{-77,29 \pm 77,10}{0,500 \pm 0,059}$	$\frac{0,13811}{0,890229}$ $\frac{1,060626}{0,588421}$	$P(\text{Нпкс}) = 0,503 + 0,0005 \times \text{Нпкс}$ -391,8 — 72,6м 0,48 — 0,51
Нкп, м кровля КП	$\frac{-92,71 \pm 70,94}{0,500 \pm 0,012}$	$\frac{-88,42 \pm 86,79}{0,500 \pm 0,014}$	$\frac{-0,52506}{0,599555}$ $\frac{0,994784}{0,594784}$	$P(\text{Нкп}) = 0,484 - 0,002 \times \text{Нкп}$ -406,6 — 93,0м 0,47 — 0,55
НА, м кровля пласта А	$\frac{-153,7 \pm 64,6}{0,514 \pm 0,064}$	$\frac{-134,0 \pm 75,8}{0,495 \pm 0,075}$	$\frac{-2,69483}{0,007362}$ $\frac{7,327803}{0,025632}$	$P(\text{НА}) = 0,361 - 0,001 \times \text{НА}$ -429,7 — 44,5м 0,32 — 0,79
Нк2, м кровля пласта КрII	$\frac{-159,4 \pm 63,0}{0,506 \pm 0,037}$	$\frac{-138,8 \pm 73,4}{0,494 \pm 0,044}$	$\frac{-2,91021}{0,003829}$ $\frac{8,447709}{0,014642}$	$P(\text{НК2}) = 0,411 - 0,0006 \times \text{Нк2}$ -430,4 — 46,3м 0,38 — 0,67
Нк3, м кровля пласта КрIII	$\frac{-165,6 \pm 63,1}{0,506 \pm 0,037}$	$\frac{-144,4 \pm 77,5}{0,494 \pm 0,043}$	$\frac{-3,00268}{0,002857}$ $\frac{8,956108}{0,011355}$	$P(\text{НК3}) = 0,407 - 0,0006 \times \text{Нк3}$ -431,1 — 33,1м 0,38 — 0,66

Показатель	Статистические характеристики показателей*		Критерии $\frac{t}{p}$ $\frac{\chi^2}{p}$	Верхняя строка - уравнение вероятности принадлежности к классу территорий с газопроявлениями; средняя - область применения модели; нижняя - диапазон изменения вероятности.
	Класс 1 Территории с газопроявлениями n=187	Класс 2 Территория без газопроявлений n=187		
Нпдкс, м кровля ПДКС	$\frac{-171,6 \pm 67,3}{0,512 \pm 0,060}$	$\frac{-151,7 \pm 67,5}{0,495 \pm 0,063}$	$\frac{-2,57590}{0,010383}$ $\frac{6,733453}{0,034505}$	$P(\text{Нпдкс}) = 0,358 - 0,0009 \times \text{Нпдкс}$ -431,5 — 40,7м 0,32 — 0,74
НАт, м ОГА <sup>к</sup> <sub>тер</sub>	$\frac{-768,1 \pm 60,6}{0,500 \pm 0,015}$	$\frac{-764,1 \pm 64,7}{0,499 \pm 0,016}$	$\frac{-0,618764}{0,536450}$ $\frac{1,046323}{0,592644}$	$P(\text{НАт}) = 0,695 + 0,0025 \times \text{НАт}$ -868,1 — -514,5м 0,47 — 0,56
Н1п, м ОГ 1п	$\frac{-1625,9 \pm 97,3}{0,528 \pm 0,103}$	$\frac{-1679,8 \pm 120,8}{0,470 \pm 0,125}$	$\frac{4,92066}{0,000001}$ $\frac{24,65846}{0,000004}$	$P(\text{Н1п}) = 2,212 + 0,00104 \times \text{Н1п}$ -1952,0 — -1190,7м 0,21 — 0,89
Н2к, м ОГ 2к	$\frac{-1948,5 \pm 94,8}{0,533 \pm 0,101}$	$\frac{-2004,5 \pm 123,4}{0,473 \pm 0,132}$	$\frac{4,92066}{0,000001}$ $\frac{25,98490}{0,000002}$	$P(\text{Н2к}) = 2,618 + 0,00107 \times \text{Н2к}$ -2304,7 — -1540,5м 0,15 — 0,97
Н3, м ОГ 3	$\frac{-2334,7 \pm 119,2}{0,514 \pm 0,095}$	$\frac{-2490,8 \pm 136,8}{0,469 \pm 0,109}$	$\frac{4,92066}{0,000001}$ $\frac{20,06414}{0,000044}$	$P(\text{Н3}) = 0,487 + 0,01507 \times \text{Н3}$ -2796,8 — -1940,8м 0,22 — 0,91

\* - в числителе – среднее значение  $\pm$  стандартное отклонение показателя, в знаменателе – среднее значение  $\pm$  стандартное отклонение вероятностей по этому показателю.

Анализ построенных индивидуальных моделей, выполненный по критериям  $t$  и  $\chi^2$ , показывает, что информативные вероятности получены по следующим показателям: НА, Нк2, Нк3, Нпдкс, Н1п, Н2к, Н3. Помимо этого, анализ одномерных вероятностно-статистических моделей прогноза газопроявлений по гипсометрическим критериям показал, что в пределах толщи солей, только при возрастании абсолютных отметок кровли покровной каменной соли наблюдается увеличение значений вероятности. Следует отметить, что наблюдается инверсия значений  $t$ -критериев статистически значимых показателей при переходе от группы сейсмических границ к соляным пластам.

При использовании метода ПЛДА получена следующая функция:

$$Z_H = 3,624 \times P(H2K) - 10,696 \times P(HAT) + 2,716 \times P(Hускв) + 197,125 \times P(Hпкс) + 26,013 \\ \times P(Hпдкс) - 78,867 \times P(Hкп) - 70,044, \text{ при } R = 0,374, \chi^2 = 55,853, p = 0,000.$$

С использованием данной дискриминантной функции вычислены значения вероятности газопроявлений  $P(Z_H)$ . На рис. 2.2.5 представлена зависимость между  $P(Z_H)$  от  $Z_H$ .

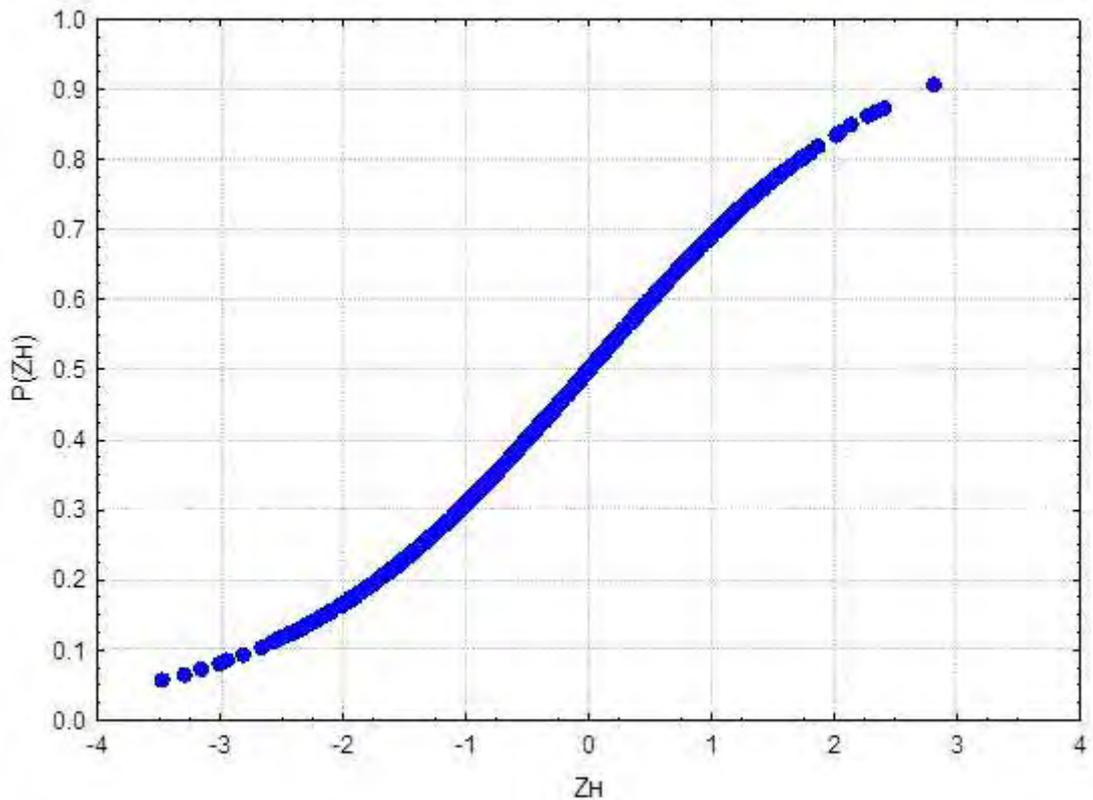


Рис. 2.2.5. Зависимость  $P(Z_H)$  от  $Z_H$

По полученной зависимости были вычислены значения  $P(Z_H)$  по всем изучаемым скважинам на территории ВКМКС и построена схема прогноза газоносности (рис. 2.2.6).

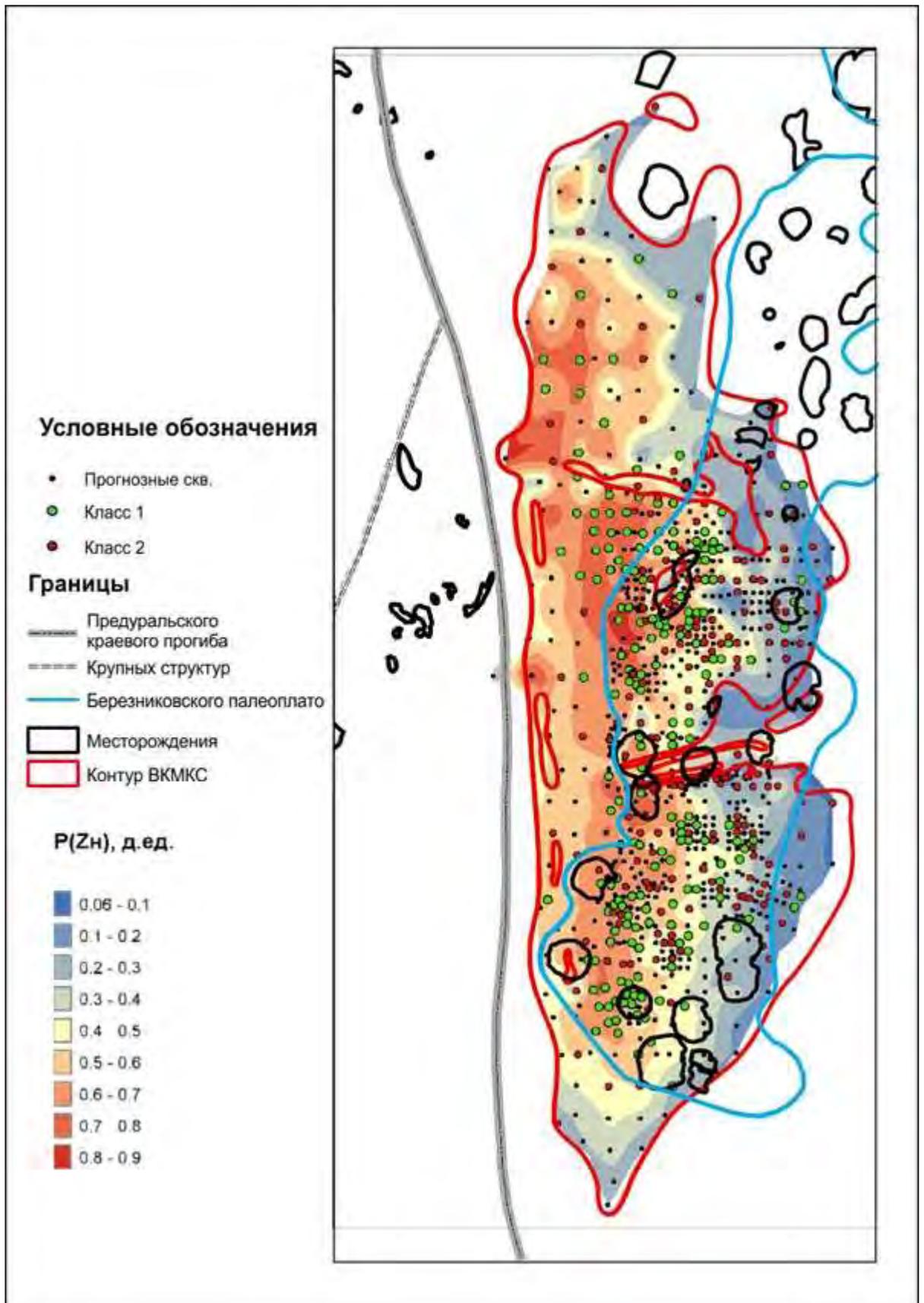


Рис 2.2.6. Зональный прогноз газоносности территории ВКМКС по критерию

$P(Zn)$

Отсюда видно, что большинство скважин, где наблюдались газопроявления имеют значения  $P(Zн) > 0,5$  д.ед. (табл. 2.2.3).

Таблица 2.2.3

Распределение значений  $P(Zн)$ 

	Интервалы варьирования $P(Zн)$ , д. ед.									
	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	0,9- 1,0
Территории с газопроявлениями (класс 1)	0	0,021	0,037	0,053	0,144	0,213	0,294	0,208	0,025	0,005
Территории без газопроявлений (класс 2)	0,010	0,137	0,176	0,122	0,165	0,139	0,155	0,091	0,005	0

Отсюда видно, что для территорий с газопроявлениями при  $P(Zн) > 0,5$  встречается 74,5% значений, для территорий без газопроявлений при  $P(Zн) > 0,5$  встречается только 39,0% значений.

Частость для первого класса в интервале 0,5-0,8 составляет 0,715 д.ед., для второго класса - 0,385 д.ед. При этом частость в интервале 0,2-0,5 для первого класса равна 0,234 д.ед., для второго класса - 0,463 д.ед.

При этом наблюдается значительно меньшие значения вероятности газопроявлений в восточной части ВКМКС.

### 2.3. ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА СОЛЯНЫХ ПЛАСТОВ

Анализ взаимосвязи между концентрациями KCl и MgCl<sub>2</sub> по пластам К, И, З, Ж, Е, Д, Г, В, Б, АБ, А, К1, К2, К3 был проведен при помощи корреляционного анализа, результаты которого представлены в табл. 2.3.1.

Наиболее тесные связи между концентрациями в самих пластах установлены для пластов В, Б и АБ, где  $r < -0,5$ . В большинстве случаев концентрации KCl и MgCl<sub>2</sub> находятся в слабой обратной зависимости, исключения составляют пласты К, К1, К2, К3, где коэффициенты корреляции приобретают положительные значения.

Таблица 2.3.1

Корреляционная матрица химического состава солей (по пластам)

	К MgCl <sub>2</sub>	И MgCl <sub>2</sub>	З MgCl <sub>2</sub>	Ж MgCl <sub>2</sub>	Е MgCl <sub>2</sub>	Д MgCl <sub>2</sub>	Г MgCl <sub>2</sub>	В MgCl <sub>2</sub>	Б MgCl <sub>2</sub>	АБ MgCl <sub>2</sub>	А MgCl <sub>2</sub>	К1 MgCl <sub>2</sub>	К2 MgCl <sub>2</sub>	К3 MgCl <sub>2</sub>
К_KCl	<b>0,032*</b>	-0,317	-0,260	-0,271	-0,211	-0,310	-0,321	-0,319	-0,200	-0,200	-0,162	-0,162	-0,158	-0,076*
И_KCl	-0,144	<b>-0,072</b>	-0,293	-0,283	-0,274	-0,278	-0,257	-0,254	-0,086	-0,100	-0,138	-0,122	-0,106	-0,091
З_KCl	-0,052*	-0,210	<b>-0,023*</b>	-0,146	-0,237	-0,265	-0,250	-0,177	-0,040*	-0,065*	-0,083	-0,029*	-0,055*	-0,015*
Ж_KCl	-0,128	-0,269	-0,316	<b>-0,230</b>	-0,325	-0,294	-0,254	-0,190	-0,030*	-0,038*	-0,134	-0,080	-0,118	-0,032
Е_KCl	-0,176	-0,336	-0,378	-0,323	<b>-0,310</b>	-0,348	-0,318	-0,254	-0,121	-0,107	-0,214	-0,163	-0,203	-0,138
Д_KCl	-0,126	-0,197	-0,323	-0,211	-0,222	<b>-0,113</b>	-0,135	-0,088	-0,026*	-0,019*	-0,159	-0,180	-0,148	-0,174
Г_KCl	-0,091	-0,110	-0,166	-0,216	-0,160	-0,284	<b>-0,342</b>	-0,390	-0,189	-0,184	-0,149	-0,131	-0,176	-0,115
В_KCl	-0,013*	-0,058*	-0,106	-0,108	-0,085	-0,197	-0,343	<b>-0,634</b>	-0,343	-0,316	-0,230	-0,199	-0,210	-0,143
Б_KCl	0,053*	-0,026*	-0,050*	-0,014*	0,004*	-0,078	-0,108	-0,263	<b>-0,635</b>	-0,611	-0,203	-0,096	-0,155	-0,181
АБ_KCl	0,010*	-0,129	-0,106	-0,155	-0,169	-0,349	-0,358	-0,393	-0,501	<b>-0,527</b>	-0,167	-0,034*	-0,092	-0,017*
А_KCl	-0,018*	-0,134	-0,077	-0,162	-0,213	-0,385	-0,401	-0,295	-0,110	-0,162	<b>-0,056*</b>	0,044*	-0,005*	0,065*
К1_KCl	0,015*	-0,097	-0,010*	-0,113	-0,142	-0,278	-0,316	-0,204	-0,016*	-0,062*	0,027*	<b>0,069</b>	0,064*	0,082
К2_KCl	0,047*	-0,101	-0,054*	-0,207	-0,235	-0,373	-0,391	-0,257	-0,072	-0,127	0,029*	0,135	<b>0,095</b>	0,169
К3_KCl	-0,012*	-0,185	-0,089	-0,200	-0,242	-0,396	-0,394	-0,355	-0,216	-0,246	0,003*	0,067*	0,029*	<b>0,010*</b>

Примечание: \* - статистически **не значимые** коэффициенты корреляции  $r$  ( $p > 0,05$ ). Шифр параметров: XX\_KCl – концентрация KCl в пласте XX, XX\_MgCl<sub>2</sub> – концентрация MgCl<sub>2</sub> в пласте XX.

Размерность – д.ед.

Сопоставление концентраций между различными пластами дают значения коэффициентов корреляции, которые находятся в интервале от -0,61 до 0,17 д.ед., с преобладанием отрицательных значений. Наибольшие по модулю значения  $r$  соответствуют наиболее близко расположенным пластам, с удалением пластов друг от друга значения  $r$  стремятся к 0 значениям.

Исследования заключались в сравнении средних значений концентраций KCl и MgCl<sub>2</sub> по пластам и построении вероятностных моделей принадлежности к классу территорий с газопроявлениями [71].

Модели, построенные по показателям концентрации, и области их использования приведены в табл. 2.3.2.

Таблица 2.3.2

Сравнение средних значений и индивидуальные вероятностные модели  
по химическому составу пластов

Параметр концентрации в пластах	Верхняя строка - уравнение вероятности принадлежности к классу территорий с газопроявлениями; средняя - область применения модели; нижняя - диапазон изменения вероятности.	Критерии $\frac{t}{p}$ $\frac{\chi^2}{p}$	Верхняя строка-среднее значение вероятностей для территорий с газопроявлениями, нижняя - среднее значение вероятностей для территорий без газопроявлений
K-KCl,%	$P(K - KCl) = 0,518 - 0,0012 \times K - KCl$ 4,20 — 51,01% 0,45 — 0,51	$\frac{-4,62644}{0,000005}$ $\frac{20,96747}{0,000029}$	$\frac{0,501 \pm 0,005}{0,498 \pm 0,005}$
K-MgCl <sub>2</sub> ,%	$P(K - MgCl_2) = 0,464 + 0,00383 \times K - MgCl_2$ 0,40 — 29,77% 0,46 — 0,58	$\frac{0,70951}{0,478450}$ $\frac{1,147383}{0,941283}$	$\frac{0,501 \pm 0,018}{0,498 \pm 0,018}$
И-KCl,%	$P(И - KCl) = 0,721 - 0,0128 \times И - KCl$ 4,38 — 53,46% 0,03 — 0,661	$\frac{-2,93651}{0,003526}$ $\frac{8,794491}{0,012311}$	$\frac{0,511 \pm 0,068}{0,489 \pm 0,074}$
И-MgCl <sub>2</sub> ,%	$P(И - MgCl_2) = 0,405 + 0,00755 \times И - MgCl_2$ 0,04 — 32,49% 0,40 — 0,65	$\frac{1,80477}{0,071919}$ $\frac{4,266590}{0,118446}$	$\frac{0,504 \pm 0,044}{0,495 \pm 0,048}$
З-KCl,%	$P(З - KCl) = 0,667 - 0,0106 \times З - KCl$ 4,08 — 50,74% 0,17 — 0,62	$\frac{-2,12834}{0,034683}$ $\frac{5,827626}{0,054268}$	$\frac{0,506 \pm 0,050}{0,494 \pm 0,057}$

Параметр концентрации в пластах	Верхняя строка - уравнение вероятности принадлежности к классу территорий с газопроявлениями; средняя - область применения модели; нижняя - диапазон изменения вероятности.	Критерии $\frac{t}{p}$ $\frac{\chi^2}{p}$	Верхняя строка-среднее значение вероятностей для территорий с газопроявлениями, нижняя - среднее значение вероятностей для территорий без газопроявлений
З-MgCl <sub>2</sub> ,%	$P(З - MgCl_2) = 0,334 + 0,01442 \times З - MgCl_2$ 0,04 — 29,10% 0,33 — 0,74	<u>3,63037</u> 0,000859 <u>11,50631</u> 0,003173	<u>0,514±0,081</u> 0,485±0,087
Ж- KCl, %	$P(Ж - KCl) = 0,682 - 0,0100 \times Ж - KCl$ 4,34 — 54,65% 0,17 — 0,64	<u>-2,83589</u> 0,004820 <u>9,065819</u> 0,0107749	<u>0,511±0,064</u> 0,490±0,074
Ж-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(Ж - MgCl_2) = 0,365 + 0,01116 \times Ж - MgCl_2$ 0,01 — 31,05% 0,36 — 0,70	<u>3,01844</u> 0,002716 <u>9,735859</u> 0,007689	<u>0,511±0,073</u> 0,488±0,079
Е- KCl, %	$P(Е - KCl) = 0,781 - 0,0172 \times Е - KCl$ 4,03 — 45,27% 0,01 — 0,71	<u>-5,90098</u> 0,000000 <u>33,48189</u> 0,000000	<u>0,540±0,064</u> 0,488±0,101
Е-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(Е - MgCl_2) = 0,273 + 0,01959 \times Е - MgCl_2$ 0,01 — 29,60% 0,27 — 0,81	<u>5,00502</u> 0,000001 <u>26,24633</u> 0,000002	<u>0,532±0,101</u> 0,469±0,140
Д-KCl, %	$P(Д - KCl) = 0,689 - 0,0128 \times Д - KCl$ 0,90 — 37,41% 0,23 — 0,67	<u>-2,05825</u> 0,040262 <u>5,023857</u> 0,081112	<u>0,505±0,050</u> 0,494±0,053
Д-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(Д - MgCl_2) = 0,313 + 0,01606 \times Д - MgCl_2$ 0,04 — 29,13% 0,31 — 0,76	<u>4,27848</u> 0,000024 <u>1,60055</u> 0,000055	<u>0,524±0,096</u> 0,477±0,115
Г-KCl, %	$P(Г - KCl) = 0,544 - 0,0025 \times Г - KCl$ 4,61 — 62,78% 0,38 — 0,53	<u>-3,77588</u> 0,000186 <u>14,24637</u> 0,000806	<u>0,502±0,011</u> 0,497±0,014
Г-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(Г - MgCl_2) = 0,667 - 0,0106 \times Г - MgCl_2$ 0,20 — 28,42% 0,33 — 0,71	<u>4,04427</u> 0,000064 <u>17,68109</u> 0,000145	<u>0,522±0,094</u> 0,479±0,108
В-KCl, %	$P(В - KCl) = 0,734 - 0,0106 \times В - KCl$ 6,36 — 45,08% 0,27 — 0,67	<u>-3,03914</u> 0,002540 <u>9,220180</u> 0,000000	<u>0,512±0,074</u> 0,488±0,076
В-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(В - MgCl_2) = 0,347 + 0,01302 \times В - MgCl_2$ 0,01 — 29,21% 0,34 — 0,71	<u>4,57540</u> 0,000006 <u>20,66834</u> 0,000033	<u>0,527±0,112</u> 0,473±0,117
Б-KCl, %	$P(Б - KCl) = 0,621 - 0,0038 \times Б - KCl$ 4,72 — 58,08% 0,40 — 0,60	<u>-1,19599</u> 0,232463 <u>2,02881</u> 0,363150	<u>0,501±0,033</u> 0,498±0,027
Б-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(Б - MgCl_2) = 0,473 + 0,00495 \times Б - MgCl_2$ 0,01 — 27,30% 0,47 — 0,61	<u>1,42814</u> 0,154090 <u>2,713754</u> 0,257464	<u>0,502±0,037</u> 0,497±0,037

Параметр концентрации в пластах	Верхняя строка - уравнение вероятности принадлежности к классу территорий с газопроявлениями; средняя - область применения модели; нижняя - диапазон изменения вероятности.	Критерии $\frac{t}{p}$ $\frac{\chi^2}{p}$	Верхняя строка-среднее значение вероятностей для территорий с газопроявлениями, нижняя - среднее значение вероятностей для территорий без газопроявлений
АБ-КCl, %	$P(АБ - КCl) = 0,747 - 0,0076 \times АБ - КCl$ 14,20 — 57,55м 0,31 — 0,64	$\frac{-2,13607}{0,033326}$ $\frac{5,612466}{0,060432}$	$\frac{0,506 \pm 0,055}{0,494 \pm 0,053}$
АБ-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(АБ - MgCl_2) = 0,480 + 0,00610 \times АБ - MgCl_2$ 0,30 — 20,90% 0,48 — 0,61	$\frac{1,14822}{0,251615}$ $\frac{2,097674}{0,350345}$	$\frac{0,501 \pm 0,029}{0,498 \pm 0,029}$
А- КCl, %	$P(А - КCl) = 0,669 - 0,0053 \times А - КCl$ 4,66 — 60,46м 0,35 — 0,64	$\frac{-1,95224}{0,051659}$ $\frac{5,775009}{0,055715}$	$\frac{0,505 \pm 0,049}{0,495 \pm 0,050}$
А-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(А - MgCl_2) = 0,498 + 0,01063 \times А - MgCl_2$ 0,01 — 3,96% 0,49 — 0,54	$\frac{2,03238}{0,042825}$ $\frac{4,521724}{0,104261}$	$\frac{0,501 \pm 0,002}{0,499 \pm 0,002}$
К1-КCl, %	$P(К1 - КCl) = 0,645 - 0,0046 \times К1 - КCl$ 10,05 — 60,55% 0,36 — 0,60	$\frac{-1,58565}{0,113669}$ $\frac{4,375074}{0,112193}$	$\frac{0,503 \pm 0,040}{0,496 \pm 0,041}$
К1-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(К1 - MgCl_2) = 0,499 + 0,00579 \times К1 - MgCl_2$ 0,02 — 1,96% 0,49 — 0,51	$\frac{3,17092}{0,001646}$ $\frac{9,968223}{0,006846}$	$\frac{0,501 \pm 0,001}{0,499 \pm 0,001}$
К2-КCl, %	$P(К2 - КCl) = 0,610 - 0,0042 \times К2 - КCl$ 8,64 — 54,16% 0,38 — 0,58	$\frac{-1,22962}{0,219463}$ $\frac{3,523853}{0,171714}$	$\frac{0,502 \pm 0,030}{0,498 \pm 0,032}$
К2-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(К2 - MgCl_2) = 0,449 + 0,00571 \times К2 - MgCl_2$ 0,02 — 1,47% 0,49 — 0,51	$\frac{3,09799}{0,002096}$ $\frac{9,640507}{0,008065}$	$\frac{0,501 \pm 0,001}{0,499 \pm 0,001}$
К3-КCl, %	$P(К3 - КCl) = 0,696 - 0,0133 \times К3 - КCl$ 3,30 — 49,40% 0,04 — 0,65	$\frac{-3,34199}{0,000916}$ $\frac{12,82371}{0,001642}$	$\frac{0,514 \pm 0,071}{0,486 \pm 0,088}$
К3-MgCl <sub>2</sub> , %	$P(К3 - MgCl_2) = 0,507 - 0,0337 \times К3 - MgCl_2$ 0,01 — 3,76% 0,38 — 0,51	$\frac{-0,14902}{0,881619}$ $\frac{0,987265}{0,941283}$	$\frac{0,501 \pm 0,003}{0,499 \pm 0,001}$

*Примечание:* шифр параметров: XX-КCl – концентрация КCl в пласте XX,

XX-MgCl<sub>2</sub> – концентрация MgCl<sub>2</sub> в пласте XX.

Анализ построенных индивидуальных моделей выполненный по критериям  $t$  и  $\chi^2$  показывает, что информативные вероятности получены по

следующим показателям: К-КCl, И-КCl, З-MgCl<sub>2</sub>, Ж-КCl, Ж-MgCl<sub>2</sub>, Е-КCl, Е-MgCl<sub>2</sub>, Д-MgCl<sub>2</sub>, Г-КCl, Г-MgCl<sub>2</sub>, В-КCl, В-MgCl<sub>2</sub>, К2-MgCl<sub>2</sub>, К3-КCl.

О том, что газоносность пластов является дифференцированной, свидетельствуют графики изменения средних значений индивидуальных вероятностей в пластах, в зависимости от концентрации КCl и MgCl<sub>2</sub>, которые приведенные на рис. 2.3.1-2.3.2.

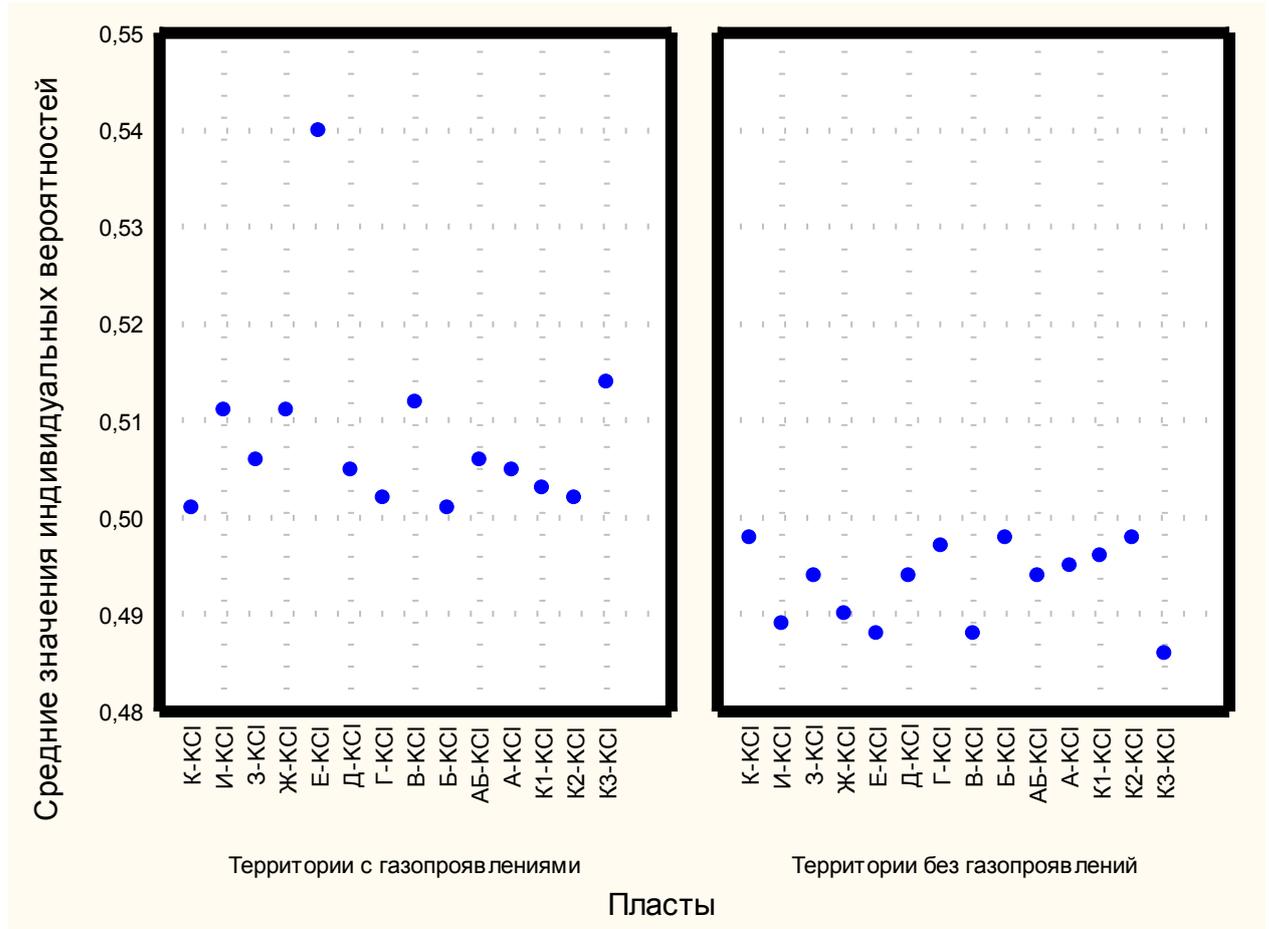


Рис. 2.3.1. Распределения средних значений вероятностей по пластам по КCl

Отсюда видно, что для всех пластов для территорий с газопроявлениями значения вероятностей больше 0,5, для территорий без газопроявлений меньше 0,5. Для территорий с газопроявлениями максимальная средняя вероятность наблюдается для пласта Е.

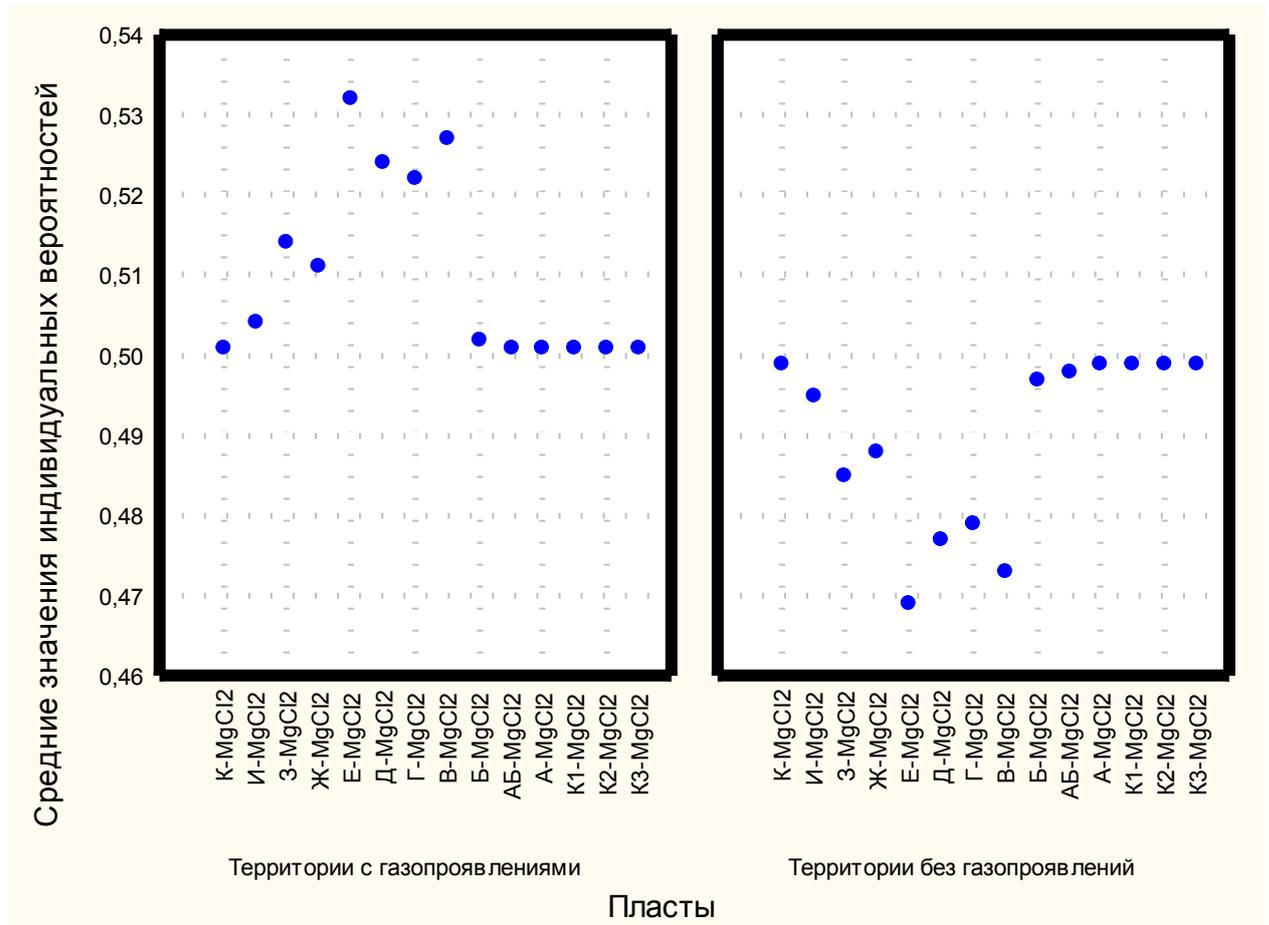


Рис. 2.3.2. Распределения средних значений вероятностей по пластам по  $MgCl_2$

Отсюда видно, что для всех пластов для территорий с газопроявлениями значения вероятностей больше 0,5 для территорий без газопоявлений меньше 0,5. Для территорий с газопоявлениями максимальные средние вероятности наблюдается для пласта Е, Д, Г, В для пластов К, Б, АБ, А, К1, К2, К3 значения вероятностей незначительно больше 0,5 и практически не изменяются. Для территорий без газопоявлений минимальные средние вероятности имеются также для этих пластов, а для пластов К, Б, АБ, А, К1, К2, К3 значения вероятностей незначительно меньше 0,5 и практически не изменяются.

Для комплексной оценки связи вероятностей вычисленных с помощью построенных линейных моделей с газоносностью, как и в случае с мощностями соляных пластов и абсолютными отметками использовался ПЛДА.

При использовании метода ПЛДА получена следующая функция:

$$\begin{aligned}
Z_x = & 5,175 \times P(E - KCl) + 2,473 \times P(B - MgCl_2) + 49,390 \times P(K - KCl) + 3,369 \times P(E - MgCl_2) \\
& + 190,632 \times P(K1 - MgCl_2) + 87,458 \times P(K3 - MgCl_2) + 4,425 \times P(K3 - KCl) \\
& - 7,795 \times P(K2 - KCl) - 23,321 \times P(AB - MgCl_2) - 4,037 \times P(И - MgCl_2) \\
& + 302,769 \times P(K2 - MgCl_2) + 12,865P(Б - MgCl_2) - 311,891, \text{ при } R = 0,429, \chi^2 \\
& = 74,6268, p = 0,000.
\end{aligned}$$

С использованием данной дискриминантной функции вычислены значения вероятности газопроявлений  $P(Z_x)$ . На рис. 2.3.3 представлена зависимость между  $P(Z_x)$  от  $Z_x$ .

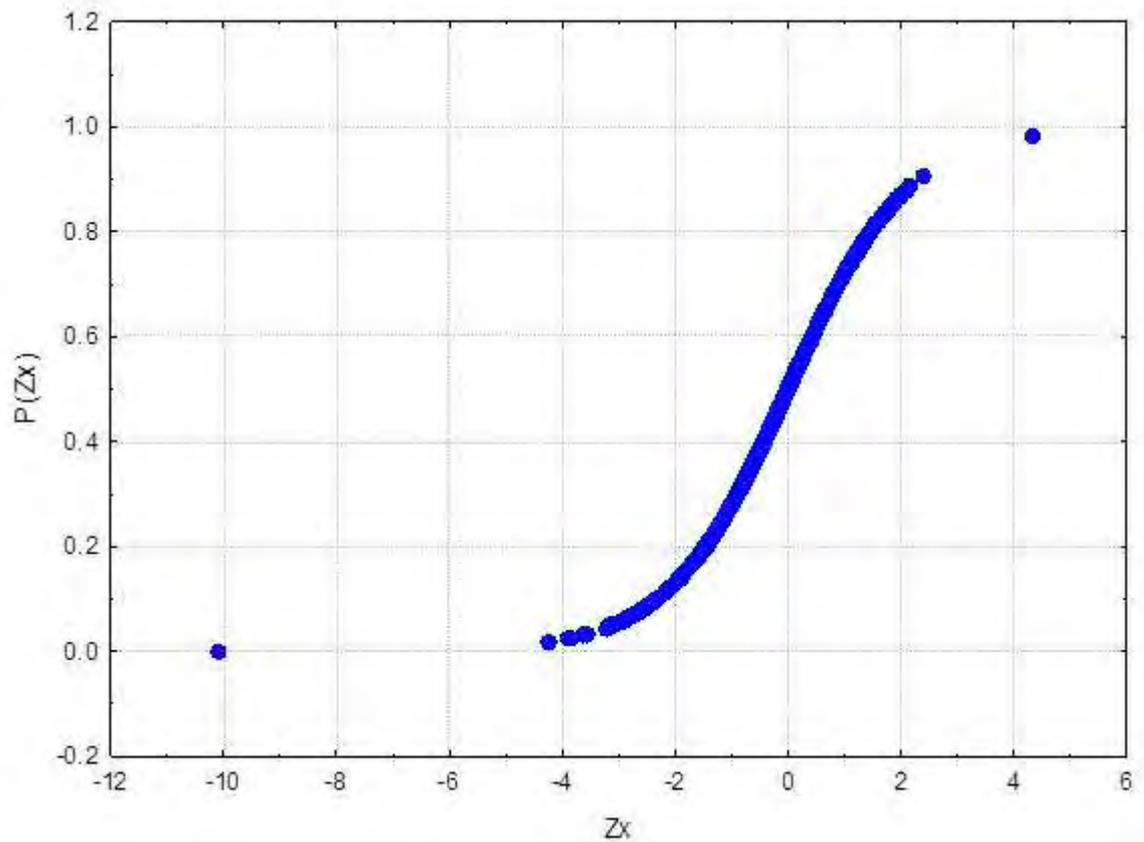


Рис. 2.3.3. Зависимость  $P(Z_x)$  от  $Z_x$

По полученной зависимости были вычислены значения  $P(Z_x)$  по всем изучаемым скважинам на территории ВКМКС и построена схема прогноза газоносности (рис. 2.3.4).

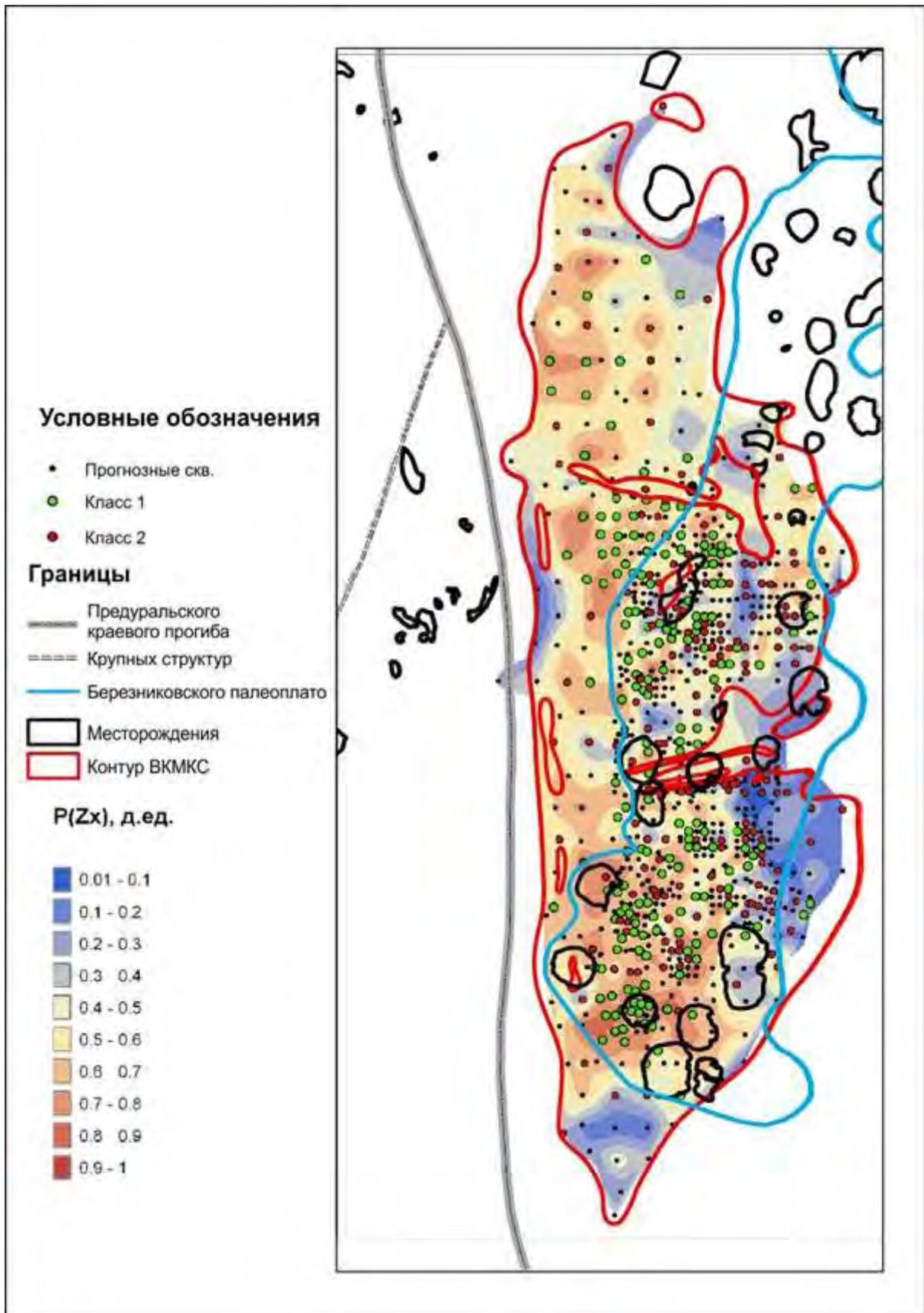


Рис. 2.3.4. Зональный прогноз газоносности территории ВКМКС по критерию  $P(Zx)$

Исходя из рис. 2.3.4 и табл. 2.3.3 видно, что большинство скважин, где наблюдались газопроявления имеют значения  $P(Z_x) > 0,5$  д.ед. Отметим, что по данному критерию, в отличие от  $P(Z_M)$  и  $P(Z_H)$ , изучаемая площадь более дифференцирована. Наибольшие значения вероятности  $P(Z_x)$  характерны для территории южной части Березниковского палеоплато и северо-западу ВКМКС.

Таблица 2.3.3

Распределение значений  $P(Z_x)$ 

	Интервалы варьирования $P(Z_x)$ , д. ед.									
	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	0,9- 1,0
Территории с газопроявлениями (класс 1)	0	0,037	0,016	0,058	0,122	0,176	0,267	0,229	0,090	0,005
Территории без газопроявлений (класс 2)	0,096	0,112	0,122	0,101	0,165	0,203	0,106	0,074	0,021	0

Отсюда видно, что для территорий с газопроявлениями при  $P(Z_x) > 0,5$  встречается 76,7% значений, для территорий без газопроявлений при  $P(Z_x) > 0,5$  встречается только 40,4% значений.

Частость для первого класса в интервале 0,5-0,8 составляет 0,672 д.ед., для второго класса - 0,383 д.ед. При этом частость в интервале 0,2-0,5 для первого класса равна 0,196 д.ед., для второго класса - 0,388 д.ед.

Отметим, что по данному комплексному критерию  $P(Z_x)$ , наблюдается наибольшая сходимость прогноза с фактической газоносностью по сравнению с  $P(Z_M)$  и  $P(Z_H)$  в районе разрабатываемых месторождений.

### **ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ПЛОЩАДИ ВКМКС**

В предыдущей главе разработаны модели прогнозирования газопроявлений по площади ВКМКС по комплексу показателей, включающих абсолютные отметки, мощности и состав соляных толщ.

В данной главе для прогнозирования нефтегазоносности территории ВКМКС будет использован результат прогноза газопроявлений, для разработки критериев и моделей прогноза нефтегазоносности.

Для прогноза нефтегазоносности была использована выборка скважин в пределах наиболее изученных участков в пределах площадей сейсморазведочных работ МОГТ 3D. По данной выборке проведен анализ средних значений и функций плотности распределения критериев характеризующих вероятность газопроявлений для выборки скважин в контуре и вне контура месторождений.

Аналогично предыдущему этапу были разработаны многомерные модели по трем группам, и выполнено их комплексирование.

### 3.1. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО МОЩНОСТИ СОЛЯНЫХ ПЛАСТОВ

По данным значениям  $Z_m$  выполним сравнение средних (табл. 3.1.1) значений по скважинам расположенных в контурах нефтегазоносности (класс 1,  $n=86$ ) и площадям, где нефтегазоносность не установлена (класс 2,  $n=80$ ). Сравнение выполним с помощью критериев  $t$  и  $\chi^2$  по обучающей выборке объемом 166 скважин.

Анализ распределений  $Z_m$  и построение вероятностной модели принадлежности к классу нефтегазоносных территорий выполнялись аналогично, как и в случае с газопроявлениями в толще ВКМКС.

Таблица 3.1.1

Сравнение средних значений и вероятностные модели по критерию  $Z_m$

Показатель / вероятность	Статистические характеристики показателей*		Критерии	
	Класс 1 В контуре нефтегазоносности $n=86$	Класс 2 Вне контура нефтегазоносности $n=80$	$\frac{t}{p}$	$\frac{\chi^2}{p}$
$Z_m$	$-0,763 \pm 1,085$	$-0,449 \pm 1,113$	$\frac{1,841}{0,066}$	$\frac{3,344}{0,019}$
$P_H(Z_m)$	$0,510 \pm 0,068$	$0,490 \pm 0,070$	$\frac{1,824}{0,069}$	$\frac{3,121}{0,020}$

Средние значения многомерного критерия  $Z_m$  статистически различаются с достигаемым уровнем значимости  $p=0,066$ , по  $t$ -критерию Стьюдента. Для вычисления вероятности принадлежности к классу площадей с нефтегазоносностью необходимо построить линейную вероятностную модель,

по которой можно определить вероятность принадлежности к классу площадей, где наблюдается нефтегазоносность разреза.

Для построения модели прогноза нефтегазоносности по значениям  $Z_m$  были изучено распределение  $Z_m$  по интервалам варьирования (табл. 3.1.2) для областей находящихся в контурах нефтегазоносности (класс 1), и вне контура (класс 2).

Распределения критерия  $Z_m$  по интервалам варьирования представлены в табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.2

### Распределение частот значений $Z_m$

	Интервалы варьирования $Z_m$ , д. ед.						
	-4,5- -3,5	-3,5- -2,5	-2,5- -1,5	-1,5- -0,5	-0,5- 0,5	0,5- 1,5	1,5- 2,5
В контуре нефтегазоносности (класс 1)	0	0,046	0,267	0,244	0,337	0,081	0,025
Вне контура нефтегазоносности (класс 2)	0,014	0,037	0,087	0,350	0,300	0,175	0,037

Отсюда видно, что частость для первого класса в интервале  $-0,5-0,5$  составляет 0,337 д.ед., для второго класса - 0,300 д.ед. При сравнении плотностей распределений  $Z_m$  приведенных в табл. 3.1.2 в изучаемых классах применялся критерий согласия Пирсона  $\chi^2$ . Установлено, что распределения значений  $Z_m$  статистически различаются, при  $p=0,019$ .

Для построения линейной вероятностной модели прогноза нефтегазоносности по данным газопроявлений в соляной толще ВКМКС, в каждом интервале варьирования определяются вероятности принадлежности к нефтегазоносным территориям. Далее интервальные вероятности принадлежности к 1 классу сопоставляются со средними интервальными

значениями комплексного критерия  $Z_m$ . По этим величинам рассчитывается парный коэффициент корреляции  $R$  и строится уравнение регрессии. Последующая корректировка построенных моделей выполняется из условия, что среднее значения  $P_n(Z_m)$  для нефтегазоносных территорий должно быть больше 0,5, а для территорий за пределами нефтегазоносности меньше 0,5.

Получена следующая модель прогноза вероятности нефтегазоносности по данным  $Z_m$ :

$$P_n(Z_m) = 0,462 - 0,064 \times Z_m, \text{ при } R = -0,67.$$

Диапазон работы модели  $Z_m$  от -3,525 до 2,205. При увеличении значений  $Z_m$  от отрицательных к положительным величина  $P_n(Z_m)$  уменьшается от 0,682 до 0,321 д.ед.

Средне значение вероятности нефтегазоносности  $P_n(Z_m)$  для класса в контуре нефтегазоносности составило  $0,510 \pm 0,068$  д.ед. (среднее значение  $\pm$  стандартное отклонение). Для класса вне контура нефтегазоносности среднее значение составило  $0,490 \pm 0,070$  д.ед.

По данным функциям были вычислена вероятность  $P_n(Z_m)$ . Соотношение между  $Z_m$  и  $P_n(Z_m)$  приведены на рисунке 3.1.1.

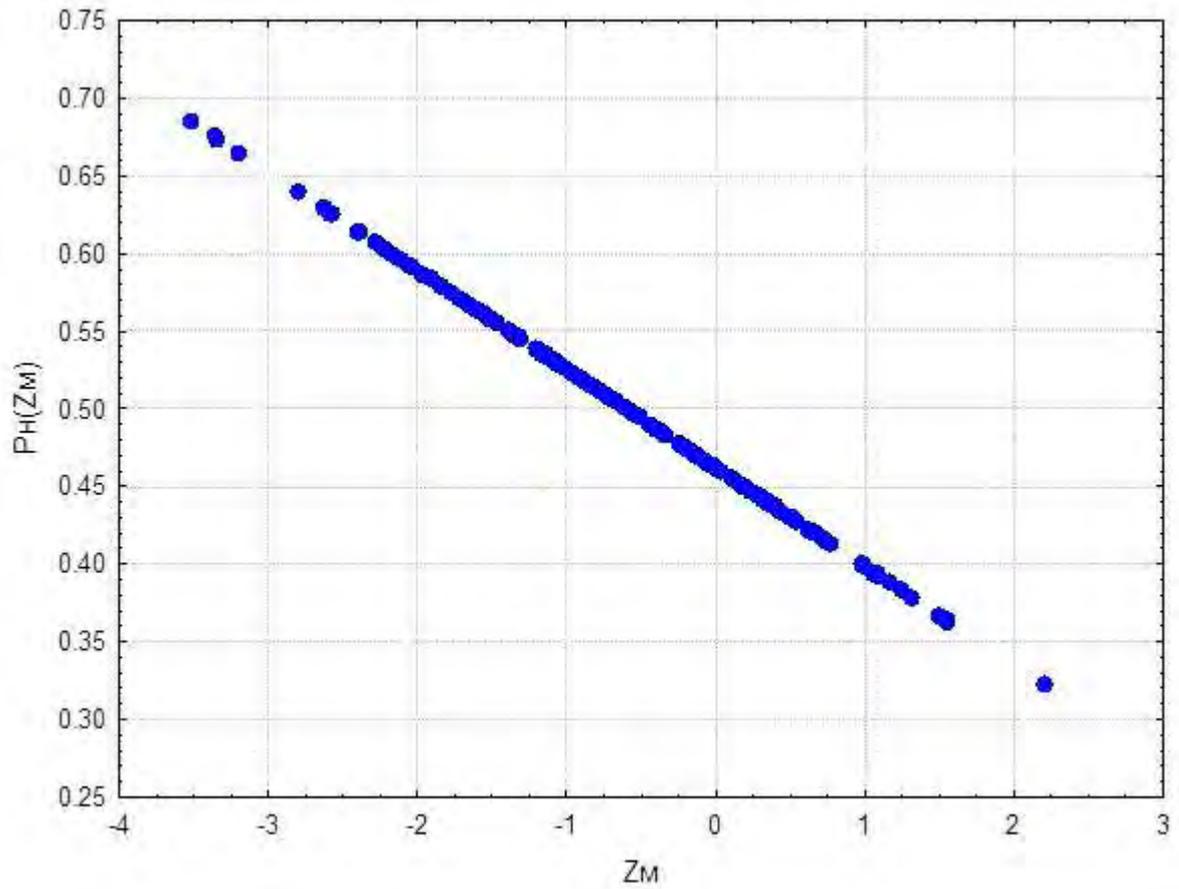


Рис 3.1.1. Зависимость  $P_n(Z_m)$  от  $Z_m$

Отсюда видно, что при увеличении значений  $Z_m$  от отрицательных к положительным величина  $P_n(Z_m)$  уменьшается от 0,682 до 0,321 д.ед.

По рассчитанным значениям  $P_n(Z_m)$  была построена схема вероятности зональной нефтегазоносности по критерию мощности солей исследований (рис. 3.1.2).

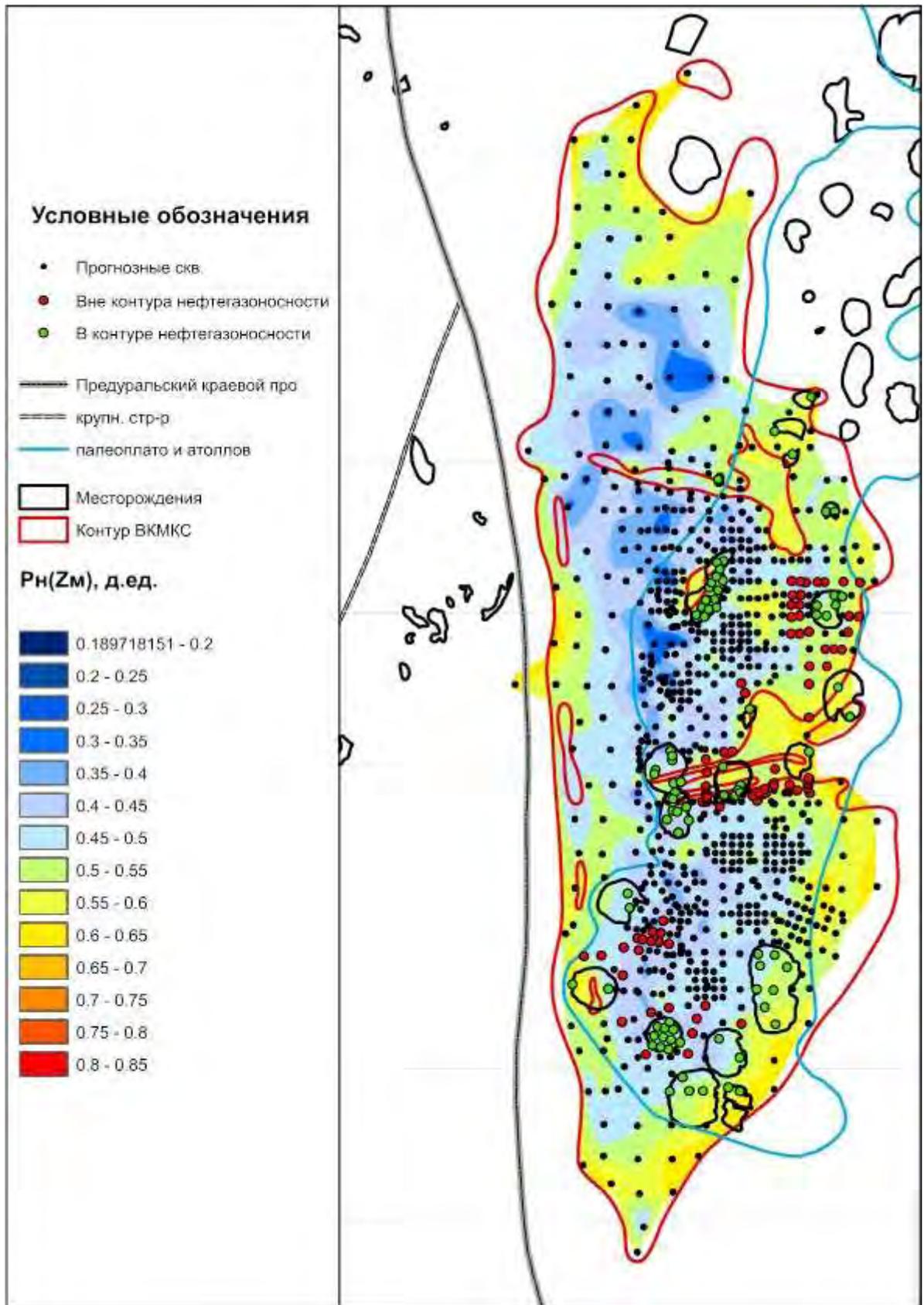


Рис. 3.1.2. Зональный прогноз нефтегазоносности территории ВКМКС по критерию  $R_n(Z_m)$

На схеме вероятностями  $P_n(Z_M) > 0,5$  характеризуются периферийные части ВКМКС, значения  $P_n(Z_M) < 0,5$  находятся в центральной части ВКМКС. Наиболее высокие значения  $P_n(Z_M)$  наблюдаются на востоке и на северо-востоке территории, в районе Озерного месторождения.

### 3.2. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ГИПСОМЕТРИЧЕСКИМ ОТМЕТКАМ ПЛАСТОВ СОЛЕЙ И ОСНОВНЫМ ОТРАЖАЮЩИМ ГОРИЗОНТАМ

Анализ распределений  $Z_H$  и построение вероятностной модели принадлежности к классу нефтегазоносных территорий выполнялись аналогично, как и в случае с мощностями соляных пластов (табл. 3.2.1).

Таблица 3.2.1

Сравнение средних значений и вероятностные модели по критерию  $Z_H$

Показатель / вероятность	Статистические характеристики показателей*		Критерии		Верхняя строка - уравнение вероятности принадлежности к классу в контуре нефтегазоносности; средняя - область применения модели; нижняя - диапазон изменения вероятности
	Класс 1  В контуре нефтегазоно- сности n=86	Класс 2  Вне контура нефтегазоно- сности n=80	$\underline{t}$  $p$	$\underline{\chi^2}$  $p$	
$Z_H$	-0,390±1,069	-0,603±1,074	<u>1,284</u>  0,201	<u>3,344</u>  0,019	$P_H(Zx) = 0,523 - 0,046 \times Z_H$  -3,007 — 2,044 0,384 — 0,617
$P_H(Z_H)$	0,505±0,049	0,495±0,049	<u>1,369</u>  0,173	<u>3,492</u>  0,017	

Отсюда видно, что статистической значимости в различиях средних значений классов не установлено. При этом, переход к вероятностному пространству позволяет снизить достигаемый уровень значимости.

Зависимость  $P_H(Z_H)$  от  $Z_H$  приведена на рис. 3.2.1.

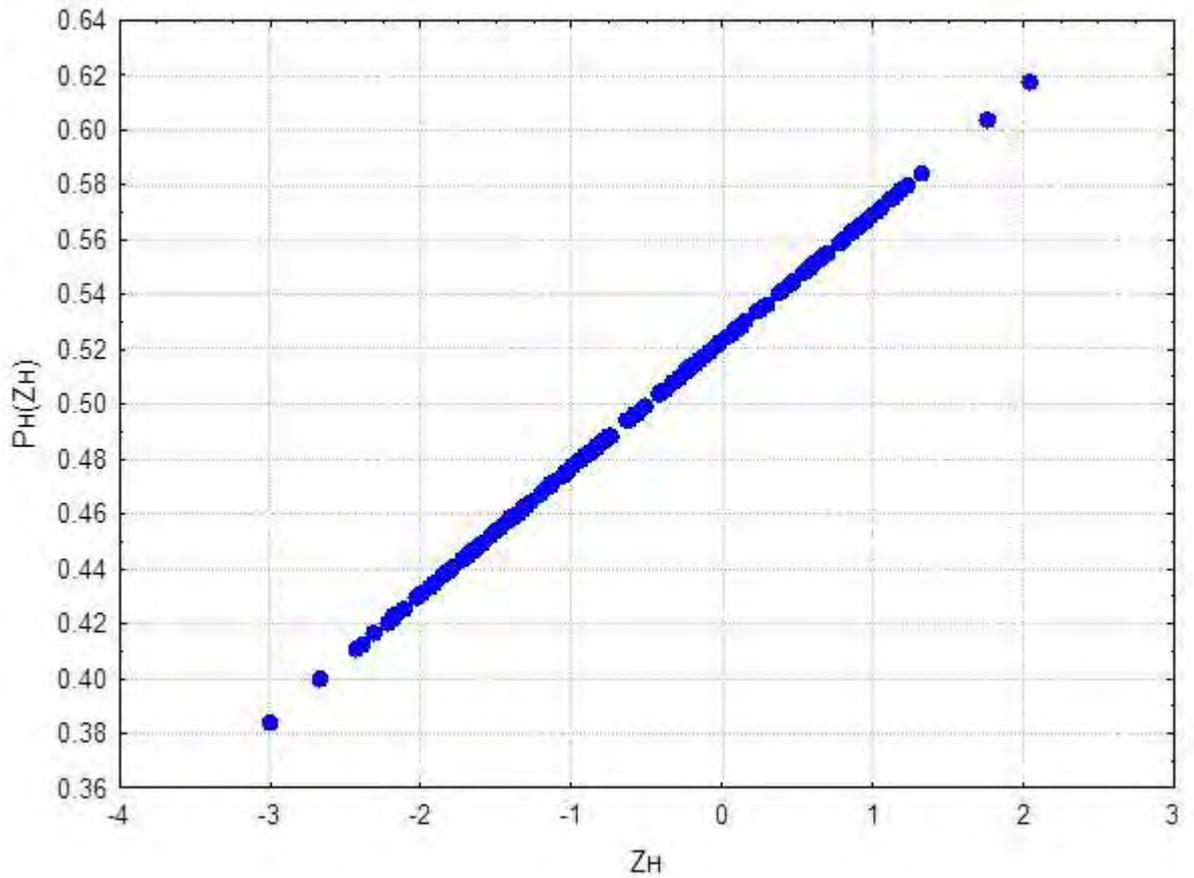


Рис. 3.2.1. Зависимость  $P_n(Z_n)$  от  $Z_n$

При возрастании критерия  $Z_n$  наблюдается увеличение значений  $P_n(Z_n)$  от 0,384 до 0,617 д.ед.

По рассчитанным значениям  $P_n(Z_n)$  была построена схема вероятности зональной нефтегазоносности по структурному критерию (рис. 3.2.2).

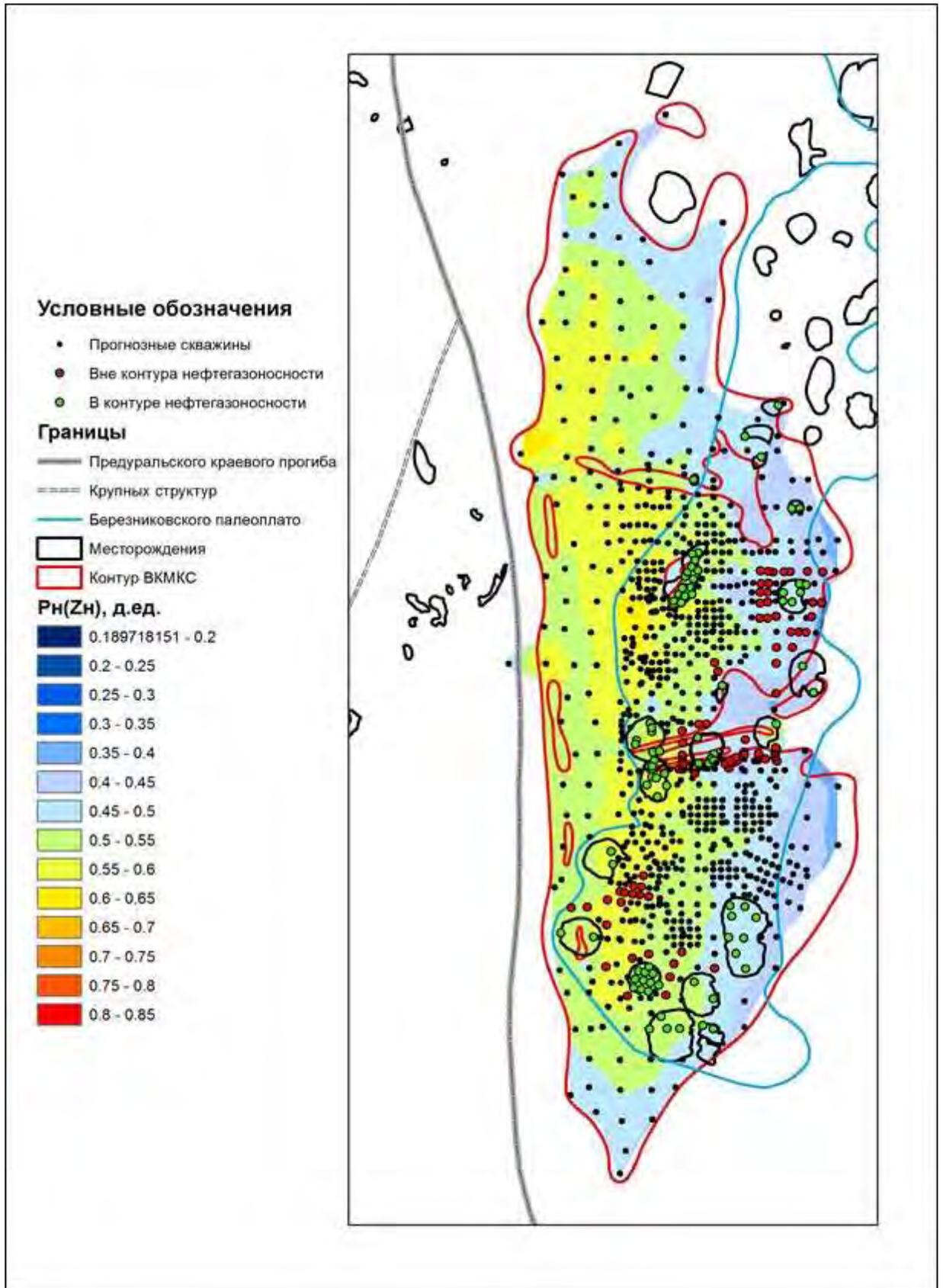


Рис. 3.2.2. Зональный прогноз нефтегазоносности территории ВКМКС по критерию  $R_n(Z_n)$

Диапазон изменения вероятности  $P_n(Z_n)$  находится в диапазоне от 0,36 до 0,65 д.ед. На схеме наблюдается отчетливый тренд, значения  $P_n(Z_n) > 0,5$  д.ед. находятся в западной части контура ВКМКС. Наиболее высокие значения  $P_n(Z_n)$ , в диапазоне 0,5-0,55 д.ед., соответствуют западной границе Березниковского палеоплато.

Несмотря на отсутствие статистической значимости, полученная схема хорошо согласуется с региональными особенностями миграции углеводородов на территории Соликамской депрессии – погружение основных нефтегазоносных толщ происходило в восточном направлении. Таким образом, использование критерия  $P_n(Z_n)$  не противоречит представлениям, в части процессов повлиявших на распределение нефтегазоносности на изучаемой площади.

### 3.3. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ХИМИЧЕСКОМУ СОСТАВУ СОЛЯНЫХ ПЛАСТОВ

Анализ распределений  $Z_x$  и построение вероятностной модели принадлежности к классу нефтегазоносных территорий выполнялись аналогично, как и в случае с мощностями соляных пластов и абсолютными отметками (табл. 3.3.1).

Таблица 3.3.1

Сравнение средних значений и вероятностные модели по критерию  $Z_x$

Показатель / вероятность	Статистические характеристики показателей*		Критерии		Верхняя строка - уравнение вероятности принадлежности к классу в контуре нефтегазоносности; средняя - область применения модели; нижняя - диапазон изменения вероятности
	Класс 1 В контуре нефтегазоносности n=86	Класс 2 Вне контура нефтегазоносности n=80	$\underline{t}$ $p$	$\underline{\chi^2}$ $p$	
$Z_x$	-0,390±1,069	-0,603±1,074	<u>1,284</u> 0,201	<u>3,344</u> 0,019	$P_H(Z_x) = 0,504 + 0,076 \times Z_x$  -3,830 — 1,925 0,212 — 0,650
$P_H(Z_x)$	0,512±0,061	0,487±0,091	<u>2,049</u> 0,0420	<u>5,014</u> 0,006	

Наблюдается, что средние значения многомерного критерия  $Z_x$  статистически различаются,  $p=0,042$ . Плотности распределений значений  $Z_x$  различаются друг от друга несколько хуже.

Зависимость  $P_H(Z_x)$  от  $Z_x$  приведена на рис. 3.3.1.

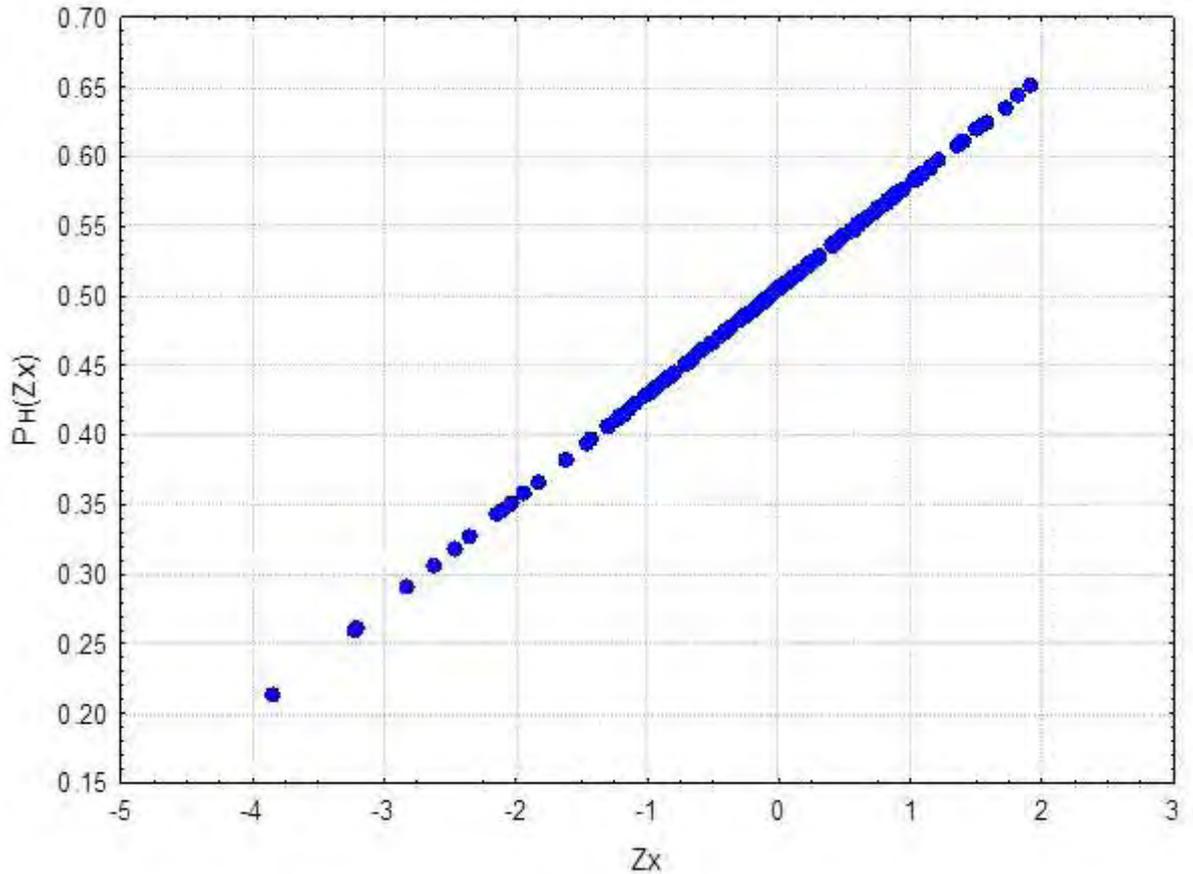


Рис. 3.3.1. Зависимость  $P_n(Z_x)$  от  $Z_x$

Исходя из рис. 3.3.2, установлена прямая зависимость между критериями  $P_n(Z_x)$  и  $Z_x$ .

По рассчитанным значениям  $P_n(Z_x)$  была построена схема вероятности зональной нефтегазоносности по геохимическому критерию (рис. 3.3.2).

Наиболее высокими значениями вероятности  $P_n(Z_x)$  характеризуются территории южной части Березниковского палеоплато, и ряд участков на западной границе ВКМКС.

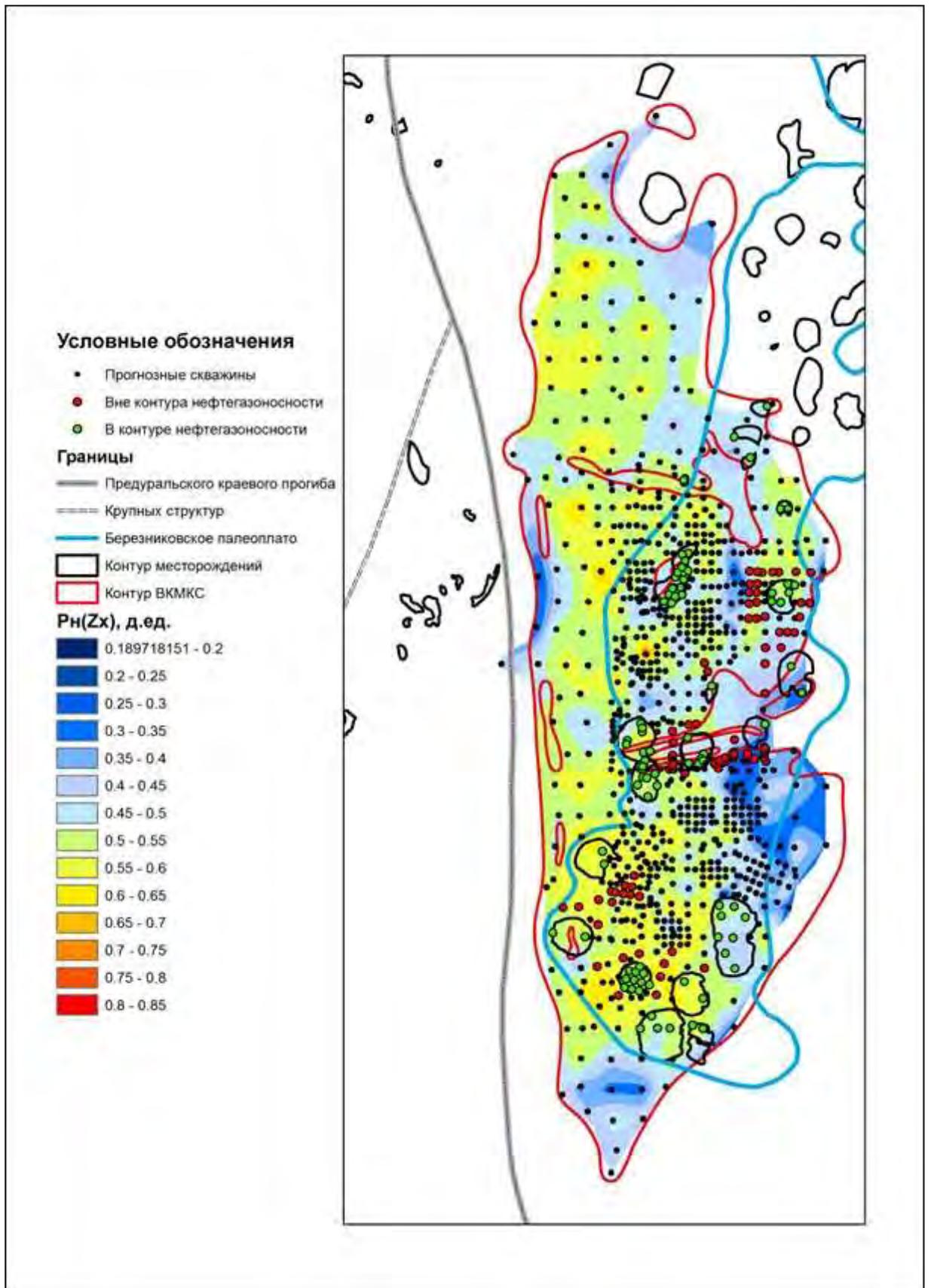


Рис. 3.3.2. Зональный прогноз нефтегазоносности территории ВКМКС по критерию  $R_n(Z_x)$

Схема критерия  $P_n(Z_x)$  обладает более дифференцирована по сравнению с  $P_n(Z_n)$ . Диапазон изменения вероятности  $P_n(Z_x)$  находится в более широких пределах от 0,18 до 0,83 д.ед.

Наиболее высокими значениями вероятности  $P_n(Z_x)$  характеризуются территории южной части Березниковского палеоплато, и ряд участков на западной границе ВКМКС.

## ГЛАВА 4. УТОЧНЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ ВЕРОЯТНОСТНО- СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ДАННЫМ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ МЕТОДОМ ЛОКАЛЬНЫХ ОСТАТКОВ

Визуальный анализ построенных схем нефтегазоносности (рис. 3.1.2, 3.2.2, 3.3.2), указывает на наличие географического тренда. Наличие ярко выраженного регионального тренда может приводить к излишне регионализированной оценке территорий, особенно в масштабах превышающих размеры локальных объектов. В качестве локальных объектов подразумеваются как залежи, так и структуры [72].

С целью подтверждения нестационарного характера распределения вероятностей, в качестве примера проведен вариограммный анализ по параметру  $R_n(Z_x)$  на исследуемой площади. Вариограмма показателя  $R_n(Z_x)$  приведена на рис. 4.1.

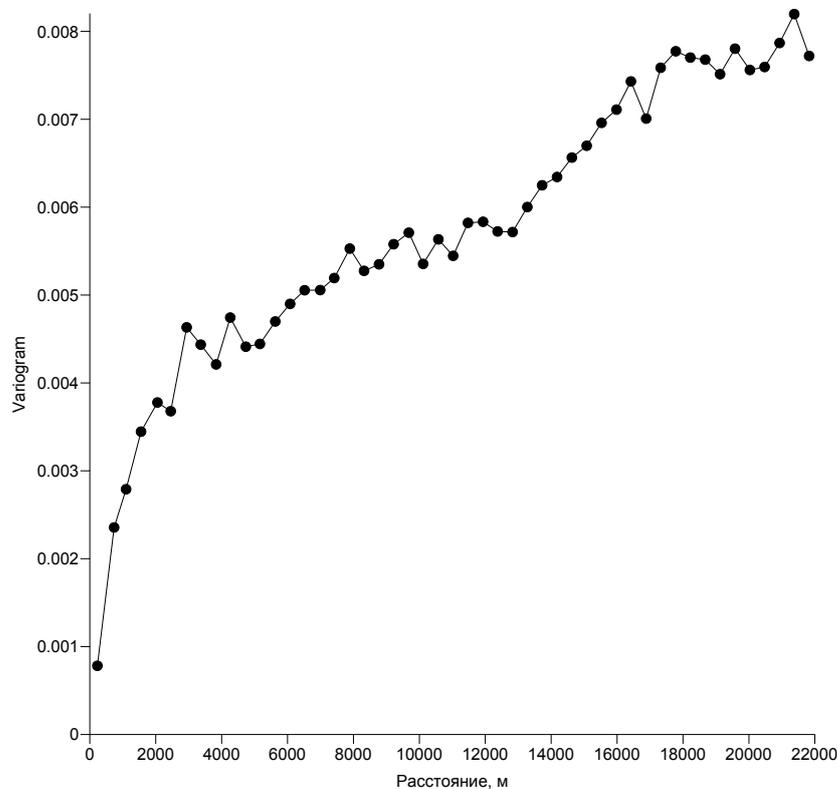


Рис. 4.1. Вариограмма  $R_n(Z_x)$  по всем направлениям

Представленная экспериментальная вариограмма не обладает отчетливо выраженной стационарностью, что подтверждает наличие регионального тренда в значениях  $P_H(Zx)$ .

Для более детального исследования мелкомасштабного влияния рассматриваемого критерия можно применить метод анализа локальных остатков [72-76]. Суть данного метода сводится к расчету локальных остатков (по формуле) и их статистическому анализу.

$$RES_{P_H(Zi)} = P_H(Zi)_{fact} - P_H(Zi)_{trend},$$

где  $RES_{P_H(Zi)}$  - значение локального остатка;  $P_H(Zi)_{fact}$  - значение  $P_H(Zi)$ -координаты точки наблюдения;  $P_H(Zi)_{trend}$  - значение  $P_H(Zi)$ -координаты точки поверхности тренда.

Локальные остатки — это вертикальные разности между  $P_H(Zm)$ -координатами точек фактических данных и соответствующими значениями интерполяционной сеточной функции, вычисленными по уравнению тренда в точках с теми же координатами  $X$  и  $Y$ .

Метод локальных остатков основан на утверждении, что если остатки содержат независимые нормально распределенные случайные величины с нулевыми средними, и в их значениях отсутствует корреляционная связь, то исходная регрессионная модель хорошо описывает истинную зависимость.

В результате реализации данного метода по химическому составу пластов получена следующая линейная функция тренда  $P_H(Zx)_{trend}$  [70], зависящая от координат ( $X, Y$ ).

$$P_H(Zx)_{trend} = 3,4349 - 4,0867 \times 10^{-6} \times x - 1,3983 \times 10^{-7} \times y, \text{ при } R = 0,401.$$

В работах [28,68] для прогнозирования нефтегазоносности подсолевой толщи был разработаны критерии  $P_H(Zm)$  и  $P_H(Zn)$  основанные на характеристиках мощности соляных пластов и абсолютных отметок пластов

солей и основных отражающих горизонтов на территории ВКМКС. Функции трендов для данных критериев  $P_H(Z_M)_{trend}$  и  $P_H(Z_H)_{trend}$ , имеют вид:

$$P_H(Z_M)_{trend} = 0,6781 - 3,3389 \times 10^{-6} \times x - 7,4328 \times 10^{-8} \times y, \text{ при } R = 0,860;$$

$$P_H(Z_H)_{trend} = 2,8333 - 4,5043 \times 10^{-6} \times x - 1,5475 \times 10^{-8} \times y, \text{ при } R = 0,891.$$

Помимо расчета линейных трендов и их остатков ( $RES_{P_H(Z_x)\_лин}$ ) рассчитывались и не линейные квадратические модели тренда и их локальные остатки ( $RES_{P_H(Z_x)\_квэд}$ ).

После расчета трендовых функций рассчитывались локальные остатки, которые использовались для статистической оценки различий в классах принадлежности к нефтегазоносным территориям (класс 1, 2).

Выполним сравнение распределений с помощью вычисления t-критерия Стьюдента исходных критериев  $P_H(Z_M)$ ,  $P_H(Z_x)$ ,  $P_H(Z_x)$ , локальных остатков от трендовых функций и статистически значимые вероятностные функции по локальным остаткам (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Сравнение средних значений критериев нефтегазоносности и их локальных остатков

Показатель / вероятность	Статистические характеристики показателей		Критерии $\frac{t}{p}$
	Класс 1 В контуре нефтегазоносности n=86	Класс 2 Вне контура нефтегазоносности n=80	
$P_H(Z_M)$	0,510 ± 0,068	0,491 ± 0,070	$\frac{1,8241}{0,0690}$
$P_H(Z_H)$	0,505 ± 0,049	0,495 ± 0,049	$\frac{1,3690}{0,1729}$
$P_H(Z_x)$	0,512 ± 0,060	0,488 ± 0,090	$\frac{2,0497}{0,0420}$
$RES_{P_H(Z_M)\_лин}$	0,033 ± 0,064	0,003 ± 0,060	$\frac{3,1110}{0,0022}$
$RES_{P_H(Z_H)\_лин}$	0,001 ± 0,039	0,003 ± 0,027	$\frac{-0,4130}{0,6790}$

$RES_{P_H(Zx)\_лин}$	$0,014 \pm 0,053$	$0,003 \pm 0,078$	$\frac{1,0883}{0,2781}$
$RES_{P_H(ZM)\_квэд}$	$0,017 \pm 0,063$	$-0,018 \pm 0,063$	$\frac{3,4540}{0,0007}$
$RES_{P_H(ZH)\_квэд}$	$-0,008 \pm 0,039$	$-0,002 \pm 0,027$	$\frac{-1,0660}{0,2880}$
$RES_{P_H(Zx)\_квэд}$	$0,005 \pm 0,052$	$-0,002 \pm 0,073$	$\frac{0,6366}{0,5252}$
$P_H(ZM)'$	$0,509 \pm 0,130$	$0,439 \pm 0,124$	$\frac{3,5060}{0,0007}$

Результаты расчетов статистических критериев для исходных вероятностей указывают на статистически значимое различие средних значений для  $P_H(Zx)$  с достигаемым уровнем значимости  $p=0,04$ . Для  $P_H(ZM)$  достигаемый уровень значимости несколько выше  $p=0,07$ .

При переходе к локальным остаткам по линейным моделям для величины  $RES_{P_H(Zx)\_лин}$  не установлено статистически значимого различия средних, в то время как для  $RES_{P_H(ZM)\_лин}$  статистические характеристики стали значительно лучше. Достигаемый уровень значимости  $p$  резко снизился, относительно исходной вероятности  $P_H(ZM)$ , и составил 0,0022.

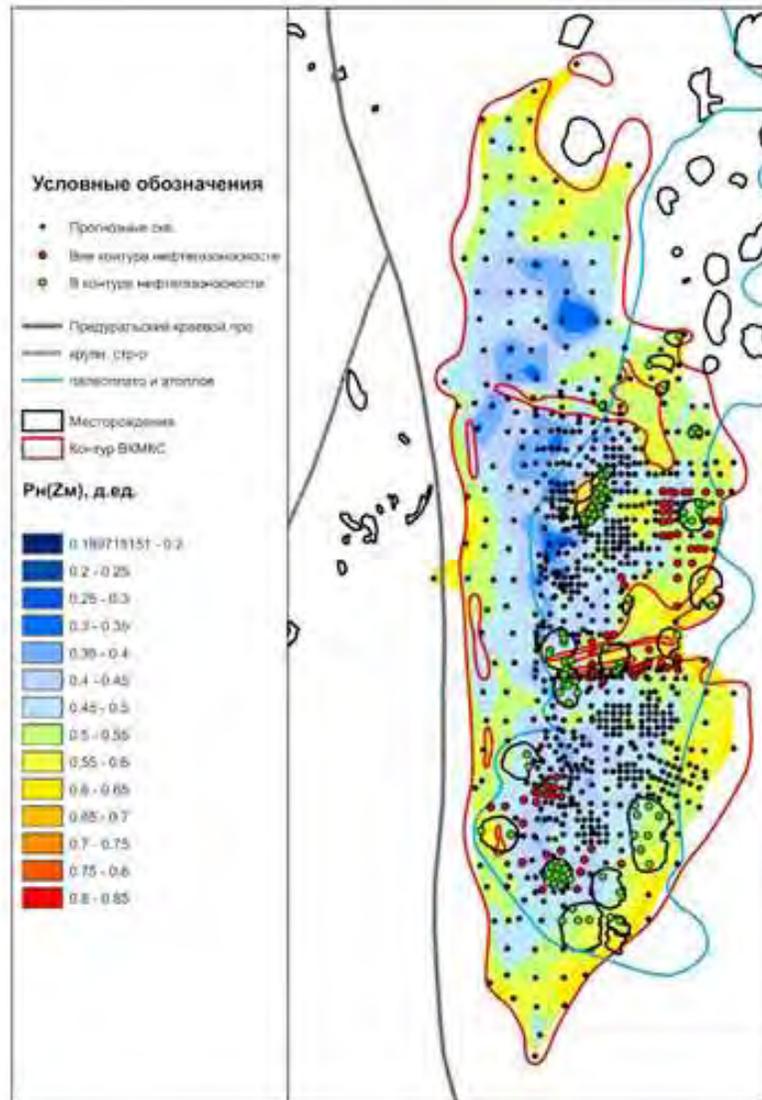
При использовании остатков квадратического тренда, только для критерия  $P_H(ZM)$  получены статистически значимые различия средних с достигаемым уровнем значимости  $p=0,0007$ .

Анализ  $t$ -критериев Стьюдента показывает, что для прогноза нефтегазоносности по данным гипсометрических отметок пластов и концентраций  $KCl$  и  $MgCl_2$  в толще ВКМКС необходимо использовать исходные вероятности  $P_H(ZH)$  и  $P_H(Zx)$ . А для повышения эффективности прогноза нефтегазоносности по данным мощности соляных пластов, целесообразно рассматривать локальные остатки от трендовой квадратичной функции  $P_H(ZM)'$  (табл. 4.1).

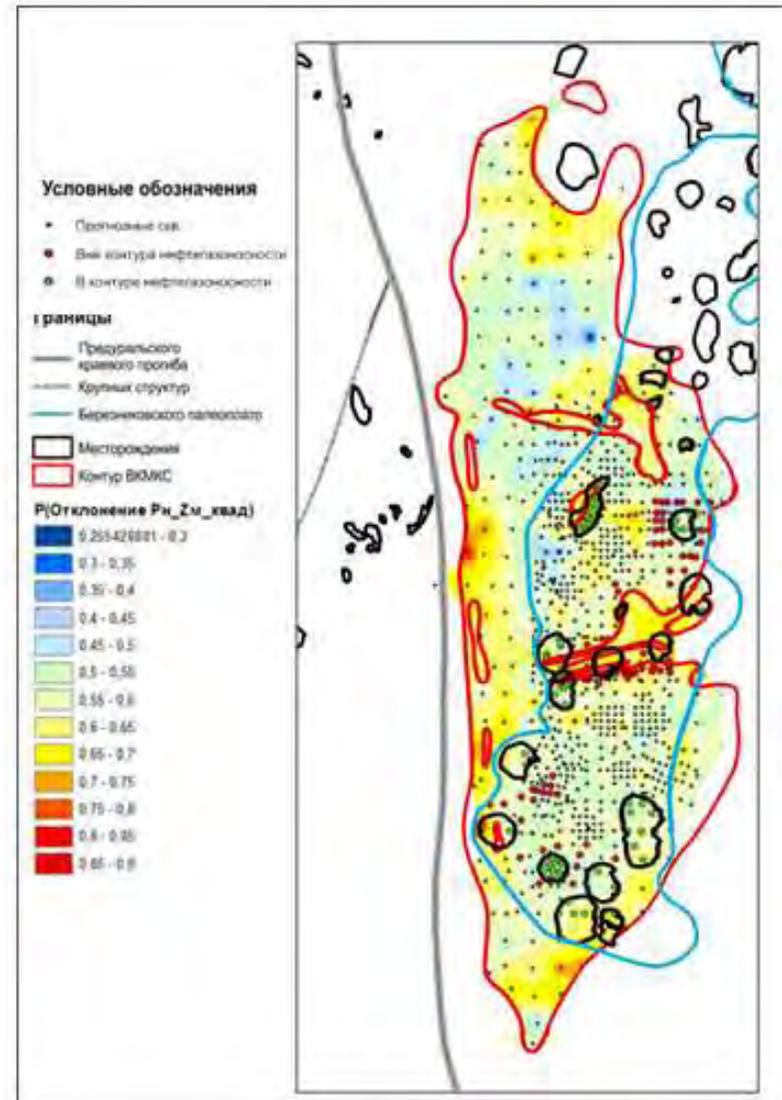
В результате анализа получена следующая функция вероятности от локальных остатков критерия мощности солей:

$$P_{\text{H}}(Z_{\text{M}})' = 0,4782 + 2,0349 \times \text{RES}_{P_{\text{H}}(Z_{\text{M}})\text{-квад}}, \text{ при } R = 0,981$$

По рассчитанным значениям  $P_{\text{H}}(Z_{\text{M}})$  и  $P_{\text{H}}(Z_{\text{M}})'$  на рисунке 4.1 были сопоставлены зональные схемы нефтегазоносности территории ВКМКС по мощностному критерию.



а) исходная схема изменения  $R_n(Z_m)$  на территории ВКМКС



б) схема изменения  $R_n(Z_m)'$  на территории ВКМКС

Рис. 4.1. Зональный прогноз нефтегазоносности территории ВКМКС по критериям:

а)  $R_n(Z_m)$ ; б)  $R_n(Z_m)'$

На основании сравнения распределений с помощью вычисления t-критерия Стьюдента установлено, что наиболее оптимальным показателем среди мощностных критериев является  $R_n(Z_m)'$ . При этом переход к использованию данного показателя позволяет снизить достигаемый уровень значимости ( $p$ ) с 0,069 до 0,000.

На схеме критерия  $R_n(Z_m)'$  наблюдается повышенные значения вероятностей: в западной части – в районе Камского прогиба ВКМКС, в южной части – в к югу от Уньвинского месторождения вне границ Березниковского палеоплато, в северо-западной части – располагающаяся в непосредственной близости к Озерному месторождению.

Функции вероятностей регрессионных остатков от трендов вносят более сильные отличия в средних значениях по отношению с исходными критериями, что позволяет использовать их для корректирования прогнозов нефтегазоносности территории ВКМКС.

## ГЛАВА 5. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕЛИ ПРОГНОЗА ЗОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ВКМКС ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Варианты практического применения полученных результатов вероятностно-статистических моделей прогнозов зональной нефтегазоносности территории ВКМКС можно разделить на два направления:

- выбор наиболее приоритетных участков для проведения дальнейших детальных поисковых работ;
- ранжирование подготовленных и выявленных структур к поисково-оценочному бурению.

Данные направления в целом служат инструментами для решения основных задач поискового этапа геолого-разведочных работ [77-79].

Поскольку полученные в главах 3 и 4 вероятностные модели нефтегазоносности по данным газопроявлений соленосной толщи описывают изменчивость отдельных групп геологических критериев по площади, для применения результатов работы целесообразно произвести их комплексную оценку. Для комплексной оценки связи вероятностей вычисленных с помощью построенных линейных моделей  $P_n(Z_M)'$ ,  $P_n(Z_H)$ ,  $P_n(Z_X)$  с нефтегазоносностью будут построены условные комплексные вероятности.

При этом результаты работы позволят сформировать стратегию работ на данном высокоперспективном участке недр и повысить эффективность геолого-разведочных работ.

## 5.1. ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МОГТ 3D ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ, ВЫЯВЛЕННЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ РАБОТЫ

Для выявления наиболее перспективных зон был рассчитан комплексный критерий нефтегазоносности по данным газопроявлений –  $P_{H_{MNХ}}$ . Совместный учет разработанных критериев  $P_H(Z_M)'$ ,  $P_H(Z_H)$ ,  $P_H(Z_x)$  посредством создания комплексных моделей позволит более достоверно сделать прогноз отнесения территорий к классу нефтеносных. Методика вычисления комплексных вероятностей в целях решения геологических задач подробно представлена в работе [81].

Значения  $P_{H_{MNХ}}$  вычислены по следующей формуле:

$$P_{H_{MNХ}} = \frac{P_H(Z_M)' \times P_H(Z_H) \times P_H(Z_x)}{P_H(Z_M)' \times P_H(Z_H) \times P_H(Z_x) + (1 - P_H(Z_M)') \times (1 - P_H(Z_H)) \times (1 - P_H(Z_x))}$$

Распределение значений  $P_{H_{MNХ}}$  приведено в табл. 5.1.1.

Таблица 5.1.1

Распределение значений  $P_{H_{MNХ}}$

	Интервалы варьирования $P_{H_{MNХ}}$									
	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	0,9-1,0
В контуре нефтегазоносности	0	0	0,046	0,140	0,198	0,302	0,256	0,035	0,023	0
Вне контура нефтегазоносности	0	0	0,175	0,250	0,300	0,200	0,050	0,025	0	0

Отсюда видно, что модальный интервал для первого класса (в контуре нефтегазоносности) 0,5-0,6 (с частотой 0,302), для второго класса (вне контура нефтегазоносности) 0,4-0,5 (с частотой 0,300).

Для территорий в контуре нефтегазоносности при  $R_{H_{MNX}} > 0,5$  д.ед. значения частот в контуре нефтегазоносности выше, чем для территорий вне контура нефтегазоносности, особенно это относится к диапазону 0,6-0,7 д.ед.

Как и ранее, оценку информативности критерия  $R_{H_{MNX}}$  выполним по критериям  $t$  и  $\chi^2$  (табл. 5.1.2).

Таблица 5.1.2

Сравнение средних значений и вероятностей по критерию  $R_{H_{MNX}}$ 

Вероятность	Статистические характеристики показателей		Критерии		Диапазон изменения вероятности
	Класс 1 В контуре нефтегазоносности n=86	Класс 2 Вне контура нефтегазоносности n=80	$\frac{t}{p}$	$\frac{\chi^2}{p}$	
$R_{H_{MNX}}$	$0,526 \pm 0,126$	$0,422 \pm 0,121$	$\frac{5,4026}{0,0000}$	$\frac{19,891}{0,000}$	0,01 — 0,81

Отсюда видно, что по критериям  $t$  и  $\chi^2$  показатель  $R_{H_{MNX}}$  является информативным, полученные различия являются статистически значимыми.

Результаты расчетов критериев  $R_H(Z_M)'$ ,  $R_H(Z_H)$ ,  $R_H(Z_X)$  и  $R_{H_{MNX}}$  представлены в приложении 1.

По значения  $R_{H_{MNX}}$  используя данные по всем изучаемым 856 скважинам построена схема изменения значений комплексного зонально-локального параметра по данным газопроявлений на площади ВКМКС (рис. 5.1.1).

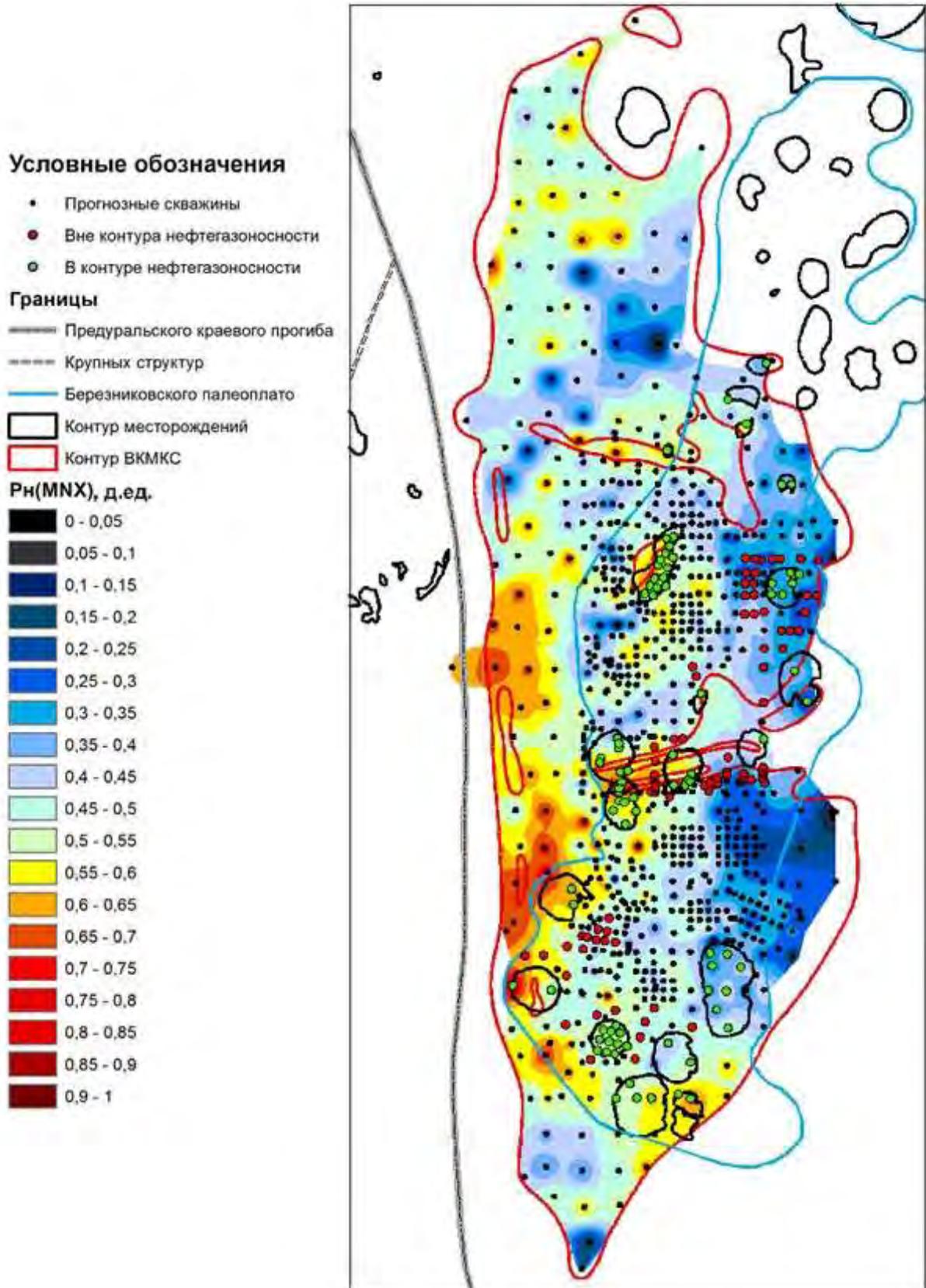


Рис. 5.1.1. Зональный прогноз нефтегазоносности территории ВКМКС по комплексному критерию  $R_{nMNX}$

Наибольшие значения  $R_{H_{MNX}}$  находятся на западной границе ВКМКС, на остальной территории, имеется ряд локальных участков, где  $R_{H_{MNX}} > 0,5$  д.ед.

Участки с  $R_{H_{MNX}} > 0,5$  д.ед. располагаются в основном на западе ВКМКС, а также в пределах контуров месторождений (за исключением территории Жилинского месторождения).

Вне пределов разрабатываемых месторождений, наибольшими значениями комплексного критерия нефтегазоносности  $R_{H_{MNX}}$  характеризуются участки, расположенные севернее от месторождения им. Сухарева и западнее от Логовского месторождения. Максимальные значения  $R_{H_{MNX}}$  в этих районах равны 0,75 д.ед. (скв.№ 623) и 0,69 д.ед. (скв.№ 662) соответственно. На остальной территории выделяются ряд локальных аномалий, где  $R_{H_{MNX}} > 0,60$  д.ед.: в южной части – к северу и западу от месторождения им. Архангельского, в центральной части – в непосредственной близости к Новологовской, Клестовской, Стрелецкой структур и в районе Боровицкого прогиба ВКМКС вне границ Березниковского палеоплато, в северной части – к югу от Озерного месторождения.

Перспективные участки, выявленные на основе комплексного параметра нефтегазоносности территории  $R_{H_{MNX}}$ , рекомендуются для проведения сейсморазведочных работ 3D (рис. 5.1.2):

1) Усольский (65 км<sup>2</sup>) – расположен в районе севернее от месторождения им. Сухарева со средним значением  $R_{H_{MNX}}$  равным 0,58 д.ед. (0,25-0,71 д.ед.);

2) Западно-Соликамский (310 км<sup>2</sup>) – находится севернее Усольского участка (по западной границе контура ВКМКС) значения  $R_{H_{MNX}}$  характеризуются максимальным в районе скв. № 915 – 0,63 д.ед., среднее значение – 0,54 д.ед.;

### Условные обозначения

- Сейсмические профили 2D
- ▭ Предлагаемые площади СРР 3D
- ▭ Сейсморазведка 3D
- Прогнозные скв.
- Вне контура нефтегазоносности
- В контуре нефтегазоносности

### Границы

- Предуральского краевого прогиба
- Крупных структур
- Березниковского палеоплато
- ▭ Перспективные структуры
- ▭ Месторождения
- ▭ Контур ВКМКС

### $R_n(MNX)$ , д.ед.

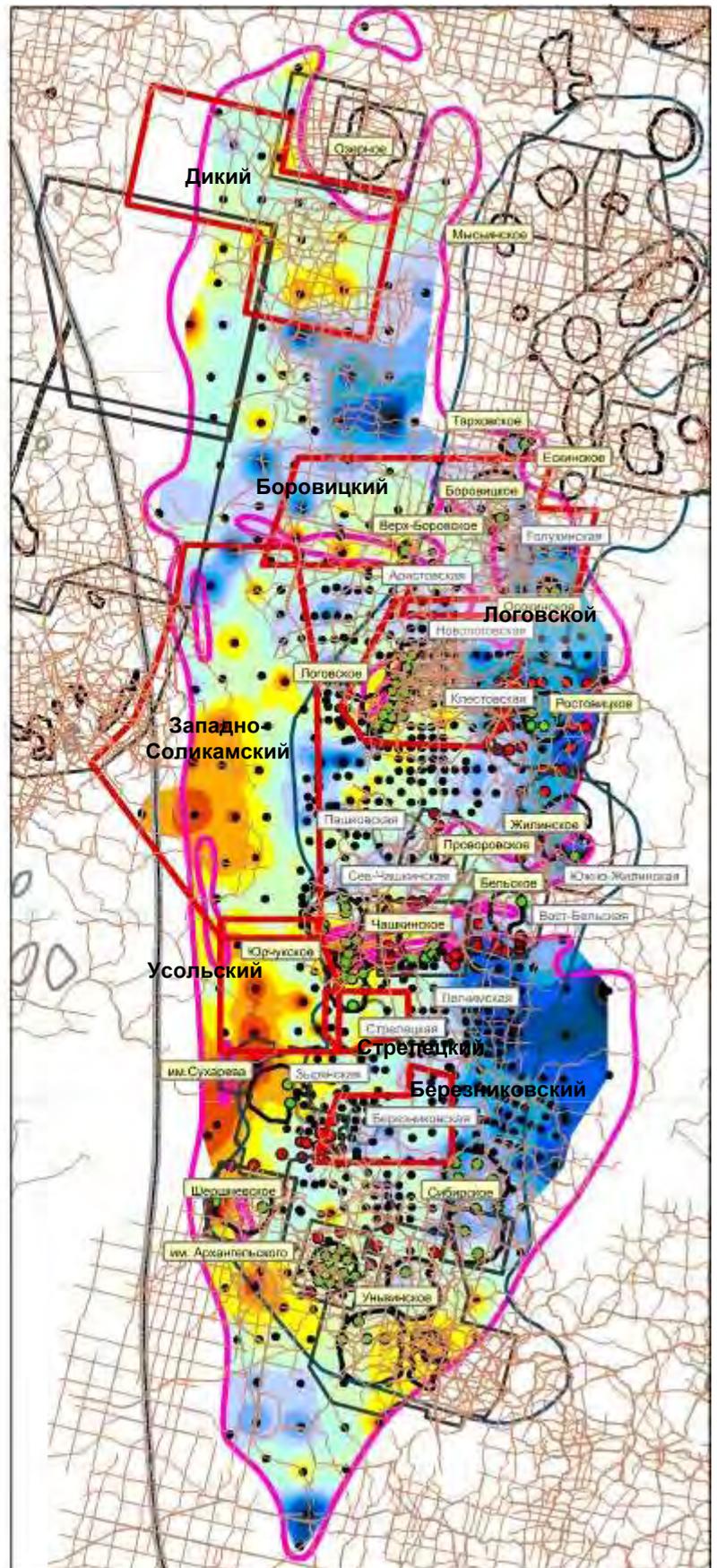
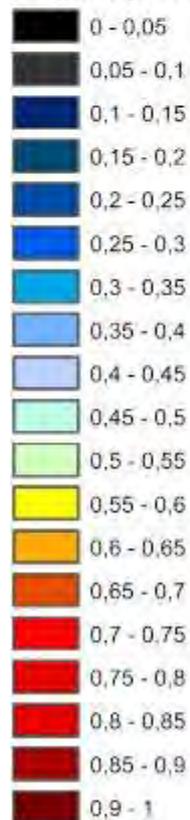


Рис. 5.1.2. Рекомендуемые участки для проведения детальных сейсморазведочных работ 3D по комплексному критерию  $R_{nMNX}$

3) Логовской (170 км<sup>2</sup>) – восточнее Западно-Соликамского участка, охватывает район Логовского месторождения и двух подготовленных структур. Перспективность района Ново-Логовской и Клестовской структур подтверждается положительными аномалиями с аналогичными значениями 0,6-0,7 д.ед., как для разрабатываемого Логовского месторождения.

4) Боровицкий (250 км<sup>2</sup>) – севернее Логовского участка, его значения  $R_{H_{MNX}}$  изменяются в пределах 0,24-0,72 д.ед. На западе площади отмечаются локальные аномалии  $R_{H_{MNX}} > 0,60$  д.ед., в районе скважин №№54, 177, 853, 885, который характеризуется низкой изученностью. В участок входят Аристовская и Голухинские подготовленные структуры;

5) Дикий (230 км<sup>2</sup>) – находится на северо-восточной границе ВКМКС, южнее от Озерного месторождения, с район работ входит территория локальными аномалиями  $R_{H_{MNX}} > 0,60$  д.ед., в районе скважин №№62, 938, 949.

Помимо неизученных участков территории ВКМКС в целях подготовки структур к глубокому поисково-оценочному бурению предлагается провести сейсморазведочные работы 3D на следующих площадях:

6) Стрелецкий (40 км<sup>2</sup>) – для подготовки одноименной выявленной структуры  $R_{H_{MNX}}$  в диапазоне от 0,51-0,80 д.ед., максимальное значение – 0,74 д.ед. в центре структуры, среднее по площади 0,58 д.ед.;

7) Березниковский (60 км<sup>2</sup>) – для подготовки одноименной выявленной структуры  $R_{H_{MNX}}$  в диапазоне от 0,30-0,55 д.ед.

Следует отметить, что большинство перспективных участков находятся под акваторией р. Кама, населенными пунктами и крупными болотами. Разработанную модель зонального прогноза нефтегазоносности по данным газопроявлений можно использовать для дальнейшего комплексирования с другими показателями для повышения качества прогнозов нефтегазоносности территории ВКМКС. Данный аспект будет рассмотрен в завершающем подразделе 5.2.

## 5.2. РАНЖИРОВАНИЕ ПОДГОТОВЛЕННЫХ И ВЫЯВЛЕННЫХ СТРУКТУР К ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОМУ БУРЕНИЮ

Оценка нефтеносности территории ВКМКС является достаточно сложной, так как в верхней части разреза располагается уникальное месторождение, что затрудняет здесь проведение поискового бурения [1,69]. Поэтому для оценки нефтеносности предлагается использовать дополнительные критерии, связанные с наличием этой толщи. Дополнительно к морфологическим, геохимическим и миграционным критериям авторы данной статьи предлагают использовать газоносность самой соленосной толщи. Поэтому для оценки нефтегазоносности структур были использованы четыре группы показателей, разработанные специально для территории ВКМКС.

Первая группа оценивает нефтеносность по морфологическим показателям. В работах [82-83] установлено, что помимо зональных характеристик, на оценку нефтегазоносности в значительной степени влияют морфологические характеристики локальных структур. Рассматривались значения амплитуд ( $A$ ), площадей ( $S$ ) и интенсивности ( $A/\sqrt{S}$ ) по основным отражающим горизонтам структур. В результате по показателям данной группы был разработан комплексный критерий –  $R_{ув_{морф}}$ . Средние значения многомерного вероятностного критерия  $R_{ув_{морф}}$  для нефтяных структур равен 0,708 д.ед., для пустых – 0,188 д.ед. Статистические характеристики критерия являются информативными:  $t$ -критерий Стьюдента составляет 6,98 при  $p=0,000$ .

По геохимическим показателям разработаны критерии –  $R_{ув_{гх}}$ [81] (рис. 5.2.1). Для построения геохимических моделей использованы показатели содержания рассеянного органического вещества (РОВ) содержания органического углерода в РОВ ( $C_{орг}$ ), концентраций петролейных, хлороформенных и спиртобензольных битумоидов ( $B_{пэ}$ ,  $B_{хл}$ ,  $B_{сб}$  и  $B_{хл}/B_{сб}$ ) и

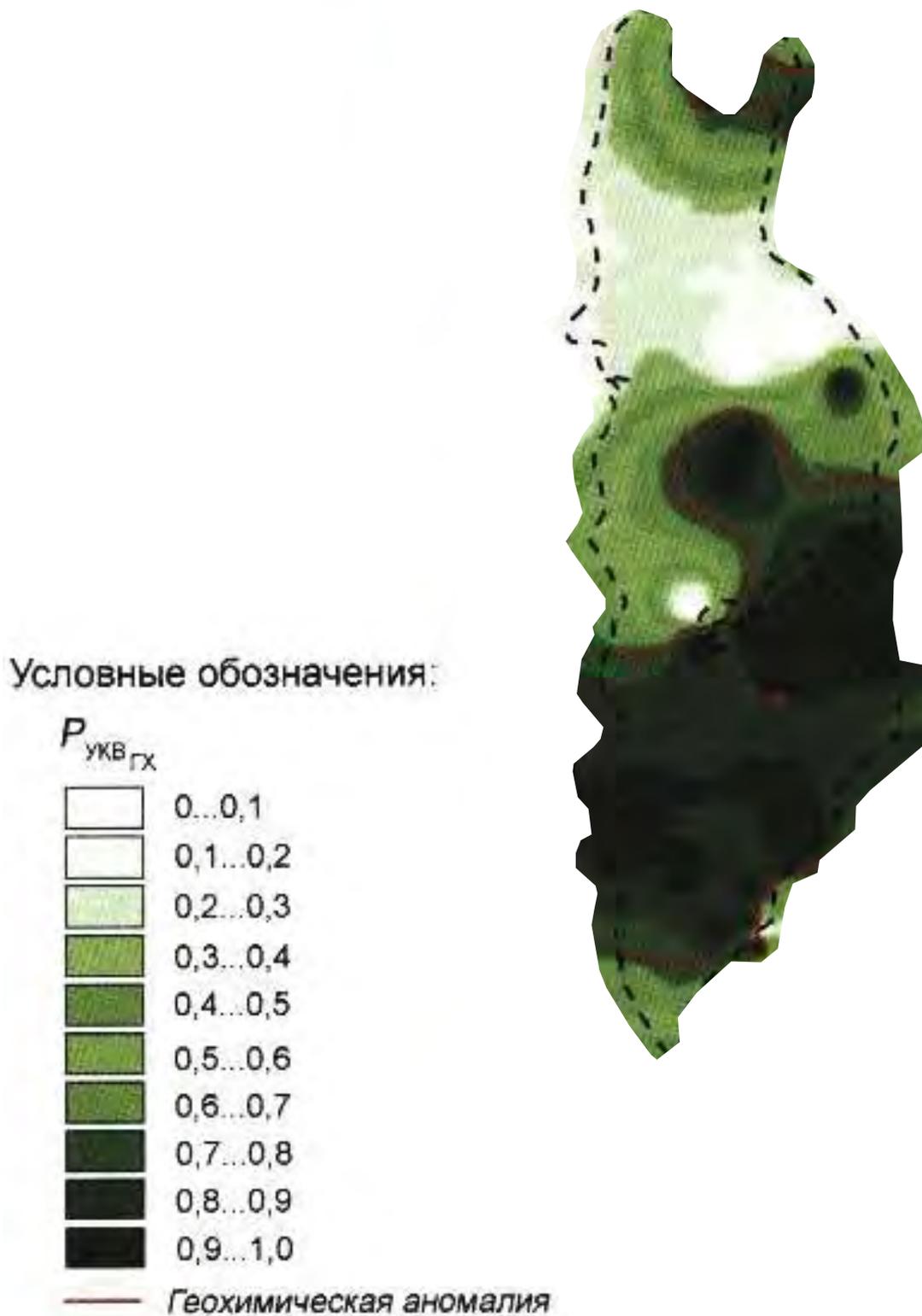


Рис. 5.2.1. Зональный прогноз нефтегазоносности территории ВКМКС по критерию  $P_{\text{укв}_{\text{ГХ}}}$  [81]

битумоидный коэффициент ( $\beta$ ) по основным нефтематеринским толщам в разрезе Соликамской депрессии. Средние значения критерия  $R_{ув,гх}$  для нефтяных структур равен 0,614 д.ед., для пустых – 0,283 д.ед. Статистические характеристики критерия являются информативными: t-критерий Стьюдента составляет 4,20 при  $p=0,000$ .

В результате анализа рис. 5.2.2 в пределах ВКМКС выявлена обширная зона со значениями  $R_{ув,гх} > 0,75$  д.ед. Наиболее высокими значениями вероятности по геохимическому критерию характеризуются территории центральной и южной части Березниковского палеоплато, и небольшой участок на северо-восточной границе ВКМКС. Условия для генерации УВ во верхнедевонско-турнейской нефтематеринской толще на обозначенных участках являются благоприятными.

Миграционный критерий  $R_{км}$  (рис. 5.2.2) основан на разделении классов по трем характеристикам: расстояния от структур до ближайших разломов ( $L_{разл}$ ), показателя дальности субвертикальной миграции углеводородов ( $L_{мигр}$ ) и минимального расстояния от центров с повышенными значениями  $R_{ув,гх}$  до центра локальных структур ( $L_{геох}$ ). Средние значения критерия  $R_{км}$  для нефтяных структур равен 0,592 д.ед., для пустых – 0,452 д.ед. Статистические характеристики критерия являются информативными: t-критерий Стьюдента составляет 3,73 при  $p=0,000$  [81,84].

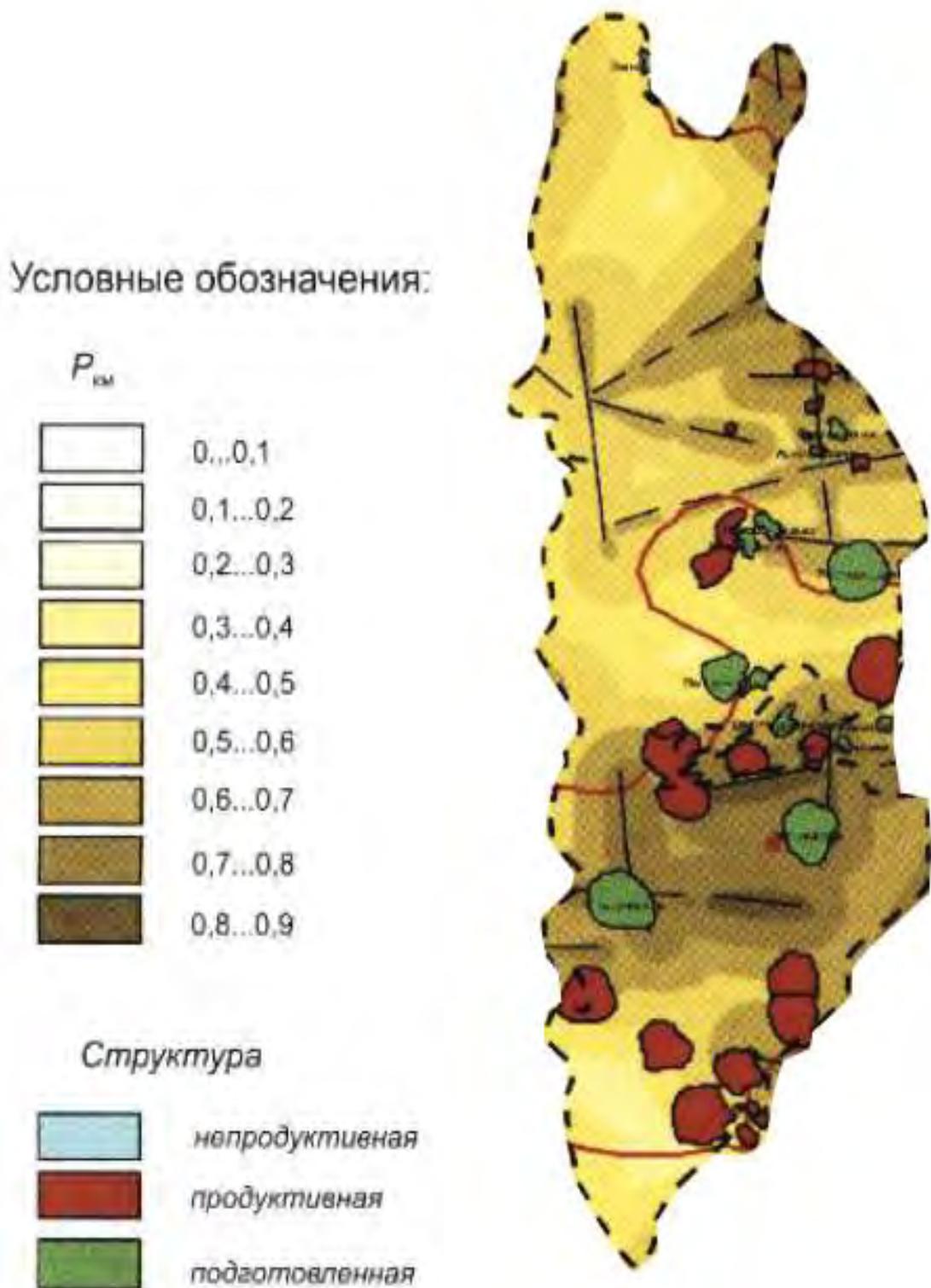


Рис. 5.2.2. Зональный прогноз нефтегазоносности территории ВКМКС по критерию  $P_{км}$  [81, 84]

На схеме критерия  $R_{км}$  можно выделить две основные зоны повышенных значений параметра: южная и северо-восточная.

Площадь южного очага нефтегазообразования составляет около 1100 км<sup>2</sup> (около 20% территории ВКМКС). В рассматриваемом районе все 12 структур, которые были опробованы глубоким бурением, оказались нефтегазоносными. Исходя из строения осадочного чехла территории, предполагается, что миграция нефти по тектоническим нарушениям происходила преимущественно в северном и западном направлениях.

Выявленная северо-восточная аномалия занимает площадь около 240 км<sup>2</sup>. В отличие от южного очага, данная территория характеризуется большей расчлененностью в плане за счет более развитой системы разломов. В связи с этим повышаются перспективы небольших по размеру и амплитуде структур – Аристовская и Голухинская.

Наиболее перспективными с точки зрения параметра  $R_{км}$  следует считать пять структур: Легчимская (0,80 д.ед.), Восточно-Бельская (0,74 д.ед.), Березниковская (0,73 д.ед.), Стрелецкая (0,73 д.ед.) и Зыряновская (вост. купол) (0,73 д.ед.).

Дополнительно к этим критериям разработан показатель, который оценивает процессы субвертикальной миграции углеводородов из нижерасположенных залежей нефти и газа, которые были зарегистрированы в виде газопроявлений в соленосной толще ВКМКС –  $R_{нМNX}$  (рис. 5.1.1) [85]. В состав зонального комплексного критерия вошли группы вероятностей мощности пластов ( $R_n(Z_m)'$ ), абсолютных отметок ( $R_n(Z_n)$ ) и химического состава солей ( $R_n(Z_x)$ ). Средние значения критерия  $R_{нМNX}$  для нефтяных структур равен 0,526 д.ед., для пустых – 0,422 д.ед. Статистические характеристики критерия являются информативными: t-критерий Стьюдента составляет 5,40 при  $p=0,000$ .

Применение методики вычисления условной комплексной вероятности по всем представленным группам показателей позволит более разносторонне выполнить оценку нефтеносности локальных структур. Для этого предлагается использовать следующую формулу расчета комплексного зонально-локального критерия нефтегазоносности –  $R_{\text{КОМП}}$ [85]:

$$R_{\text{КОМП}} = \frac{R_{\text{УКВ}}_{\text{морф}} \times R_{\text{УКВ}}_{\text{ГХ}} \times R_{\text{КМ}} \times R_{\text{НМНХ}}}{R_{\text{УКВ}}_{\text{морф}} \times R_{\text{УКВ}}_{\text{ГХ}} \times R_{\text{КМ}} \times R_{\text{НМНХ}} + (1 - R_{\text{УКВ}}_{\text{морф}}) \times (1 - R_{\text{УКВ}}_{\text{ГХ}}) \times (1 - R_{\text{КМ}}) \times (1 - R_{\text{НМНХ}})}$$

В табл. 5.2.1 представлены средневзвешенные по площади значения вероятностных характеристик  $R_{\text{УКВ}}_{\text{морф}}$ ,  $R_{\text{УКВ}}_{\text{ГХ}}$ ,  $R_{\text{КМ}}$ ,  $R_{\text{НМНХ}}$  и рассчитанные значения комплексного критерия нефтегазоносности  $R_{\text{КОМП}}$  по подготовленным и выявленным структурам в рамках изучаемой территории.

Таблица 5.2.1

## Вероятностные характеристики перспективных структур ВКМКС

№ п/п	Название структуры	$R_{\text{УКВ}}_{\text{морф}}$ , д.ед.	$R_{\text{УКВ}}_{\text{ГХ}}$ , д.ед.	$R_{\text{КМ}}$ , д.ед.	$R_{\text{НМНХ}}$ , д.ед.	$R_{\text{КОМП}}$ , д.ед.	Извлекаемые ресурсы, тыс. т
1	Зыряновская (вост. купол)	0,99	0,89	0,73	0,57	0,9997	466
2	Легчимская	0,99	0,93	0,80	0,27	0,9995	7115
3	Южно-Жилинская	0,83	0,94	0,66	0,37	0,9887	507
4	Пашковская	0,96	0,70	0,48	0,46	0,9778	9571
5	Северо-Чашкинская	0,51	0,93	0,68	0,45	0,9601	1143
6	Стрелецкая	0,68	0,75	0,73	0,58	0,9597	5093
7	Восточно-Бельская	0,17	0,98	0,74	0,44	0,9573	431
8	Березниковская	0,59	0,81	0,73	0,44	0,9287	2487
9	Новологовская	0,32	0,80	0,63	0,42	0,6989	1242
10	Клестовская	0,05	0,92	0,61	0,50	0,4863	1922
11	Голухинская	0,43	0,30	0,65	0,38	0,2690	412
12	Аристовская	0,11	0,35	0,67	0,42	0,0891	235

Для оценки вклада в значения  $R_{\text{НКОМП}}$  различных сочетаний вероятностных критериев  $R_{\text{УКВ}_{\text{морф}}}$ ,  $R_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$ ,  $R_{\text{КМ}}$ ,  $R_{\text{НМNX}}$  сформируем изучаемую выборку по критерию  $R_{\text{НКОМП}}$  от максимального ( $R_{\text{НКОМП}}=0,9997$  д.ед.) до минимального ( $R_{\text{НКОМП}}=0,0891$  д.ед.) значений.

Оценку влияния критериев  $R_{\text{УКВ}_{\text{морф}}}$ ,  $R_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$ ,  $R_{\text{КМ}}$ ,  $R_{\text{НМNX}}$  на  $R_{\text{НКОМП}}$  выполним с помощью построения многомерных моделей, при этом строить их будем с помощью пошагового регрессионного анализа. Первая модель построена по 3 структурам с максимальными значениями  $R_{\text{НКОМП}}$ . Следующие регрессионные модели формируются с поочередным включением структур по убыванию значения  $R_{\text{НКОМП}}$  ( $n=4...12$ ). Полученные модели зависимости, с учетом данного подхода приведены в табл. 5.2.2.

Таблица 5.2.2

### Многомерные уравнения регрессии для анализа формирования значений

#### $R_{\text{НКОМП}}$

Интервал построения моделей по $R_{\text{НКОМП}}$ , д.ед.	Структуры, по которым построены модели	Свободный член	Угловой коэффициент $R_{\text{УКВ}_{\text{морф}}}$	Угловой коэффициент $R_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$	Угловой коэффициент $R_{\text{КМ}}$	Угловой коэффициент $R_{\text{НМNX}}$	R
0,989-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская	0,937	0,067	-0,004	-	0,019	0,999
0,978-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская	0,921	0,011	-	0,078	0,019	0,999
0,960-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская, Северо-Чашкинская	0,818	0,089	0,104	-0,008	0,013	0,999
0,959-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская, Северо-Чашкинская, Стрелецкая	0,822	0,087	0,095	-	0,013	0,999
0,957-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская, Северо-Чашкинская, Стрелецкая, Восточно-Бельская	0,845	0,065	0,097	-	-	0,967

Интервал построения моделей по $R_{\text{КОМП}}$ , д.ед.	Структуры, по которым построены модели	Свободный член	Угловой коэффициент $R_{\text{УКВ}}_{\text{морф}}$	Угловой коэффициент $R_{\text{УКВ}}_{\text{ГХ}}$	Угловой коэффициент $R_{\text{КМ}}$	Угловой коэффициент $R_{\text{НМNX}}$	R
0,929-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская, Северо-Чашкинская, Стрелецкая, Восточно-Бельская, Березниковская	0,800	0,077	0,135	-	-	0,875
0,699-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская, Северо-Чашкинская, Стрелецкая, Восточно-Бельская, Березниковская, Ново-Логовская	0,454	0,209	0,403	-	-	0,710
0,486-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская, Северо-Чашкинская, Стрелецкая, Восточно-Бельская, Березниковская, Ново-Логовская, Клестовская	0,317	0,715	-	0,538	-	0,790
0,269-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская, Северо-Чашкинская, Стрелецкая, Восточно-Бельская, Березниковская, Ново-Логовская, Клестовская, Голуховская	-0,111	0,437	0,849	-	-	0,886
0,089-0,999	Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская, Северо-Чашкинская, Стрелецкая, Восточно-Бельская, Березниковская, Ново-Логовская, Клестовская, Голуховская, Аристовская	-0,216	0,471	0,945	-	-	0,935

Анализ построенных моделей показывает, что критерий  $R_{\text{УКВ}}_{\text{морф}}$  использовался при построении всех 10 моделей, критерии  $R_{\text{УКВ}}_{\text{ГХ}}$ ,  $R_{\text{НМNX}}$ ,  $R_{\text{КМ}}$  соответственно при построении 8, 4 и 3 моделей. Это свидетельствует о том, что критерии  $R_{\text{УКВ}}_{\text{морф}}$ ,  $R_{\text{УКВ}}_{\text{ГХ}}$  являются более универсальными, тогда как  $R_{\text{КМ}}$ ,  $R_{\text{НМNX}}$  характеризуют особенность их проявления только для тех структур, которые имеют наибольшее значение  $R_{\text{КОМП}}$ . Вероятно, проявление этих особенностей может более надежно оценить нефтеносность этих структур.

Следует отметить, что показатель  $R_{\text{MNX}}$ , использовался при построении моделей, которые характеризуются максимальными значениями по комплексному критерию. Изменение значений  $R$  от  $R_{\text{КОМП}}$  приведено на рис.

5.2.2. Диаграмма рассеяния для Изменение значений  $R$  и Интервал построения моделей по  $R_{\text{Н}}$  (КОМП), д.ед.

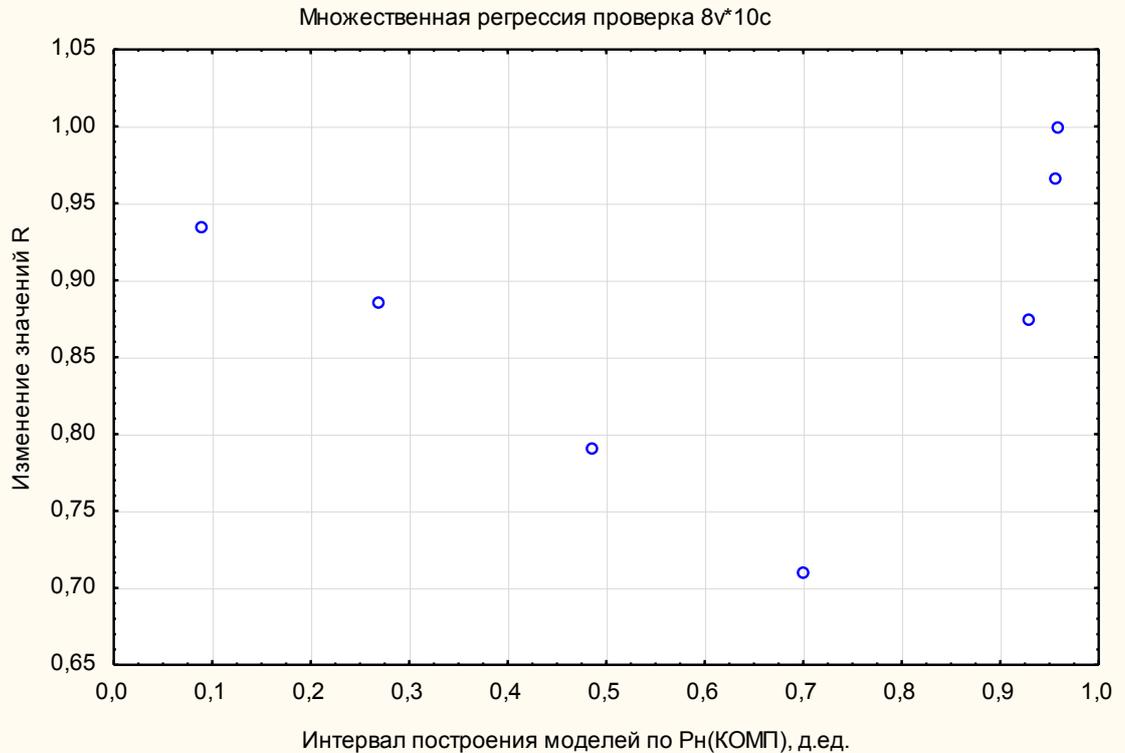


Рис. 5.2.2. Изменение коэффициента  $R$  от  $R_{\text{КОМП}}$

Отсюда видно, что в пределах графика выделяются два вида соотношений между  $R$  и  $R_{\text{КОМП}}$ . При значениях  $R_{\text{КОМП}} > 0,7$  д.ед. наблюдается уменьшение значений  $R$  от 0,9997 до 0,709, далее происходит повышение значений при уменьшении  $R_{\text{КОМП}}$ . Данное обстоятельство можно объяснить тем, что при  $R_{\text{КОМП}} > 0,7$  наблюдается формирование значений за счет всех разработанных критериев, тогда как при  $R_{\text{КОМП}} < 0,7$  д.ед. влияние  $R_{\text{км}}$ ,  $R_{\text{MNX}}$  не наблюдается. Поэтому для прогнозных оценок для выделения первоочередных объектов поисков УВ целесообразно использовать те модели, в которых присутствуют все разработанные критерии. Таким условиям удовлетворяет только одна модель, которая построена в диапазоне 0,999-0,960 д.ед.

Исходя из рисунка рис. 5.2.3 следует, что при изменении значений  $R_{нКОМП}$  свободный

Диаграмма рассеяния для Изменение значений свободного члена и Интервал построения моделей по  $R_{н(КОМП)}$ , д.ед.

гу.

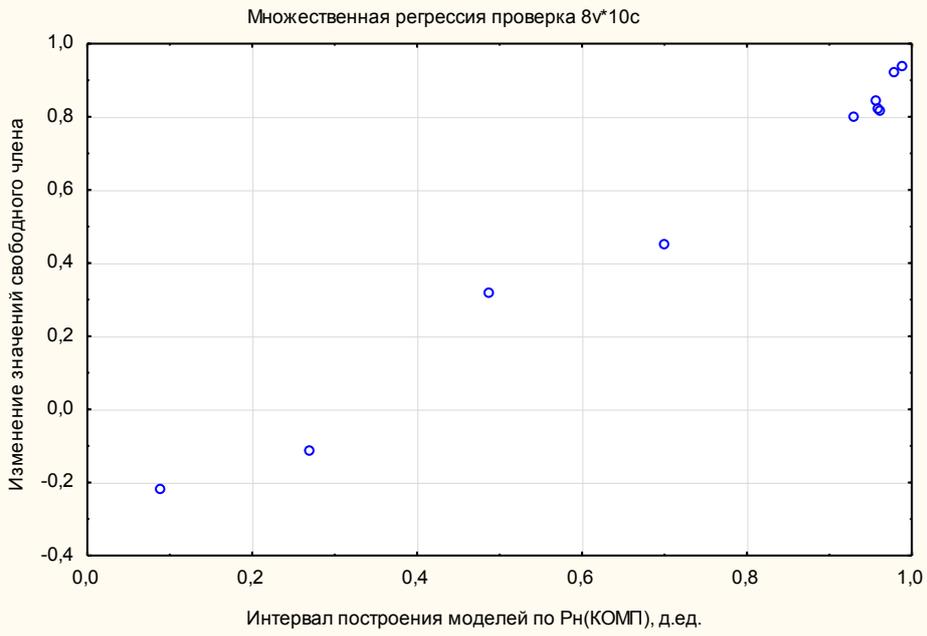


Рис. 5.2.3. Изменение свободного члена уравнения регрессии

При изменении значений  $R_{нКОМП}$  от 0,089 до 0,929 д.ед. происходит увеличение значений, затем они изменяются незначительно.

Варьирование значений углового коэффициента для  $R_{укв_{морф}}$  изображено на рис. 5.2.

Диаграмма рассеяния для Изменение значений углового коэффициента  $R_{укв_{морф}}$ , д.ед. и Интервал построения моделей по  $R_{н(КОМП)}$ , д.ед.

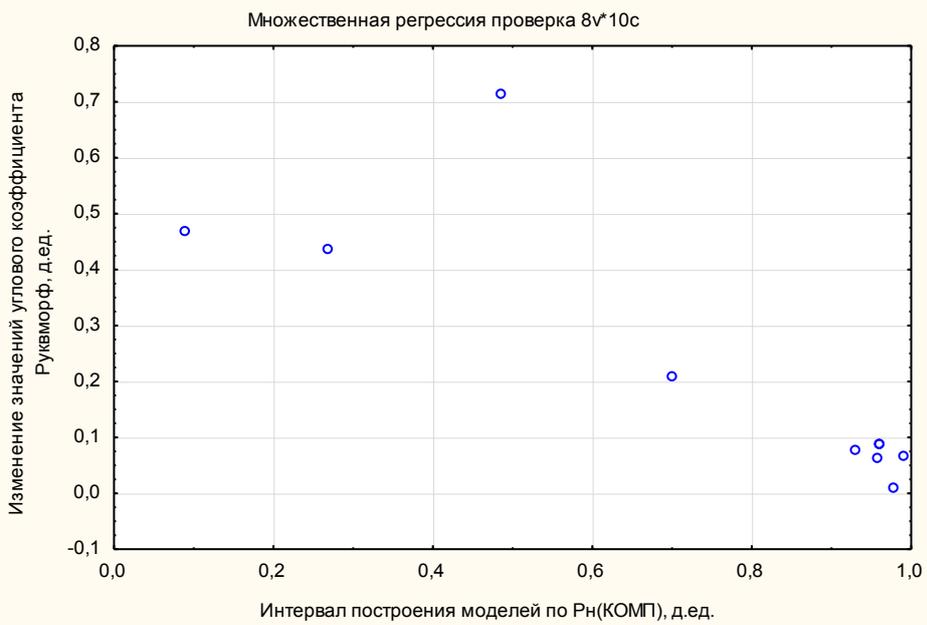


Рис. 5.2.4. Изменение углового коэффициента  $R_{укв_{морф}}$

При увеличении величины параметра  $R_{\text{НКОМП}}$  значения коэффициентов  $R_{\text{ув,морф}}$  закономерно уменьшаются. Данный факт объясняется тем, при увеличении значений по критерию  $R_{\text{НКОМП}}$  в выборку входят высокоамплитудные структуры с морфологически хорошо выраженные структуры при этом значения  $R_{\text{ув,морф}}$  вносит меньший вклад. Следует отметить, что при выборке с включением до 5 наиболее перспективных структур значение  $R_{\text{ув,морф}}$  близко к нулю.

Изменение значений углового коэффициента для  $R_{\text{ув,ГХ}}$  приведено на рис.

5.2.5.

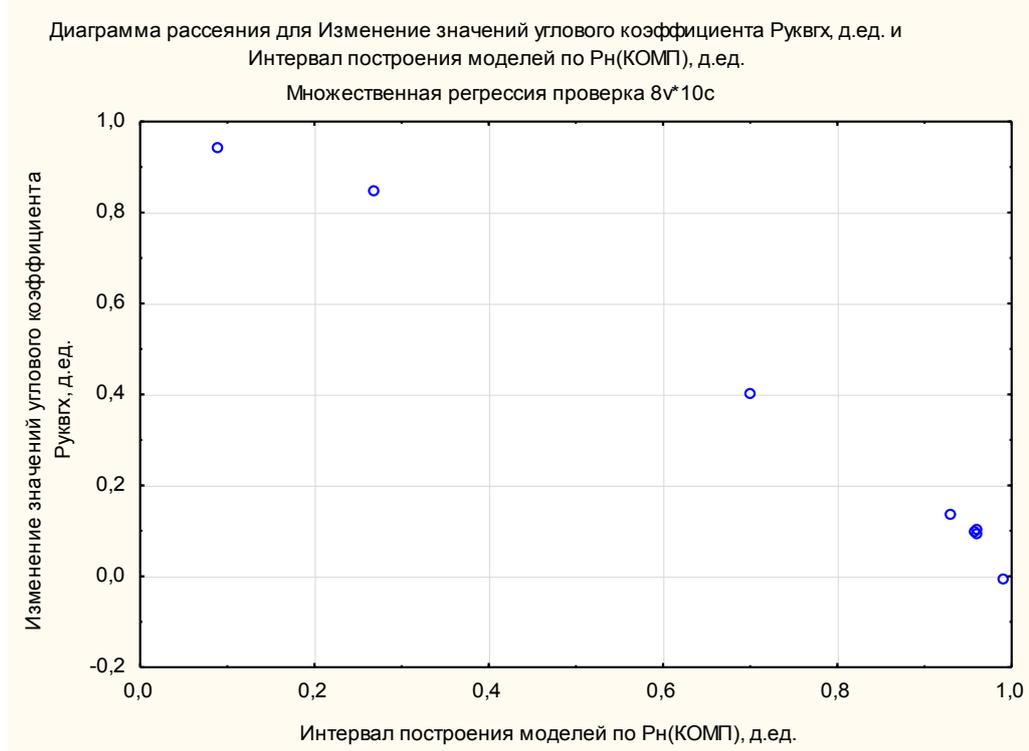


Рис. 5.2.5. Изменение углового коэффициента  $R_{\text{ув,ГХ}}$

По причине расположения наиболее перспективных структур выборки 5-12 в районе центральной геохимической аномалии ВКМКС (рис. 5.2.1) наблюдается снижение значений по геохимическому критерию  $R_{\text{ув,ГХ}}$ . Отсюда видно, что при увеличении показателей  $R_{\text{НКОМП}}$  значения коэффициентов для  $R_{\text{ув,ГХ}}$  закономерно уменьшаются.

Варьирувание значений углового коэффициента для  $R_{\text{км}}$  приведено на рис. 5.2.6.

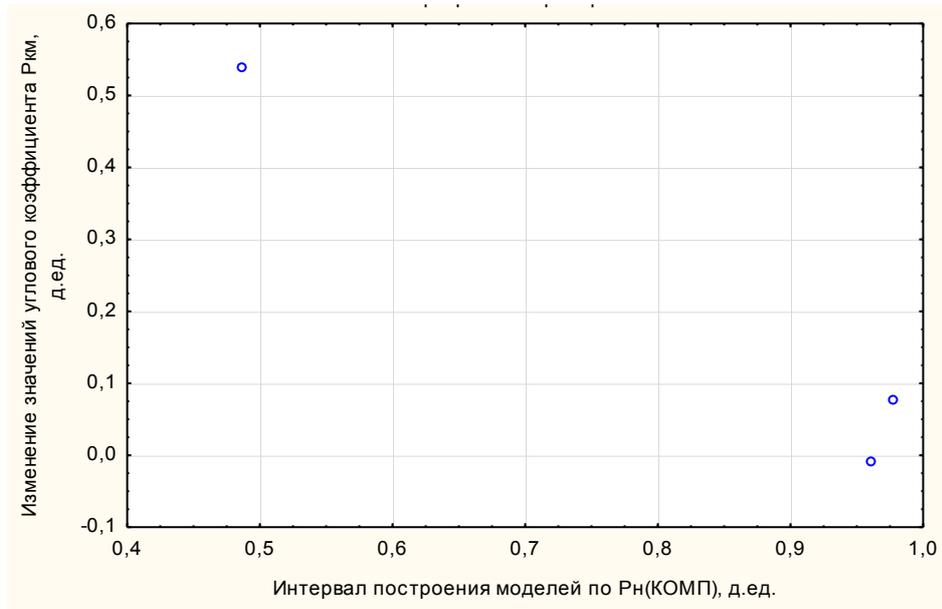


Рис. 5.2.6. Изменение углового коэффициента  $R_{km}$

Ввиду незначительного вклада в параметр  $R_{km}$  не включен в итоговое уравнение регрессии  $R_{n\text{КОМП}}$ .

Изменение значений углового коэффициента для  $R_{n\text{MNX}}$  приведено на рис.

5.2.7.

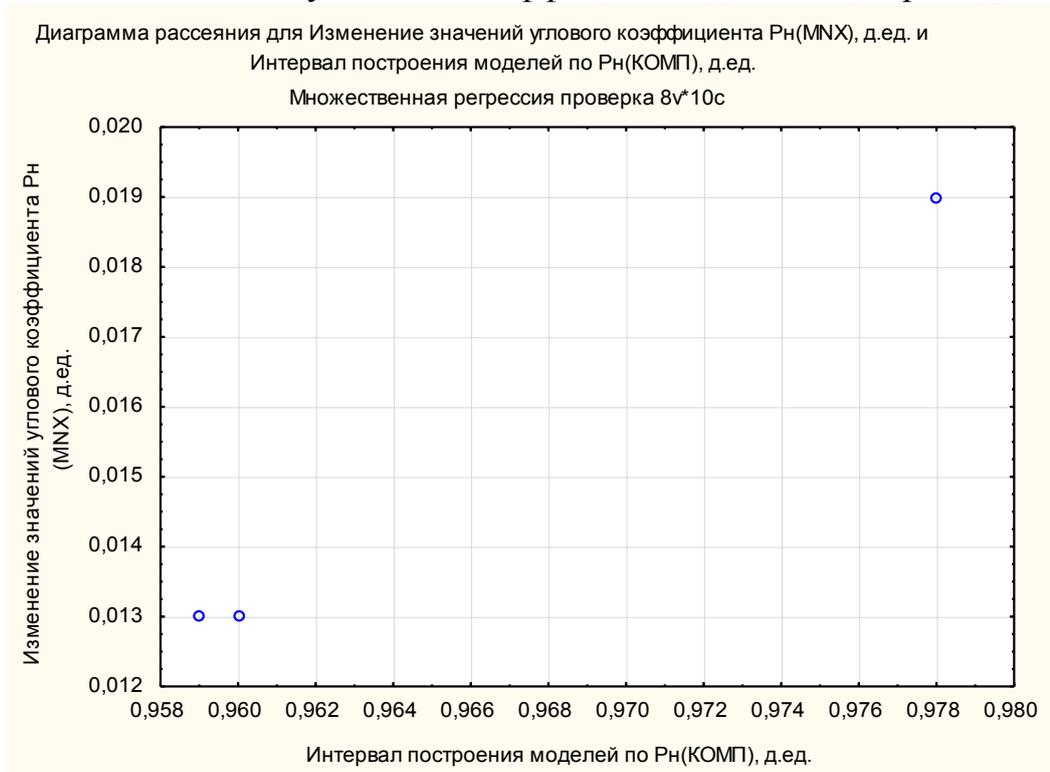


Рис. 5.2.7. Изменение углового коэффициента  $R_{n\text{MNX}}$

Вклад в регрессию для  $R_{H_{MNX}}$  положителен, таким образом, чем больше значение комплексного критерия по данным газопроявлений, тем выше общая вероятность нефтегазоносности.

Предложенная методика прогноза нефтегазоносности позволяет на базе морфологических, геохимических, миграционных критериев и вероятностной модели нефтегазоносности по данным газопроявлений соленосной толщи ранжировать перспективные объекты по перспективности для последующей постановки детальных ГРП.

Предложена формула расчета комплексного зонально-локального критерия нефтегазоносности. Проведена оценка вклада в значения комплексного критерия нефтегазоносности  $R_{H_{КОМП}}$  в разных сочетаний вероятностных критериев  $R_{ув_{морф}}$ ,  $R_{ув_{гх}}$ ,  $R_{км}$ ,  $R_{H_{MNX}}$  с построением многомерных моделей по 10 моделям. Из анализа построенных моделей следует, что критерии  $R_{ув_{гх}}$ ,  $R_{ув_{морф}}$  являются более универсальными, тогда как  $R_{км}$ ,  $R_{H_{MNX}}$  проявляются только для выборок с наиболее перспективными структурами.

Благодаря расчету комплексного зонально-локального критерия нефтегазоносности  $R_{H_{КОМП}}$  по группам показателей, разработанным специально для территории ВКМКС, и построения многомерных моделей, установлено, что наиболее перспективными с точки зрения первоочередности постановки поисково-оценочного бурения являются Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская и Северо-Чашкинская структуры [85].

Применение результатов работы позволит снизить геологические риски при выборе объектов для проектирования ГРП и тем самым повысить успешность поисковых работ на рассматриваемом участке недр.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании обобщения газопроявлений и особенностей геологического строения соляной толщи созданы вероятностно-статистические модели, которые в комплексе с используемыми ранее разработанными вероятностно-статистическими моделями позволили разработать комплексные модели для зонально-локального прогноза нефтегазоносности территории ВКМКС.

2. Разработанные вероятностно-статистические модели были использованы для построения схемы прогноза нефтегазоносности территории ВКМКС, что позволило выделить перспективные зоны для постановки детальных сейсморазведочных работ.

3. Разработанный комплексный критерий прогноза нефтегазоносности  $R_{\text{нкомп}}$  позволил оценить степень перспективности в отношении нефтегазоносности структур, и установить, что наиболее перспективными являются следующие: Зыряновская (вост. купол), Легчимская, Южно-Жилинская, Пашковская и Северо-Чашкинская.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Варушкин С.В., Козлова И.А. Возможность проведения поисково-оценочных работ на объектах, расположенных под толщей калийно-магниевых солей Верхнекамского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – №3. – С. 7-14.

2. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности девонских карбонатных отложений юга и юго-востока пермского края/ Путилов И.С., Соловьев С.И., Климовских М.А., Сулима А.И., Винокурова Е.Е., Габнасыров А.В., Корякин С.Ю., Львовская Я.Л., Варушкин С.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – №6(330). – С.29-35. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-29-35.

3. Варушкин С.В., Чухлов А.С. Комплексирование результатов геолого-геофизических исследований в целях повышения эффективности геологоразведочных работ // Геология в развивающемся мире: матер. 11-й междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых: в 3 кн. / Отв. ред. А.Б. Трапезникова. Пермь: ПГНИУ, 2018. – Т.1, С. 213-217.

4. Варушкин С.В. Проект доразведки фаменских отложений путем бурения боковых стволов и углубления скважин проектного эксплуатационного фонда ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Геология в развивающемся мире: матер. 10-й междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых: в 2 т. / Отв. ред. Р.Р. Гильмутдинов. Пермь: ПГНИУ, 2017. – Т.1, С. 196-197.

5. Варушкин С.В., Хакимова Ж.А. Проектирование геолого-разведочных работ методом строительства боковых стволов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.18, №1. – С.16-27. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.3.2.

6. Варушкин С.В. Предложения по проведению геологоразведочных работ путем строительства боковых стволов // Проблемы разработки месторождений

углеводородных и рудных полезных ископаемых: матер. 10-й Всеросс. науч.-техн. конф. Пермь: ПНИПУ, 2017. – №1, С. 18-21.

7. Михайлов Г.К. Геохимические съемки четвертичных отложений севера Пермской области РСФСР – СПб.: Изд-во Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет), 1976. – 123 с.

8. Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С.Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.

9. Warren J. Salt as a Fluid Seal: Article 4 When and where salt leaks, implications for waste storage. SaltyMatters, 2016.– pp. 1-12.

10. Исследование газоносности соляных пород по связанным газам на новых участках шахтных полей рудников ОАО «УРАЛКАЛИЙ» / С.С. Андрейко, Э.Р. Гайсина, К.А. Красильникова, В.В. Пачгин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т.12, №8. – С.86-100.

11. Андрейко С.С., Иванов О.В., Нестеров Е.А. Борьба с газодинамическими явлениями при разработке Верхнекамского и Старобинского месторождений калийных солей // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 3. - № 4. – С. 34–37.

12. Прогнозирование выбросоопасных зон пластов при разведке и разработке Верхнекамского месторождения калийных солей / С.С. Андрейко, О.В. Иванов, А.В. Харинцев, А.Н. Чистяков // Горный журнал. – 2008.– №10. – С. 34–36.

13. Андрейко С. С., Лялина Т. А. Исследования газовыделений из геологоразведочных скважин на Верхнекамском месторождении калийных солей / «Известия вузов. Горный журнал» № 2 – 2017. – С. 33-38.

14. Андрейко, С.С. Газодинамические явления в калийных рудниках: генезис, прогноз и управление/С.С. Андрейко, П.А. Калугин, В.Я. Щерба. – Мн.: Вышэйшая школа, 2000.

15. Андрейко, С.С. Газодинамические явления в калийных рудниках: методы прогноза и способы предотвращения: учеб пособие/С.С. Андрейко. – Пермь, Изд-во ПГТУ, 2007.
16. Андрейко, С.С. Управление газодинамическими процессами при подземной разработке Старобинского месторождения калийных солей/С.С. Андрейко, А.Н. Башура, В.Я. Щерба. – М.: Изд-во МГГУ, 2004.
17. Газовыделения при бурении геолого-разведочных скважин на Верхнекамском месторождении / Аэропылегазодинамика горных выработок, 1987 г.
18. Проскуряков Н.М. Внезапные выбросы породы и газа в калийных рудниках. – М.: Недра, 1980.
19. Иванов О.В. Прогнозирование опасных по газодинамическим явлениям зон на сильвинитовых пластах Верхнекамского месторождения калийных солей // Стратегия и процессы освоения георесурсов: Материалы научн. сессии Горного ин-та УрО РАН по результатам НИР в 2004 г. 18-22 апреля 2005 г. – Пермь: Горный институт УрО РАН, 2005. – С.267-270.
20. Андрейко С.С. Механизм образования очагов газодинамических явлений в соляном породном массиве // Инновационный университет XXI века. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 196с.
21. Тараканов В.А., Головатый И.И., Береснев С.П., Андрейко С.С., Иванов О.В. Исследование газоносности пород пласта третьего калийного горизонта Старобинского месторождения // Горн.журн. – 2010. – № 8. –С.25-27.
22. Подлесный И.А., Береснев С.П., Андрейко С.С., Некрасов С.В., Литвиновская Н.А. Геомеханическое моделирование внезапных разрушений пород почвы горных выработок // Горн.журн. – 2010. – № 8. –С.28-30.
23. Береснев С.П., Сенюк В.В., Гончар В.И., Андрейко С.С., Литвиновская Н.А. Исследование механизма формирования опасных по газодинамическим явлениям зон в породах калийного горизонта // Горн.журн. – 2010. – № 8. – С.31-33.

24. Правила безопасности при ведении горных работ и переработке твердых полезных ископаемых: приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2013 г. № 599. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

25. Галкин В. И. Анализ геологического строения и оценка возможности разработки нефтяных месторождений, расположенных под толщей калийно-магниевых солей Верхнекамского месторождения Пермской области. Пермь: Изд-во ПГТУ, 2005. С. 41–52.

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

27. Галкин В.И., Растегаев А.В., Козлова И.А., Ванцева И.В., Кривошеков С.Н., Воеводкин В.Л. Прогнозная оценка нефтегазоносности структур на территории Соликамской депрессии // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» – 2010, №7 – 4-7 с.

28. Разработка статистической модели прогноза нефтегазоносности по газовыделениям в толще Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей/ В.И. Галкин, О.А. Мелкишев, С.В. Варушкин, С.С. Андрейко, Т.А. Лялина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №1. – С.4-13. DOI:10.15593/2224-9923/2020.1.1.

29. Соснин Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтеносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Вестник Пермского научно-исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2012, – № 5 – 16-25 с.

30. Галкин В.И., Хижняк Г.П. О влиянии литологии на коэффициент вытеснения нефти водой // Нефтяное хозяйство. – 2012, – №3 – 8-12 с.

31. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» – 2010, №7 – 28-31 с.

32. Шайхутдинов А.Н. Разработка вероятностных моделей для прогноза нефтегазоносности верхнеюрских отложений (на примере территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз») // Вестник Пермского научно-исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2014, – № 11 – 11-28 с.

33. Разработка статистической модели прогноза эффективности проппантного ГРП по геолого-технологическим показателям для верейского карбонатного нефтегазоносного комплекса / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин, А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев, В.А. Жигалов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2017. – № 3. – С. 48–52.

34. Кошкин К.А. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки перспектив нефтегазоносности пластов Тл2-б и Бб Пожвинского участка // Вестник Пермского научно-исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2018. – Т.17, № 1 – 4-16 с. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.1.

35. Расторгуев М.Е. Использование дискриминантного анализа для интерпретации данных газового каротажа на примере Павловского нефтяного месторождения // Вестник Пермского научно-исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2019. – Т.19, № 1 – 39-55 с. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.4.

36. Фадеев А.П. Разработка методики оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти на примере турнейских отложений Сосновского газонефтяного месторождения // Вестник Пермского научно-исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2018. – Т.18, № 2 – 157-177 с. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.6.

37. Харин Ю.С. Робастность в статистическом распознавании образов. – Мн.: "Университетское", 1992. – 232 с.
38. Иванов О.В. Процедура формирования обучающих выборок геологических показателей для получения решающих правил прогнозирования газодинамических явлений. // Горное эхо. Вестник Горного института. – Пермь: Горный институт УрО РАН, 2005, № 4(22). С.26-28.
39. Huber P.J. Robust statistics: a review // Ann. Math. Statist. – 1972. – Vol. 43. – P. 1041–1067.
40. Hampel F.R. A general qualitative definition of robustness // Ann. Math. Statist. – 1971. – Vol. 42, № 6. – P. 1887–1896.
41. Huber P.J. Robust statistics procedures. – Philadelphia: SIAM, 1977. – 56 p.
42. Huber P.J. Robust statistics. – N.Y.: Wiley. – 308 p.
43. Tiku M.L., Balakrishnan N.A. Robust test for testing the correlation coefficient // Commun. Statist. – 1986. – 15(4). – P. 946–971.
44. Дэвис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии: Пер. с англ. – М.: Недра, кн. 1 – 319 с., кн. 2. – 427 с. 11. Дубров А.М. и Мхитарян В.С., Трошин Л.И. Многомерные статистические методы: учебник.
45. Чини Р.Ф. Статистические методы в геологии: Пер. с англ. – М.: Мир, 1986. – 189 с.
46. Шарапов И.П. Применение математической статистики в геологии. Статистический анализ геологических данных. – М.: Изд. Недра, 1971. – 246 с.
47. Поротов Г.С. Математические методы моделирования в геологии. – Спб.: Изд. Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет), 2006. – 223 с.
48. Михалевич И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий: Statistica). – Иркутск: ИГУ, 2006. – 115 с.
49. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1987. – 264 с.

50. Давыденко А.Ю. Вероятностно-статистические методы в геолого-геофизических приложениях. – Иркутск, 2007. – 29 с.
51. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. *Dinamie data analysis*. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.
52. Van Golf-Racht T.D. *Fundamentals of fractured reservoir engineering* / Elsevier scientific publishing company. – Amsterdam – Oxford – New York, 1982. – 709 p.
53. Horne R.N. *Modern well test analysis: A computer Aided Approach*. – 2nd ed. – Palo Alto: PetrowayInc, 2006. – 257 p.
54. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. *Exploratory statistical data*. – Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. – 284 p.
55. Montgomery D.C., Peck E.A., *Introduction to liner regression analysis*. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
56. Unwin D. *Introductory spatial analysis*. London: Methuen and Co., Ltd., 1981. – 212 p.
57. Darling T. *Well logging and formation evalution*. – GardnersBooks, 2010. – 336 p.
58. Watson G.S. *Statistic on spheres*. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 183. – 238 p.
59. Yarus J.M. *Stochastic modeling and geostatistics // AAPG*. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
60. Armstrong M. *Basic Linear Geostatistics*. – Berlin: Springer, 1998. – 155 p.
61. Goodwin N. *Bridging the gap between deterministic and probabilistic uncertainty quantification using advanced proxy based methods*. SPE Reservoir Simulation Symposium 2015. Houston, Richardson Publ., 2015. pp. 1796–1868.
62. Tran D.T., Gabbouj M., Iosifidis A. *Multilinear class-specific discriminant analysis // Pattern Recognition Letters*. – 2017. – V. 100. – P. 131–136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027.

63. Maurya S.P., Singh N.P., Singh K.H. Geostatistical Inversion. Seismic Inversion Methods: A Practical Approach – Cham: Springer International Publishing, 2020. – 216 p. DOI: 10.1007/978-3-030-45662-7.
64. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, November 2011.
65. Isaaks, E. H. and Srivastava, R. M. An Introduction to Applied Geostatistics, Oxford University Press, 1989. - 561 p.
66. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. – MITCEEPR. – 1992. – 30 p.
67. Meisner J., Demirmen F. The creaming method: a bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces // Journal of the Royal Statistical Society. Series A. – 1981. – Vol. 144, №1. – P. 1–31.
68. Варушкин С.В. Использование данных о газоносности соленосной толщи Соликамской депрессии для прогнозирования нефтегазоносности подсольевых отложений // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т.15, №2. – [http://www.ngtp.ru/rub/2020/21\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/21_2020.html). DOI:10.17353/2070-5379/21\_2020.
69. Кудряшов А.И. Верхнекамское месторождение солей. - Пермь: ГИ УрО РАН, 2013. – 429 с.
70. Неотектоника и современная геодинамика территории Верхнекамского месторождения калийных солей / В.М. Макеев, Н.В. Макарова, А.Л. Дорожко, Т.В. Суханова, И.В. Коробова, И.В. Бондарь // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т.16, №4. – С.354-369. DOI: 10.17072/psu.geol.16.4.354.
71. Галкин В.И., Мелкишев О.А., Варушкин С.В. Разработка комплексного вероятностного критерия зонально-локального прогноза нефтегазоносности территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей по данным газопроявлений // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т.15, №2. – С.4-13. DOI:10.15593/2224-9923/2020.1.1. (на публикации)

72. Геостатистический анализ данных в экологии и природопользовании (с применением пакета R) / А.А. Савельев, С.С. Мухарамова, А.Г. Пилюгин, Н.А. Чижикова.- Казань: Казанский университет, 2012. – 120 с.

73. Н. Джонсон, Ф. Лион Статистика и планирование эксперимента в технике и науке, перевод с английского «Мир»,1980. — 610 с.

74. Я.Р. Магнус, П.К. Катышев, А. А. Пересецкий Эконометрика. Начальный курс. — М.:Дело, 2004. — 576 с.

75. Applied Logistic Regression/ David W. Hosmer, Stanley Lemeshow.-2nded. -Wiley-Interscience Publication, 2000. - 397 с.

76. Кобзарь А. И. Прикладная математическая статистика. — М.: Физматлит, 2006. — 816 с.

77. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Приказ МПР РФ от 07.02.2001 №126 «Об утверждении временных положения и классификаций».

78. Закон Российской Федерации "О недрах" от 21.02.1992 г, № 2395-1 (редакция от 06.12.2011).

79.«Правила безопасности при геологоразведочных работах» ПБ 08-37-93 от 27.03.1990 г.

80. О масштабах миграции углеводородов в пределах Соликамской депрессии Предуральяского прогиба и возможностях ее использования для прогноза нефтегазоносности. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур /В.Л. Воеводкин, В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, А.С. Козлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2010. – № 12. – С. 6–12.

81. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогнозирования нефтегазоносности. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1990. – 108 с.

82. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2001. – 277 с.

83. Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Разработка вероятностно-статистических моделей нефтегазоносности в условиях экологически напряженной территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 2010, №11 – 52-53 с.

84. Галкин В.И., Мелкишев О.А., Варушкин С.В. Разработка комплексного вероятностного критерия зонально-локального прогноза нефтегазоносности территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей по данным газопроявлений // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т.15, №2. – С.4-13. DOI:10.15593/2224-9923/2020.1.1.

#### **Фондовая литература**

85. Анализ структурно-тектонических условий и уточнение границ зоны влияния Зырянского сдвига на 16 и 18 западных панелях шахтного поля рудника БКПРУ-2 и разработка рекомендаций по безопасному ведению горных работ на пласте АБ в зоне влияния Зырянского сдвига // Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2015.– 89 с.

86. Анализ структурно-тектонических условий проявления газодинамических явлений в надвиговых и сдвиговых зонах на шахтном поле рудника СКРУ-3 и разработка рекомендаций по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по ГДЯ»//Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2016.– 117 с.

87. Газовая съемка. Оценка газоносности продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников БКПРУ-2, БКПРУ-4, СКРУ-1, СКРУ-2 и СКРУ-3 ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2014.– 146 с.

88. Детализация строения Соликамского участка Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1990 г.

89. Квиткин С.Ю. и др. Отчет о детальной разведке Усть-Яйвинского участка Верхнекамского месторождения калийных солей, выполненной в 1974-1990 гг. (подсчет запасов на 1 января 1991 г.). Пермская ГРЭ, ПГО «Уралгеология». Пермь, 1990.

90. Квиткин С.Ю. Отчет о поисково-оценочных работах в западной части Верхнекамского месторождения калийных солей, проведенных в 1983-1987 гг. Пермская ГРЭ, УПГО «Уралгеология». Пермь, 1987.

91. Кудряшов А.И. и др. Тектоническое строение шахтных полей ОАО «Уралкалий». Отчет о НИР. ГИ УрО РАН. Пермь, 2003.

92. Определение газоносности и газопроявлений продуктивных пластов в районе ведения разведочных работ рудника СП БКПРУ-1 (северо-восточная часть шахтного поля), СП БКПРУ-2 (юго-западная часть шахтного поля), СП БКПРУ-4 (район 9 восточной панели) для безопасной последующей отработки этих участков//Отчет о НИР (заключит.), ЗАО «Уралэксперт», Пермь, 2000.–30 с.

93. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Балахонцевском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1964 г.

94. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Березниковском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1962 г.

95. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Боровском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1979 г.

96. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Быгельско-Троицком участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1964 г.

97. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Дурыманском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1958 г.

98. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на западной части Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1987 г.

99. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Ново-Соликамском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1961 г.

100. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Палашерском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1970 г.

101. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Половодовском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1975 г.

102. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на северной части Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1978 г.

103. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Соликамском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1960 г.

104. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Талицком участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1969 г.

105. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на Усть-Яйвинском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1990 г.

106. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на центральной части Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1966 г.

107. Отчет о проведении поисковой оценочных работ на южной части Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1965 г.

108. Отчет о проведении разведочных работ на на Ново-Соликамском участке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей, 1971 г.

109. Оценить газоносность продуктивных пластов и вмещающих пород на новых участках шахтных полей рудников ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключит.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2005.–49 с.

110. Оценить газоносность продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников БКПРУ-2, БКПРУ-4, СКРУ-1, СКРУ-2 и СКРУ-3 ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2012.– 105 с.

111. Оценить газоносность продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников БКПРУ-2, БКПРУ-4, СКРУ-1, СКРУ-2 и СКРУ-3 ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2013.– 121 с.

112. Оценить газоносность продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключит.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2006.-54 с.

113. Оценить газоносность продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключит.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2007.–27 с.

114. Оценить газоносность продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключит.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2008.–42 с.

115. Оценить газоносность продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2009.–49 с.

116. Оценить газоносность продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2010.–52 с.

117. Оценить газоносность продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2011.–47 с.

118. Оценить газоносность продуктивных пластов на вовлекаемых в отработку новых участках шахтных полей рудников ПАО "Уралкалий". (Газовая съемка) //Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2015.– 95 с.

119. Оценить газоносность продуктивных пластов на новых участках шахтных полей рудников ОАО Уралкалий»// Отчет о НИР (заключит.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2004.–33 с.

120. Оценка газоносности и газопроявлений, разработка методик прогноза газодинамических явлений, корректировка параметров профилактических мероприятий для конкретных условий рудников ОАО «Уралкалий»//Отчет о НИР (заключит.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2002.–60 с.

121. По распределению газоносности соляных пород по связанным газам. Оценить газоносность пластов В, АБ, КрII, КрIIIа, КрIIIб По связанным газам в скважинах Романовского участка ПАО «УРАЛКАЛИЙ»//Отчет о НИР, ГИ УрО РАН, Пермь, 2016.– 42 с.

122. Провести исследования структурно-тектонических особенностей и газодинамических характеристик пласта АБ и вмещающих пород для уточнения геологического строения, газоносности и выбросоопасности на неотработанных участках 13-й, 15-й и 17-й восточных панелей шахтного поля рудника БКПРУ–2 ПАО «УРАЛКАЛИЙ» //Отчет о НИР (заключительн.), ГИ УрО РАН, Пермь, 2016.– 96 с.

123. Специальные мероприятия по безопасному ведению горных работ на Верхнекамском месторождении калийных солей в условиях газового режима в ПАО «Уралкалий». – Пермь–Березники: 2015.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

## Приложение 1

Итоговые значения критериев  $R_n(Z_M)'$ ,  $R_n(Z_H)$ ,  $R_n(Z_X)$  и  $R_{nMNX}$  по скважинам

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Z_M)'$ , д.ед.	$R_n(Z_H)$ , д.ед.	$R_n(Z_X)$ , д.ед.	$R_{nMNX}$ , д.ед.
893	Северная р.п.		0,839	0,513	0,295	0,696
258	Северная р.п.		0,663	0,626	0,482	0,754
56	Центральная р.п.		0,683	0,518	0,283	0,477
915	Р.п. западной и северо-восточной части		0,618	0,475	0,529	0,622
991	Западная р.п.		0,674	0,548	0,559	0,761
988	Западная р.п.		0,401	0,587	0,543	0,530
290	Южная р.п.		0,487	0,587	0,605	0,674
989	Западная р.п.		0,554	0,532	0,550	0,633
41	Северная р.п.		0,576	0,520	0,552	0,644
919	Северная р.п.		0,828	0,517	0,501	0,839
146	Южная р.п.		0,584	0,524	0,529	0,634
531	Южная р.п.	Кл_1	0,667	0,539	0,566	0,754
930	Р.п. западной и северо-восточной части		0,599	0,503	0,568	0,665
1006	Западная р.п.		0,546	0,527	0,551	0,622
61	Северная р.п.		0,746	0,527	0,466	0,741
950	Северная р.п.		0,537	0,594	0,513	0,642
943	Р.п. западной и северо-восточной части		0,675	0,517	0,534	0,719
944	Р.п. западной и северо-восточной части		0,626	0,525	0,457	0,609
47	Северная р.п.		0,543	0,528	0,499	0,569
994	Западная р.п.		0,582	0,567	0,528	0,671
992	Западная р.п.		0,636	0,483	0,506	0,626
931	Северная р.п.		0,740	0,533	0,430	0,711
940	Северная р.п.		0,537	0,592	0,487	0,615
79	Северная р.п.		0,622	0,549	0,492	0,660
910	Р.п. западной и северо-восточной части		0,626	0,515	0,522	0,659
152гу	Северная р.п.		0,687	0,523	0,501	0,706
1001	Западная р.п.		0,640	0,528	0,551	0,710
408	Южная р.п.		0,495	0,572	0,532	0,598
996	Западная р.п.		0,406	0,557	0,458	0,420
159	Южная р.п.		0,593	0,559	0,584	0,722
1007	Западная р.п.	Кл_2	0,643	0,539	0,578	0,742
947	Северная р.п.		0,535	0,517	0,547	0,598
52	Северная р.п.		0,656	0,530	0,540	0,716
896	Р.п. западной и северо-восточной части		0,567	0,549	0,569	0,677
917	Р.п. западной и северо-восточной части		0,712	0,530	0,540	0,766
537	Южная р.п.		0,679	0,528	0,586	0,770
999	Западная р.п.		0,614	0,555	0,557	0,713
400	Южная р.п.	Кл_2	0,644	0,557	0,637	0,800
1002	Западная р.п.		0,608	0,479	0,378	0,463
276	Дуринская р.п.		0,684	0,483	0,385	0,559
265	Центральная р.п.		0,493	0,503	0,564	0,560
409	Южная р.п.		0,560	0,564	0,655	0,757

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_{H}(Z_{M})'$ , д.ед.	$R_{H}(Z_{H})$ , д.ед.	$R_{H}(Z_{X})$ , д.ед.	$R_{H_{MNX}}$ , д.ед.
421	Южная р.п.		0,669	0,536	0,637	0,804
406	Южная р.п.		0,524	0,542	0,473	0,538
417	Южная р.п.		0,556	0,532	0,520	0,606
183	Центральная р.п.		0,624	0,527	0,518	0,666
179	Южная р.п.		0,628	0,553	0,523	0,697
918	Северная р.п.		0,465	0,539	0,625	0,629
78	Северная р.п.		0,471	0,598	0,574	0,641
113	Южная р.п.		0,596	0,589	0,552	0,723
259	Центральная р.п.		0,623	0,554	0,593	0,749
176	Северная р.п.		0,635	0,485	0,429	0,552
926	Северная р.п.		0,528	0,542	0,548	0,617
172	Северная р.п.		0,541	0,573	0,538	0,648
411	Южная р.п.		0,496	0,581	0,555	0,630
945	Северная р.п.		0,517	0,563	0,550	0,627
948	Северная р.п.		0,580	0,552	0,540	0,666
993	Западная р.п.		0,407	0,551	0,514	0,471
170	Северная р.п.		0,543	0,539	0,653	0,723
937	Северная р.п.		0,619	0,556	0,437	0,613
403	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_1	0,710	0,473	0,403	0,597
905	Северная р.п.		0,599	0,550	0,531	0,673
168	Северная р.п.		0,532	0,577	0,574	0,677
997	Западная р.п.		0,634	0,529	0,492	0,653
1009	Западная р.п.		0,581	0,559	0,611	0,733
924	Р.п. западной и северо-восточной части		0,585	0,508	0,538	0,628
911	Р.п. западной и северо-восточной части		0,507	0,547	0,561	0,612
520	Дуринская р.п.		0,553	0,516	0,573	0,639
404	Усть-Яйвинская р.п.		0,456	0,576	0,596	0,627
731	Боровско-Половодовская р.п.		0,646	0,479	0,609	0,724
987	Усть-Яйвинская р.п.		0,490	0,583	0,540	0,613
548	Южная р.п.		0,552	0,594	0,488	0,633
407	Южная р.п.	Кл_2	0,543	0,556	0,588	0,680
949	Северная р.п.		0,572	0,556	0,571	0,690
844	Боровицкий		0,561	0,568	0,579	0,698
694	Боровско-Половодовская р.п.		0,558	0,579	0,531	0,664
983	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_2	0,460	0,582	0,573	0,614
791	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_2	0,585	0,552	0,622	0,740
37	Северная р.п.		0,560	0,581	0,682	0,791
801	Усть-Яйвинская р.п.		0,596	0,547	0,573	0,705
703	Боровско-Половодовская р.п.		0,604	0,567	0,597	0,748
604	Палашерский		0,582	0,567	0,634	0,760
9	Р.п. западной и северо-восточной части		0,596	0,565	0,596	0,739
781	Усть-Яйвинская р.п.		0,671	0,476	0,362	0,513
1041	Южная р.п.	Кл_1	0,513	0,542	0,541	0,594
600	Палашерский		0,531	0,578	0,552	0,657
776	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_1	0,795	0,475	0,506	0,783
951	Северная р.п.		0,515	0,585	0,526	0,625
48	Северная р.п.		0,724	0,446	0,485	0,666
110	Палашерский		0,656	0,454	0,432	0,547
853	Боровский		0,534	0,569	0,529	0,631
1003	Западная р.п.		0,540	0,570	0,558	0,663
954	Северная р.п.		0,516	0,596	0,568	0,674
64	Северная р.п.		0,585	0,516	0,422	0,524
140 а	Усть-Яйвинская р.п.		0,528	0,572	0,528	0,625

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Z_m)'$ , д.ед.	$R_n(Z_n)$ , д.ед.	$R_n(Z_x)$ , д.ед.	$R_{nMNX}$ , д.ед.
402	Усть-Яйвинская р.п.		0,548	0,560	0,464	0,572
425	Дуринская р.п.		0,609	0,569	0,516	0,687
541	Южная р.п.		0,735	0,543	0,446	0,726
418	Южная р.п.		0,613	0,504	0,330	0,442
986	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_2	0,534	0,562	0,602	0,690
53	Боровская р.п.		0,437	0,559	0,638	0,634
634	Ново-Соликамский		0,487	0,566	0,505	0,559
62	Северная р.п.		0,509	0,564	0,588	0,657
160	Южная р.п.		0,380	0,603	0,564	0,546
150	Палашерская р.п.		0,586	0,522	0,558	0,661
543	Палашерская р.п.		0,711	0,529	0,519	0,749
140	Усть-Яйвинская р.п.		0,485	0,567	0,512	0,564
151	Центральная р.п.		0,529	0,575	0,525	0,626
554	Дуринская р.п.		0,376	0,512	0,507	0,395
941	Северная р.п.		0,539	0,564	0,583	0,679
272	Дуринская р.п.		0,606	0,561	0,500	0,663
882	Боровская р.п.		0,386	0,581	0,559	0,525
119 g	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_2	0,517	0,582	0,521	0,619
932	Северная р.п.		0,528	0,587	0,547	0,657
1039	Дуринская р.п.		0,621	0,494	0,517	0,631
283	Центральная р.п.		0,699	0,560	0,362	0,626
900	Северная р.п.		0,669	0,497	0,495	0,661
31	Ново-Соликамский		0,530	0,567	0,542	0,635
727	Боровско-Половодовская р.п.		0,513	0,580	0,535	0,625
920	Северная р.п.		0,532	0,563	0,574	0,663
73	Ново-Соликамский		0,736	0,556	0,506	0,781
424	Южная р.п.		0,549	0,586	0,608	0,728
833	Боровская р.п.		0,571	0,575	0,581	0,714
796	Усть-Яйвинская р.п.		0,452	0,595	0,561	0,608
104	Усть-Яйвинская р.п.		0,617	0,483	0,535	0,634
13	Березниковский		0,569	0,563	0,516	0,644
717	Боровско-Половодовская р.п.		0,571	0,563	0,516	0,646
969	Усть-Яйвинская р.п.		0,521	0,577	0,595	0,685
825	Боровская р.п.		0,571	0,578	0,538	0,680
518	Ново-Соликамский		0,461	0,575	0,555	0,590
559	Соликамский		0,546	0,558	0,490	0,593
559a	Ново-Соликамский		0,407	0,569	0,577	0,553
1040	Южная р.п.		0,509	0,576	0,497	0,582
109	Соликамский		0,470	0,574	0,559	0,602
787	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_2	0,447	0,457	0,406	0,317
42	Северная р.п.		0,498	0,570	0,558	0,624
121	Соликамский		0,501	0,574	0,467	0,543
38 огн	Соликамский		0,531	0,569	0,633	0,721
782	Усть-Яйвинская р.п.		0,643	0,560	0,534	0,724
166	Южная р.п.		0,599	0,542	0,557	0,689
982	Усть-Яйвинская р.п.		0,560	0,573	0,576	0,698
74	Соликамский		0,555	0,557	0,572	0,677
297	Соликамский		0,542	0,551	0,586	0,673
778	Усть-Яйвинская р.п.		0,558	0,569	0,565	0,684
114	Южная р.п.		0,491	0,583	0,507	0,582
89	Березниковский		0,594	0,557	0,582	0,720
596	Палашерская р.п.		0,519	0,583	0,516	0,617
587	Палашерская р.п.	Кл_2	0,519	0,584	0,506	0,609
90	Усть-Яйвинская р.п.		0,516	0,572	0,539	0,625
5596	Ново-Соликамский		0,435	0,631	0,559	0,625
605	Палашерская р.п.		0,575	0,571	0,539	0,679

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Z_m)'$ , д.ед.	$R_n(Z_n)$ , д.ед.	$R_n(Z_x)$ , д.ед.	$R_{nMNX}$ , д.ед.
1038	Соликамская р.п.		0,449	0,576	0,573	0,597
884	Боровская р.п.		0,528	0,533	0,509	0,569
708	Боровско-Половодовская р.п.		0,596	0,539	0,396	0,532
148a	Соликамская р.п.		0,478	0,584	0,565	0,625
255	Дуринская р.п.		0,456	0,570	0,553	0,578
978	Усть-Яйвинская р.п.		0,490	0,567	0,520	0,577
362гу	Северная р.п.		0,600	0,582	0,556	0,723
1077	Соликамская р.п.		0,505	0,534	0,618	0,655
1000	Западная р.п.		0,549	0,563	0,522	0,631
797	Усть-Яйвинская р.п.		0,476	0,578	0,539	0,593
792	Усть-Яйвинская р.п.		0,597	0,572	0,555	0,712
120	Соликамская р.п.		0,457	0,580	0,509	0,546
15	Березниковский		0,413	0,585	0,558	0,557
840	Боровская р.п.		0,473	0,559	0,633	0,663
1036	Соликамская р.п.		0,533	0,591	0,504	0,627
92	Березниковский		0,565	0,598	0,412	0,574
788	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_2	0,382	0,647	0,504	0,536
117	Соликамская р.п.		0,560	0,545	0,548	0,648
589	Палашерская р.п.	Кл_2	0,717	0,549	0,551	0,791
118	Соликамская р.п.		0,548	0,572	0,586	0,697
845	Боровская р.п.		0,522	0,563	0,578	0,658
6	Соликамская р.п.		0,454	0,558	0,589	0,601
601	Палашерская р.п.	Кл_1	0,555	0,552	0,606	0,703
35	Березниковский		0,613	0,573	0,587	0,751
105	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_2	0,387	0,632	0,503	0,524
984	Усть-Яйвинская р.п.		0,761	0,517	0,483	0,761
779	Усть-Яйвинская р.п.		0,494	0,579	0,546	0,618
597	Палашерская р.п.	Кл_1	0,536	0,559	0,559	0,650
91	Березниковский		0,625	0,545	0,509	0,674
7	Соликамская р.п.		0,541	0,537	0,512	0,589
686	Дуринская р.п.	Кл_1	0,458	0,565	0,550	0,574
709	Боровско-Половодовская р.п.		0,574	0,561	0,557	0,684
798	Усть-Яйвинская р.п.		0,457	0,577	0,537	0,571
650	Ново-Соликамская р.п.	Кл_1	0,487	0,595	0,586	0,664
654	Ново-Соликамская р.п.		0,513	0,561	0,569	0,641
635	Ново-Соликамская р.п.		0,411	0,592	0,539	0,542
777	Усть-Яйвинская р.п.		0,663	0,501	0,556	0,712
834	Боровская р.п.		0,539	0,541	0,584	0,659
695	Боровско-Половодовская р.п.		0,543	0,548	0,494	0,584
793	Усть-Яйвинская р.п.		0,650	0,549	0,517	0,707
826	Боровская р.п.		0,493	0,585	0,600	0,672
771	Половодовская р.п.		0,558	0,578	0,459	0,595
592	Палашерская р.п.	Кл_1	0,468	0,602	0,561	0,630
831	Боровская р.п.		0,502	0,564	0,608	0,669
667	Дуринская р.п.		0,590	0,569	0,535	0,686
711	Боровско-Половодовская р.п.		0,497	0,564	0,608	0,665
14	Быгельско-Троицкая р.п.		0,564	0,608	0,481	0,650
841	Боровская р.п.		0,508	0,556	0,576	0,637
981/2	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_2	0,516	0,572	0,466	0,554
886	Боровская р.п.		0,434	0,592	0,527	0,554
789	Усть-Яйвинская р.п.	Кл_2	0,648	0,563	0,441	0,651
846	Боровская р.п.		0,498	0,518	0,568	0,584
590	Палашерская р.п.		0,502	0,544	0,577	0,621
298	Соликамская р.п.		0,483	0,555	0,609	0,644
75	Соликамская р.п.		0,550	0,577	0,537	0,659
123	Соликамская р.п.		0,666	0,571	0,482	0,712

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Z_M)'$ , д.ед.	$R_n(Z_H)$ , д.ед.	$R_n(Z_X)$ , д.ед.	$R_{HМNХ}$ , д.ед.
546	Палашерская р.п.		0,742	0,560	0,565	0,826
602	Палашерская р.п.	Кл 1	0,675	0,564	0,550	0,767
783	Усть-Яйвинская р.п.	Кл 2	0,655	0,449	0,444	0,552
95	Березниковская р.п.		0,628	0,548	0,513	0,683
24	Соликамская р.п.		0,486	0,553	0,507	0,546
	Усть-Яйвинская р.п.		0,548	0,537	0,576	0,657
86	Березниковская р.п.		0,584	0,538	0,604	0,713
946	Северная р.п.		0,507	0,597	0,504	0,608
84	Березниковская р.п.		0,581	0,579	0,536	0,688
118g	Усть-Яйвинская р.п.	Кл 2	0,531	0,598	0,490	0,617
598	Палашерская р.п.	Кл 1	0,533	0,541	0,572	0,643
405	Усть-Яйвинская р.п.		0,462	0,601	0,503	0,567
30a	Соликамская р.п.		0,358	0,593	0,512	0,461
829	Боровская р.п.		0,478	0,578	0,604	0,657
30	Соликамская р.п.		0,468	0,603	0,582	0,650
593	Палашерская р.п.	Кл 1	0,478	0,597	0,548	0,622
23	Соликамская р.п.		0,394	0,598	0,554	0,545
835	Боровская р.п.		0,569	0,556	0,574	0,690
83	Березниковская р.п.		0,492	0,542	0,559	0,594
869	Боровская р.п.		0,585	0,562	0,486	0,631
8	Соликамская р.п.		0,538	0,585	0,567	0,682
885	Боровская р.п.		0,414	0,574	0,524	0,513
87	Березниковская р.п.		0,517	0,571	0,562	0,646
794	Усть-Яйвинская р.п.		0,660	0,544	0,514	0,710
888	Боровская р.п.		0,532	0,564	0,479	0,574
212	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл 1	0,542	0,555	0,499	0,595
838	Боровская р.п.		0,355	0,553	0,485	0,391
718	Боровско-Половодовская р.п.		0,466	0,546	0,443	0,454
10	Соликамская р.п.		0,562	0,519	0,609	0,683
842	Боровская р.п.		0,688	0,499	0,508	0,694
215	Соликамская р.п.		0,539	0,528	0,536	0,602
17	Березниковская р.п.		0,557	0,531	0,582	0,664
57	Северная р.п.		0,738	0,605	0,485	0,802
603	Палашерская р.п.	Кл 1	0,521	0,555	0,587	0,659
864	Боровская р.п.		0,562	0,528	0,550	0,637
790	Усть-Яйвинская р.п.	Кл 2	0,738	0,546	0,512	0,781
588	Палашерская р.п.	Кл 2	0,552	0,539	0,600	0,684
65	Боровская р.п.		0,687	0,449	0,490	0,633
147	Палашерская р.п.	Кл 1	0,504	0,555	0,598	0,652
158	Южная р.п.	Кл 1	0,387	0,532	0,588	0,507
855	Боровская р.п.		0,489	0,531	0,576	0,596
786	Усть-Яйвинская р.п.		0,508	0,530	0,581	0,618
169	Северная р.п.		0,558	0,574	0,588	0,708
985	Усть-Яйвинская р.п.		0,549	0,508	0,615	0,669
173	Северная р.п.		0,427	0,555	0,491	0,472
799 а	Усть-Яйвинская р.п.		0,574	0,535	0,611	0,708
799	Усть-Яйвинская р.п.		0,524	0,588	0,523	0,633
284	Боровская р.п.		0,598	0,534	0,519	0,647
156	Палашерская р.п.		0,514	0,516	0,560	0,589
236	Центральная р.п.	Кл 1	0,255	0,606	0,529	0,371
544	Палашерская р.п.	Кл 1	0,617	0,526	0,474	0,617
18	Березниковская р.п.		0,686	0,523	0,510	0,714
237	Центральная р.п.		0,414	0,603	0,506	0,524
437	Усть-Яйвинская р.п.		0,728	0,418	0,493	0,652
68	Соликамская р.п.		0,639	0,560	0,365	0,564
419	Южная р.п.		0,640	0,449	0,380	0,470

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Z_M)'$ , д.ед.	$R_n(Z_n)$ , д.ед.	$R_n(Z_x)$ , д.ед.	$R_{nMNX}$ , д.ед.
938	Северная р.п.		0,569	0,540	0,581	0,683
4	Боровская р.п.	Кл_1	0,725	0,493	0,361	0,592
177	Северная р.п.		0,538	0,549	0,595	0,676
96	Быгельско-Троицкая р.п.		0,728	0,494	0,325	0,556
637	Ново-Соликамская р.п.		0,571	0,542	0,510	0,621
547	Палашерская р.п.		0,482	0,550	0,538	0,569
267	Соликамская р.п.		0,489	0,571	0,618	0,673
285	Усть-Яйвинская р.п.		0,579	0,568	0,358	0,502
422	Южная р.п.		0,603	0,558	0,644	0,777
299a	Соликамская р.п.		0,688	0,558	0,500	0,736
647	Ново-Соликамская р.п.	Кл_1	0,380	0,581	0,540	0,498
70	Березниковская р.п.		0,574	0,572	0,588	0,720
5	Соликамская р.п.		0,787	0,502	0,548	0,819
514	Центральная р.п.	Кл_1	0,578	0,539	0,611	0,716
426	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_1	0,558	0,547	0,537	0,638
222	Соликамская р.п.		0,707	0,446	0,444	0,608
523	Дуринская р.п.	Кл_1	0,608	0,553	0,517	0,673
656	Дуринская р.п.	Кл_1	0,534	0,547	0,622	0,695
291	Усть-Яйвинская р.п.		0,455	0,590	0,500	0,546
942	Усть-Яйвинская р.п.		0,531	0,575	0,525	0,628
539	Южная р.п.		0,522	0,581	0,529	0,629
135	Центральная р.п.	Кл_1	0,469	0,554	0,587	0,609
594	Палашерская р.п.	Кл_1	0,521	0,574	0,546	0,638
184	Боровская р.п.		0,698	0,570	0,412	0,682
124	Соликамская р.п.		0,497	0,534	0,509	0,540
836	Боровская р.п.		0,381	0,619	0,578	0,578
171	Северная р.п.		0,788	0,508	0,575	0,838
827	Боровская р.п.		0,626	0,607	0,456	0,684
887	Боровская р.п.		0,714	0,513	0,483	0,710
906	Северная р.п.		0,619	0,596	0,499	0,705
233	Центральная р.п.		0,423	0,559	0,523	0,506
522	Дуринская р.п.	Кл_1	0,474	0,612	0,459	0,547
3	Соликамская р.п.		0,478	0,559	0,608	0,642
29	Соликамская р.п.		0,468	0,563	0,825	0,842
889	Соликамская р.п.		0,501	0,514	0,649	0,662
927	Северная р.п.		0,578	0,566	0,456	0,600
843	Боровская р.п.		0,567	0,571	0,544	0,674
85/1	Березниковская р.п.		0,491	0,527	0,618	0,635
69	Соликамская р.п.		0,487	0,540	0,549	0,576
591	Палашерская р.п.		0,508	0,617	0,494	0,619
33	Соликамская р.п.		0,555	0,569	0,606	0,716
1090	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_1	0,606	0,522	0,515	0,641
784	Усть-Яйвинская р.п.		0,527	0,528	0,482	0,537
85	Березниковская р.п.		0,555	0,576	0,467	0,598
2	Боровская р.п.	Кл_1	0,563	0,526	0,584	0,667
16	Березниковская р.п.		0,470	0,544	0,569	0,583
830	Боровская р.п.		0,550	0,567	0,511	0,625
979	Усть-Яйвинская р.п.		0,516	0,525	0,539	0,580
26	Соликамская р.п.		0,447	0,593	0,570	0,611
599	Палашерская р.п.	Кл_1	0,613	0,563	0,544	0,709
780	Усть-Яйвинская р.п.		0,585	0,571	0,564	0,708
1 оп	Дуринская р.п.	Кл_1	0,617	0,513	0,431	0,562
908	Усть-Яйвинская р.п.		0,487	0,519	0,403	0,409
216	Соликамская р.п.		0,583	0,540	0,657	0,758
122	Соликамская р.п.		0,552	0,518	0,543	0,611
139	Соликамская р.п.		0,550	0,524	0,578	0,648

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_{H(ZM)'}'$ , д.ед.	$R_{H(ZH)}$ , д.ед.	$R_{H(Zx)}$ , д.ед.	$R_{H(MNX)}$ , д.ед.
67	Боровская р.п.		0,488	0,567	0,550	0,604
981	Усть-Яйвинская р.п.		0,583	0,527	0,514	0,623
94	Березниковская р.п.		0,500	0,591	0,525	0,616
981/3	Усть-Яйвинская р.п.		0,567	0,529	0,519	0,613
981/2	Усть-Яйвинская р.п.		0,826	0,473	0,466	0,788
891	Боровская р.п.		0,640	0,513	0,562	0,706
606	Палашерская р.п.	Кл_1	0,414	0,553	0,556	0,522
837	Боровская р.п.		0,574	0,570	0,387	0,530
1078	Соликамская р.п.		0,550	0,519	0,639	0,700
883	Боровская р.п.		0,743	0,442	0,452	0,654
71	Березниковская р.п.		0,609	0,562	0,512	0,677
76	Соликамская р.п.		0,514	0,542	0,578	0,632
968	Соликамская р.п.		0,502	0,579	0,519	0,599
80/3	Березниковская р.п.		0,577	0,530	0,525	0,629
720	Соликамская р.п.		0,611	0,527	0,524	0,659
1088	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_1	0,511	0,535	0,451	0,497
93	Березниковская р.п.		0,607	0,492	0,572	0,667
81	Березниковская р.п.		0,507	0,532	0,569	0,607
977	Р.п. западной и северо-восточной части		0,611	0,572	0,572	0,738
412	Палашерская р.п.	Кл_2	0,579	0,520	0,588	0,681
445	Балахонцевский		0,590	0,553	0,527	0,666
795	Усть-Яйвинская р.п.		0,629	0,571	0,522	0,711
429	Усть-Яйвинская р.п.		0,561	0,562	0,556	0,673
103	Усть-Яйвинская р.п.		0,580	0,523	0,476	0,580
457	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_1	0,616	0,524	0,475	0,615
438	Балахонцевский		0,625	0,523	0,521	0,665
134	Соликамская р.п.		0,507	0,534	0,546	0,587
129	Соликамская р.п.		0,661	0,516	0,412	0,593
128	Соликамская р.п.		0,557	0,546	0,521	0,621
131	Соликамская р.п.		0,575	0,503	0,552	0,627
549	Южная р.п.	Кл_1	0,623	0,506	0,489	0,617
646	Ново-Соликамская р.п.		0,548	0,544	0,579	0,665
643	Ново-Соликамская р.п.		0,773	0,532	0,500	0,795
97	Усть-Яйвинская р.п.		0,525	0,535	0,393	0,451
130	Соликамская р.п.		0,601	0,541	0,490	0,630
955	Усть-Яйвинская р.п.		0,527	0,560	0,520	0,606
710	Боровско-Половодовская р.п.		0,569	0,565	0,363	0,495
847	Боровская р.п.		0,585	0,509	0,535	0,627
472	Быгельско-Троицкая р.п.		0,428	0,587	0,461	0,476
636	Ново-Соликамская р.п.		0,550	0,552	0,567	0,664
892	Боровская р.п.		0,492	0,512	0,640	0,644
696	Боровско-Половодовская р.п.		0,637	0,545	0,553	0,723
1034	Соликамская р.п.		0,529	0,532	0,553	0,612
897	Северная р.п.		0,472	0,528	0,586	0,586
723	Соликамская р.п.		0,587	0,511	0,487	0,585
828	Боровская р.п.		0,532	0,550	0,581	0,658
595	Палашерская р.п.	Кл_2	0,523	0,585	0,456	0,564
499	Быгельско-Троицкая р.п.		0,513	0,525	0,475	0,514
785	Усть-Яйвинская р.п.		0,665	0,578	0,452	0,692
82	Березниковская р.п.		0,618	0,512	0,556	0,680
433	Балахонцевская р.п.		0,467	0,523	0,622	0,612
98	Усть-Яйвинская р.п.		0,569	0,507	0,541	0,615
72	Березниковская р.п.		0,610	0,504	0,376	0,489
1075	Соликамская р.п.		0,541	0,547	0,528	0,615
890	Соликамская р.п.	Кл_1	0,634	0,547	0,572	0,736

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_{H(ZM)'}'$ , д.ед.	$R_{H(ZH)}$ , д.ед.	$R_{H(Zx)}$ , д.ед.	$R_{H(MNX)}$ , д.ед.
441	Балахонцевская р.п.		0,557	0,584	0,477	0,616
111	Палашерская р.п.	Кл_2	0,624	0,525	0,556	0,697
439	Балахонцевская р.п.		0,658	0,519	0,533	0,703
430	Балахонцевская р.п.		0,730	0,469	0,484	0,691
221	Соликамская р.п.		0,529	0,515	0,580	0,622
88	Березниковская р.п.		0,537	0,539	0,543	0,617
990	Соликамская р.п.		0,527	0,566	0,443	0,536
220	Соликамская р.п.		0,502	0,558	0,523	0,583
217	Соликамская р.п.		0,558	0,527	0,475	0,560
161	Южная р.п.		0,498	0,531	0,557	0,586
219	Соликамская р.п.		0,612	0,552	0,523	0,680
976	Усть-Яйвинская р.п.		0,645	0,517	0,475	0,637
1035	Соликамская р.п.		0,728	0,485	0,501	0,717
832	Боровская р.п.		0,728	0,485	0,501	0,717
218	Соликамская р.п.		0,608	0,535	0,467	0,609
870	Боровская р.п.		0,677	0,514	0,516	0,702
132	Быгельско-Троицкая р.п.		0,486	0,569	0,627	0,678
1076	Ново-Соликамская р.п.		0,485	0,506	0,640	0,631
142л	Логовская р.п.	Кл_1	0,524	0,563	0,549	0,633
143л	Логовская р.п.	Кл_1	0,514	0,526	0,594	0,632
1085	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_2	0,514	0,526	0,594	0,631
115	Южная р.п.	Кл_1	0,581	0,569	0,508	0,654
99	Быгельско-Троицкая р.п.		0,559	0,554	0,498	0,610
607	Палашерская р.п.		0,561	0,514	0,356	0,428
1091	Быгельско-Троицкая р.п.		0,551	0,516	0,580	0,644
	Усть-Яйвинская р.п.		0,575	0,520	0,594	0,682
106	Усть-Яйвинская р.п.		0,584	0,502	0,474	0,561
232	Ново-Соликамская р.п.	Кл_1	0,692	0,551	0,542	0,765
504	Быгельско-Троицкая р.п.		0,588	0,506	0,440	0,534
431	Балахонцевская р.п.		0,526	0,524	0,562	0,611
442	Балахонцевская р.п.		0,546	0,549	0,521	0,614
427	Усть-Яйвинская р.п.		0,500	0,546	0,575	0,620
434	Балахонцевская р.п.		0,684	0,509	0,537	0,723
295	Соликамская р.п.		0,433	0,503	0,643	0,583
141	Балахонцевская р.п.		0,611	0,458	0,444	0,514
446	Балахонцевская р.п.	Кл_2	0,720	0,489	0,483	0,697
1018	Дурыманский		0,674	0,529	0,497	0,696
187 б	Усть-Яйвинская р.п.		0,870	0,432	0,431	0,794
137	Центральная р.п.		0,610	0,551	0,547	0,698
157	Палашерская р.п.		0,543	0,531	0,469	0,544
63	Северная р.п.		0,658	0,469	0,519	0,648
550	Ново-Соликамская р.п.	Кл_2	0,684	0,604	0,506	0,771
209а	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_2	0,587	0,513	0,521	0,620
824	Боровская р.п.	Кл_1	0,558	0,455	0,490	0,504
214/1	Березниковская р.п.		0,465	0,527	0,520	0,512
631	Ново-Соликамская р.п.		0,533	0,540	0,557	0,628
420	Южная р.п.		0,726	0,509	0,370	0,617
689	Дуринская р.п.	Кл_2	0,565	0,523	0,493	0,581
136	Ново-Соликамская р.п.		0,573	0,526	0,471	0,570
43	Северная р.п.		0,830	0,475	0,460	0,790
980	Усть-Яйвинская р.п.		0,599	0,528	0,522	0,646
214	Березниковская р.п.		0,668	0,481	0,426	0,580
690	Дуринская р.п.	Кл_2	0,648	0,512	0,469	0,630
933	Северная р.п.		0,719	0,434	0,503	0,665
638	Ново-Соликамская р.п.		0,677	0,541	0,379	0,602
658	Дуринская р.п.	Кл_2	0,749	0,439	0,462	0,667

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_{H(ZM)'}'$ , д.ед.	$R_{H(ZH)}$ , д.ед.	$R_{H(Zx)}$ , д.ед.	$R_{H(MNX)}$ , д.ед.
533	Дуринская р.п.	Кл_2	0,630	0,495	0,483	0,609
49	Северная р.п.		0,538	0,495	0,476	0,510
659	Дуринская р.п.	Кл_2	0,566	0,541	0,533	0,636
821	Половодовская р.п.		0,551	0,522	0,471	0,544
691	Ново-Соликамская р.п.		0,692	0,512	0,496	0,699
13 огн	Логовская р.п.	Кл_1	0,523	0,569	0,468	0,561
141/1	Балахонцевская р.п.		0,483	0,496	0,441	0,421
141/2	Балахонцевская р.п.		0,537	0,513	0,510	0,560
848	Половодовская р.п.		0,671	0,480	0,514	0,665
804	Половодовская р.п.		0,613	0,552	0,452	0,617
451	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_2	0,742	0,448	0,470	0,674
153	Центральная р.п.		0,618	0,546	0,477	0,640
141/3	Балахонцевская р.п.		0,490	0,545	0,543	0,577
865	Половодовская р.п.		0,292	0,522	0,471	0,286
898	Северная р.п.		0,721	0,461	0,491	0,680
1061	Половодовская р.п.	Кл_1	0,641	0,498	0,472	0,613
141л	Логовская р.п.	Кл_1	0,604	0,489	0,572	0,661
697	Боровско-Половодовская р.п.		0,613	0,556	0,551	0,708
868	Половодовская р.п.		0,639	0,549	0,428	0,617
921	Северная р.п.		0,586	0,551	0,549	0,679
234	Ново-Соликамская р.п.	Кл_1	0,617	0,513	0,479	0,608
901	Северная р.п.		0,574	0,487	0,404	0,465
432	Балахонцевская р.п.		0,515	0,514	0,638	0,663
296	Ново-Соликамская р.п.		0,563	0,526	0,646	0,723
109г	Ново-Соликамская р.п.		0,666	0,506	0,347	0,520
692	Ново-Соликамская р.п.		0,547	0,595	0,510	0,649
142	Соликамская р.п.		0,610	0,547	0,464	0,620
435	Балахонцевская р.п.		0,548	0,553	0,540	0,637
440	Балахонцевская р.п.		0,632	0,510	0,505	0,646
443	Балахонцевская р.п.		0,686	0,526	0,439	0,655
874	Боровская р.п.	Кл_1	0,574	0,526	0,539	0,637
815	Боровская р.п.		0,672	0,501	0,447	0,624
466	Быгельско-Троицкая р.п.		0,555	0,502	0,503	0,561
480	Быгельско-Троицкая р.п.		0,663	0,453	0,433	0,555
1079	Ново-Соликамская р.п.		0,598	0,548	0,460	0,605
473	Быгельско-Троицкая р.п.		0,720	0,425	0,505	0,661
1086	Быгельско-Троицкая р.п.		0,544	0,532	0,509	0,584
620	Ново-Соликамская р.п.		0,707	0,470	0,521	0,700
1081	Дуринская р.п.		0,589	0,554	0,484	0,625
132л	Логовская р.п.	Кл_1	0,515	0,513	0,552	0,580
1062	Половодовская р.п.	Кл_1	0,722	0,421	0,508	0,662
47 огн	Логовская р.п.	Кл_1	0,608	0,521	0,480	0,609
1089	Быгельско-Троицкая р.п.		0,565	0,533	0,537	0,632
54	Половодовская р.п.	Кл_1	0,469	0,528	0,549	0,546
1055	Половодовская р.п.	Кл_1	0,646	0,551	0,548	0,731
608	Палашерская р.п.	Кл_1	0,559	0,494	0,538	0,591
140л	Логовская р.п.	Кл_1	0,496	0,528	0,551	0,574
1087	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_2	0,523	0,515	0,634	0,669
188	Дурыманская р.п.		0,507	0,514	0,548	0,568
1008	Дурыманская р.п.		0,604	0,502	0,571	0,672
294	Ново-Соликамская р.п.		0,563	0,562	0,496	0,620
447	Палашерская р.п.		0,758	0,459	0,491	0,719
805	Половодовская р.п.		0,604	0,525	0,443	0,572
444	Балахонцевская р.п.		0,564	0,544	0,586	0,686
185	Быгельско-Троицкая р.п.		0,677	0,543	0,492	0,706
436	Балахонцевская р.п.		0,594	0,525	0,531	0,647

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Z_m)'$ , д.ед.	$R_n(Z_n)$ , д.ед.	$R_n(Z_x)$ , д.ед.	$R_{nMNX}$ , д.ед.
251	Ново-Соликамская р.п.		0,633	0,502	0,419	0,556
649	Ново-Соликамская р.п.	Кл_1	0,707	0,423	0,501	0,641
618	Ново-Соликамская р.п.		0,513	0,541	0,537	0,589
226	Ново-Соликамская р.п.		0,556	0,522	0,490	0,567
713	Боровско-Половодовская р.п.	Кл_1	0,548	0,522	0,506	0,576
610	Ново-Соликамская р.п.		0,581	0,510	0,586	0,671
498	Быгельско-Троицкая р.п.		0,625	0,509	0,477	0,612
849	Половодовская р.п.		0,630	0,503	0,512	0,643
811	Половодовская р.п.		0,563	0,531	0,535	0,626
488	Быгельско-Троицкая р.п.		0,576	0,533	0,476	0,585
628	Ново-Соликамская р.п.		0,633	0,541	0,512	0,680
428	Балахонцевская р.п.		0,595	0,541	0,462	0,598
624	Ново-Соликамская р.п.		0,531	0,445	0,510	0,486
467	Быгельско-Троицкая р.п.		0,617	0,554	0,439	0,610
481	Быгельско-Троицкая р.п.		0,488	0,545	0,519	0,552
474	Быгельско-Троицкая р.п.		0,564	0,500	0,491	0,554
462	Быгельско-Троицкая р.п.		0,646	0,485	0,455	0,589
244	Ново-Соликамская р.п.		0,519	0,509	0,615	0,641
818	Половодовская р.п.	Кл_1	0,534	0,511	0,495	0,540
223	Ново-Соликамская р.п.		0,534	0,520	0,441	0,495
734	Боровско-Половодовская р.п.		0,653	0,504	0,409	0,570
632	Ново-Соликамская р.п.		0,456	0,520	0,526	0,502
1082	Дуринская р.п.	Кл_1	0,554	0,527	0,604	0,678
448	Балахонцевская р.п.		0,435	0,547	0,562	0,543
641	Ново-Соликамская р.п.		0,602	0,440	0,533	0,576
1019	Дурыманская р.п.		0,604	0,555	0,429	0,589
1028	Дурыманская р.п.		0,632	0,504	0,535	0,668
645	Ново-Соликамская р.п.	Кл_2	0,644	0,436	0,518	0,600
453	Быгельско-Троицкая р.п.		0,542	0,513	0,535	0,589
698	Боровско-Половодовская р.п.		0,556	0,546	0,552	0,649
922	Северная р.п.		0,502	0,506	0,487	0,495
1056	Половодовская р.п.		0,556	0,520	0,562	0,635
132y	Уньвинская р.п.	Кл_1	0,504	0,518	0,579	0,601
668	Дуринская р.п.		0,635	0,560	0,488	0,678
189	Дурыманская р.п.		0,580	0,526	0,537	0,640
250	Ново-Соликамская р.п.		0,515	0,506	0,610	0,631
496	Быгельско-Троицкая р.п.		0,567	0,558	0,606	0,718
615	Ново-Соликамская р.п.		0,466	0,518	0,595	0,580
803	Половодовская р.п.		0,599	0,529	0,527	0,652
252	Ново-Соликамская р.п.		0,483	0,525	0,484	0,493
619	Ново-Соликамская р.п.		0,611	0,503	0,483	0,597
806	Половодовская р.п.		0,688	0,489	0,566	0,733
224	Ново-Соликамская р.п.		0,555	0,517	0,500	0,573
812	Половодовская р.п.		0,587	0,543	0,533	0,659
611	Ново-Соликамская р.п.		0,563	0,523	0,550	0,633
468	Быгельско-Троицкая р.п.		0,534	0,527	0,552	0,612
625	Ново-Соликамская р.п.		0,597	0,496	0,504	0,597
482	Быгельско-Троицкая р.п.		0,565	0,546	0,484	0,593
475	Быгельско-Троицкая р.п.		0,559	0,546	0,555	0,656
819	Половодовская р.п.		0,622	0,425	0,474	0,523
505	Быгельско-Троицкая р.п.		0,587	0,437	0,481	0,506
816	Половодовская р.п.		0,603	0,482	0,460	0,547
644	Ново-Соликамская р.п.	Кл_2	0,653	0,503	0,498	0,655
1051	Половодовская р.п.		0,540	0,498	0,503	0,541
822	Половодовская р.п.		0,554	0,516	0,517	0,587
669	Дуринская р.п.		0,507	0,564	0,559	0,628

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Z_m)'$ , д.ед.	$R_n(Z_n)$ , д.ед.	$R_n(Z_x)$ , д.ед.	$R_{nMNX}$ , д.ед.
939	Северная р.п.		0,644	0,449	0,506	0,603
1047	Дуринская р.п.	Кл_1	0,566	0,504	0,488	0,558
273a	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_1	0,537	0,524	0,607	0,663
1020	Дурыманская р.п.		0,572	0,519	0,494	0,585
230/1	Ново-Соликамская р.п.		0,616	0,514	0,518	0,646
231	Ново-Соликамская р.п.		0,573	0,509	0,379	0,460
180	Северная р.п.		0,513	0,503	0,600	0,615
489	Быгельско-Троицкая р.п.		0,579	0,496	0,554	0,628
195	Дурыманская р.п.		0,528	0,487	0,603	0,617
230a	Ново-Соликамская р.п.		0,558	0,495	0,587	0,638
125	Дурыманская р.п.		0,683	0,486	0,589	0,745
126	Быгельско-Троицкая р.п.		0,655	0,488	0,495	0,639
202	Дурыманская р.п.		0,660	0,471	0,482	0,616
410	Южная р.п.	Кл_1	0,536	0,500	0,502	0,538
198	Дурыманская р.п.		0,531	0,525	0,410	0,465
208	Дурыманская р.п.		0,553	0,515	0,586	0,650
414	Южная р.п.	Кл_1	0,563	0,542	0,504	0,608
662	Дуринская р.п.	Кл_1	0,597	0,488	0,559	0,642
728	Боровско-Половодовская р.п.		0,470	0,557	0,533	0,561
807	Половодовская р.п.		0,590	0,519	0,541	0,647
483	Быгельско-Троицкая р.п.		0,700	0,455	0,459	0,624
733	Боровско-Половодовская р.п.		0,526	0,531	0,557	0,612
850	Половодовская р.п.		0,746	0,485	0,498	0,734
144	Балахонцевская р.п.		0,590	0,501	0,508	0,599
225	Ново-Соликамская р.п.		0,615	0,500	0,509	0,624
621	Ново-Соликамская р.п.		0,667	0,435	0,514	0,620
246	Ново-Соликамская р.п.		0,661	0,499	0,379	0,542
612	Ново-Соликамская р.п.		0,588	0,504	0,506	0,597
273	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_1	0,581	0,531	0,448	0,561
463	Быгельско-Троицкая р.п.		0,486	0,509	0,570	0,565
127	Быгельско-Троицкая р.п.		0,551	0,513	0,521	0,585
639	Ново-Соликамская р.п.		0,508	0,509	0,551	0,567
241	Центральная р.п.		0,450	0,548	0,667	0,665
213	Быгельско-Троицкая р.п.		0,562	0,513	0,479	0,554
227	Ново-Соликамская р.п.		0,561	0,509	0,522	0,591
813	Половодовская р.п.		0,623	0,475	0,550	0,646
775	Половодовская р.п.		0,508	0,479	0,506	0,494
238	Центральная р.п.		0,602	0,484	0,461	0,548
254	Ново-Соликамская р.п.		0,517	0,533	0,550	0,599
629	Ново-Соликамская р.п.		0,496	0,530	0,642	0,666
458	Быгельско-Троицкая р.п.		0,632	0,480	0,446	0,561
149	Палашерская р.п.	Кл_2	0,545	0,510	0,524	0,578
449	Балахонцевская р.п.		0,563	0,489	0,477	0,530
454	Быгельско-Троицкая р.п.		0,698	0,536	0,552	0,767
229	Ново-Соликамская р.п.	Кл_2	0,606	0,479	0,486	0,573
191	Половодовская р.п.		0,506	0,528	0,550	0,583
538	Дуринская р.п.		0,567	0,478	0,572	0,616
1093	Ново-Соликамская р.п.	Кл_2	0,573	0,473	0,563	0,608
907	Северная р.п.		0,526	0,501	0,540	0,567
248	Ново-Соликамская р.п.		0,491	0,519	0,479	0,488
1046	Дуринская р.п.		0,620	0,547	0,473	0,639
614	Ново-Соликамская р.п.		0,481	0,550	0,545	0,575
200	Дурыманская р.п.		0,524	0,529	0,527	0,580
199	Дурыманская р.п.		0,706	0,414	0,470	0,601
196	Дурыманская р.п.		0,658	0,489	0,505	0,652
613	Ново-Соликамская р.п.		0,573	0,550	0,527	0,647

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_{H(ZM)'}'$ , д.ед.	$R_{H(ZH)}$ , д.ед.	$R_{H(Zx)}$ , д.ед.	$R_{H(MNX)}$ , д.ед.
249	Ново-Соликамская р.п.		0,540	0,509	0,573	0,621
1053	Половодовская р.п.		0,529	0,494	0,560	0,584
228	Ново-Соликамская р.п.		0,490	0,525	0,618	0,633
875	Половодовская р.п.		0,502	0,533	0,535	0,570
622	Ново-Соликамская р.п.		0,640	0,496	0,347	0,481
823	Половодовская р.п.		0,601	0,489	0,437	0,528
810	Половодовская р.п.		0,781	0,412	0,485	0,702
814	Половодовская р.п.		0,633	0,498	0,494	0,625
820	Половодовская р.п.		0,481	0,532	0,514	0,527
616	Ново-Соликамская р.п.		0,521	0,483	0,578	0,582
508	Быгельско-Троицкая р.п.		0,697	0,435	0,398	0,540
507	Быгельско-Троицкая р.п.		0,539	0,513	0,552	0,602
653	Ново-Соликамская р.п.	Кл 1	0,588	0,494	0,443	0,526
484	Быгельско-Троицкая р.п.		0,683	0,489	0,438	0,617
866	Половодовская р.п.		0,527	0,519	0,531	0,577
506	Быгельско-Троицкая р.п.		0,523	0,476	0,442	0,441
957	Р.п. западной и северо-восточной части		0,592	0,488	0,386	0,465
970	Р.п. западной и северо-восточной части		0,537	0,483	0,321	0,339
1037	Быгельско-Троицкая р.п.		0,580	0,475	0,548	0,603
1024	Дуринская р.п.	Кл 2	0,486	0,516	0,587	0,589
1027	Быгельско-Троицкая р.п.		0,577	0,480	0,584	0,640
1033	Быгельско-Троицкая р.п.		0,697	0,471	0,482	0,656
43 огн	Сибирская р.п.	Кл 1	0,583	0,445	0,503	0,531
197	Дурыманская р.п.		0,660	0,546	0,424	0,632
190	Дурыманская р.п.		0,585	0,484	0,464	0,535
204	Дурыманская р.п.		0,558	0,526	0,583	0,662
704	Боровско-Половодовская р.п.		0,556	0,525	0,489	0,570
207	Дурыманская р.п.		0,725	0,418	0,488	0,644
253	Ново-Соликамская р.п.		0,563	0,507	0,521	0,589
682	Дуринская р.п.	Кл 2	0,484	0,521	0,544	0,549
609	Ново-Соликамская р.п.		0,504	0,522	0,523	0,549
627	Ново-Соликамская р.п.		0,484	0,481	0,561	0,526
245	Ново-Соликамская р.п.		0,610	0,476	0,553	0,637
735	Половодовская р.п.		0,574	0,452	0,539	0,566
247	Ново-Соликамская р.п.		0,629	0,456	0,490	0,578
186	Быгельско-Троицкая р.п.		0,492	0,486	0,516	0,494
808	Половодовская р.п.		0,584	0,444	0,413	0,442
623	Ново-Соликамская р.п.		0,483	0,482	0,190	0,169
1012	Дурыманская р.п.	Кл 1	0,494	0,497	0,451	0,443
452	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл 2	0,519	0,472	0,501	0,492
714	Боровско-Половодовская р.п.		0,559	0,464	0,443	0,465
699	Боровско-Половодовская р.п.		0,576	0,470	0,400	0,446
585	Талицкая р.п.	Кл 1	0,473	0,498	0,562	0,533
670	Дуринская р.п.	Кл 2	0,547	0,485	0,587	0,618
1014	Дурыманская р.п.		0,488	0,526	0,540	0,555
1016	Дурыманская р.п.		0,618	0,426	0,392	0,436
116г	Половодовская р.п.		0,726	0,515	0,371	0,625
42 огн	Сибирская р.п.	Кл 1	0,558	0,477	0,541	0,577
1025	Дуринская р.п.	Кл 2	0,530	0,496	0,597	0,622
206	Дурыманская р.п.		0,478	0,490	0,625	0,595
205	Дурыманская р.п.		0,529	0,495	0,479	0,502
110г	Ново-Соликамская р.п.		0,779	0,387	0,366	0,562
671	Дуринская р.п.	Кл 2	0,688	0,412	0,467	0,575
1092	Ново-Соликамская р.п.		0,587	0,470	0,470	0,528

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Zm)'$ , д.ед.	$R_n(Zn)$ , д.ед.	$R_n(Zx)$ , д.ед.	$R_{nMNX}$ , д.ед.
495	Быгельско-Троицкая р.п.		0,571	0,463	0,316	0,346
476	Быгельско-Троицкая р.п.		0,647	0,470	0,461	0,582
490	Быгельско-Троицкая р.п.		0,704	0,422	0,304	0,431
502	Быгельско-Троицкая р.п.		0,703	0,432	0,353	0,497
876	Половодовская р.п.		0,765	0,418	0,413	0,622
809	Половодовская р.п.		0,614	0,452	0,323	0,385
464	Быгельско-Троицкая р.п.		0,672	0,464	0,423	0,564
459	Быгельско-Троицкая р.п.		0,544	0,508	0,473	0,525
143	Ново-Соликамская р.п.		0,766	0,415	0,267	0,458
674	Дуринская р.п.		0,530	0,508	0,326	0,360
239	Ново-Соликамская р.п.		0,620	0,462	0,361	0,443
154	Центральная р.п.		0,616	0,461	0,237	0,299
455	Быгельско-Троицкая р.п.		0,643	0,467	0,259	0,355
145	Балахонцевская р.п.	Кл_1	0,592	0,521	0,269	0,368
194	Дурымманская р.п.		0,565	0,504	0,424	0,493
664	Дуринская р.п.	Кл_2	0,516	0,473	0,491	0,480
116	Южная р.п.		0,683	0,426	0,544	0,656
736	Половодовская р.п.		0,602	0,476	0,328	0,401
201	Дурымманская р.п.		0,518	0,494	0,364	0,375
229с	Быгельско-Троицкая р.п.		0,565	0,476	0,496	0,537
274	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_2	0,504	0,502	0,499	0,505
242	Ново-Соликамская р.п.		0,619	0,476	0,192	0,259
652	Ново-Соликамская р.п.		0,606	0,437	0,282	0,319
1015	Дурымманская р.п.		0,483	0,515	0,517	0,515
529	Южная р.п.		0,618	0,475	0,474	0,569
617	Ново-Соликамская р.п.		0,501	0,494	0,453	0,448
278	Быгельско-Троицкая р.п.		0,642	0,430	0,382	0,455
107	Дурымманская р.п.	Кл_1	0,616	0,472	0,477	0,566
485	Быгельско-Троицкая р.п.		0,504	0,504	0,399	0,407
461	Быгельско-Троицкая р.п.		0,618	0,476	0,492	0,587
675	Дуринская р.п.		0,636	0,459	0,363	0,459
491	Быгельско-Троицкая р.п.		0,661	0,482	0,444	0,592
967	Северная р.п.	Кл_1	0,533	0,494	0,369	0,395
503	Быгельско-Троицкая р.п.		0,453	0,510	0,517	0,480
743	Половодовская р.п.		0,650	0,462	0,388	0,502
626	Ново-Соликамская р.п.		0,687	0,478	0,403	0,576
469	Быгельско-Троицкая р.п.		0,727	0,478	0,403	0,622
450	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_2	0,528	0,481	0,502	0,511
133	Быгельско-Троицкая р.п.		0,520	0,480	0,497	0,497
112	Балахонцевская р.п.	Кл_1	0,628	0,458	0,374	0,459
1017	Дурымманская р.п.		0,569	0,466	0,461	0,497
101	Быгельско-Троицкая р.п.		0,664	0,406	0,384	0,457
902	Северная р.п.		0,602	0,477	0,275	0,343
40а	Талицкая р.п.		0,587	0,452	0,369	0,407
40	Дурымманская р.п.		0,587	0,452	0,369	0,407
578	Талицкая р.п.		0,537	0,488	0,368	0,392
586	Талицкая р.п.		0,501	0,498	0,544	0,543
582	Талицкая р.п.		0,463	0,477	0,478	0,419
12	Ново-Соликамская р.п.		0,552	0,482	0,372	0,405
754	Половодовская р.п.		0,580	0,495	0,293	0,360
460	Быгельско-Троицкая р.п.		0,611	0,474	0,303	0,381
754а	Половодовская р.п.		0,540	0,508	0,341	0,386
755	Половодовская р.п.		0,635	0,444	0,268	0,337
477	Быгельско-Троицкая р.п.		0,652	0,436	0,233	0,306
492	Быгельско-Троицкая р.п.		0,507	0,513	0,563	0,582
872	Половодовская р.п.		0,606	0,485	0,321	0,406

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_{H(ZM)'}'$ , д.ед.	$R_{H(ZH)}$ , д.ед.	$R_{H(Zx)}$ , д.ед.	$R_{H(MNX)}$ , д.ед.
470	Быгельско-Троицкая р.п.		0,579	0,473	0,503	0,555
465	Быгельско-Троицкая р.п.		0,590	0,458	0,497	0,546
744	Половодовская р.п.		0,529	0,452	0,453	0,435
486	Быгельско-Троицкая р.п.		0,536	0,488	0,435	0,459
1083	Быгельско-Троицкая р.п.		0,525	0,514	0,548	0,586
1084	Быгельско-Троицкая р.п.		0,593	0,475	0,458	0,526
240	Ново-Соликамская р.п.		0,606	0,450	0,354	0,408
198с	Быгельско-Троицкая р.п.		0,729	0,417	0,215	0,345
580	Талицкая р.п.	Кл_1	0,564	0,503	0,544	0,609
579	Талицкая р.п.		0,507	0,455	0,494	0,456
573	Талицкая р.п.		0,565	0,477	0,295	0,332
563	Талицкая р.п.		0,571	0,447	0,425	0,443
764	Половодовская р.п.		0,573	0,492	0,485	0,551
50	Северная р.п.		0,694	0,407	0,419	0,529
224с	Быгельско-Троицкая р.п.		0,513	0,506	0,327	0,345
556	Дуринская р.п.	Кл_2	0,511	0,471	0,493	0,475
759	Половодовская р.п.	Кл_2	0,600	0,472	0,266	0,327
203	Дурымманская р.п.		0,562	0,479	0,333	0,371
750	Половодовская р.п.	Кл_2	0,537	0,506	0,388	0,429
577	Талицкая р.п.		0,552	0,440	0,432	0,425
721	Боровско-Половодовская р.п.	Кл_2	0,547	0,503	0,378	0,426
737	Половодовская р.п.		0,499	0,479	0,414	0,393
471	Быгельско-Троицкая р.п.		0,699	0,460	0,522	0,683
715	Боровско-Половодовская р.п.	Кл_2	0,557	0,462	0,408	0,427
204с	Быгельско-Троицкая р.п.		0,603	0,452	0,459	0,515
493	Быгельско-Троицкая р.п.		0,522	0,442	0,368	0,335
478	Быгельско-Троицкая р.п.		0,678	0,411	0,481	0,577
44 огн	Сибирская р.п.		0,526	0,455	0,489	0,470
487	Быгельско-Троицкая р.п.		0,604	0,437	0,317	0,355
745	Половодовская р.п.	Кл_2	0,521	0,452	0,383	0,357
725	Боровско-Половодовская р.п.	Кл_1	0,597	0,438	0,477	0,512
497	Быгельско-Троицкая р.п.		0,474	0,480	0,537	0,491
55	Северная р.п.		0,602	0,457	0,520	0,579
574	Талицкая р.п.		0,570	0,476	0,536	0,582
701	Боровско-Половодовская р.п.		0,597	0,442	0,448	0,488
567	Талицкая р.п.		0,501	0,472	0,530	0,503
194с	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_2	0,521	0,484	0,373	0,377
571	Талицкая р.п.		0,514	0,483	0,355	0,352
570	Талицкая р.п.		0,452	0,486	0,580	0,519
751	Половодовская р.п.	Кл_2	0,447	0,468	0,342	0,270
756	Половодовская р.п.	Кл_2	0,587	0,467	0,303	0,350
760	Половодовская р.п.	Кл_2	0,630	0,443	0,315	0,383
873	Половодовская р.п.		0,605	0,449	0,482	0,537
741	Половодовская р.п.	Кл_2	0,568	0,439	0,325	0,331
501	Быгельско-Троицкая р.п.		0,555	0,439	0,473	0,466
479	Быгельско-Троицкая р.п.		0,562	0,457	0,453	0,472
746	Половодовская р.п.	Кл_2	0,414	0,482	0,568	0,464
494	Быгельско-Троицкая р.п.		0,640	0,415	0,420	0,478
500	Быгельско-Троицкая р.п.		0,711	0,375	0,376	0,471
205с	Быгельско-Троицкая р.п.		0,624	0,449	0,346	0,418
581	Талицкая р.п.		0,551	0,458	0,401	0,409
202с	Быгельско-Троицкая р.п.		0,511	0,457	0,421	0,390
575	Талицкая р.п.		0,617	0,467	0,394	0,479
568	Талицкая р.п.		0,673	0,498	0,403	0,580
256	Центральная р.п.	Кл_2	0,450	0,469	0,511	0,429
564	Талицкая р.п.		0,462	0,500	0,557	0,520

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Z_m)'$ , д.ед.	$R_n(Z_n)$ , д.ед.	$R_n(Z_x)$ , д.ед.	$R_{nMNX}$ , д.ед.
512	Дуринская р.п.		0,646	0,446	0,407	0,502
677	Дуринская р.п.	Кл_2	0,781	0,512	0,308	0,625
678	Дуринская р.п.		0,529	0,450	0,540	0,519
279	Быгельско-Троицкая р.п.		0,567			0,000
565	Талицкая р.п.		0,549	0,447	0,398	0,394
666	Дуринская р.п.	Кл_2	0,633	0,454	0,335	0,420
752	Половодовская р.п.		0,555	0,433	0,311	0,300
738	Половодовская р.п.		0,534	0,469	0,442	0,445
557	Дуринская р.п.	Кл_2	0,662	0,478	0,413	0,558
665	Дуринская р.п.	Кл_2	0,520	0,429	0,409	0,361
243	Центральная р.п.		0,706	0,460	0,511	0,680
528	Южная р.п.		0,587	0,552	0,357	0,493
286	Талицкая р.п.		0,556	0,474	0,424	0,454
292	Балахонцевская р.п.		0,598	0,476	0,476	0,551
282	Быгельско-Троицкая р.п.		0,574	0,495	0,460	0,530
263	Центральная р.п.	Кл_2	0,540	0,459	0,514	0,512
277	Быгельско-Троицкая р.п.		0,478	0,439	0,627	0,546
269	Центральная р.п.	Кл_2	0,602	0,456	0,498	0,557
747	Половодовская р.п.		0,577	0,462	0,414	0,452
266	Дуринская р.п.	Кл_1	0,578	0,452	0,381	0,410
761	Половодовская р.п.	Кл_2	0,637	0,417	0,466	0,522
211	Центральная р.п.		0,591	0,444	0,486	0,521
275	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_2	0,619	0,402	0,486	0,508
509	Центральная р.п.		0,626	0,448	0,421	0,497
526	Талицкая р.п.		0,596	0,432	0,396	0,423
192	Северная р.п.		0,521	0,477	0,465	0,463
773	Половодовская р.п.	Кл_2	0,469	0,470	0,521	0,460
456	Быгельско-Троицкая р.п.	Кл_2	0,600	0,481	0,535	0,615
182	Северная р.п.		0,459	0,442	0,487	0,389
10 огн	Боровицкая р.п.		0,600	0,463	0,537	0,599
111г	Тарховская р.п.	Кл_1	0,578	0,511	0,382	0,469
569	Талицкая р.п.		0,637	0,420	0,402	0,460
90г	Талицкая р.п.		0,593	0,454	0,379	0,425
757	Половодовская р.п.	Кл_1	0,500	0,429	0,351	0,289
753	Половодовская р.п.	Кл_1	0,498	0,454	0,537	0,488
748	Половодовская р.п.		0,550	0,462	0,505	0,518
912	Северная р.п.		0,548	0,465	0,462	0,476
742	Половодовская р.п.	Кл_2	0,730	0,435	0,429	0,610
680	Дуринская р.п.		0,592	0,411	0,213	0,215
576	Талицкая р.п.		0,490	0,447	0,492	0,430
562	Талицкая р.п.		0,549	0,454	0,547	0,550
584	Талицкая р.п.		0,587	0,447	0,433	0,467
716	Боровско-Половодовская р.п.	Кл_2	0,491	0,439	0,422	0,355
706	Боровско-Половодовская р.п.		0,631	0,438	0,570	0,639
762	Половодовская р.п.		0,651	0,422	0,371	0,445
724	Боровско-Половодовская р.п.	Кл_2	0,553	0,432	0,302	0,289
561	Талицкая р.п.		0,525	0,433	0,444	0,403
769	Северная р.п.	Кл_1	0,576	0,457	0,545	0,578
739	Половодовская р.п.		0,539	0,434	0,513	0,486
722	Боровско-Половодовская р.п.	Кл_1	0,498	0,423	0,496	0,417
774	Половодовская р.п.	Кл_2	0,524	0,458	0,564	0,546
693	Боровско-Половодовская р.п.		0,589	0,412	0,300	0,301
566	Талицкая р.п.		0,627	0,427	0,559	0,613
583	Талицкая р.п.		0,710	0,426	0,434	0,581
115г	Половодовская р.п.	Кл_2	0,538	0,378	0,350	0,276
772	Половодовская р.п.	Кл_1	0,548	0,423	0,453	0,424

№ скв.	Солеразведочная площадь	Класс по продуктивности	$R_n(Z_M)'$ , д.ед.	$R_n(Z_H)$ , д.ед.	$R_n(Z_X)$ , д.ед.	$R_{HMX}$ , д.ед.
51 огн	Осокинская р.п.	Кл_1	0,490	0,429	0,446	0,367
572	Талицкая р.п.		0,544	0,453	0,505	0,501
878	Половодовская р.п.	Кл_1	0,528	0,430	0,405	0,365
108	Дурыманская р.п.		0,492	0,440	0,572	0,504
100 ос	Осокинская р.п.		0,551	0,461	0,488	0,501
264	Дуринская р.п.		0,563	0,440	0,377	0,380
102	Быгельско-Троицкая р.п.		0,530	0,426	0,589	0,545
261	Центральная р.п.	Кл_2	0,517	0,418	0,328	0,273
763	Половодовская р.п.		0,569	0,423	0,519	0,510
730	Талицкий		0,465	0,414	0,422	0,310
877	Половодовская р.п.	Кл_1	0,535	0,413	0,556	0,503
758	Боровско-Половодовская р.п.		0,447	0,417	0,502	0,368
155	Половодовская р.п.		0,470	0,443	0,505	0,419
287	Талицкая р.п.		0,587	0,440	0,508	0,536
740	Половодовская р.п.		0,535	0,430	0,326	0,296
280	Быгельско-Троицкая р.п.		0,572	0,425	0,505	0,501
257	Центральная р.п.	Кл_2	0,498	0,388	0,472	0,360
524	Дуринская р.п.		0,582	0,433	0,530	0,546
59	Северная р.п.		0,513	0,385	0,436	0,337
702	Боровско-Половодовская р.п.		0,539	0,422	0,499	0,459
880	Половодовская р.п.	Кл_2	0,441	0,407	0,512	0,362
879	Половодовская р.п.	Кл_2	0,572	0,406	0,285	0,266
260	Центральная р.п.	Кл_1	0,526	0,364	0,466	0,357

