

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

На правах рукописи

ЮЖАКОВ АЛЕКСЕЙ ЛЕОНИДОВИЧ

**МНОГОУРОВНЕВОЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОЕ  
МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР ВИЗЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ  
ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

1.6.11. Геология, поиски, разведка и разработка нефтяных и газовых  
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, доцент  
Путилов Иван Сергеевич

Пермь 2023

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
Глава 1. ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	8
1.1 Обзор отечественной литературы по тематике исследования.....	8
1.2 Обзор иностранной литературы по тематике исследования.....	12
1.3 Геологическая характеристика объекта исследования.....	13
1.4 Геологическое 3D моделирование для целей прогноза нефтегазоносности структур южной части Пермского края.....	16
ГЛАВА 2. КРИТЕРИИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	24
ГЛАВА 3. КРИТЕРИИ АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	39
ГЛАВА 4. КРИТЕРИИ СОХРАННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	63
ГЛАВА 5. КОМПЛЕКСНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВИЗЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....	82
5.1 Прогноз нефтегазоносности территории исследования по комплексу критериев генерации, аккумуляции и сохранности. Модели 2-го уровня.....	82
5.2 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Бабкинской седловины. Модели 3-го уровня.....	90
5.3 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Верхнекамской впадины. Модели 3-го уровня.....	95
5.3 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Башкирского свода. Модели 3-го уровня.....	100
5.5 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Бымско-Кунгурской моноклинали. Модели 3-го уровня.....	105
5.6 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Пермского свода. Модели 3-го уровня.....	110
5.7 Анализ значимости параметров по разным тектоническим элементам....	118
5.8 Комплексная схема вероятностного прогнозирования нефтегазоносности локальных структур.....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	123
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	124

## **ВВЕДЕНИЕ.**

### **Актуальность темы.**

В условиях усложнения поисков месторождений нефти и газа для решения задачи восполнения минерально-сырьевой базы углеводородов (УВ) южной части Пермского края посредством геолого-разведочных работ необходимы дополнительные исследования по выявлению ранее не разбуренных структур и прогнозу их нефтегазоносности. Высокая изученность территории позволяет собрать большой массив данных для определения потенциала нефтегазоносности структур. Основными критериями в распределении нефтегазоносности являются процессы генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей УВ.

В рамках диссертационной работы представлены возможности использования вероятностно-статистических методов для разработки многоуровневых моделей прогноза нефтегазоносности локальных структур по комплексу сведений о генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей УВ.

При выборе наиболее перспективных направлений геолого-разведочных работ, а также при определении очередности ввода структур в глубокое поисковое бурение могут быть использованы полученные сведения прогноза для ранее не выявленных локальных структур.

### **Степень разработанности темы исследования.**

Прогнозу нефтегазоносности посвящен ряд работ отечественных и зарубежных специалистов. В работах G.M. Kaufman, Y. Valcer, D. Krut. (1975), G.M. Kaufman (1992) рассмотрены вероятностно-статистические модели размеров геологических тел. На основании модели были выделены потенциально насыщенные углеводородом структурные объекты, не разбуренные скважинами. Прогнозирование нефтегазоносности территории Пермского края представлено в работах В.И. Галкина, И.А. Козловой, С.Н. Кривошекова, И.С. Путилова, С.И. Соловьева. Авторами на основе фактических данных по структурным и геохимическим параметрам

выявляются взаимосвязи между параметрами и насыщением структур углеводородами, дается прогноз нефтегазоносности слабоизученных территорий. Методики прогнозирования нефтегазоносности локальных структур Западной Сибири представлены в работах В.Н. Бородкина. Применение критериев сохранности залежей УВ, как один из вариантов прогноза нефтегазоносности, прослеживаются в работах А.А. Карцева, В.А. Сулина, Г.М. Сухарева и др. Все эти работы опираются на использование локальных данных по конкретным параметрам, но открытым остается вопрос учета всего комплекса критериев. Диссертационная работа является продолжением вышеописанных трудов, но учитывает современные данные о строении визейских отложений, а также включает в себя комплексный прогноз нефтегазоносности локальных структур южной части Пермского края.

**Целью работы** является прогноз нефтегазоносности локальных структур визейских отложений методами многоуровневого вероятностно-статистического моделирования на основе критериев генерации, аккумуляции и сохранности залежей углеводородов.

#### **Основные задачи исследования.**

1. Анализ и обобщение отечественного и зарубежного опыта в области прогнозирования нефтегазоносности локальных структур.
2. Создание трехмерной цифровой модели отражающего горизонта ПК на территории южной части Пермского края, включающей в себя структурные, геохимические и гидрогеологические параметры.
3. Проведение анализа насыщения структур углеводородами методами математической статистики по критериям генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей УВ, а также по комплексу критериев в целом по территории исследования и отдельно по тектоническим элементам.
4. Построение многоуровневых регрессионных моделей для прогноза нефтегазоносности локальных структур.

5. Прогноз нефтегазоносности выделенных структур по итогам проведения анализов.
6. Уточнение границ зон нефтегазогеологического районирования южной части Пермского края на основании комплексной схемы вероятностного прогнозирования нефтегазоносности локальных структур на территории южной части пермского края.

**Объектом исследования** являются локальные структуры визейских отложений на территории южной части Пермского края.

#### **Предмет исследования.**

Нефтегазоносность локальных структур визейского комплекса отложений на территории южной части Пермского края.

#### **Научная новизна.**

1. Разработан новый комплекс параметров (по критериям генерации, аккумуляции и сохранности) для прогноза нефтегазоносности локальных структур;
2. Впервые реализован подход к многоуровневому прогнозу нефтегазоносности локальных структур визейских отложений;
3. Построена комплексная схема вероятностного прогнозирования нефтегазоносности локальных структур, уточнены границы нефтегазогеологического районирования области исследования.

#### **Практическая и теоретическая значимость исследования.**

1. Построена региональная трехмерная геологическая модель визейских отложений на территории юга Пермского края.
2. Получены вероятностно-статистические модели нефтегазоносности структур по критериям генерации, аккумуляции, миграции и сохранности залежей УВ, а также в комплексе данных критериев.
3. Выполнена вероятностная оценка нефтегазоносности выделенных структур.

4. С учетом полученных вероятностно-статистических моделей получена комплексная схема вероятностного прогнозирования нефтегазоносности территории исследования, которая позволила уточнить границы зон нефтегазогеологического районирования.

#### **Методология и методы исследования.**

В работе использованы методы математической статистики и машинного обучения: построение линейных вероятностных моделей, пошаговый линейный дискриминантный анализ, Support Vector Machine, множественная регрессия. Применено региональное трехмерное геологическое моделирование визейского комплекса отложений на территории юга Пермского края.

#### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Комплекс оптимально информативных геолого-геофизических критериев, позволяющих выполнить оценку перспектив нефтегазоносности локальных структур южной части Пермского края;
2. Вероятностно-статистические модели прогноза нефтегазоносности структур на основе критериев генерации, аккумуляции и сохранности залежей УВ;
3. Комплексная схема вероятностного прогнозирования нефтегазоносности структур на территории южной части Пермского края.

#### **Степень достоверности результатов работы.**

Степень достоверности результатов исследований доказана обработкой значительного объема сейсмических, геохимических и гидрогеологических данных с помощью методов математической статистики, а также получением устойчивых вероятностно-статистических моделей.

#### **Апробация и реализация результатов исследования.**

Основные результаты работы представлены на Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и

рудных полезных ископаемых» (ФГБОУ ВО «ПНИПУ», г. Пермь) в 2018 году, на XXII Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (ТПУ, г. Томск, 2018 г.), на XII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых "Геология в развивающемся мире" (ПГНИУ, г. Пермь, 2019 г.), на 73-ей Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019» (РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, г. Москва, 2019 г.), на II Международной научной конференции "Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ" (ПГНИУ, г. Пермь, 2019 г.); на 74-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2020» г. Москва.

#### **Публикации.**

Результаты выполненных исследований отражены в 8 статьях, в том числе 4 статьи в изданиях, входящих в международные базы цитирования, 2 статьи опубликованы в журналах, входящих в перечень ведущих журналов и изданий, рекомендованных ВАК РФ, 2 статьи – в прочих изданиях.

#### **Структура и объем работы.**

Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения. Текст изложен на 133 страницах машинописного текста, иллюстрирован 37 рисунками и содержит 45 таблиц. Список литературы включает 105 наименований.

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю, доктору технических наук, профессору Ивану Сергеевичу Путилову, а также заслуженному деятелю наук РФ, доктору геолого-минералогических наук, профессору Владиславу Игнатьевичу Галкину.

# ГЛАВА 1. ОБЗОР ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

## 1.1 Обзор отечественной литературы по тематике исследования.

Прогнозирование нефтегазоносности территории является неотъемлемой частью процесса поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений. Прогнозирование нефтегазоносности методами вероятностно-статистического анализа началось еще в XX веке. Многие отечественные и зарубежные ученые внесли значительный вклад в развитие данной отрасли нефтегазовой геологии.

Перечислим отечественных ученых, внесших значительный вклад в развитие этого научного направления: И.М. Губкин, А.А. Бакиров, Ю.Н. Батурин, И.О. Брод, М.Д. Белонин, Т.В. Белоконь, Л.М. Бурштейн, Н.И. Буялов, Н.Б. Вассоевич, А.М. Волков, В.И. Высоцкий, И.В. Высоцкий, В.И. Галкин, С.В. Галкин, Н.С. Гатиятуллин, И.С. Грамберг, Ю.Н. Григоренко, Е.Б. Грунис, Ш.А. Губерман, Ф.Г. Гурари, М.Ф. Двали, В.И. Демин, Л.Ф. Дементьев, А.Н. Дмитриевский, Г.М. Золоева, В.И. Ермаков, Н.А. Еременко, М.К. Калинин, К.А. Клещев, А.Э. Конторович, Н.А. Крылов, О.С. Краснов, А.И. Кобрунов, А.Р. Курчиков, В.С. Лазарев, М.Г. Лейбсон, В.Р. Лившиц, Н.Д. Линдтроп, С.П. Максимов, М.С. Моделевский, Н.В. Мельников, Ю.П. Миронычев, М.А. Напольский, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Г.И. Плавник, Ю.В. Подольский, В.В. Потеряева, С.Н. Птецов, А.А. Растегин, Н.Н. Ростовцев, Ф.К. Салманов, В.В. Семенович, Г.П. Сверчков, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский, В.С. Старосельцев, В.П. Ступаков, Н.В. Судат, Л.О. Сулейманова, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, В.И. Шпильман, Г.Б. Острый, и др.

Среди работ по прогнозированию нефтегазоносности вероятностно-статистическим методом можно выделить статьи И.С. Путилова. В его статье [69] разработаны структурные атрибуты отражающих горизонтов, которые совместно с ранее применявшимися критериями нефтегазоносности могут

быть использованы для прогноза локализованных структур. Данные структурные атрибуты по локализованной составляющей поверхности отражающего горизонта  $\Pi^K$  были рассчитаны и в этой работе. Также в работе Путилова И.С. были рассчитаны вероятностно-статистические модели для прогноза нефтегазоносности территории южной части Пермского края на основании выделенных структурных атрибутов. Полученные модели были основаны на структурных атрибутах, полученных по результатам сейсморазведочных работ на 01.01.2014, тогда как в диссертационном исследовании для построения поверхности ОГ  $\Pi^K$  используются последние данные, датированные на 01.01.2022г. Помимо этого в диссертационном исследовании применены технологии комплексирования структурных, геохимических и гидрогеологических атрибутов для прогнозирования нефтегазоносности территории, что дает возможность оценить не только структурный фактор ловушки, но и генерационную составляющую, а также сохранность залежей углеводородов.

В работе В.И. Галкина и И.С. Путилова «Особенности использования новых критериев при прогнозе нефтегазоносности структур различных тектонических элементов Пермского края» отражены новые структурные критерии при прогнозе, а также построены вероятностно-статистические модели прогноза нефтегазоносности для тектонических элементов Пермского края. Выполнен анализ параметров визейских отложений для территорий Башкирского свода, Бымско-Кунгурской моноклинали, Бабкинской седловины, а также для Верхнекамской впадины. Полученные результаты надежно отображают нефтегазоносность малоразмерных структур в целом и в пределах различных тектонических элементов, разработанные вероятностно-статистические модели могут быть использованы для прогноза нефтегазоносности малоразмерных структур на территории южной части Пермского края.

В совместной работе И.С. Путилова с В.И. Галкиным и Е.В. Пятуниной «О необходимости использования новых критериев при прогнозе

нефтегазоносности малоразмерных структур (на примере территории Пермского края)» были предложены новые критерии для прогноза нефтегазоносности территории Пермского края, а также получены вероятностные комплексные модели перспектив нефтегазоносности продуктивных отложений.

В направлении прогнозирования нефтегазоносности территории Пермского края также работали Галкин В.И., Галкин С.В., Кривошеков С.Н., Е.В. Пятунина, С.И. Соловьев, О.А. Мелкишев и др.

В работе [45] за авторством С.Н. Кривошекова, В.И. Галкина, И.А. Козловой, были созданы вероятностно-статистические модели нефтегазоносности территории. Среди критериев прогноза были использованы геохимические параметры (например, распределение битумоидного коэффициента), позволяющие сделать вывод о масштабных субвертикальных и латеральных миграционных процессах, происходивших как в нефтегенерирующих толщах, так и вне их. Введенные критерии прогноза позволили установить очаги генерации углеводородов. На основании построенных вероятностно-статистических моделей были определены перспективные участки, рекомендуемые для проведения поисково-разведочных работ.

В статье «Оценка перспектив нефтегазоносности юга Пермского края по органо-геохимическим данным» В.И. Галкина, И.А. Козловой, С.Н. Кривошекова, М.А. Носова и Н.С. Колтыриной решение задачи прогноза нефтегазоносности опирается на изучение процессов нефтегазообразования, нефтегазонакопления и закономерностей распределения нефтегазоносности. Для количественных вероятностных оценок построены линейные статистические модели по геохимическим показателям, а также комплексная оценка по итогам проведения дискриминантного анализа. В результате расчетов были получены функции разделения и дискриминантные функции, описывающие вероятность принадлежности скважин к пустым и продуктивным. Также было построено многомерное уравнение регрессии с

помощью пошагового регрессионного анализа, которое позволяет учесть все геохимические показатели и объединить их в единый комплексный вероятностный критерий. В выводах авторы отмечают, что вышеуказанный вероятностный критерий позволяет оценить генерационный потенциал основной нефтегенерирующей толщи и может быть использован при прогнозе нефтегазоносности изучаемой территории.

Геохимические показатели, как один из основных критериев прогноза нефтегазоносности также были описаны в работе В.И. Галкина и С.Н. Кривошекова «Определение перспективных участков геолого-разведочных работ на территории соликамской депрессии с учетом генерационных и миграционных масштабов углеводорода». На основании геохимических критериев были построены вероятностно-статистические модели миграции углеводородов, а также даны рекомендации, по оценке перспектив территории исследования.

Применение гидрогеологических параметров как один из показателей нефтегазоносности прослеживаются в работах А.А. Карцева, В.А. Сулина, Г.М. Сухарева и др.

В работе М.З. Рачинского «Гидрогеологические закономерности формирования и прогноз нефтегазоносности в альпийских геосинклинальных регионах» приводятся сведения о наличии закономерностей влияния гидрогеологических параметров на нефтегазоносность регионов.

В учебном пособии А.А. Карцева [39] рассмотрены конкретные гидрогеологические параметры, оказывающие влияние на нефтегазоперспективность Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Среди выделенных критериев встречены и те, что были использованы в диссертационном исследовании, например, параметры минерализации вод, сульфатность и хлорбромный коэффициент. Данные критерии характеризуют в основном сохранность залежей нефти и газа от химического и физико-химического разрушения.

## 1.2 Обзор иностранной литературы по тематике исследования.

Среди иностранной литературы встречено множество работ на тему использования вероятностно-статистического подхода при прогнозе нефтегазоносности различных территорий. В данных работах описаны различные статистические методы, применяемые для прогноза нефтегазоносности на основании разных типов критериев.

Среди иностранных работ выделяются статьи G.M. Kaufman, Y. Balcer, D. Kruyt. В их работе [90] рассмотрены вероятностно-статистические модели размеров геологических тел. Созданная модель прогнозирует снижение среднего размера обнаруженных структур по мере истощения базы ресурсов. Прогноз основан на предположениях о распределении залежей углеводородов по размерам и как оно увязано с поисковыми работами на нефть и газ. Основными критериями для вероятностно-статистической модели послужили структурные параметры. На основании модели были выделены потенциально насыщенные углеводородом структурные объекты, не пробуренные скважинами.

Статья [96] за авторством G.M. Kaufman описывает статистические методы прогнозирования нефтегазоносности как крупных, так и локальных объектов. В работе описаны статистические методы прогнозирования насыщения разноразмерных структур на территории США.

Среди иностранных работ также встречаются статьи, посвященные использованию метода машинного обучения Support Vector Machine для прогнозирования насыщения структур и определения нефтенасыщенности коллекторов. В работе Arash Kamari и James J. Sheng [83] показаны возможности прогнозирования водонасыщенности коллекторов по скважинам. При прогнозировании был использован метод машинного обучения Support Vector Machine. Указаны настройки для применения данного метода при прогнозировании. В выводах авторы отмечают, что полученные оценочные данные коррелируют с фактическими сведениями и могут быть использованы в качестве дополнения.

Стоит признать актуальность проблемы и по сей день, что подтверждается большим количеством работ, опубликованных отечественными и иностранными учеными по тематике прогнозирования нефтегазоносности. Тем не менее, ранее написанные работы не уделяют должного внимания визейским отложениям Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, как одним из самых продуктивных толщ Волго-Уральского региона. Стоит также сказать о том, что в работах вышеупомянутых исследователей при прогнозировании нефтегазоносности не были учтены гидрогеологические критерии, указывающие на сохранность залежей от физико-химического воздействия. Диссертационная работа является продолжением вышеописанных трудов, но учитывает современные данные о строении визейских отложений, а также включает в себя комплексный прогноз нефтегазоносности локальных структур южной части Пермского края.

### **1.3 Геологическая характеристика объекта исследования**

Для основного исследования была выбрана область, расположенная в южной части Пермского края [64]. Территориально выбранная зона ограничивается с южной, западной и восточной частей границами самого Пермского края, а на севере – предложена граница, охватывающая наибольшую площадь, покрытую сейсморазведочными работами.

В площади исследования располагаются крупные тектонические элементы: в центре Бабкинская седловина, на западе – Верхнекамская впадина, на юго-востоке – Башкирский свод, в северной части – южная часть Пермского свода и на востоке – Бымско-Кунгурская моноклиналь.

Башкирский свод представлен осложняющими его структурами 2-го порядка – Куединским, Дороховским, Москудьинским и другими валами, Чернушинским выступом, Капканской зоной поднятий и Дубовогорской террасой [48,49,61].

Восточный борт Верхнекамской впадины представлен Очерским валом, Соколовскими Кленовским выступом, Ножовским выступом, Куединским валом.

Быско-Кунгурская моноклираль охватывает юго-восточные районы рассматриваемой территории. Западная граница проходит по западным склонам Веслянской валообразной зоны и Дороховского вала, а восточным ограничением является граница со складчатым Уралом. С северо-запада моноклираль ограничена Пермским сводом. Размеры моноклинали 255 км × 160 км. Моноклиальный склон осложняют многочисленные поднятия уступы, ступени и понижения разных размеров, формы, амплитуды и простирания.

Размеры Бабкинской седловины составляют 213 км × 12-82 км. Отличительная черта Бабкинской седловины проявилась в появлении вдоль юго-восточного верхнедевонского рифогенного барьера турнейских рифоподобных образований клиноформного генезиса, объединяемых в Капканскую и Мазунинскую зоны, а западнее – Батырбайского выступа. Почти на всем протяжении эти зоны отделены от рифогенной гряды узкой (1,5-3 км) и нередко глубокой (амплитуда понижения 60-120 м) мульдой-ложбиной.

Пермский свод является крупным и сложным структурным сооружением, вытянутым на 230 км с юго-запада на северо-восток. В область исследования попадает лишь его южная часть. Осложнен Лобановской валообразной зоной, Осинским валом и Западно-Висимской впадиной.

Нефтеносными для территории являются Девонский терригенный нефтегазоносный комплекс (НГК), Верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК, Нижне-средневизейский терригенный НГК, Верхневизейско-башкирский НГК, Верецкий терригенно-карбонатный НГК, Каширско-гжельский карбонатный НГК и Нижнепермский карбонатный НГК.

Девонский терригенный НГК на территории исследования встречен на Осинском и Куединском валах, залежи встречены на территории Башкирского свода, Бабкинской седловины, Верхнекамской впадины.

Верхнедевонско-турнейский НГК является одним из главных НГК региона, содержит 15% ресурсов нефти края. Нефтеносные отложения турнейского, франского и фаменского ярусов встречены на территории всех исследуемых тектонических элементов.

Нижне-средневизейский терригенный НГК – главный НГК региона. Содержит примерно 39% начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти. Нефтегазоносность зафиксирована во всех тектонических регионах и во всех стратиграфических подразделениях в диапазоне от радаевских до тульских терригенных отложений. Самыми крупными залежами являются Батырбайская, Кокуйская, Краснояро-кудинская, Москудьинская, Баклановская и др.

Верхневизейско-башкирский НГК развит на всей территории исследования, содержит 26 % НСР нефти, относится к главным НГК региона. Нефтегазоносность зафиксирована во всех тектонических регионах в стратиграфическом диапазоне от серпуховских до башкирских отложений. Она проявилась от битуминозности и слабых нефтепроявлений до промышленных притоков дебитами до 30-50 т/сут и более. Зоны нефтегазонакопления комплекса, подобно нижележащим НГК, приурочены преимущественно к бортам и внутренним массивам ККСП.

Верейский терригенно-карбонатный НГК содержит примерно 10% НСР нефти региона. Нефтегазоносность верейских отложений менее значительна, чем нижележащих комплексов. Промышленная нефтеносность связана с пластами В<sub>1</sub>, В<sub>3</sub>, В<sub>4</sub>. На территории исследования встречены на Башкирском своде и Бабкинской седловине.

Каширско-гжельский карбонатный НГК. Отложения комплекса развиты на всей территории Пермского края. Они содержат приблизительно 3 % НСР нефти. Выделяются продуктивные пласты: К<sub>1</sub>, К<sub>0</sub>, Пд, Мч и С<sub>3</sub>. На территории

исследования продуктивные отложения НГК встречены на Верхнекамской впадине.

Нижнепермский карбонатный НГК. Данный комплекс в пределах Пермского края представлен всеми ярусами нижнего отдела пермской системы. В разрезе нижнепермских отложений сосредоточено 3 % НСР нефти. В разрезе НГК выделяются проницаемые зоны, соответствующие продуктивным и потенциально продуктивным пластам. В ассельских отложениях выделяется пласт Ас, который является нефтеносным на Верхнекамской впадине (Шумовское месторождение).

#### **1.4 Геологическое 3D моделирование для целей прогноза нефтегазоносности структур южной части Пермского края**

В южной части Пермского края на данный момент открыто множество нефтяных месторождений, с залежами, встречающимися почти во всех нефтегазоносных комплексах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Данная территория наиболее изучена, по сравнению с остальной частью края. Здесь открыто порядка 150 месторождений нефти и газа, выделено 219 структур, предлагаемых к дальнейшему бурению. Область, выбранная для исследования крайне изучена, открыто множество месторождений и структур, пробурено более 7000 глубоких скважин, проведены сейсморазведочные работы на площади более 19000 км<sup>2</sup>. Изученность территории позволяет получить огромный массив геологической информации, который можно использовать для поиска в столь нефтегазоносном районе пропущенных, или не исследованных ранее структур [81]. Данные структуры могут быть потенциально нефтенасыщенны. Поиск и прогноз нефтегазоносности перспективных структур на юге Пермского края – основная задача этого исследования.

Область исследования выбрана так, чтобы максимально задействовать все имеющиеся исходные данные по сейсморазведке 2Д и 3Д для южной части Пермского края. Область исследования приведена на рис. 1, где для

наглядности приведена схема расположения месторождений нефти и перспективных структур Пермского края на 01.01.2022.

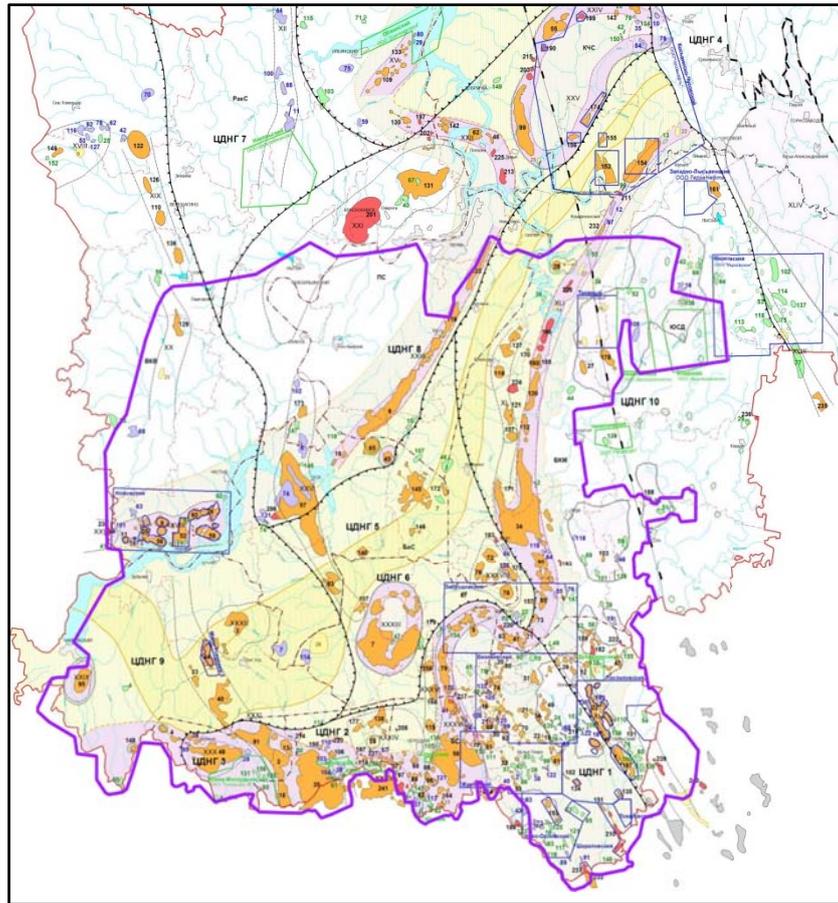


Рисунок 1 – Схема расположения месторождений нефти и перспективных структур Пермского края на 01.01.2022 с нанесенной рамкой регионального моделирования.

Для целей прогноза нефтегазоносности была построена цифровая трехмерная модель, основой для которой послужили данные сейсморазведочных работ 2Д и 3Д [54-55,66-67,70,84]. Были собраны данные по сейсморазведке, проведенные на территории исследования по отражающим горизонтам  $\Pi^I$ ,  $\Pi^K$  и  $\Pi^{II}$ . Эти данные были разрозненны, ведь сейсморазведочные работы были проведены только на месторождениях и расположенных рядом с ними территориях. Территория исследования покрыта 2Д и 3Д сейсморазведочными работами по отражающему горизонту  $\Pi^I$  на 52%,  $\Pi^K$  на 93%, а  $\Pi^{II}$  на 48%. В табл. 1 приведены сведения о покрытии территории исследования сейсморазведочными работами 2Д и 3Д.

Таблица 1 – Площадь покрытия территории исследования сейсморазведочными работами 2Д и 3Д по отражающим горизонтам

Отражающий горизонт	Площадь покрытия территории 2Д сейсморазведкой, %	Площадь покрытия территории 3Д сейсморазведкой, %
I <sup>П</sup>	33.2	19.1
II <sup>К</sup>	74.8	18.9
III <sup>П</sup>	32.4	16.2

Для полного понимания все исходные изолинии сейсморазведки 2Д и 3Д были «сшиты», а в местах с отсутствием данных была проведена интерполяция [3]. Таким образом по трем основным отражающим горизонтам в региональной модели была получена единая поверхность, покрывающая всю территорию исследования. Поверхности были построены с инкрементом 100 x 100 метров. Поверхности отражающих горизонтов приведены на рис. 2.

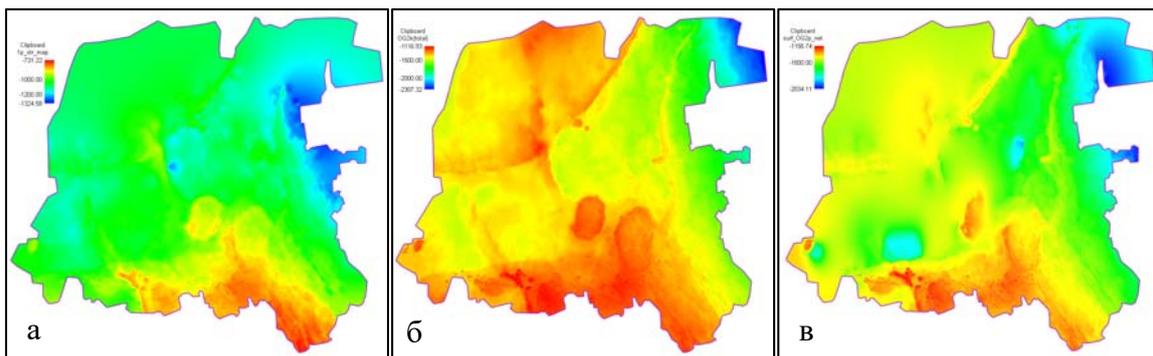


Рисунок 2 – Поверхности отражающих горизонтов I<sup>П</sup> (а), II<sup>К</sup> (б) и III<sup>П</sup> (в).

Наибольший интерес из всех поверхностей вызывает отражающий горизонт II<sup>К</sup>, как более изученный. Этот отражающий горизонт приурочен к кровле тульских терригенных отложений, близ него располагается один из основных нефтегазоносных комплексов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – Нижне-средневизейский терригенный НГК [88]. Нижне-средневизейский терригенный НГК включает в себя продуктивные тульский, бобриковский, малиновский, радаевский пласты, а также близ ОГ II<sup>К</sup> крупные залежи нефти встречаются в турней-фаменских пластах, приуроченные к верхнедевонско-турнейскому карбонатному НГК. Исходя из этого данный отражающий горизонт и был выбран как основной для дальнейшего

исследования [69]. При помощи метода тренд-анализ были изучены изменения структурного плана по результатам сейсморазведочных [17]. Данный метод позволил выделить региональную, зональную и локальную составляющие отражающего горизонта  $\Pi^K$ . Для выделения региональной составляющей поверхность отражающего горизонта была построена с инкрементом 1000 x 1000 метров. На поверхности отчетливо выделяются структуры первого порядка: своды, впадины и седловины.

Выделение зональной составляющей было произведено методом вычитания поверхности региональной составляющей из поверхности отражающего горизонта. Зональная составляющая характеризуется выделением структур второго порядка – валы, выступы. По результатам построения зональной составляющей выявлены перспективные области, которые в большинстве своем совпадают с нефтегазоносными районами.

Применение численного средневзвешенного сглаживания по двумерной сетке с размером ячеек 100 x 100 метров позволило выделить локальную составляющую отражающего горизонта из поверхности зональной составляющей [69]. Для этого сглаженную поверхность потребовалось вычесть из поверхности зональной составляющей. По поверхности локальной составляющей выделены объекты, соответствующие структурам третьего порядка [47]. На рис. 3 приведены региональная, зональная и локальная составляющие отражающего горизонта  $\Pi^K$ .

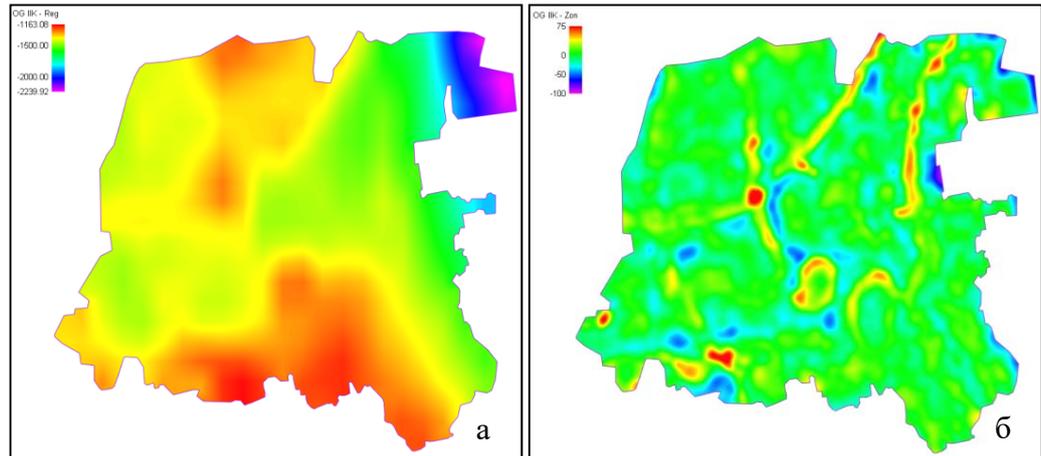


Рисунок 3 – Региональная (а) и зональная (б) составляющие отражающего горизонта II<sup>К</sup>.

На поверхности региональной составляющей отчетливо видны крупные тектонические элементы южной части Пермского края – Башкирский свод (БС), Бымско-Кунгурская моноклинал (БКМ), Верхнекамская впадина (ВКВ), часть Пермского свода (ПС) и Бабкинская седловина (БаС). Прослеживаются осевые и бортовые структуры Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) на поверхности зональной составляющей. На поверхности зональной составляющей выделяются приподнятые участки, соответствующие Осинскому, Куединскому валу, Батырбайскому и Таныпскому атоллу и другим тектоническим элементам второго порядка [40-41, 53].

Поверхность локальной составляющей (рис. 4) характеризуется наибольшей изменчивостью по горизонтали. Видно неравномерное распространение структур третьего порядка внутри более крупных тектонических элементов. Закономерности площадного распространения локальных структур соответствуют направлению структур второго порядка [61]. Прослеживание бортовой и осевой частей ККСП говорят об информативности полученной поверхности локальной составляющей [69].

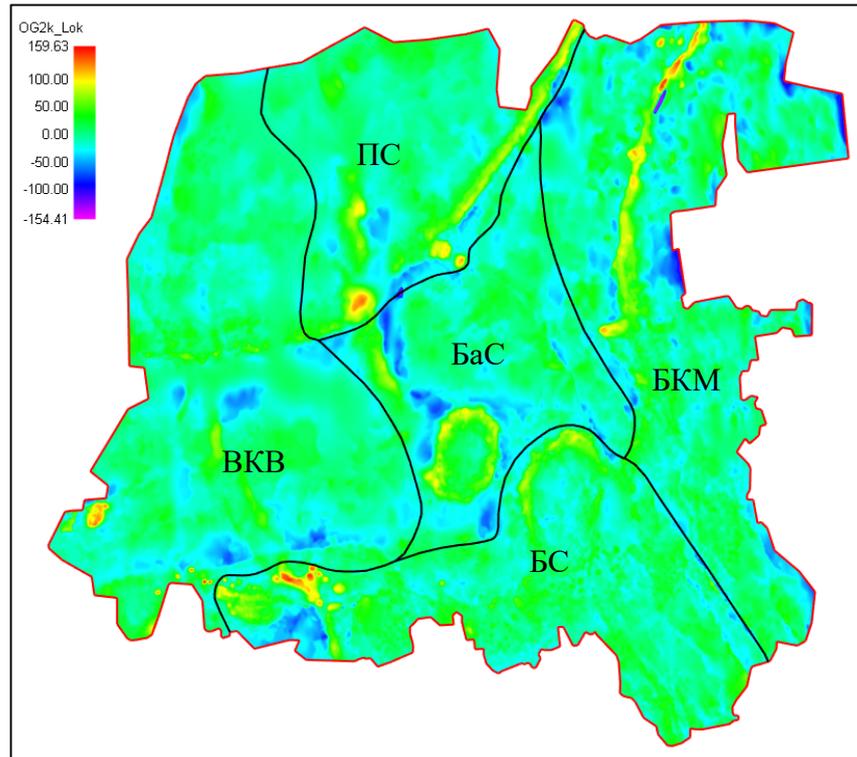


Рисунок 4 – Локальная составляющая отражающего горизонта II<sup>К</sup> с границами тектонических элементов (ВКВ – Верхнекамская впадина; БаС – Бабкинская седловина; ПК – Пермский свод; БС – Башкирский свод; БКМ – Бымско-Кунгурская моноклираль).

Далее на поверхности локальной составляющей были выделены синклинальные и антиклинальные замкнутые структуры [22,51]. В качестве упрощения, дальнейшее исследование проводилось для антиклинальных структур. Получена поверхность локальной составляющей, в которой были удалены синклинальные структуры. Для каждой антиклинальной структуры была выделена последняя замкнутая изогипса, таким образом были получены границы так называемых локальных структур (структур третьего порядка, выделенных на поверхности локальной составляющей ОГ) [1,2,78,103]. Таким образом была получена 901 замкнутая структура антиклинального типа. Границы полученных локальных структур были проанализированы на соответствие с уже открытыми месторождениями, прогнозируемыми и пустыми структурами. В региональную модель в виде карт были добавлены границы открытых месторождений, структур в которых получен промышленный приток и пустых структур, которые ранее были разбурены и

притока УВ не выявили. Сопоставив границы выделенных структур и загруженных карт было выявлено 250 насыщенных углеводородами структур с уже доказанной нефтегазоносностью. Также было выявлено 423 пустых структур и 228 структур с недоказанной нефтегазоносностью. Последнюю группу структур в дальнейшем следует относить к прогнозируемым.

На основе отражающего горизонта  $\Pi^K$  была построена трехмерная региональная модель в программном комплексе IRAP RMS с размером ячеек 100 x 100 метров [34-35,55,74]. Границей моделирования послужили границы выделенные для территории исследования. По вертикали был создан один слой толщиной в 1 метр. В полученную трехмерную сетку были загружены в виде кубов карты отражающих горизонтов. По отражающему горизонту  $\Pi^K$  были загружены поверхности региональной, зональной и локальной составляющей.

Полученные границы структур были загружены в модель в виде дискретного куба, где внутри выделенных структур каждой ячейке сетки было присвоено значение 1, межструктурное пространство было заполнено ячейками со значением 0. Данный куб был подвергнут индексированию, таким образом каждой отдельной структуре было присвоено уникальное значение, которым были заполнены ячейки внутри границ структуры (рис. 5).

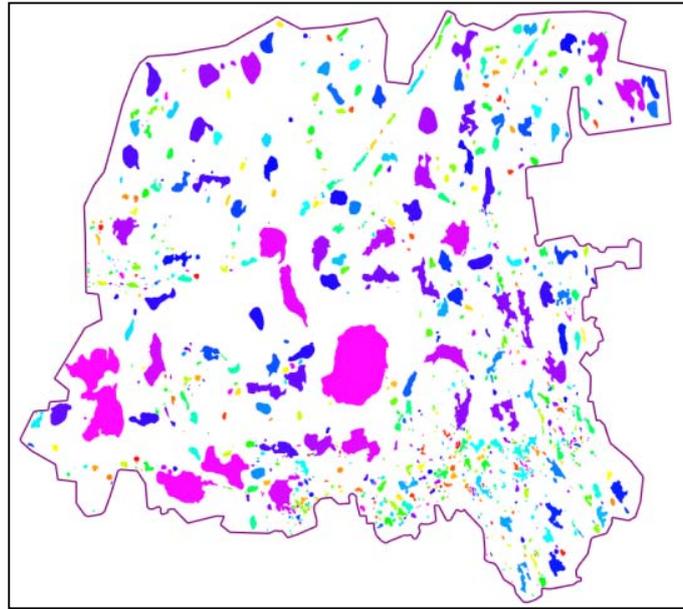


Рисунок 5 – Проиндексированные локальные структуры отражающего горизонта  $\Pi^K$

Межструктурное пространство имеет значение 0, а структуры получили индексы от 1 до 901 в зависимости от количества ячеек, попадающих в границы структуры. В силу того, что в трехмерной сетке реализован лишь один слой, структуры получили индексы, соответствующие сортировке по площади от максимального (Индекс = 1) до минимального (Индекс = 901).

Обзор отечественной и иностранной литературы показал актуальность прогнозирования нефтегазоносности, в частности, для области высокоизученных территорий Пермского края. В ходе исследования была получена трехмерная региональная модель, основой для которой послужил отражающий горизонт  $\Pi^K$ . При помощи тренд-анализа были выделены региональная, зональная и локальная составляющие ОГ. По поверхности локальной составляющей ОГ  $\Pi^K$  были выделены структуры третьего порядка (локальные структуры), которые на основании имеющейся информации были расклассифицированы на три категории: насыщенные УВ, пустые и прогнозные. Для прогноза нефтегазоносности стоит учесть генерационный и аккумулятивный фактор, а также критерии сохранности залежей от физико-химического разрушения. Решение данной задачи представлено в главах 2-4.

## ГЛАВА 2. КРИТЕРИИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Для дальнейшего анализа и прогноза нефтегазоносности территории в первую очередь принято решение оценить генерационный потенциал территории [6-8,11-12,56-57,83,85]. Отображением генерационного потенциала территории служат геохимические параметры нефтегазоматеринской свиты [14,42,72]. На территории исследования основной нефтегазоматеринской толщей являются семилукские отложения верхнего девона [59,76]. Для оценки возможностей генерации углеводородов в региональную модель были включены следующие геохимические параметры: содержание органического углерода в породе –  $C_{org}$  (на основании региональных карт содержания  $C_{org}$  семилукских отложений); содержание хлороформенного битумоида (В); отражательная способность витринита ( $R_o$ ); мощность доманика ( $M_{dm}$ ) [33]. Средние значения геохимических параметров по тектоническим элементам для пустых и насыщенных структур приведены в табл. 2.

Содержание органического углерода в породе показывает генерационный потенциал толщи [12-13]. На территории исследования данный параметр варьируется в значениях от 1.84 % до 8.49 %. Высокие значения данного коэффициента встречены на территории Башкирского свода. Наименьшие значения – на территории Бымско-кунгурской моноклинали.

Таблица 2 – Средние значения геохимических параметров по тектоническим элементам для пустых и насыщенных структур

Параметр/ТЭ	$C_{org}$ , %	В, %	$R_o$ , %	$M_{dm}$ , м
Баш	4.67	0.86	0.66	19.06
пустые (15)	4.62	1.34	0.67	19.07
насыщенные (16)	-0.14	0.87	0.43	0.01
t-критерий				

Продолжение таблицы 2

ВКВ пустые (24) насыщенные (25) t-критерий	<u>4.15</u> 5.06 3.93	<u>0.09</u> 0.75 3.48	<u>0.55</u> 1.20 0.95	<u>19.70</u> 23.79 3.07
БС пустые (151) насыщенные (141) t-критерий	<u>6.46</u> 6.32 -1.17	<u>2.10</u> 2.34 1.52	<u>0.57</u> 0.54 -5.47	<u>23.68</u> 24.76 2.17
БКМ пустые (59) насыщенные (56) t-критерий	<u>3.49</u> 4.46 3.91	<u>0.20</u> 0.43 1.30	<u>0.75</u> 0.71 -3.14	<u>19.46</u> 20.74 0.99
ПС пустые (16) насыщенные (13) t-критерий	<u>4.88</u> 4.69 0.56	<u>0.00</u> 0.00 0.00	<u>0.50</u> 0.62 -5.15	<u>17.56</u> 17.33 0.11
Всего пустые (265) насыщенные(251) t-критерий	<u>5.03</u> 5.59 4.19	<u>0.90</u> 1.57 5.14	<u>0.61</u> 0.59 -2.05	<u>21.09</u> 23.01 3.73

Отражательная способность витринита указывает на степень катагенетических преобразований органического вещества в породе, а также указывает на зрелость нефтегазоматеринских толщ. Данная характеристика на территории исследования варьируется от 0.39 д.ед. до 1.11 д.ед.. Чем меньше значения зрелости пород по отражательной способности, тем выше вероятность насыщения структур УВ. Наибольшие значения встречены в восточной и северо-восточной частях площади и относятся к Бымско-Кунгурской моноклинали. Наименьшие – в Башкирском своде и Верхне-Камской впадине.

Чем выше значение содержания хлороформенного битумоида, тем больше битумоида содержится в органическом веществе, что говорит об его нефтегазоматеринском потенциале. Наибольшие значения содержания хлороформенного битумоида в породе встречены на территории Башкирского свода и Бабкинской седловины. Также небольшие увеличения значений параметра встречены на территории Верхнекамской впадины. По площади исследования значения параметра варьируются от 0 до 6%. Мощность доманика отражает толщину нефтематеринской породы, что напрямую влияет на нефтегазоносность вышележающих толщ. На территории южной части

Пермского края данный параметр изменяется от 6.66 м до 38.6 м. Наибольшие значения встречены на территории Башкирского свода. Самыми низкими значениями толщин нефтематеринской породы характеризуются западная часть Быско-Кунгурской моноклинали и южная часть Пермского свода. Региональные карты по геохимическим параметрам приведены на рис. 6.

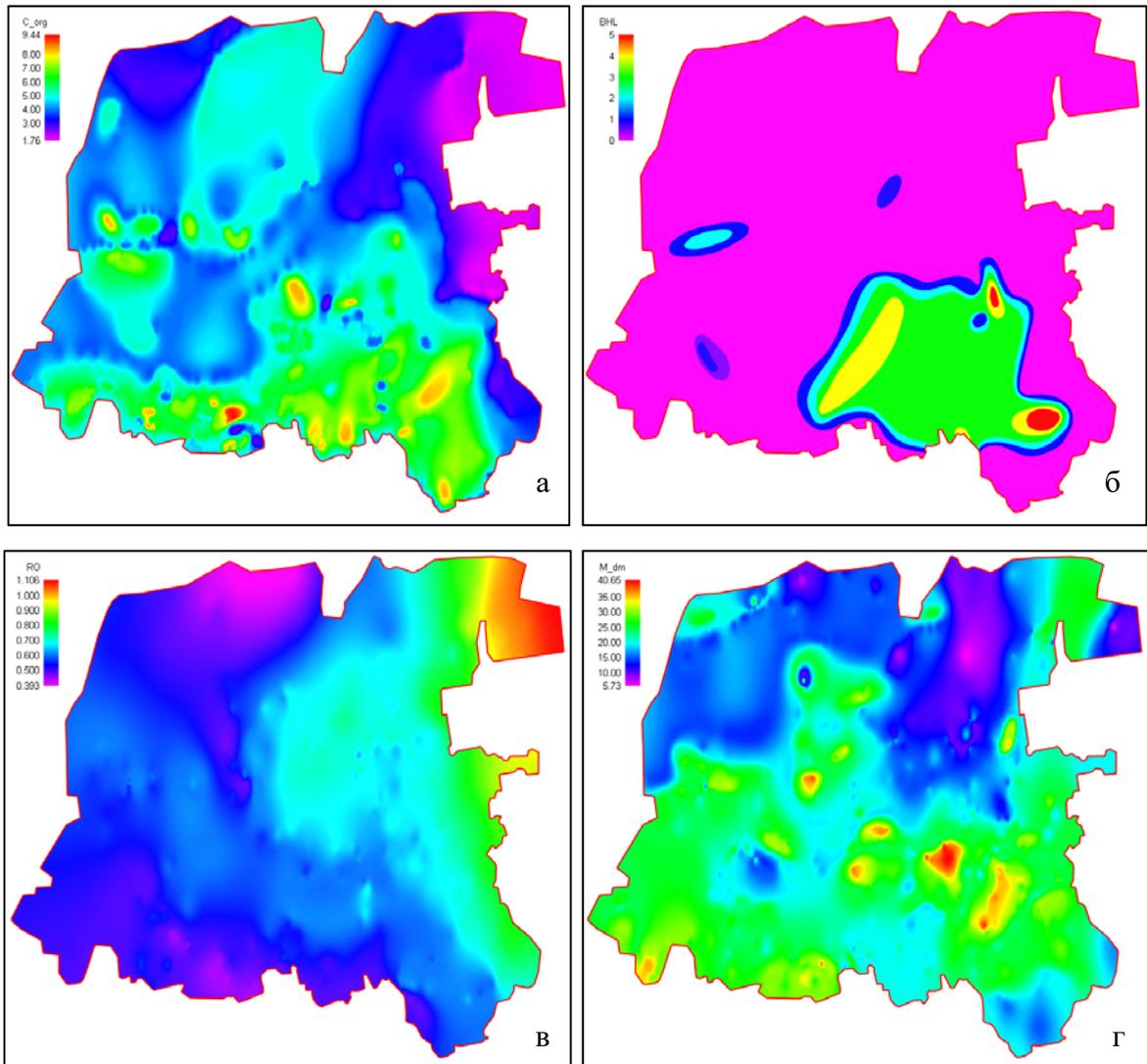


Рисунок 6 – Содержание органического углерода в породе (а);  
Содержание хлороформенного битумоида в породе (б); отражательная  
способность витринита (в); мощность доманика (г)

Для каждого из используемых геохимических параметров были построены индивидуальные вероятностные модели (рис. 7).

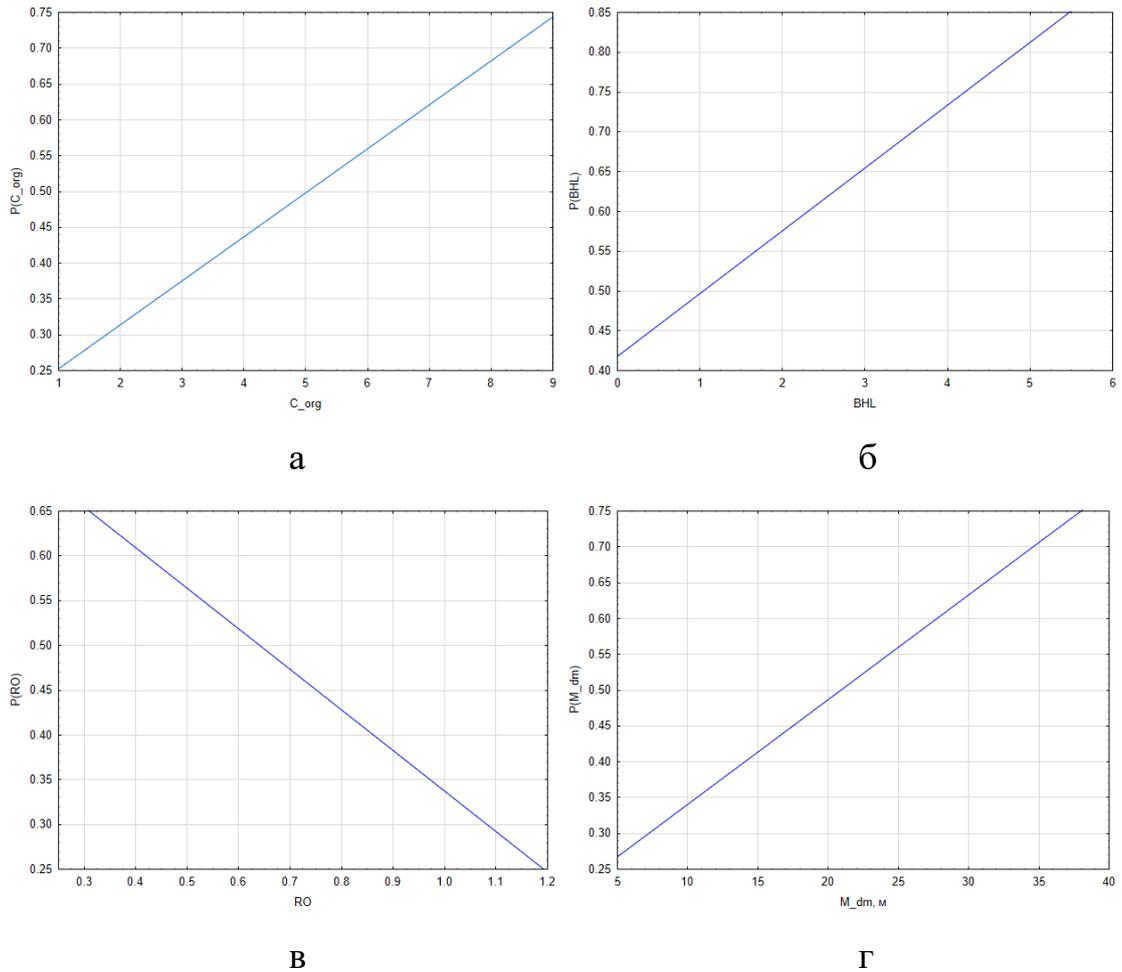


Рисунок 7 – Индивидуальные вероятностные модели  $C_{org}$  (а);  $B$  (б);  $Ro$  (в);  $M_{dm}$  (г).

Вероятностная модель  $P(C_{org})$  имеет линейную зависимость между вероятностью насыщения структур и количеством органического вещества в породе. Эта связь обусловлена прямым влиянием генерационного потенциала территории на насыщение структур УВ. Для трех параметров связь вероятности насыщения и параметра является прямой:  $C_{org}$ ,  $B$  и  $M_{dm}$ .

Угол наклона линейной зависимости показывает влияние параметра на насыщение структур УВ. Для функции  $P(C_{org})$  от  $C_{org}$  точка пересечения равна 5 при  $P(C_{org}) = 0.5$ . Для функции  $P(B)$  от  $B$  точка пересечения равна 1 при  $P(B) = 0.5$ . Для линейной зависимости  $P(M_{dm})$  от  $M_{dm}$  точка пересечения равна 21 м при  $P(M_{dm}) = 0.5$ . Для параметра, отражающего степень отражательной способность витринита данная связь является обратной и описывается линейной функцией:

$$P_{(Ro)} = - 0.45 * Ro + 0.79. \quad (1)$$

Точка пересечения для зависимости  $P(Ro)$  от  $Ro$  равна 0.63 д.ед. при  $P(Ro) = 0.5$ .

В табл. 3 приведены статистические модели прогноза нефтегазоносности по геохимическим параметрам.

Таблица 3 – Статистические модели прогноза нефтегазоносности по геохимическим параметрам

Параметр	Вероятность принадлежности к классу насыщенных структур – верхняя строка, область применения – средняя, диапазон изменения вероятностей – нижняя строка	Статистические характеристики показателей	
		Насыщенные структуры	Пустые структуры
$C_{org}$ – содержание органического углерода в породе, %	$P(C_{org})=0.1912+0.0615*C_{org}$ 1.8 – 5.2% 0.31 – 0.71	0.535±0.089	0.499±0.098
$B$ – содержание хлороформенного битумоида, %	$P(B)=0.4174+0.079*B$ 0.0– 5.0% 0.42– 0.79	0.542±0.117	0.489±0.108
$Ro$ – отражательная способность витринита, %	$P(Ro)=0.7897-0.4522*Ro$ 0.39 – 1.09% 0.30 – 0.61	0.522±0.039	0.513±0.053
$M_{dm}$ – мощность доманика, м.	$P(M_{dm})=0.1944+0.0146*M_{dm}$ 6.75 – 37.34м 0.30 – 0.73	0.532±0.085	0.503±0.081

На основании линейных вероятностных моделей по критериям генерации получена комплексная вероятность насыщения структур УВ ( $Pg$ ) по формуле:

$$Pg = \frac{P1 * P2 * P3}{P1 * P2 * P3 + (1 - P1) * (1 - P2) * (1 - P3)} \quad (2)$$

Для каждого крупного тектонического элемента были построены линейные индивидуальные вероятностные модели. Для Бабкинской седловины ни один из геохимических параметров не является влияющим на насыщение структур УВ. В основном это связано с тем, что на территории Бабкинской седловины встречено малое количество скважин с проведенными исследованиями по установлению геохимических параметров.

Для Верхнекамской впадины установлены зависимости между насыщением структур УВ и параметрами по критериям  $C_{org}$ ,  $V$  и  $M_{dm}$ . Для каждого из этих критериев характерны значения вероятностей насыщенных структур большие 0.5 д.ед., а для пустых – меньше 0.5 д.ед. Все полученные зависимости являются линейными, диапазоны изменения вероятностей варьируются от 0.06 до 0.99 д.ед., кроме того для каждого параметра отмечается прямая связь с насыщением, чем выше значение параметра, тем больше вероятность насыщения структур УВ. Точка пересечения для функции  $P(C_{org})=0.5$  от  $C_{org}$  соответствует значению 5%. Для функции  $P(V)$  от  $V$  точка пересечения соответствует значению  $V=0.5\%$ . Для линейной зависимости  $P(M_{dm})$  от  $M_{dm}$  точка пересечения равна 22 м при  $P(M_{dm})=0.5$ .

Башкирский свод является самым информативным, здесь получены индивидуальные вероятностные модели по всем представленным в исследовании геохимическим параметрам. Для параметров  $C_{org}$  и  $R_o$  зависимости имеют обратную связь с насыщением структур УВ. Стоит отметить, что для параметра  $C_{org}$  диапазон изменения вероятности является небольшим и, судя по средним значениям вероятности для насыщенных и пустых структур, не является очевидно влияющим фактором. Такой же вывод можно сделать по параметрам  $V$  и  $M_{dm}$ , средние значения вероятности насыщения по пустым и насыщенным структурам являются близкими друг к другу. Для параметра  $R_o$  отмечен большой диапазон изменения вероятности насыщения структур, а также более четкое разделение структур по

вероятности насыщения УВ. Точка пересечения  $P(R_o)=0.5$  соответствует  $R_o=0.55\%$ .

Для Бымско-Кунгурской моноклинали были получены индивидуальные вероятностные модели по параметрам  $C_{org}$ ,  $V$  и  $R_o$ , зависимости насыщения структур УВ от параметра  $M_{dm}$  обнаружено не было. Наиболее влияющими на насыщение параметрами для БКМ являются содержание органического углерода в породе и отражательная способность витринита. Для зависимостей по параметрам  $C_{org}$  и  $V$  связь является прямой, чем выше значение параметра, тем выше вероятность насыщения структур УВ, а для параметра  $R_o$  – обратной. Чем выше значения данного параметра, тем ближе к концу этапа нефтеобразования, соответственно ниже вероятность насыщения структур углеводородами. Точка пересечения для функции  $P(R_o)=0.5$  от  $R_o$  соответствует значению  $0,72\%$ .

Индивидуальная вероятностная модель по геохимическим параметрам для Пермского свода, влияющая на насыщение структур – одна, по параметру отражательной способности витринита. Данная модель характеризуется большим диапазоном изменения вероятности насыщения структур УВ, а также большим разбросом средних значений вероятности насыщения для пустых и насыщенных структур. В отличие от БКМ зависимость  $P(R_o)$  от  $R_o$  является прямой. Здесь чем выше значения параметра, тем выше вероятность насыщения структуры УВ. Это связано с меньшим диапазоном изменения параметра, максимальное значение, отмеченное для Пермского свода равно  $0.67\%$ . Данное значение отражательной способности витринита характеризует главную фазу нефтеобразования. В табл. 4 приведены статистические модели прогноза нефтегазоносности по геохимическим параметрам для различных крупных тектонических элементов. На рис. 8 приведены изменения вероятностей насыщения структур углеводородами по параметрам  $C_{org}$  и  $R_o$  по разным тектоническим элементам. На рисунке отмечается, что для разных тектонических элементов вероятности насыщения структур УВ от параметров

разные, не имеют общей точки пересечения, характеризуются разными углами наклона и разным типом связи с насыщением (прямым или обратным).

Таблица 4 – Статистические модели прогноза нефтегазоносности по геохимическим параметрам

Параметр	Вероятность принадлежности к классу насыщенных структур – верхняя строка, область применения – средняя, диапазон изменения вероятностей – нижняя строка	Статистические характеристики показателей	
		Насыщенные структуры	Пустые структуры
<b><i>Верхнекамская впадина</i></b>			
$C_{org}$ – содержание органического углерода в породе, %	$P(C_{org})=-0.6916+0.2532*C_{org}$ 2.6 – 7.8% 0.06 – 0.99	0.599±0.233	0.364±0.178
$B$ – содержание хлороформенного битумоида, %	$P(B)=0.3398+0.3019*B$ 0.0– 2.0% 0.34 – 0.91	0.564±0.263	0.371±0.100
$M_{dm}$ – мощность доманика, м.	$P(M_{dm})=-0.4183+0.0418*M_{dm}$ 14.00 – 31.08м 0.18 – 0.85	0.574±0.214	0.403±0.171
<b><i>Башкирский свод</i></b>			
$C_{org}$ – содержание органического углерода в породе, %	$P(C_{org})=0.6952-0.0332*C_{org}$ 2.9 – 8.5% 0.41 – 0.60	0.485±0.037	0.480±0.031
$B$ – содержание хлороформенного битумоида, %	$P(B)=0.4109+0.0325*B$ 0.0– 5.0% 0.41 – 0.57	0.487±0.041	0.479±0.047
$Ro$ – отражательная способность витринита, %	$P(Ro)=2.0857-2.88*Ro$ 0.44 – 0.68% 0.17 – 0.78	0.532±0.147	0.436±0.151
$M_{dm}$ – мощность доманика, м.	$P(M_{dm})=0.1262+0.0147*M_{dm}$ 15.58 – 37.34м 0.36 – 0.67	0.491±0.062	0.475±0.063
<b><i>Бымско-Кунгурская моноклираль</i></b>			
$C_{org}$ – содержание органического углерода в породе, %	$P(C_{org})=-0.0053+0.1231*C_{org}$ 1.8 – 7.2% 0.23 – 0.85	0.544±0.169	0.424±0.157
$B$ – содержание хлороформенного битумоида, %	$P(B)=0.4665+0.0623*B$ 0.0– 5.0% 0.47 – 0.76	0.493±0.067	0.479±0.048
$Ro$ – отражательная способность витринита, %	$P(Ro)=1.7743-1.7557*Ro$ 0.60 – 1.10% 0.03 – 0.76	0.530±0.087	0.457±0.146

Продолжение таблицы 4.

<i>Пермский свод</i>			
<i>Ro</i> – отражательная способность витринита, %	$P(Ro) = -1.9296 + 4.3529 * Ro$ 0.39 – 0.67% 0.01 – 0.97	0.805±0.181	0.250±0.300

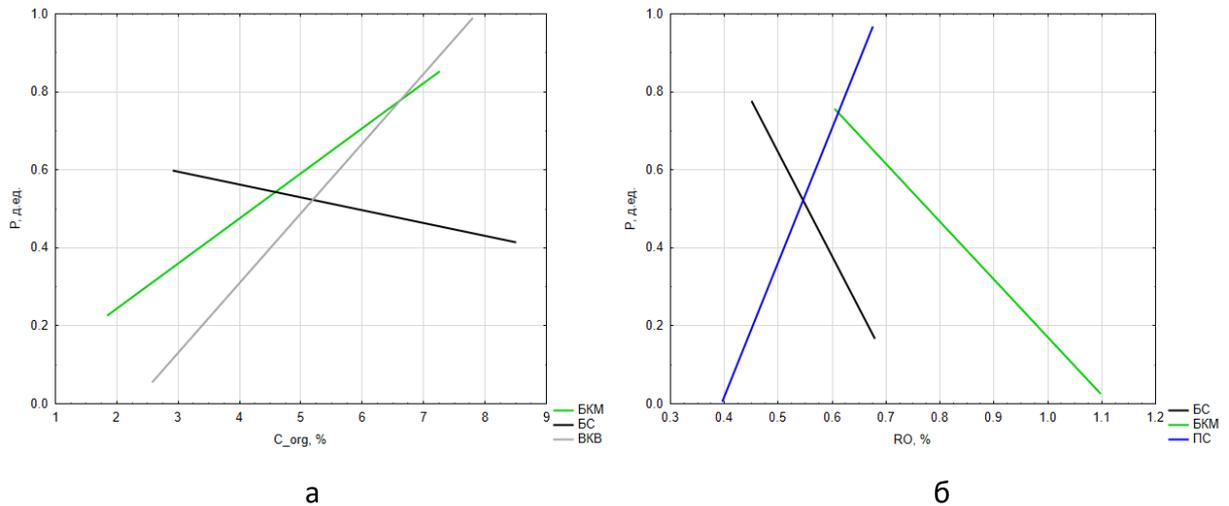


Рисунок 8 – Изменения вероятностей насыщения структур

углеводородами по параметрам  $C_{org}$  (а) и  $Ro$  (б) по разным тектоническим элементам.

Для прогнозирования нефтегазоносности структур было принято решение об использовании методов математической статистики, конкретно – пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА). ПЛДА позволяет находить линейные комбинации признаков, разделяющих выборку на две и более части. Примеры и возможности данного метода для решения различных задач приведены в работах [14-15,19,43,53,98-102,105]. В нашем случае деление производится по насыщению структур углеводородами на пустые и насыщенные. Суть использования метода сводится к тому, чтобы использовать зависимости между всеми параметрами, включенными в модель для нахождения вероятности насыщения прогнозных структур [4,23-28,30-32,37-38,45,50,60,62-63,75,84,85,87,91-97,104]. Прежде чем проводить ПЛДА экзаменационную выборку, в которую входят структуры с доказанной нефтегазоносностью, требовалось уравнивать между пустыми и насыщенными. Пустых структур изначально меньше, чем насыщенных, поэтому при помощи

метода случайного числа из анализа были исключены случайные пустые структуры [16]. Экзаменационная выборка насчитывает 483 структуры с доказанной нефтегазоносностью из которых 250 насыщенных и 233 пустые структуры. Прогнозируемые структуры в количестве 228 единиц попали в выборку, в которой только предстоит по результатам ПЛДА определить насыщение. При проведении ПЛДА достигаемый уровень значимости (р-уровень) был установлен на отметке 0.05 [10,44]. Данный анализ был проведен по четырем геохимическим параметрам с целью разделения структур на две выборки: потенциально пустые и насыщенные УВ. По результатам ПЛДА в основную статистическую модель попали параметры содержания хлороформенного битумоида, мощности доманика и количества органического углерода в породе. Наиболее значимым для определения насыщения структур является параметр содержания хлороформенного битумоида в породе. Р-уровень значимости В составляет всего 0.002 д.ед. при значении лямбды Уилкса 0.95 д.ед. Вне статистической модели оказался параметр отражательной способности витринита, его уровень значимости сильно выше критического и равен 0.84 д.ед. при наименьшей относительно других параметров лямбде Уилкса (0.93 д.ед.). Итоги ПЛДА по критериям генерации приведены в табл. 5.

Таблица 5 – Результаты ПЛДА по критериям генерации

N=483	Усл.Об.	р-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Хлороформенный битумоид	B	0.002345	0.953639
Мощность доманика	M <sub>dm</sub>	0.084286	0.941224
Количество органического вещества	C <sub>org</sub>	0.173659	0.939006
Переменные вне модели			
Отражательная способность витринита	Ro	0.846769	0.935307

Для оценки достоверности разделения выборок пустых и насыщенных структур был посчитан хи-квадрат Пирсона ( $\chi^2$ ). При критическом значении 3.84, значение  $\chi^2$  оказалось равным 32.03 ед. Это говорит о значительном различии между параметрами в выборках пустых и насыщенных структур. Для оценки достоверности прогноза было произведено сравнение значений

экзаменационной выборки с полученными результатами. Для пустых структур процент правильных определений составил 62.7 %, для насыщенных – 65.6 %. Данные показатели разительно отличаются от подобных при проведении ПЛДА по структурным параметрам. Связано это с тем, что структурные параметры напрямую влияют на насыщение структур, в отличие от геохимических. Геохимические характеристики оценивают генерационный потенциал территории, использование только этих параметров влечет за собой малодостоверные сведения о насыщении структур УВ. Ниже приведена линейная дискриминантная функция (ЛДФ) по геохимическим параметрам. Как видно из функции все коэффициенты для параметров  $B$ ,  $C_{org}$  и  $M_{dm}$  являются положительными, тогда как свободный член наоборот – отрицательным.

$$Zg = -2.8925 + 0.447 * B + 0.0595 * M_{dm} + 0.1919 * C_{org} \quad (3)$$

*clas=64.2%; Fp/Ft=36.6; p<0.00001,*

где,  $clas$  – процент правильной классификации;  $Fp/Ft$  – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера;  $p$ - уровень значимости.

Для каждого из крупных тектонических элементов были рассчитаны комплексные вероятностные модели при помощи пошагового линейного дискриминантного анализа. Для Бабкинской седловины ни один из параметров не попал в статистическую модель, что говорит о том, что разделить выборку структур по насыщению на основании геохимических параметров возможности нет. Этот вывод подтвердился, ведь при построении индивидуальных вероятностных моделей по геохимическим параметрам для данной области ни по одному из них не было получено зависимости по насыщению.

Для территории Верхнекамской впадины по итогам проведения ПЛДА в статистическую модель попали параметры  $C_{org}$  и  $B$ , данные параметры оказывают наибольшее влияние на насыщение структур УВ. Достижимый уровень значимости меньше 0.05. Вне статистической модели остались параметры  $R_o$  и  $M_{dm}$ . Критерий согласия Пирсона, рассчитанный для

подтверждения разделения выборок на основании анализа, равен 20.44, что выше критического значения. Также для того, чтобы удостовериться в корректном разделении выборок моделью был рассчитан процент правильности определений. Для пустых структур процент равен 84.0%, для насыщенных -62.5%, в целом – 73.5%. Ниже приведена ЛДФ по критериям генерации на территории Верхнекамской впадины. Как видно из функции, коэффициенты параметров  $C_{org}$  и  $B$  являются отрицательными, в свою очередь свободный член – положительное число.

$$Zg_{VKV} = 4.5698 - 0.9786 * B - 0.9059 * C_{org} \quad (4)$$

$clas=73.5\%; Fp/Ft=160.9; p<0.00001,$

где,  $clas$  – процент правильной классификации;  $Fp/Ft$  – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера;  $p$ - уровень значимости.

Итоги ПЛДА по геохимическим параметрам для Верхнекамской впадины представлены в табл. 6.

Таблица 6 – Итоги ПЛДА по критериям генерации для Верхнекамской впадины.

N=49	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Количество органического вещества	$C_{org}$	0.001748	0.795152
Хлороформенный битумоид	$B$	0.006873	0.752804
Переменные вне модели			
Отражательная способность витринита	$Ro$	0.775327	0.639980
Мощность доманика	$M_{dm}$	0.897287	0.640913

Полученные результаты ПЛДА по критериям генерации для Бымско-Кунгурской моноклинали приведены в табл. 7. Как видно из таблицы в основную статистическую модель по итогам проведения анализа попали параметры  $C_{org}$  и  $Ro$ , при этом количество органического вещества в породе является наиболее влияющим параметром для разделения выборок по насыщению структур УВ. Вне модели остались параметры содержания хлороформенного битумоида и мощности доманика. Критерий согласия Пирсона равен 17.00, что выше критического (3.841). Процент правильных определений для пустых и насыщенных структур равен 62.7% и 66.1%

соответственно. В целом процент правильных определений достигает уровня 64.3%. ЛДФ по критериям генерации для Бымско-Кунгурской моноклинали:

$$Zg_{BKM} = -3.1261 + 7.3003 * Ro - 0.5554 * C_{org} \quad (5)$$

*clas=64.3%; Fp/Ft=24.7; p<0.00001,*

где, *clas* – процент правильной классификации; *Fp/Ft* – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; *p*- уровень значимости.

Таблица 7 – Итоги ПЛДА по критериям генерации для Бымско-Кунгурской моноклинали.

N=115	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Количество органического вещества	<i>C<sub>org</sub></i>	0.005896	0.919640
Отражательная способность витринита	<i>Ro</i>	0.096287	0.880767
Переменные вне модели			
Хлороформенный битумоид	<i>B</i>	0.809587	0.858736
Мощность доманика	<i>M<sub>dm</sub></i>	0.830196	0.858830

Территория Башкирского свода является самой изученной, по итогам проведения ПЛДА по критериям генерации для данной территории в статистическую модель попали параметры отражательной способности витринита, содержание хлороформенного битумоида и мощность доманиковых отложений. Первые два из этих параметров оказывают наибольшее влияние на насыщение структур УВ, достигаемый уровень значимости для них меньше граничного 0.05. Вне статистической модели остался параметр количества органического вещества в породе. Критерий согласия Пирсона равен 48.70, что выше критического. Процент правильных определений для пустых структур равен 68.9%, для насыщенных – 64.5%, в целом – 66.8%. ЛДФ по критериям генерации на территории Башкирского свода приведена ниже:

$$Zg_{BS} = -8.7396 + 20.262 * Ro - 0.4864 * B - 0.0603 * M_{dm} \quad (6)$$

*clas=66.8%; Fp/Ft=82.5; p<0.00001,*

где, *clas* – процент правильной классификации; *Fp/Ft* – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; *p*- уровень значимости.

Итоги ПЛДА по критериям генерации для Башкирского свода приведены в табл. 8.

Таблица 8 – Итоги ПЛДА по критериям генерации для Башкирского свода.

N=292	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Отражательная способность витринита	Ro	0.000000	0.978001
Хлороформенный битумоид	B	0.000070	0.892415
Мощность доманика	M_dm	0.087165	0.853326
Переменные вне модели			
Количество органического вещества	C_org	0.883057	0.844622

На территории Пермского свода по итогам проведения пошагового линейного дискриминантного анализа в статистическую модель попали параметры отражательной способности витринита, мощности доманика и количество органического вещества в породе. Параметр Ro является наиболее влияющим на насыщение структур УВ среди геохимических параметров для Пермского свода. Критерий согласия Пирсона равен 24.64, что выше критического значения. Процент правильных определений для пустых структур равен 93.7%, для насыщенных – 92.3%, в целом – 93.1%. Высокие значения правильности определений обусловлены достоверностью модели и малым количеством структур экзаменационной выборки. ЛДФ по критериям генерации по структурам Пермского свода приведена ниже:

$$Zg_{PS} = -6.8269 + 19.634 * Ro - 0.4592 * C_{org} - 0.1044 * M_{dm} \quad (7)$$

*clas=93.1%; Fp/Ft=6.8; p<0.00001,*

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

Итоги ПЛДА по критериям генерации для Пермского свода приведены в табл. 9.

Таблица 9 – Итоги ПЛДА по критериям генерации для Пермского свода.

N=29	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Отражательная способность витринита	Ro	0.000001	0.988299
Мощность доманика	M_dm	0.062623	0.438227
Количество органического вещества	C_org	0.133776	0.416979

В концепции многоуровневого моделирования представленные индивидуальные линейные вероятностные модели, расчет комплексной вероятности по критериям генерации, а также модели, полученные по итогам ПЛДА являются моделями 1-го уровня.

По итогам проведенных анализов выявлено, что для каждого тектонического элемента разные параметры влияют по-разному на насыщение структур. Чаще других в статистических моделях встречены параметры  $C_{org}$  и  $R_o$ . Выявлено, что критерии генерации лучшим образом помогают выделить пустые структуры, процент правильности определений для пустых структур выше. Посчитанные проценты правильных определений говорят о том, что для большинства тектонических элементов недостаточно только критериев генерации УВ для грамотного прогнозирования нефтегазоносности структур на территории требуется учет комплекса параметров, включая критерии, отвечающие за аккумуляцию УВ.

### ГЛАВА 3. КРИТЕРИИ АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Выявленные ранее критерии генерации УВ на территории исследования показали, что геохимические параметры нефтегазоматеринской свиты имеют влияние на насыщение углеводородами локальных структур визейского комплекса отложений. Но помимо критериев генерации углеводородов следует оценить аккумулятивные факторы, влияющие на нефтегазоносность территории.

Для количественного описания аккумулятивных способностей территории и морфологии структур региональной, зональной и локальной составляющих в трехмерной цифровой модели были получены кубы, содержащие информацию о кривизне поверхности ( $Kr$ ) и азимуте угла наклона поверхности ( $Kr\_az$ ). Азимуты углов наклона поверхности характеризуют анизотропию и изометрию структур. Атрибуты кривизны часто используются для локализации зон тектонических нарушений, а также описывают структуру с точки зрения крутизны углов наклона склонов, что в свою очередь говорит об амплитуде структур [69]. На рис. 9 приведены азимуты углов наклона по поверхностям ОГ П<sup>К</sup>, его региональной, зональной и локальной составляющим. На рис. 10 приведены карты кривизны поверхности по поверхностям региональной, зональной и локальной составляющим ОГ П<sup>К</sup>.

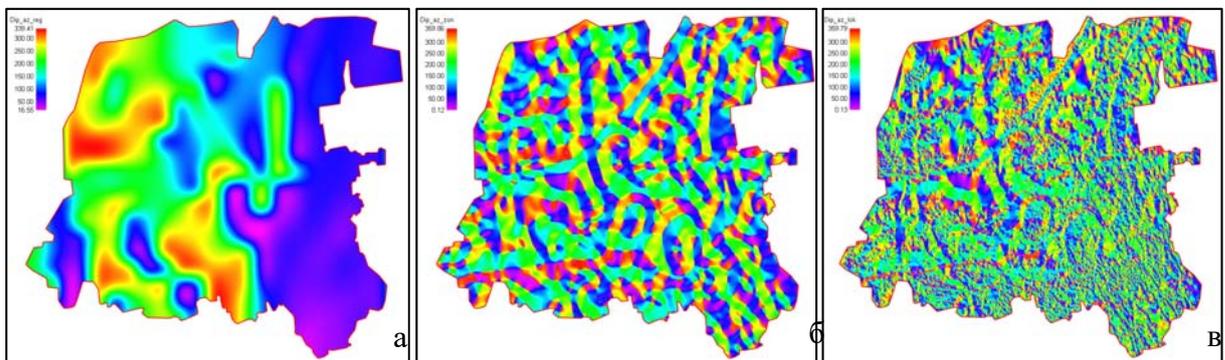


Рисунок 9 – Карты азимутов углов наклона поверхности региональной (а), зональной (б) и локальной (в) составляющих ОГ П<sup>К</sup>

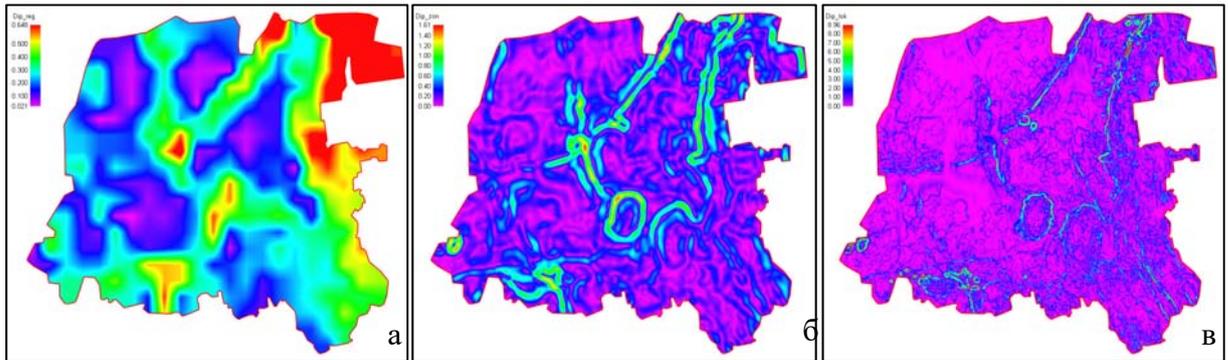


Рисунок 10 – Карты кривизны поверхности региональной (а), зональной (б) и локальной (в) составляющих ОГ II<sup>К</sup>

На рис. 9-10 отмечено, как изменяется уровень информативности параметров кривизны и азимутов угла наклона поверхности от региональной к локальной составляющей ОГ. На региональном уровне отчетливо видны границы крупных тектонических элементов, а также направление падения крыльев структур 1-го порядка. Также выделяются прибортовые и осевые зоны ККСП. Информативность данных карт минимальна при прогнозе нефтегазоносности локальных структур. На картах параметров, рассчитанных по зональной составляющей проявляются структуры 2-го порядка. Относительно региональной карты увеличивается уровень информативности параметров.

Помимо этих параметров были рассчитаны традиционные структурные характеристики для каждой структуры [29,36]. Среди традиционных структурных характеристик были рассчитаны площади каждой структуры (S), ее амплитуда (Ampl), интенсивность структуры (Int), наибольшая абсолютная отметка структуры (AO), и расстояние до разрывных тектонических нарушений (FD), отражающий миграционную возможность углеводородов [65, 69, 71]. На рис. 11 изображено распределение площадей локальных структур. Как видно из гистограммы наибольшее количество структур являются малыми по размерам. Средних и крупных структур, которые характеризуются большими запасами углеводородов достаточно мало. Данные выводы указывают на необходимость исследования нефтегазоносности малых по размерам локальных структур.

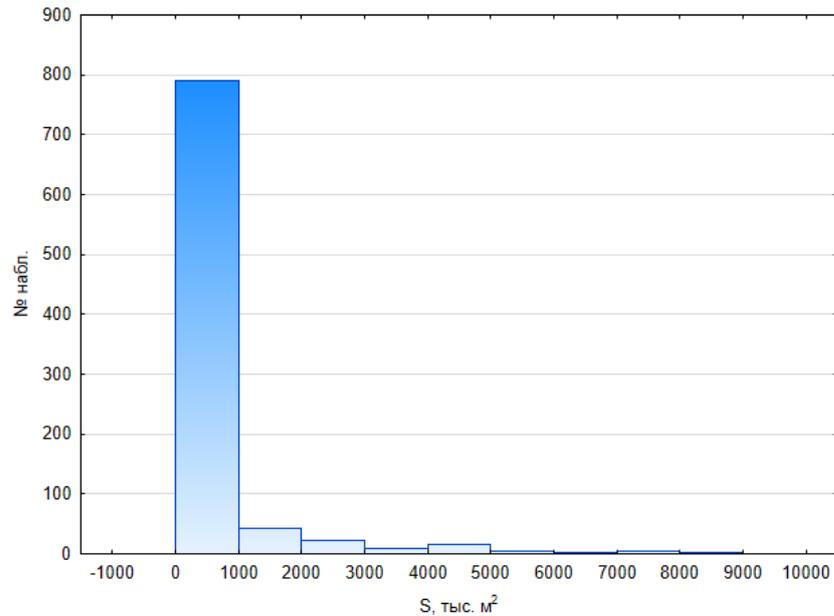


Рисунок 11 – Распределение площадей структур.

Интенсивность структуры – параметр отражающий связь между амплитудой структуры и ее площадью. Данный параметр был рассчитан по формуле  $Int = \frac{Ampl}{\sqrt{S}}$ . Интенсивность структуры показывает степень ее напряженности и используется для прогноза нефтегазоносности поднятий. Структуры большой интенсивности являются преимущественно нефтегазоносными для территории южной части Пермского края. Расстояние до разрывных нарушений были посчитаны на основе имеющихся линий тектонических разломов по ОГ ПК. Параметр расстояния до разломов был рассчитан в радиусе 12 километров от линий тектонических нарушений. Полученная карта позволила получить сведения о расстоянии структур от разломов. Данный набор структурных параметров является традиционным при прогнозе нефтегазоносности.

В табл. 10-11 приведены средние значения структурных параметров по тектоническим элементам для пустых и насыщенных УВ структур локальной, зональной и региональной составляющих ОГ ПК.

Таблица 10 – Средние значения структурных параметров по тектоническим элементам для пустых и насыщенных структур локальной составляющей ОГ ПК.

Параметр/ ТЭ	Ampl, м	АО, м	S, тыс. м2	Kr, град	Kr_az, град	FD, м	Intence, ед.
БаС пустые (15)	12.60	-1410.15	9705	0.55	181.4	0.35	0.34
насыщенные (16)	35.03	-1416.45	48840	0.91	174.4	1.45	0.44
t-критерий	2.41	0.31	1.27	1.58	-1.04	2.46	0.43
ВКВ пустые (24)	13.67	-1392.33	4894	0.55	175.57	0	0.55
насыщенные (25)	56.89	-1351.72	5440	1.98	180.72	0	1.20
t-критерий	5.24	-5.93	0.19	3.41	1.15	0.00	2.97
БС пустые (151)	14.21	-1273.78	1799	0.90	180.3	1.64	0.59
насыщенные (141)	30.81	-1236.14	5902	1.28	178.7	0.86	0.79
t-критерий	7.48	-5.53	2.69	4.21	-0.82	-3.59	2.85
БКМ пустые (59)	22.47	-1544.50	2916	0.92	185.0	0.99	0.66
насыщенные (56)	41.99	-1457.27	7287	1.13	179.9	1.44	1.10
t-критерий	3.71	-4.59	2.44	1.59	-1.71	1.32	2.26
ПС пустые (16)	23.57	-1310.99	6830	0.50	179.4	0	0.76
насыщенные (13)	78.76	-1324.71	9359	1.15	202.9	0	1.16
t-критерий	-6.95	-0.99	-0.61	-4.02	-3.42	0.00	-1.27
Всего пустые (265)	15.43	-1386.82	4607	0.78	180.8	0.78	0.53
насыщенные(251)	38.58	-1312.92	9096	1.28	180.1	0.90	0.90
t-критерий	10.46	-5.88	1.65	6.49	-0.42	0.8	5.32

Таблица 11 – Средние значения структурных параметров по тектоническим элементам для пустых и насыщенных структур региональной и зональной составляющих ОГ ПК.

Параметр/ ТЭ	Ampl (reg), м	Kr (reg), град	Kr_az (reg), град	Ampl (zon), м	Kr (zon), град	Kr_az (zon), град
БаС пустые (15)	9.60	0.22	178.6	-4.63	0.18	207.9
насыщенные (16)	21.88	0.18	150.8	8.34	0.25	219.5
t-критерий	-1.59	1.14	0.79	-3.46	-1.68	-0.44
ВКВ пустые (24)	4.96	0.20	242.84	6.15	0.16	185.03
насыщенные (25)	6.84	0.25	217.87	19.32	0.22	177.77
t-критерий	0.81	1.87	-1.08	-4.82	1.18	-0.29

Продолжение таблицы 11.

БС						
пустые (151)	5.40	0.28	89.2	3.76	0.19	146.3
насыщенные (141)	9.32	0.25	137.9	9.24	0.20	176.4
t-критерий	-3.04	2.39	-4.51	-4.91	-0.26	-2.95
БКМ						
пустые (59)	11.10	0.46	77.9	5.40	0.25	161.6
насыщенные (56)	13.00	0.40	69.7	13.57	0.30	200.5
t-критерий	-0.81	2.04	1.25	-2.47	-1.41	-2.59
ПС						
пустые (16)	7.06	0.20	184.0	10.89	0.20	144.3
насыщенные (13)	16.54	0.45	131.9	37.79	0.51	177.1
t-критерий	2.92	5.15	-2.82	-5.74	4.64	-1.51
Всего						
пустые (265)	7.97	0.31	129.9	4.31	0.21	166.7
насыщенные (251)	11.08	0.29	130.9	12.60	0.24	183.0
t-критерий	-2.47	1.49	-0.11	-7.25	-2.25	-2.05

По табл. 10-11 можно сделать первоначальные выводы об информативности параметров региональной, зональной и локальной составляющих. Как видно из таблиц, параметры, отражающие локальную составляющую, носят более информативный характер, относительно региональных и зональных характеристик, что подтверждается количеством значимых значений рассчитанного t-критерия Стьюдента по каждому параметру. Юг Пермского края неоднороден и для различных структур первого порядка, информативный характер носят различные параметры. Для Бабкинской седловины среди параметров региональных и зональных составляющих ни один не имеет значимых различий, в отличие от параметров, рассчитанных по локальной составляющей. Параметр амплитуды значимо отличается только по локальной составляющей. Схожий вывод можно сделать и по Верхнекамской впадине, где параметры кривизны поверхности и амплитуды локальной составляющей имеют значимое значение по критерию Стьюдента, в отличие от тех же параметров региональной и зональной составляющих ОГ. По Башкирскому и Пермскому сводам, Бымско-Кунгурской моноклинали ситуация иная, параметры как локальной, так и региональной, и зональной составляющих значимо различаются и могут быть использованы для дальнейшего исследования. В целом стоит отметить, что

параметры локальной составляющей более информативны в большей степени отражают различие параметров для пустых и насыщенных УВ локальных структур.

Из региональной модели по всем структурам были выгружены средние значения кривизны поверхности, азимутов углов наклона, интенсивности структуры, амплитуды, расстояния до разломов, абсолютной отметки и площади. Была составлена единая база данных, включающая в себя сведения о параметрах по структурам. Также в базе были выделены структуры, чье насыщение было доказано (1- насыщенные, 0 – пустые, пустые строки - прогнозируемые).

Для прогнозирования нефтегазоносности структур, полученные сведения необходимо проанализировать статистическими методами, оценить влияние каждого отдельного параметра на насыщение структур углеводородами и решением задачи регрессии установить наиболее перспективные с точки зрения нефтегазоносности структуры.

Для структурных параметров были построены индивидуальные вероятностные модели, отражающие влияние характеристик на насыщение структур УВ. Выполненный анализ показал, что наибольшее влияние на насыщение структур углеводородами оказывает параметр амплитуды. В качестве примера на рис. 12 показаны изменения значения вероятности насыщения структур углеводородами в зависимости от величин используемых параметров. Отметим, что для параметра *Ampl* наблюдается незначительная нелинейность изменений значения  $P(Ampl)$  в зависимости от величин *Ampl*, при этом значения  $P(Ampl)$  варьируются от 0.21 до 0.96. Для зависимости изменения вероятности насыщения структур от кривизны поверхности отмечена нелинейность. Значения вероятности насыщения варьируются в диапазоне от 0.32 до 0.98. В табл. 12 приведены статистические модели прогноза нефтегазоносности по структурным параметрам для всей территории южной части Пермского края. На рис. 13 показаны изменения вероятностей насыщения структур УВ по параметру *K<sub>г</sub>* для региональной, зональной и

локальной составляющих ОГ П<sup>К</sup>. Рисунок отображает зависимость влияния параметра кривизны поверхности на насыщение структур для разных составляющих ОГ. Для региональной составляющей отмечена обратная связь между кривизной поверхности и насыщением структур углеводородами, помимо этого стоит отметить, что диапазон изменения вероятности является меньшим, в отличие от зависимостей, построенных для зональной и локальной составляющих. Обратная связь кривизны поверхности и насыщения структур связана с тем, что для больших тектонических элементов не характерно резкое изменение кривизны поверхности, структуры 1-го порядка на территории исследования выражены моноклиналями, впадинами, сводами. Диапазон изменения вероятностей насыщения увеличивается при уменьшении объекта рассмотрения, от структур 1-го порядка к структурам 3-го. Структуры 2-го порядка, выделенные по зональной составляющей контролируют условия формирования залежей, выделяются прогибы, валы, кривизна поверхности которых изменяется на большей площади, нежели для локальных структур. Для структур 3-го порядка кривизна поверхности влияет на насыщение структур больше, что обусловлено такими факторами как замыкание залежи, амплитуда структуры, крутизна крыльев структуры, которые отображает параметр кривизны поверхности. По таблице видно, что значения вероятностей насыщения структур, рассчитанных по региональным и зональным составляющим параметров  $Kr_{az}$  и  $Kr$  не являются информативными, в отличие от рассчитанных по локальной составляющей. Используя полученные сведения было принято решение исключить региональные и зональные параметры для комплексного анализа нефтегазоносности.

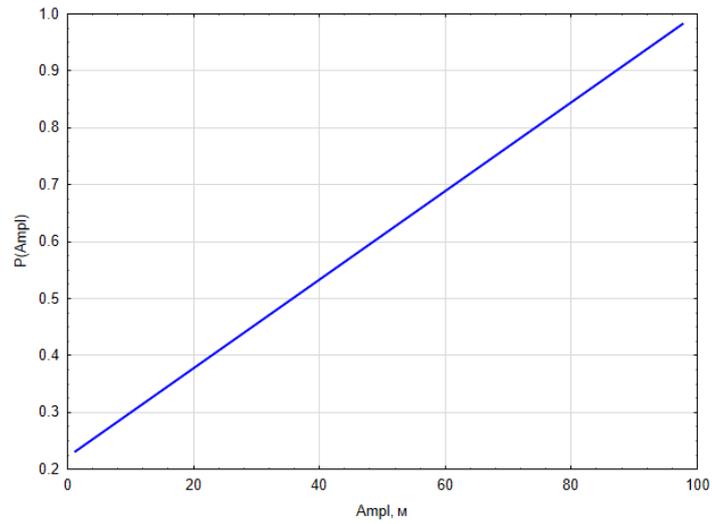


Рисунок 12 – Изменения вероятностей насыщения структур углеводородами по параметру амплитуды (Ampl, м).

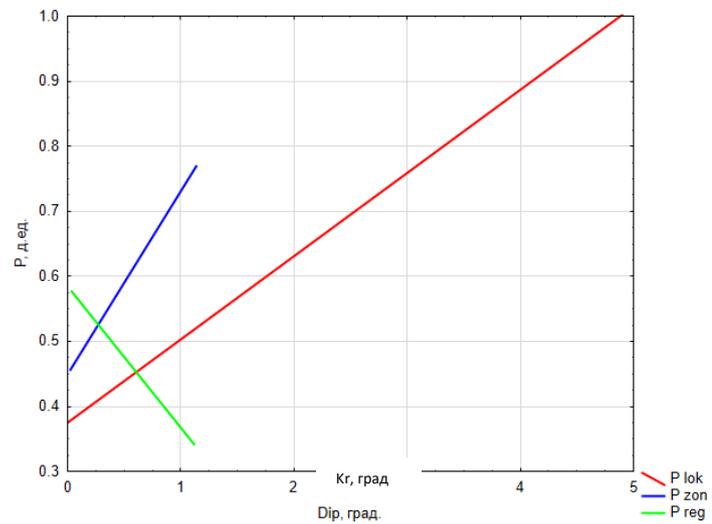


Рисунок 13 – Изменения вероятностей насыщения структур углеводородами по параметру Kг для региональной (reg), зональной (zon) и локальной (lok) составляющих ОГ ПК.

Таблица 12 – Статистические модели прогноза нефтегазоносности по структурным параметрам

Параметр	Вероятность принадлежности к классу насыщенных структур – верхняя строка, область применения – средняя, диапазон изменения вероятностей – нижняя строка	Статистические характеристики показателей	
		Насыщенные структуры	Пустые структуры
<i>Ampl</i> – амплитуда, м.	$P(Ampl)=0.2736+0.0056*Ampl$ 1 – 94м. 0.21 – 0.96	0.605±0.231	0.389±0.172
<i>S</i> – площадь, тыс.м <sup>2</sup> .	$P(S)=0.4926+9.92*10^{-7}*S$ 40 – 6900тыс.м <sup>2</sup> 0.39 – 0.91	0.562±0.032	0.426±0.029
<i>Kr_reg</i> – кривизна поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_reg)=0.4249-0.1758*Kr\_reg$ 0.03 – 1.12 град. 0.24 – 0.42	0.374±0.021	0.370±0.021
<i>Kr_zon</i> – кривизна поверхности зональной составляющей, град.	$P(Kr\_zon)=0.2987+0.3275*Kr\_zon$ 0.02 – 1.14 град. 0.31 – 0.67	0.378±0.036	0.367±0.036
<i>Kr</i> – кривизна поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr)=0.3756+0.128*Kr$ 0.04 – 7.17 град. 0.33 – 0.98	0.531±0.126	0.454±0.089
<i>Kr_az_reg</i> – азимут угла наклона поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_reg)=0.3479+0.0002*Kr\_az\_reg$ 4.02 – 351.79 град. 0.35 – 0.43	0.380±0.021	0.378±0.021
<i>Kr_az_zon</i> – азимут угла наклона поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_zon)=0.2977+0.0004*Kr\_az\_zon$ 1.45 – 356.98 град. 0.31 – 0.45	0.375±0.031	0.369±0.031

На основании линейных вероятностных моделей по критериям аккумуляции получена комплексная вероятность насыщения структур УВ (*P<sub>ам</sub>*) по формуле:

$$P_{am} = \frac{P_1 * P_2 * P_3}{P_1 * P_2 * P_3 + (1 - P_1) * (1 - P_2) * (1 - P_3)} \quad (8)$$

Построенные индивидуальные вероятностные модели показывают картину в целом по территории исследования, но, как было выяснено ранее,

для различных тектонических элементов различные параметры влияют на насыщение структур по-разному. Анализ индивидуальных вероятностных моделей был проведен для каждого тектонического элемента, входящего в состав территории исследования. В табл. 13 приведены статистические модели прогноза нефтегазоносности по структурным параметрам для различных тектонических элементов. Как видно из статистических характеристик показателей индивидуальных вероятностных моделей по структурным параметрам для Бабкинской седловины, наибольшее влияние на насыщение структур УВ оказывают параметры  $Ampl$  и  $FD$ . Диапазон изменения вероятности для параметра амплитуды варьируется от 0.34 до 0.98, при том, что средние значения вероятности насыщения значительно отличаются для пустых и насыщенных УВ структур. Параметр расстояния до разрывных нарушений характеризуется схожим диапазоном изменения значений вероятности насыщения структур (0.36-0.97). Индивидуальные линейные вероятностные модели, построенные по структурным параметрам для Верхнекамской впадины, указывают на наличие наибольшего влияния на насыщение структур параметрами  $Ampl$ ,  $Kr$ ,  $AO$  и  $Int$ . Параметры амплитуды, наивысшей абсолютной отметки и интенсивности структуры неразрывно связаны между собой, поэтому их влияние на насыщение локальных структур Верхнекамской впадины является схожим. В свою очередь влияние, оказанное параметром кривизны поверхности, говорит о наличии связи между крутизной крыльев структуры и насыщением УВ, характерным для ВКВ, где выделены нефтяные структуры с большим углом падения крыльев. Самым многочисленным по количеству выделенных структур тектоническим элементом является Башкирский свод. Индивидуальные вероятностные модели, построенные для этой тектонической зоны, указывают на наличие закономерностей между параметрами амплитуды, кривизны поверхности и наивысшей абсолютной отметки. Для всех этих параметров вероятность насыщения УВ локальных структур для насыщенных структур  $>0.5$ , а для пустых  $<0.5$ . Диапазон изменения вероятностей является наибольшим для

параметра  $Ampl$ , который в свою очередь характеризуется небольшой нелинейностью. Полученные модели для Бымско-Кунгурской моноклинали отражают закономерности, полученные в ходе исследований других тектонических элементов. Наибольшее влияние среди структурных параметров оказывается параметрами амплитуды и наивысшей абсолютной отметки. Также стоит обратить внимание на диапазон изменения вероятностей насыщения структур УВ параметра площади (от 0.43 до 0.93 д.ед.), причем чем больше площадь структуры, тем выше значение вероятности насыщения структур УВ. Индивидуальные линейные вероятностные модели, построенные по структурным параметрам для Пермского свода, указывают на наличие оказываемого влияния на насыщение структур УВ не только полученных для локальной составляющей параметров  $Kr$  и  $Kr_{az}$ , но и региональной с зональной. Также стоит отметить большие диапазоны изменения вероятностей насыщения структур УВ по параметру амплитуды.

На рис. 14 приведены изменения вероятностей насыщения структур по параметрам  $Kr_{reg}$  и  $Ampl$  по тектоническим элементам. На рисунке видно, что для Пермского свода и Верхнекамской впадины связь между параметром кривизны поверхности и насыщением структур является прямой, а для Башкирского свода, Бабкинской седловины и Бымско-Кунгурской моноклинали – обратной. Отмечено, что на территориях Пермского свода и Верхнекамской впадины выявлено меньшее количество локальных структур, малая выборка данных повлияла на зависимость насыщения структур от параметра кривизны поверхности. Для Башкирского свода, Бымско-Кунгурской моноклинали и Бабкинской седловины зависимость в целом схожа с той, что была выделена по всей территории исследования. Исходя из диапазонов изменения вероятностей можно отметить, что параметр кривизны поверхности региональной составляющей для отдельных тектонических элементов слабо влияет на насыщение структур, и чем больше выборка значений, тем меньше диапазон изменения вероятности насыщения. Параметр амплитуды для всех тектонических элементов имеет сильную связь с

насыщением структур УВ, диапазоны изменения вероятности насыщения варьируются в одних и тех же пределах. Отмечена небольшая нелинейность зависимости насыщения структур от амплитуды на территории Башкирского свода, что обусловлено большой выборкой данных по разнообразным локальным структурам этой территории. Схожая картина наблюдается при построении зависимости насыщения от амплитуды в целом по территории исследования.

В целом, проанализировав полученные индивидуальные вероятностные модели по тектоническим элементам, можно сделать вывод, что для каждой отдельной структуры 1-го порядка разные параметры оказывают разное влияние на насыщение структур УВ, при этом чаще других наибольшее влияние было отмечено по параметрам амплитуды и наивысшей абсолютной отметки структуры. Для параметра  $Ampl$  отмечена сильная связь с насыщением структур по каждому тектоническому элементу. Параметр  $Kr$ , отражающий кривизну поверхности локальной составляющей ОГ оказывает сильное влияние на насыщение структур на территориях БаС, ВКВ и ПС. Для БС и БКМ отмечена слабая связь между параметром и насыщением структур УВ. Азимут угла наклона локальной составляющей –  $Kr\_az\_lok$  оказывает сильно влияние на насыщение структур Пермского свода, для остальных крупных тектонических элементов связь либо отсутствует, либо выражена не так сильно. Площадь структуры ( $S$ ) не оказывает влияния на насыщение структур на территориях ВКВ и ПС. Данное замечание обусловлено малой выборкой количества структур по вышеуказанным тектоническим элементам. Некоторые параметры, такие как  $Kr\_az\_lok$  не влияли на насыщение структур в целом по территории исследования, но оказывают сильное влияние по отдельным тектоническим элементам, как например на Пермском своде, что обусловлено изометричностью структур этой территории. Полученные параметры кривизны и азимута угла наклона поверхности для региональной и зональной составляющей ОГ в целом не оказывают большого влияния на насыщение структур, что дает нам право исключить эти параметры из

дальнейшего исследования насыщения структур УВ в области исследования. Также выявлено, что по некоторым тектоническим элементам взаимосвязь между параметрами и насыщением структур выражена слабо или отсутствует, в то время как по всей территории исследования отмечается сильная взаимосвязь параметра с насыщением УВ, поэтому корректней будет пользоваться обобщенной выборкой по территории исследования.

Таблица 13 – Статистические модели прогноза нефтегазоносности по структурным параметрам для различных тектонических элементов

Параметр	Вероятность принадлежности к классу насыщенных структур – верхняя строка, область применения – средняя, диапазон изменения вероятностей – нижняя строка	Статистические характеристики показателей	
		Насыщенные структуры	Пустые структуры
<i>Бабкинская седловина</i>			
<i>Kr</i> – кривизна поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr)=0.3869+0.1658*Kr$ 0.08 – 3.80 град. 0.37 – 0.95	0.539±0.124	0.476±0.065
<i>Kr_az_lok</i> – азимут угла наклона поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_lok)=1.3685+0.0048*Kr\_az\_lok$ 113.72 – 225.69 град. 0.28 – 0.80	0.531±0.101	0.499±0.072
<i>FD</i> – расстояние до разрывных нарушений, м.	$P(FD)=0.3737+0.132*FD$ 0.00 – 5800 м. 0.36 – 0.97	0.580±0.215	0.418±0.133
<i>Ampl</i> – амплитуда, м.	$P(Ampl)=0.3625+0.0057*Ampl$ 1 – 133.8 м. 0.34 – 0.98	0.569±0.196	0.423±0.080
<i>S</i> – площадь, тыс.м <sup>2</sup> .	$P(S)=0.4832+9.61*10^{-7}*S$ 40 – 4816 тыс.м <sup>2</sup> 0.48 – 0.92	0.530±0.100	0.490±0.020
<i>Kr_reg</i> – кривизна поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_reg)=0.7278-1.0647*Kr\_reg$ 0.06 – 0.58 град. 0.16 – 0.67	0.537±0.108	0.495±0.086
<i>Kr_zon</i> – кривизна поверхности зональной составляющей, град.	$P(Kr\_zon)=0.3043+0.9309*Kr\_zon$ 0.02 – 0.89 град. 0.26 – 0.98	0.545±0.148	0.472±0.080

Продолжение таблицы 13

<b>Верхнекамская впадина</b>			
<i>Ampl</i> – амплитуда, м.	$P(Ampl)=0.1623+0.0076*Ampl$ 1 – 159.6 м. 0.13 – 0.99	0.630±0.239	0.252±0.119
<i>Kr</i> – кривизна поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr)=0.3161+0.114*Kr$ 0.04 – 7.17 град. 0.30 – 0.98	0.554±0.205	0.375±0.087
<i>Kr_az_lok</i> – азимут угла наклона поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_lok)=-0.1633+0.0037*Kr\_az\_lok$ 120.52 – 238.35 град. 0.29 – 0.71	0.504±0.082	0.477±0.079
<i>Int</i> – интенсивность структуры, ед.	$P(Int)=0.2715+0.2364*Int$ 0.01 – 3.71 ед. 0.27 – 0.96	0.567±0.165	0.392±0.173
<i>AO</i> – наивысшая абсолютная отметка структуры, м.	$P(AO)=14.8189-0.0104*AO$ -1317 – -1456 м. 0.01 – 0.98	0.768±0.201	0.279±0.311
<i>Kr_az_reg</i> – азимут угла наклона поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_reg)=0.7081-0.0009*Kr\_az\_reg$ 17.69 – 351.79 град. 0.37 – 0.69	0.502±0.066	0.477±0.084
<i>Kr_reg</i> – кривизна поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_reg)=0.1571+1.4691*Kr\_reg$ 0.03 – 0.52 град. 0.21 – 0.87	0.525±0.096	0.454±0.146
<i>Kr_zon</i> – кривизна поверхности зональной составляющей, град.	$P(Kr\_zon)=0.3945+0.4954*Kr\_zon$ 0.03 – 1.01 град. 0.41 – 0.85	0.500±0.092	0.476±0.054
<b>Башкирский свод</b>			
<i>Ampl</i> – амплитуда, м.	$P(Ampl)=0.2269+0.013*Ampl-0.000053*Ampl^2$ 1 – 152 м. 0.25 – 0.99	0.546±0.190	0.393±0.128
<i>S</i> – площадь, тыс.м <sup>2</sup> .	$P(S)=0.4632+4.32*10^{-6}*S$ 10 – 14567 тыс.м <sup>2</sup> 0.46 – 0.97	0.490±0.080	0.470±0.029
<i>Kr</i> – кривизна поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr)=0.3379+0.1286*Kr$ 0.06 – 7.15 град. 0.33 – 0.98	0.507±0.113	0.452±0.095
<i>Int</i> – интенсивность структуры, ед.	$P(Int)=0.4012+0.1151*Int$ 0.01 – 6.32 ед. 0.39 – 0.95	0.495±0.078	0.468±0.075

Продолжение таблицы 13

<i>АО</i> – наивысшая абсолютная отметка структуры, м.	$P(AO)=3.6704-0.0025*AO$ -1147 – -1425 м. 0.12 – 0.76	0.535±0.143	0.440±0.152
<i>Kr_az_reg</i> – азимут угла наклона поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_reg)=0.7081-0.0009*Kr\_az\_reg$ 13.31 – 349.22 град. 0.34 – 0.78	0.514±0.138	0.447±0.110
<i>Kr_reg</i> – кривизна поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_reg)=0.6916-0.7851*Kr\_reg$ 0.11 – 0.56 град. 0.26 – 0.61	0.493±0.072	0.473±0.064
<i>Kr_az_zon</i> – азимут угла наклона поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_zon)=0.3257+0.001*Kr\_az\_zon$ 1.45 – 356.63 град. 0.33 – 0.67	0.498±0.079	0.469±0.090
<b>Бы́мско-Ку́нгу́рская монокли́наль</b>			
<i>Ampl</i> – амплитуда, м.	$P(Ampl)=0.313+0.0051*Ampl$ 1 – 151 м. 0.30 – 0.95	0.534±0.170	0.426±0.123
<i>S</i> – площадь, тыс.м <sup>2</sup> .	$P(S)=0.4333+9.83*10^{-6}*S$ 30 – 6228 тыс.м <sup>2</sup> 0.43 – 0.93	0.506±0.120	0.460±0.066
<i>Kr</i> – кривизна поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr)=0.3819+0.1013*Kr$ 0.16 – 4.75 град. 0.40 – 0.82	0.497±0.075	0.476±0.065
<i>Kr_az_lok</i> – азимут угла наклона поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_lok)=1.3662-0.0048*Kr\_az\_lok$ 131.50 – 234.03 град. 0.25 – 0.72	0.500±0.072	0.475±0.082
<i>Int</i> – интенсивность структуры, ед.	$P(Int)=0.4055+0.0887*Int$ 0.04 – 7.07 ед. 0.40 – 0.92	0.503±0.114	0.465±0.063
<i>АО.</i> – наивысшая абсолютная отметка структуры, м.	$P(AO)=2.2527-0.0012*АО$ -1372 – -2239 м. 0.01 – 0.74	0.578±0.134	0.428±0.172
<i>Kr_az_reg</i> – азимут угла наклона поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_reg)=0.6008-0.0015*Kr\_az\_reg$ 22.67 – 298.40 град. 0.17 – 0.57	0.494±0.055	0.481±0.055
<i>Kr_reg</i> – кривизна поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_reg)=0.7268-0.5513*Kr\_reg$ 0.06 – 1.12 град. 0.15 – 0.70	0.505±0.076	0.471±0.100

Продолжение таблицы 13

<i>Kr_az_zon</i> – азимут угла наклона поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_zon)=0.2273+0.0014*Kr\_az\_zon$ 6.34 – 325.12 град. 0.25 – 0.69	0.517±0.105	0.460±0.125
<i>Kr_zon</i> – кривизна поверхности зональной составляющей, град.	$P(Kr\_zon)=0.3996+0.3149*Kr\_zon$ 0.02 – 1.14 град. 0.40 – 0.74	0.495±0.066	0.478±0.062
<b>Пермский свод</b>			
<i>Ampl</i> – амплитуда, м.	$P(Ampl)=-0.1171+0.0117*Ampl$ 1 – 107м. 0.01 – 0.99	0.833±0.292	0.120±0.237
<i>Kr</i> – кривизна поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr)=-0.0111+0.5338*Kr$ 0.06 – 2.26 град. 0.06 – 0.99	0.634±0.205	0.264±0.241
<i>Kr_az_lok</i> – азимут угла наклона поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_lok)=-1.8393+0.0121*Kr\_az\_lok$ 126.05 – 230.24 град. 0.01 – 0.93	0.631±0.241	0.308±0.240
<i>Int</i> – интенсивность структуры, ед.	$P(Int)=0.3176+0.136*Int$ 0.02 – 3.62 ед. 0.32 – 0.79	0.475±0.102	0.423±0.124
<i>Kr_az_reg</i> – азимут угла наклона поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_reg)=1.1026-0.004*Kr\_az\_reg$ 30.12 – 304.29 град. 0.03 – 0.93	0.585±0.150	0.352±0.244
<i>Kr_reg</i> – кривизна поверхности региональной составляющей, град.	$P(Kr\_reg)=-0.1367+1.7903*Kr\_reg$ 0.04 – 0.86 град. 0.01 – 0.99	0.703±0.225	0.176±0.163
<i>Kr_az_zon</i> – азимут угла наклона поверхности локальной составляющей, град.	$P(Kr\_az\_zon)=-0.7875-0.0021*Kr\_az\_zon$ 16.76 – 351.34 град. 0.11 – 0.77	0.488±0.062	0.420±0.156
<i>Kr_zon</i> – кривизна поверхности зональной составляющей, град.	$P(Kr\_zon)=-0.0656+1.3757*Kr\_zon$ 0.04 – 1.06 град. 0.03 – 0.99	0.699±0.272	0.214±0.268

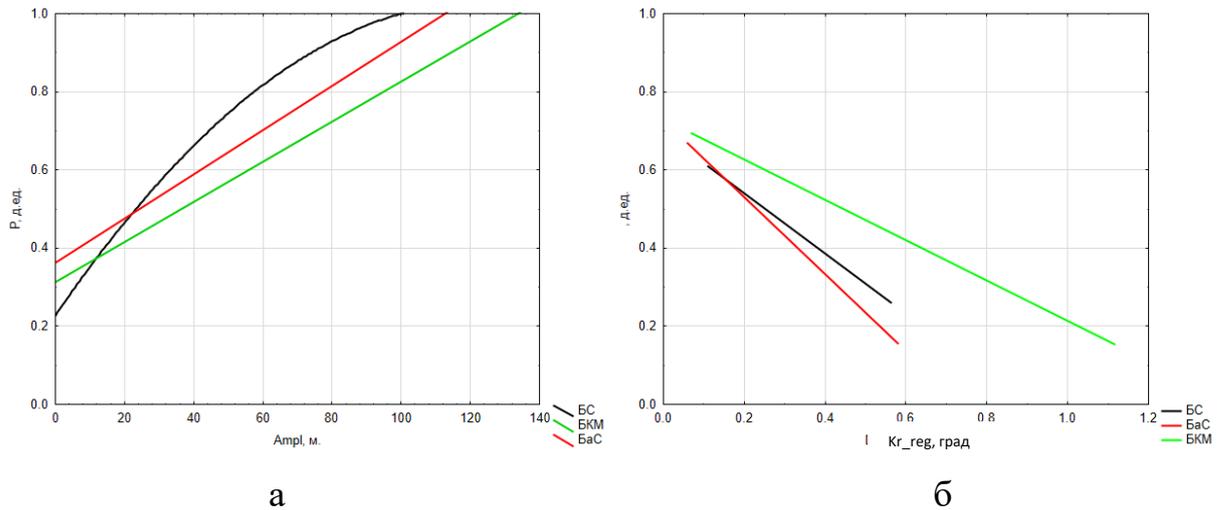


Рисунок 14 – Изменения вероятностей насыщения структур углеводородами по параметрам Ampl (а) и Kr\_reg (б) по разным тектоническим элементам.

При помощи пошагового линейного дискриминантного анализа на основе всех структурных параметров была получена вероятность насыщения прогнозных структур на территории исследования. По итогам проведения анализа в статистическую модель попали следующие параметры: Амплитуда, абсолютная отметка, расстояние до разломов и азимут угла наклона поверхности. Наибольшее влияние на насыщение структур, судя по р-уровню значимости оказали параметры Ampl, АО и FD. Лямбда Уилкса показывает отношение внутригрупповой суммы квадратов к общей сумме квадратов. Чем ближе значение к 1, тем выше сходство между средними значениями групп. Вне статистической модели оказались параметры площади, кривизны поверхности и интенсивности. Влияние на насыщение по структурному параметру площади оказалось мало, в отличие от параметра амплитуды. Объединяющий критерии амплитуды и площади параметр интенсивности также оказался за пределами статистической модели и не участвовал в расчете вероятности насыщения структур. Характеристика наибольшей абсолютной отметки является сходным с параметром амплитуды и показывает превышение структуры над поверхностью. Результаты ПЛДА по структурным параметрам приведены в табл. 14.

Таблица 14 – Результаты ПЛДА по структурным параметрам

N=483	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Амплитуда	Ampl	0.000001	0.930300
Абсолютная отметка	AO	0.000001	0.803137
Расстояние до разломов	FD	0.007171	0.748282
Азимут угла наклона поверхности	Kr az	0.246802	0.739112
Переменные вне модели			
Площадь	S	0.372319	0.735808
Кривизна поверхности	Kr	0.849251	0.736982
Интенсивность	Int	0.327286	0.735556

Для оценки достоверности разделения выборок пустых и насыщенных структур был посчитан хи-квадрат Пирсона ( $\chi^2$ ). При критическом значении равном 3.841, значение  $\chi^2$  оказалось равным 146.15 ед. Это говорит о значительном различии между параметрами в выборках пустых и насыщенных структур. Для оценки достоверности прогноза было произведено сравнение значений экзаменационной выборки с полученными результатами. Для пустых структур процент правильных определений составил 76.8 %, для насыщенных – 73.6 %. Расчет процента правильных определений производился путем нахождения разницы между полученными значениями насыщения структурам к значениям насыщения структур из экзаменационной выборки [20-21]. ПЛДА также позволяет определить исходные коэффициенты для каждого из параметров, включенных в модель, влияющих на вероятность насыщения структур. Таким образом была получена линейная дискриминантная функция по структурным параметрам:

$$Z_{am} = 5.419 + 0.0375 * Ampl - 0.0041 * AO + 0.1547 * FD - 0.0058 * Kr_{az} \quad (9)$$

$clas=75.2\%; Fp/Ft=44.3; p<0.00001,$

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

Судя по формуле, мы видим, что свободный член, равный 5.419, служит для уравнивания линейного уравнения вероятности насыщения. Обратная связь между параметрами и характеристикой насыщения встречена для азимута угла наклона поверхности и абсолютной отметки. Положительные

коэффициенты говорят о прямом влиянии параметра на насыщение, такая взаимосвязь встречена для амплитуды и расстояния до разломов. Чем выше амплитуда – тем выше шанс насыщения углеводородами (УВ) структур, также и с расстоянием до тектонических нарушений. Судя по анализу, чем дальше от тектонического нарушения находится структура, тем выше шансы на ее насыщение УВ. Это связано с тем, что большая часть насыщенных локальных структур, выделенных по отражающему горизонту  $\Pi^K$  находится вдалеке от разрывных нарушений. Разрывные нарушения на поверхности ОГ были встречены только в Бабкинской седловине и Бымско-кунгурской моноклинали.

Использование структурных параметров для прогнозирования нефтегазоносности локальных структур обусловлено различием значений для пустых и насыщенных структур [6,46-47]. Для каждого из крупных тектонических объектов были рассчитаны комплексные вероятностные модели при помощи пошагового линейного дискриминантного анализа. Для каждого тектонического элемента экзаменационная выборка была выровнена между пустыми и насыщенными структурами при использовании метода случайного числа.

Для Бабкинской седловины были использованы сведения по 31 структуре с известным насыщением, 16 из которых являются насыщенными, 15 – пустыми, а также 22 прогнозные структуры. По результатам проведенного анализа в статистическую модель попали параметры амплитуды и расстояния до разрывных нарушений, данные параметры оказывают максимальное влияние на насыщение структур УВ. Значение достигаемого уровня значимости меньше 0.05. Параметры, не вошедшие в статистическую модель приведены в табл. 4. Рассчитанный процент правильных определений для пустых структур равен 93.3%, для насыщенных – 75.0%, в целом – 83.9%. Критерий согласия Пирсона, отображающий достоверность разделения выборок равен 11.49, что больше критического значения (3.841). Полученная

ЛДФ по структурным параметрам на территории Бабкинской седловины приведена ниже:

$$Zam_{BaS} = 1.325 - 0.0304 * Ampl - 0.6397 * FD \quad (10)$$

*clas=83.9%; Fp/Ft=7.8; p<0.0032,*

где, *clas* – процент правильной классификации; *Fp/Ft* – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; *p*- уровень значимости. В табл. 15 приведены итоги ПЛДА для Бабкинской седловины по структурным параметрам.

Таблица 15 – Итоги ПЛДА по структурным параметрам для Бабкинской седловины.

N=31	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Расстояние до разломов	FD	0.012449	0.832212
Амплитуда	Ampl	0.013528	0.827774
Переменные вне модели			
Площадь	S	0.783355	0.661315
Кривизна поверхности	Kr	0.968613	0.663165
Азимут угла наклона поверхности	Kr az	0.340824	0.640886
Интенсивность	Int	0.687442	0.659166
Абсолютная отметка	АО	0.952152	0.663114

Для Верхнекамской впадины были учтены значения по 49 структурам с известным насыщением (24 насыщенные, 25 пустых). В статистическую модель попали параметры наивысшей абсолютной отметки структуры и амплитуда, для данных параметров характерно значение *p*-уровня меньше 0.05. Вне статистической модели остались параметры площади, кривизны поверхности, азимута угла наклона поверхности и интенсивности структуры. Значения достигаемого уровня значимости по этим параметрам варьируются от 0.5 до 0.72. Критерий согласия Пирсона равен 34.26, что выше критического значения и говорит о достоверности разделения выборок. Процент правильных определений для пустых структур равен 80.0%, для насыщенных – 91.7%, в целом – 85.7%. ЛДФ по итогам проведения ПЛДА:

$$Zam_{VKV} = 1.1061 - 0.0201 * Ampl + 0.0293 * AO \quad (11)$$

*clas=85.7%; Fp/Ft=55.0; p<0.00001,*

где,  $clas$  – процент правильной классификации;  $Fp/Ft$  – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера;  $p$ - уровень значимости. В табл. 16 приведены итоги ПЛДА для Верхнекамской впадины по структурным параметрам.

Таблица 16 – Итоги ПЛДА по структурным параметрам для Верхнекамской впадины.

N=49	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Абсолютная отметка	АО	0.000320	0.631070
Амплитуда	Ampl	0.003655	0.571648
Переменные вне модели			
Площадь	S	0.499405	0.469959
Кривизна поверхности	Kr	0.724173	0.473475
Азимут угла наклона поверхности	Kr_az	0.600835	0.471890
Интенсивность	Int	0.516738	0.470337

На территории Бымско-Кунгурской моноклинали был проведен подобный предыдущим анализ при помощи ПЛДА. По итогам ПЛДА в статистическую модель попали параметры АО, Ampl, FD, S и Kr\_az. Наибольшее влияние на насыщение структур оказывают параметры амплитуды и наивысшей абсолютной отметки структуры. Вне статистической модели остались параметры интенсивности и кривизны поверхности. Для проверки качества разделения был посчитан критерий согласия Пирсона, который оказался равен 39.62, что выше критического. Также был рассчитан процент правильных определений, который для пустых структур равен 83.1%, для насыщенных – 82.1%, в целом – 82.6%, что говорит о хорошем разделении выборок по насыщению структур и достоверности полученной модели. Полученная ЛДФ по итогам проведения ПЛДА приведена ниже:

$$Zam_{BKM} = -11.547 - 0.0233 * Ampl + 0.0069 * AO - 0.1603 * FD - 0.0125 * Kr_{az}$$

$$clas=82.6\%; Fp/Ft=20.6; p<0.00001, \quad (12)$$

где,  $clas$  – процент правильной классификации;  $Fp/Ft$  – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера;  $p$ - уровень значимости. В табл. 17 приведены итоги ПЛДА для Бымско-Кунгурской моноклинали по структурным параметрам.

Таблица 17 – Итоги ПЛДА по структурным параметрам для Бымско-кунгурской моноклинали.

N=115	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Абсолютная отметка	АО	0.000063	0.809792
Амплитуда	Ampl	0.000731	0.776169
Расстояние до разломов	FD	0.141356	0.712769
Площадь	S	0.175514	0.710618
Азимут угла наклона поверхности	Kr_az	0.253471	0.707148
Переменные вне модели			
Кривизна поверхности	Kr	0.706109	0.697776
Интенсивность	Int	0.500224	0.695752

Полученные результаты ПЛДА по структурным параметрам для Башкирского свода приведены в табл. 18. Всего на территории БС встречено 292 структуры с известным насыщением, 141 из которых насыщенные, 151 - пустые. В основную статистическую модель попали параметры амплитуды, наивысшей абсолютной отметки и расстояние до разрывных тектонических нарушений. Первые два из этих параметров вносят наибольший вклад в определение насыщения структуры УВ. Вне статистической модели остались параметры площади, азимута угла наклона поверхности, кривизны поверхности и интенсивности. Критерий согласия Пирсона, посчитанный для модели равен 78.54, что выше критического. Посчитанный процент правильности определений показал, что для пустых структур он равен 72.8%, для насыщенных – 64.5%, в целом – 68.8%. ЛДФ на основании структурных параметров для территории Башкирского свода приведена ниже:

$$Zam_{BS} = 10.787 + 0.0424 * Ampl - 0.0093 * AO - 0.08 * FD \quad (13)$$

$$clas=68.8\%; Fp/Ft=75.1; p<0.00001,$$

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

Таблица 18 – Итоги ПЛДА по структурным параметрам для Башкирского свода.

N=292	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Амплитуда	Ampl	0.000000	0.900539
Абсолютная отметка	AO	0.000059	0.805662
Расстояние до разломов	FD	0.274652	0.764844
Переменные вне модели			
Площадь	S	0.515582	0.760553
Азимут угла наклона поверхности	Kr az	0.537894	0.760668
Кривизна поверхности	Kr	0.786296	0.761481
Интенсивность	Int	0.855054	0.761587

Для Пермского свода по результатам проведения ПЛДА в статистическую модель попали параметры наивысшей абсолютной отметки, амплитуды, площади и кривизны поверхности. Наивысшая абсолютная отметка и амплитуда вносят наибольший вклад в разделение выборок по классам насыщенности, значения достигаемого уровня значимости для этих параметров меньше 0.05. Вне статистической модели остались параметры азимута угла наклона поверхности и интенсивности. Процент правильных определений для пустых структур равен 93.8%, для насыщенных – 100%, в целом – 96.6%. Высокие значения правильности определений обусловлены малым количеством структур экзаменационной выборки (29). Критерий согласия Пирсона равен 36.82, что выше критического. ЛДФ, позволяющая получить значения вероятности насыщения структур углеводородами для территории Пермского свода приведена ниже:

$$Zam_{PS} = -36.52 + 0.073 * Ampl + 0.026 * AO - 1.136 * Kr + 0.001 * S \quad (14)$$

*clas=96.6%; Fp/Ft=27.1; p<0.00001,*

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости. В табл. 19 приведены итоги ПЛДА по структурным параметрам для Пермского свода.

Таблица 19 – Итоги ПЛДА по структурным параметрам для Пермского свода.

N=29	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Абсолютная отметка	АО	0.000001	0.614037
Амплитуда	Ampl	0.001324	0.355410
Площадь	S	0.086247	0.259878
Кривизна поверхности	Kr	0.133198	0.252382
Переменные вне модели			
Азимут угла наклона поверхности	Kr az	0.492459	0.224550
Интенсивность	Int	0.529558	0.225309

По итогам проведения ПЛДА по всем тектоническим элементам выявлено, что для всех тектонических элементов наиболее влияющим является параметр амплитуды. Кроме этого, стоит отметить, что параметр площади не оказывает влияния на насыщение структур УВ. Также для нескольких тектонических элементов выявлено влияние на насыщение структур параметра расстояния до разрывных тектонических нарушений. На основании проведенных исследований можно заключить, что гипотеза о том, что для каждого тектонического элемента разные структурные параметры влияют на насыщение структур по-разному, подтверждается. Также стоит отметить, что комплекс структурных параметров позволяет в равной степени определить насыщенные и пустые УВ структуры, что показывает процент правильности определений отдельно по каждому тектоническому элементу и по всей территории исследования.

В концепции многоуровневого моделирования представленные индивидуальные линейные вероятностные модели, расчет комплексной вероятности по критериям аккумуляции, а также модели, полученные по итогам ПЛДА являются моделями 1-го уровня.

Как и было определено ранее, для полного, комплексного учета сведений о наличии залежей УВ в локальных структурах стоит учесть не только аккумуляцию и генерацию углеводородов, но также оценить параметры, отвечающие за сохранность залежей от разрушения. Поставленная задача решена в главе 4.

## ГЛАВА 4. КРИТЕРИИ СОХРАННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

В качестве косвенных признаков нефтегазоносности в число параметров были добавлены гидрогеологические критерии, определенные на территории исследования [39,58]. Гидрогеологические параметры были включены в список используемых параметров для уточнения прогноза нефтегазоносности региона как параметры, отражающие сохранность залежей углеводородов от химического и физико-химического разрушения. Среди гидрогеологических параметров выбраны следующие: среднее содержание хлор-брома в водах карбонатного визея  $Cl\_Br(Vk)$ ; среднее содержание серы в водах карбонатного визея  $S(Vk)$ ; минерализация вод карбонатной части визейских отложений  $Min(Vk)$ ; минерализация вод терригенной части визея  $Min(Vt)$ ; среднее содержание натрий-хлора в водах терригенного и карбонатного визея  $Na\_Cl(Vt)$ ,  $Na\_Cl(Vk)$ . Данные параметры были загружены в региональную модель, и по каждой структуре было получено среднее значение критерия. Параметр содержания хлор-брома в составе вод визейских отложений указывает на нефтегазообразование [39]. Обуславливается значительной примесью брома органического генезиса в водах визея, связанного с нефтегазообразованием. Среднее содержание хлор-брома в водах карбонатного визея на территории исследования варьируется от 166.04 до 454.6 мг/л. Высокое содержание серы в составе вод визейских отложений отражает сохранность скоплений нефти и газа, а также самих углеводородов. Содержание серы в водах карбонатного визея ограничивается диапазоном значений от 0.05 до 2.28 мг/л. Высокие значения минерализации вод отражают сохранность залежей углеводородов от физико-химического разрушения, при отсутствии соляных пластов и штоков. Этот показатель косвенно свидетельствует о благоприятных условиях сохранения залежей от механического разрушения. Также минерализация вод и показатель количества натрий-хлора в составе вод являются косвенным показателем

благоприятности гидравлических условий сохранения залежей. Минерализация вод карбонатной части визейских отложений варьируется от 139.66 до 271.31 мг/л, а терригенной части от 241.61 до 271.48 мг/л. Среднее содержание натрий-хлора в водах терригенного визея находится в диапазоне от 0.617 до 0.794 мг/л, а в карбонатной части – от 0.585 до 0.878 мг/л. На рис. 15 приведены значения данных параметров на территории исследования.

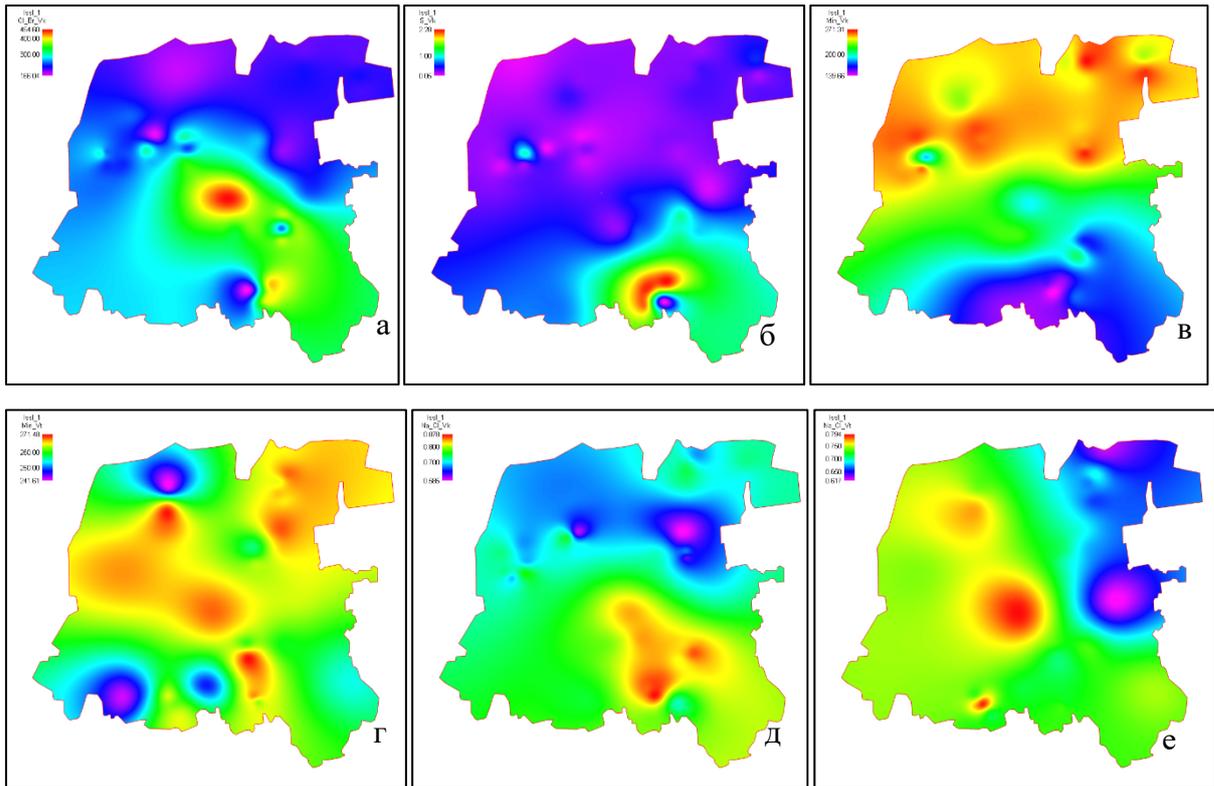


Рисунок 15 – Содержание хлор-брома в водах карбонатного визея (а), содержание серы в водах карбонатного визея (б), минерализация вод карбонатной (в) и терригенной (г) частей визейских отложений, содержание натрий-хлора в водах терригенного (д) и карбонатного визея (е).

Помимо гидрогеологических критериев на сохранность залежей также влияет наличие региональной непроницаемой толщи (покрышки). Для отображения данного фактора в трехмерной цифровой модели получен параметр  $R_{og}$ , отражающий расстояние между ОГ II<sup>к</sup> и ОГ II<sup>п</sup> (приурочен к кровле турнейского яруса).

В табл. 20 приведены средние значения параметров сохранности залежей по тектоническим элементам для пустых и насыщенных структур.

Таблица 20 – Средние значения критериев сохранности залежей по тектоническим элементам для пустых и насыщенных структур

Параметр/ ТЭ	Cl_Br(Vk)	S(Vk)	Min(Vk)	Na_Cl(Vk)	Min(Vt)	Na_Cl(Vt)	Rog
БаС							
пустые (15)	<u>344.22</u>	<u>0.53</u>	<u>216.98</u>	<u>0.78</u>	<u>263.41</u>	<u>0.73</u>	<u>97.86</u>
насыщенные (16)	<u>313.07</u>	<u>0.55</u>	<u>223.31</u>	<u>0.75</u>	<u>262.30</u>	<u>0.71</u>	<u>97.01</u>
t-критерий	-1.64	0.18	0.72	-1.26	-0.88	-1.68	-0.04
ВКВ							
пустые (24)	<u>261.36</u>	<u>0.41</u>	<u>232.32</u>	<u>0.73</u>	<u>261.78</u>	<u>0.75</u>	<u>52.46</u>
насыщенные (25)	<u>252.36</u>	<u>0.36</u>	<u>239.65</u>	<u>0.73</u>	<u>263.50</u>	<u>0.74</u>	<u>60.51</u>
t-критерий	-1.32	-1.09	1.23	-0.07	1.06	<b>-4.14</b>	<b>-0.73</b>
БС							
пустые (151)	<u>329.29</u>	<u>1.28</u>	<u>168.25</u>	<u>0.80</u>	<u>261.09</u>	<u>0.73</u>	<u>67.66</u>
насыщенные (141)	<u>308.98</u>	<u>1.33</u>	<u>164.13</u>	<u>0.79</u>	<u>261.64</u>	<u>0.73</u>	<u>62.21</u>
t-критерий	<b>-3.58</b>	0.91	<b>-3.19</b>	-1.58	1.09	<b>-2.27</b>	<b>-5.77</b>
БКМ							
пустые (59)	<u>258.57</u>	<u>0.52</u>	<u>224.22</u>	<u>0.73</u>	<u>263.22</u>	<u>0.67</u>	<u>77.21</u>
насыщенные (56)	<u>290.99</u>	<u>0.69</u>	<u>212.75</u>	<u>0.74</u>	<u>261.33</u>	<u>0.69</u>	<u>73.43</u>
t-критерий	<b>2.03</b>	<b>2.30</b>	-1.88	1.22	<b>-2.12</b>	<b>2.09</b>	-0.95
ПС							
пустые (16)	<u>221.04</u>	<u>0.25</u>	<u>249.59</u>	<u>0.69</u>	<u>258.97</u>	<u>0.73</u>	<u>107.8</u>
насыщенные (13)	<u>234.42</u>	<u>0.23</u>	<u>253.80</u>	<u>0.68</u>	<u>263.88</u>	<u>0.71</u>	<u>69.5</u>
t-критерий	-1.13	1.01	<b>-2.14</b>	0.35	<b>-2.62</b>	<b>2.10</b>	<b>2.45</b>
Всего							
пустые (265)	<u>285.14</u>	<u>0.77</u>	<u>206.17</u>	<u>0.75</u>	<u>261.16</u>	<u>0.72</u>	<u>76.23</u>
насыщенные(251)	<u>293.66</u>	<u>0.99</u>	<u>190.72</u>	<u>0.77</u>	<u>261.92</u>	<u>0.72</u>	<u>66.39</u>
t-критерий	1.65	<b>4.43</b>	<b>-4.55</b>	<b>2.90</b>	1.67	-0.08	<b>-3.50</b>

Для каждого из гидрогеологических параметров были построены гистограммы распределения с выборками, разбитыми на классы по насыщению структур. Анализ построенных гистограмм выявил, что для большинства параметров выборки значений по пустым и насыщенным структурам статистически отличаются. Гистограммы распределения параметров по пустым и насыщенным структурам приведены на рис. 16.

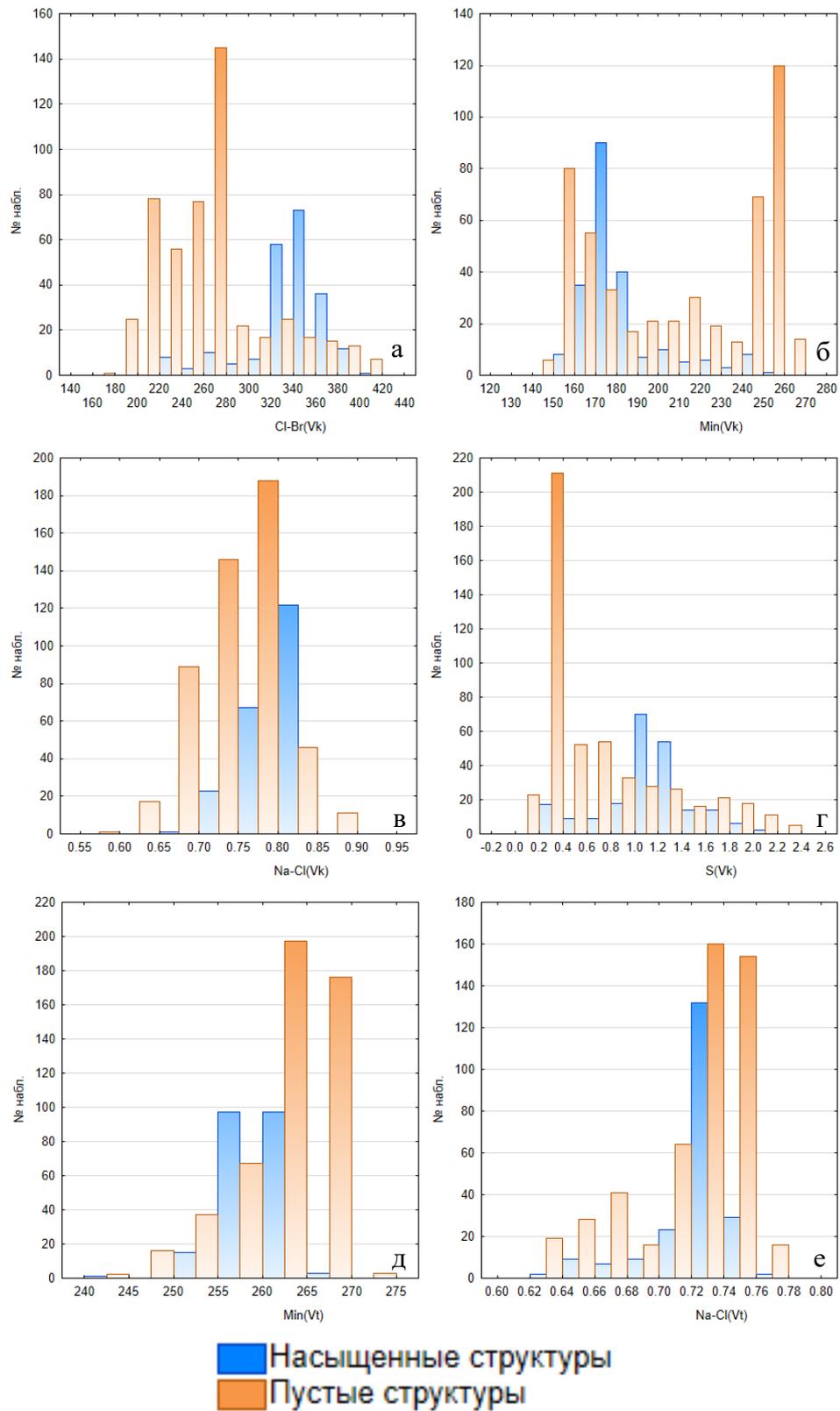


Рисунок 16 – Гистограммы распределения критериев сохранности с разделением по классам насыщенности. Cl\_Br(Vk) – а, Min(Vt) – б, Na\_Cl(Vk) – в, S(Vk) – г, Min(Vt) – д, Na\_Cl(Vt) – е.

Построенные индивидуальные вероятностные модели приведены на рис. 17.

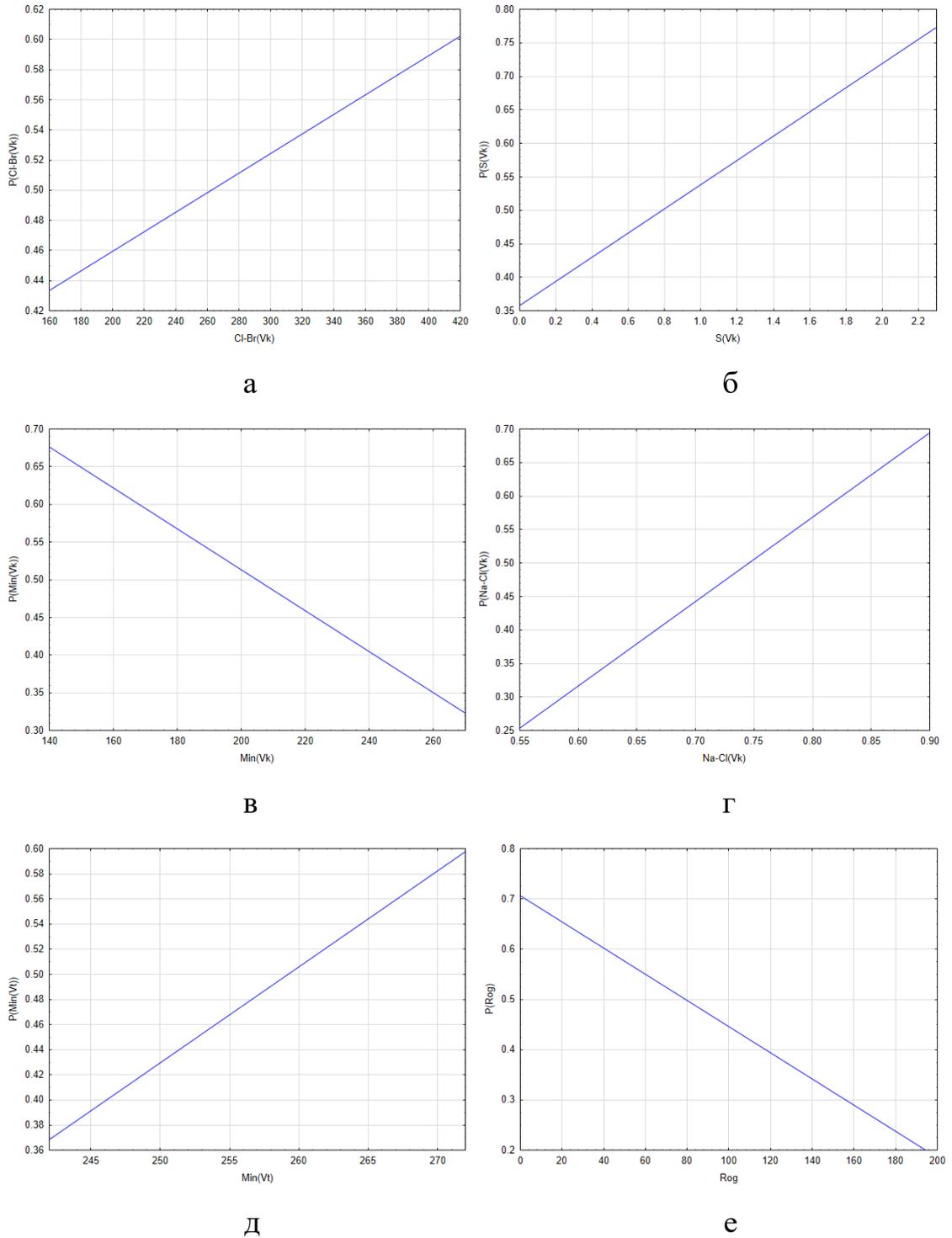


Рисунок 17 – Индивидуальные вероятностные модели по критериям сохранности Cl\_Br(Vk)-(а); S(Vk)-(б); Min(Vk)-(в); Na\_Cl(Vk)-(г); Min(Vt)-(д); Rog-(е).

По индивидуальным статистическим моделям видно, что прямое влияние на нефтегазоносность оказывают параметры среднего содержания хлор-брома, натрий-хлора, серы в водах карбонатного визея, а также минерализация вод терригенной части визейских толщ. Обратная связь встречена между насыщением структур и минерализацией вод карбонатной части визея. Модели отличаются линейными зависимостями с малым значением тангенса угла наклона. По данным моделям можно выделить граничное значение по параметрам для насыщения структур УВ. Данное значение определялось на основании точки пересечения зависимости при  $P(X) = 0.5$ . Для содержания хлор-брома данное значение равно 280 мг/л, для содержания натрий-хлора – 0.74 мг/л, содержания серы в водах карбонатного визея – 1.02 мг/л. По параметру минерализации вод терригенной части визейских отложений граничное значение на уровне 258 мг/л. Для всех этих показателей значения критерия выше граничного указывает на большую вероятность насыщения структур углеводородами. Для минерализации вод карбонатной части визея граничное значение на отметке 202 мг/л. Структуры с показателем меньше данного значения потенциально могут быть нефтегазоносны. Для параметра  $R_{ог}$  граничное значение выявлено на отметке 80м, значения выше критического уменьшают вероятность насыщения локальных структур УВ. Стоит отметить, что данный параметр носит региональный характер и слабо влияет на насыщение локальных структур углеводородами, в связи с чем принято решение не включать данный параметр в дальнейшее исследование.

В табл. 21 приведены статистические модели прогноза нефтегазоносности по параметру  $R_{ог}$  и гидрогеологическим параметрам.

Таблица 21 – Статистические модели прогноза нефтегазоносности по гидрогеологическим параметрам

Параметр	Вероятность принадлежности к классу насыщенных структур – верхняя строка, область применения – средняя, диапазон изменения вероятностей – нижняя строка	Статистические характеристики показателей	
		Насыщенные структуры	Пустые структуры
<i>Cl-Br(Vk)</i> - содержание хлор-брома в водах карбонатного визея, мг/л	$P(Cl-Br(Vk))=0.3299+0.0006*Cl-Br(Vk)$ 175.91 – 409.91мг/л 0.44 – 0.59	0.520±0.037	0.515±0.037
<i>S(Vk)</i> - содержание серы в водах карбонатного визея, мг/л	$P(S(Vk))=0.3582+0.1803*S(Vk)$ 0.07 – 2.26мг/л 0.37 – 0.75	0.536±0.104	0.497±0.089
<i>Min(Vk)</i> – минерализация вод карбонатного визея, мг/л	$P(Min(Vk))=1.0573-0.0027*Min(Vk)$ 142.25 – 267.09мг/л 0.33 – 0.66	0.538±0.103	0.496±0.099
<i>Na-Cl(Vk)</i> - содержание натрий-хлора в водах карбонатного визея, мг/л	$P(Na-Cl(Vk))=-0.4405+1.2611*Na-Cl(Vk)$ 0.59 – 0.88мг/л 0.32 – 0.66	0.526±0.067	0.509±0.063
<i>Min(Vt)</i> – минерализация вод терригенного визея, мг/л	$P(Min(Vt))= -1.4819+0.0076*Min(Vt)$ 243.48 – 271.48мг/л 0.38 – 0.59	0.521±0.037	0.514±0.038
<i>Rog</i> – расстояние между ОГ П <sup>к</sup> и ОГ П <sup>п</sup> , м	$P(Rog)=0.7061-0.0026*Rog$ 0 – 189 м 0.23 – 0.70	0.534±0.073	0.514±0.072

На основании линейных вероятностных моделей по критериям аккумуляции получена комплексная вероятность насыщения структур УВ ( $P_s$ ) по формуле:

$$P_s = \frac{P_1 * P_2 * P_3}{P_1 * P_2 * P_3 + (1 - P_1) * (1 - P_2) * (1 - P_3)} \quad (15)$$

Для каждого крупного тектонического элемента были построены линейные индивидуальные вероятностные модели по всем гидрогеологическим параметрам. Для Бабкинской седловины были получены зависимости насыщения структур от параметров содержания хлор-брома в

водах терригенной части визея, а также натрий-хлора для терригенной и карбонатной частей визейских отложений. Для всех этих параметров отмечено, что среднее значение вероятности насыщения структур УВ для насыщенных структур больше 0.5 д.ед., а для пустых – меньше 0.5 д.ед. Для параметра Cl\_Br(Vk) точка пересечения с  $P(\text{Cl\_Br(Vk)})=0.5$  соответствует значению 335 мг/л. Связь является обратной, чем меньше значение содержания хлор-брома в водах карбонатной части визея, тем выше значение вероятности насыщения структур УВ. Подобная связь выявлена и для остальных полученных моделей для Бабкинской седловины.

Индивидуальные вероятностные модели для Верхнекамской впадины были получены по параметрам содержания натрий-хлора терригенной части визея, хлор-брома и серы карбонатной части вод визейских отложений и минерализации вод терригенной и карбонатной частей. Для критериев Na\_Cl(Vt), Cl\_Br(Vk) и S(Vk) полученные зависимости являются обратными, а по параметрам Min(Vt) и Min(Vk) – прямыми. Для всех этих параметров отмечено, что среднее значение вероятности насыщения структур УВ для насыщенных структур больше 0.5 д.ед., а для пустых – меньше 0.5 д.ед. По всем полученным моделям можно выделить граничное значение по параметрам для насыщения структур УВ. Данное значение определялось на основании точки пересечения зависимости при  $P(X) = 0.5$ . Для содержания натрий-хлора данное значение равно 0.745 мг/л, для содержания хлор-брома равно 255 мг/л, для параметра содержания серы карбонатной части вод визея равно 0.35 мг/л, для минерализации вод терригенной части визея – 263 мг/л, а для минерализации вод карбонатной части – 235 мг/л. Наибольшее влияние на насыщение структур УВ среди всех параметров отмечено у критерия содержания натрий-хлора в водах терригенного визея.

Для Башкирского свода индивидуальные вероятностные модели были получены по параметрам Cl\_Br(Vk), Na\_Cl(Vt), Na\_Cl(Vk), Min(Vt) и Min(Vk). Для параметров Cl\_Br(Vk) и Min(Vk) отмечено, что среднее значение вероятности насыщения структур УВ для насыщенных структур больше 0.5

д.ед., а для пустых – меньше 0.5 д.ед. Данные параметры являются наиболее влияющими на насыщение структур УВ на территории Башкирского свода. Граничное значение при  $P(X) = 0.5$  для параметра содержания хлор-брома равно 310 мг/л, а для минерализации вод карбонатной части визея равно 163 мг/л. Стоит отметить что все полученные модели, кроме зависимости  $P(\text{Min}(Vt))$  от  $\text{Min}(Vt)$  являются обратными. Для всех полученных моделей характерна небольшая разница между средними значениями вероятности насыщения по насыщенным и пустым структурам, что говорит о слабом влиянии гидрогеологических параметров на насыщение структур Башкирского свода.

На территории Бымско-Кунгурской моноклинали были получены линейные индивидуальные вероятностные модели по всем гидрогеологическим параметрам, используемым в исследовании. Для параметров содержания хлор-брома, серы и натрий-хлора зависимости являются прямыми, чем выше значение параметра, тем выше вероятность насыщения структуры УВ. Данный вывод является логичным, ведь чем выше значение данных параметров, тем выше шанс на сохранность залежей от физико-химического разрушения. Для параметров минерализации вод связь с насыщением структур является обратной, что отражено в отрицательном угловом коэффициенте моделей. Как и для Башкирского свода для всех полученных моделей характерна небольшая разница между средними значениями вероятности насыщения по насыщенным и пустым структурам, что говорит о слабом влиянии гидрогеологических параметров на насыщение структур Бымско-Кунгурской моноклинали.

Для Пермского свода были получены модели по параметрам содержания хлор-брома и серы карбонатной части визея, натрий-хлора карбонатной части визейских отложений и минерализация вод. Для параметров минерализации вод отмечены значительные отличия между средними значениями вероятности насыщения структур по насыщенным и пустым структурам, для остальных параметров данные значения отличаются не так сильно. Граничное

значение при  $P(X) = 0.5$  для параметра  $\text{Min}(V_k)$  равно 255 мг/л, а для параметра  $\text{Min}(V_t) - 262$  мг/л.

В табл. 22 приведены статистические модели прогноза нефтегазоносности по критериям сохранности для разных тектонических элементов. На рис. 18 приведены изменения вероятностей насыщения структур углеводородами по параметру  $\text{Cl\_Br}(V_k)$  по разным тектоническим элементам. Отмечаем, что для разных тектонических элементов связь параметра с насыщением является разной. Для ПС и БКМ связь прямая, для БС, БаС и ВКВ – обратная. В целом по территории исследования отмечается слабая прямая связь при небольшом диапазоне изменения вероятности насыщения, что говорит о более корректном использовании выборок по отдельным ТЭ, в отличие от обобщенной.

Таблица 22 – Статистические модели прогноза нефтегазоносности по критериям сохранности для разных тектонических элементов.

Параметр	Вероятность принадлежности к классу насыщенных структур – верхняя строка, область применения – средняя, диапазон изменения вероятностей – нижняя строка	Статистические характеристики показателей	
		Насыщенные структуры	Пустые структуры
<b><i>Бабкинская седловина</i></b>			
$\text{Cl-Br}(V_k)$ - содержание хлор-брома в водах карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Cl-Br}(V_k))=1.3802-0.0026*\text{Cl-Br}(V_k)$ 214.63 – 426.15 мг/л 0.26 – 0.79	0.556±0.124	0.475±0.155
$\text{Na-Cl}(V_k)$ - содержание натрий-хлора в водах карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Na-Cl}(V_k))=2.2486-2.2662*\text{Na-Cl}(V_k)$ 0.64 – 0.84 мг/л 0.33 – 0.78	0.540±0.111	0.491±0.108
$\text{Na-Cl}(V_t)$ - содержание натрий-хлора в водах терригенного визея, мг/л	$P(\text{Na-Cl}(V_t))=3.9042-4.7223*\text{Na-Cl}(V_t)$ 0.65 – 0.78 мг/л 0.23 – 0.80	0.556±0.136	0.472±0.144
<b><i>Верхнекамская впадина</i></b>			
$\text{Cl-Br}(V_k)$ - содержание хлор-брома в водах карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Cl-Br}(V_k))=1.4637-0.0038*\text{Cl-Br}(V_k)$ 213.39 – 337.06 мг/л 0.21 – 0.66	0.508±0.044	0.475±0.116
$S(V_k)$ - содержание серы в водах карбонатного визея, мг/л	$P(S(V_k))=0.6981-0.5166*S(V_k)$ 0.14 – 0.76 мг/л 0.30 – 0.62	0.503±0.069	0.478±0.083

Продолжение таблицы 22.

<i>Min(Vk)</i> – минерализация вод карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Min}(Vk)) = -0.4687 + 0.0041 * \text{Min}(Vk)$ 178.63 – 264.39 мг/л 0.27 – 0.61	0.506±0.081	0.476±0.089
<i>Min(Vt)</i> – минерализация вод терригенного визея, мг/л	$P(\text{Min}(Vt)) = -2.8453 + 0.0127 * \text{Min}(Vt)$ 245.61 – 268.13 мг/л 0.28 – 0.56	0.502±0.083	0.479±0.063
<i>Na-Cl(Vt)</i> - содержание натрий-хлора в водах терригенного визея, мг/л	$P(\text{Na-Cl}(Vt)) = 25.5209 - 33.5675 * \text{Na-Cl}(Vt)$ 0.74 – 0.77 мг/л 0.01 – 0.82	0.656±0.072	0.401±0.240
<b>Башкирский свод</b>			
<i>Cl-Br(Vk)</i> - содержание хлор-брома в водах карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Cl-Br}(Vk)) = 1.1524 - 0.0021 * \text{Cl-Br}(Vk)$ 175.91 – 409.91 мг/л 0.30 – 0.76	0.505±0.116	0.462±0.087
<i>Min(Vk)</i> – минерализация вод карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Min}(Vk)) = 1.8339 - 0.0081 * \text{Min}(Vk)$ 142.25 – 202.74 мг/л 0.21 – 0.68	0.502±0.102	0.466±0.076
<i>Na-Cl(Vk)</i> - содержание натрий-хлора в водах карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Na-Cl}(Vk)) = -1.6828 - 1.5103 * \text{Na-Cl}(Vk)$ 0.72 – 0.88 мг/л 0.36 – 0.59	0.487±0.048	0.478±0.043
<i>Min(Vt)</i> – минерализация вод терригенного визея, мг/л	$P(\text{Min}(Vt)) = -1.4227 + 0.0073 * \text{Min}(Vt)$ 243.48 – 271.23 мг/л 0.36 – 0.56	0.485±0.036	0.481±0.027
<i>Na-Cl(Vt)</i> - содержание натрий-хлора в водах терригенного визея, мг/л	$P(\text{Na-Cl}(Vt)) = 6.0851 - 7.7008 * \text{Na-Cl}(Vt)$ 0.71 – 0.77 мг/л 0.19 – 0.64	0.493±0.071	0.474±0.057
<b>Бысмско-Кунгурская моноклираль</b>			
<i>Cl-Br(Vk)</i> - содержание хлор-брома в водах карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Cl-Br}(Vk)) = 0.0582 + 0.0016 * \text{Cl-Br}(Vk)$ 194.54 – 368.49 мг/л 0.37 – 0.64	0.505±0.098	0.469±0.089
<i>S(Vk)</i> - содержание серы в водах карбонатного визея, мг/л	$P(\text{S}(Vk)) = 0.322 + 0.2711 * \text{S}(Vk)$ 0.14 – 1.23 мг/л 0.36 – 0.65	0.509±0.113	0.464±0.097
<i>Min(Vk)</i> – минерализация вод карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Min}(Vk)) = 1.0671 - 0.0027 * \text{Min}(Vk)$ 175.59 – 267.09 мг/л 0.36 – 0.60	0.503±0.089	0.472±0.084
<i>Na-Cl(Vk)</i> - содержание натрий-хлора в водах карбонатного визея, мг/л	$P(\text{Na-Cl}(Vk)) = -0.1579 + 0.8786 * \text{Na-Cl}(Vk)$ 0.59 – 0.83 мг/л 0.36 – 0.57	0.493±0.060	0.481±0.052
<i>Min(Vt)</i> – минерализация вод терригенного визея, мг/л	$P(\text{Min}(Vt)) = 5.7934 - 0.0202 * \text{Min}(Vt)$ 254.39 – 269.04 мг/л 0.35 – 0.65	0.506±0.100	0.468±0.093
<i>Na-Cl(Vt)</i> - содержание натрий-хлора в водах терригенного визея, мг/л	$P(\text{Na-Cl}(Vt)) = -1.1589 + 2.4145 * \text{Na-Cl}(Vt)$ 0.62 – 0.74 мг/л 0.34 – 0.64	0.506±0.099	0.469±0.092

## Продолжение таблицы 22.

<b>Пермский свод</b>			
<i>Cl-Br(Vk)</i> - содержание хлор-брома в водах карбонатного визея, мг/л	$P(Cl-Br(Vk)) = -0.2912 + 0.0033 * Cl-Br(Vk)$ 183.80 – 286.87 мг/л 0.31 – 0.64	0.471±0.083	0.429±0.117
<i>S(Vk)</i> - содержание серы в водах карбонатного визея, мг/л	$P(S(Vk)) = 0.8574 - 1.703 * S(Vk)$ 0.16 – 0.37 мг/л 0.23 – 0.59	0.466±0.062	0.434±0.106
<i>Min(Vk)</i> – минерализация вод карбонатного визея, мг/л	$P(Min(Vk)) = -7.6922 + 0.0324 * Min(Vk)$ 239.39 – 261.88 мг/л 0.11 – 0.79	0.530±0.159	0.387±0.179
<i>Min(Vt)</i> – минерализация вод терригенного визея, мг/л	$P(Min(Vt)) = -9.9774 + 0.0399 * Min(Vt)$ 249.73 – 270.50 мг/л 0.08 – 0.83	0.565±0.082	0.376±0.252
<i>Na-Cl(Vt)</i> - содержание натрий-хлора в водах терригенного визея, мг/л	$P(Na-Cl(Vt)) = 5.241 - 6.6159 * Na-Cl(Vt)$ 0.65 – 0.77 мг/л 0.17 – 0.88	0.514±0.217	0.380±0.121

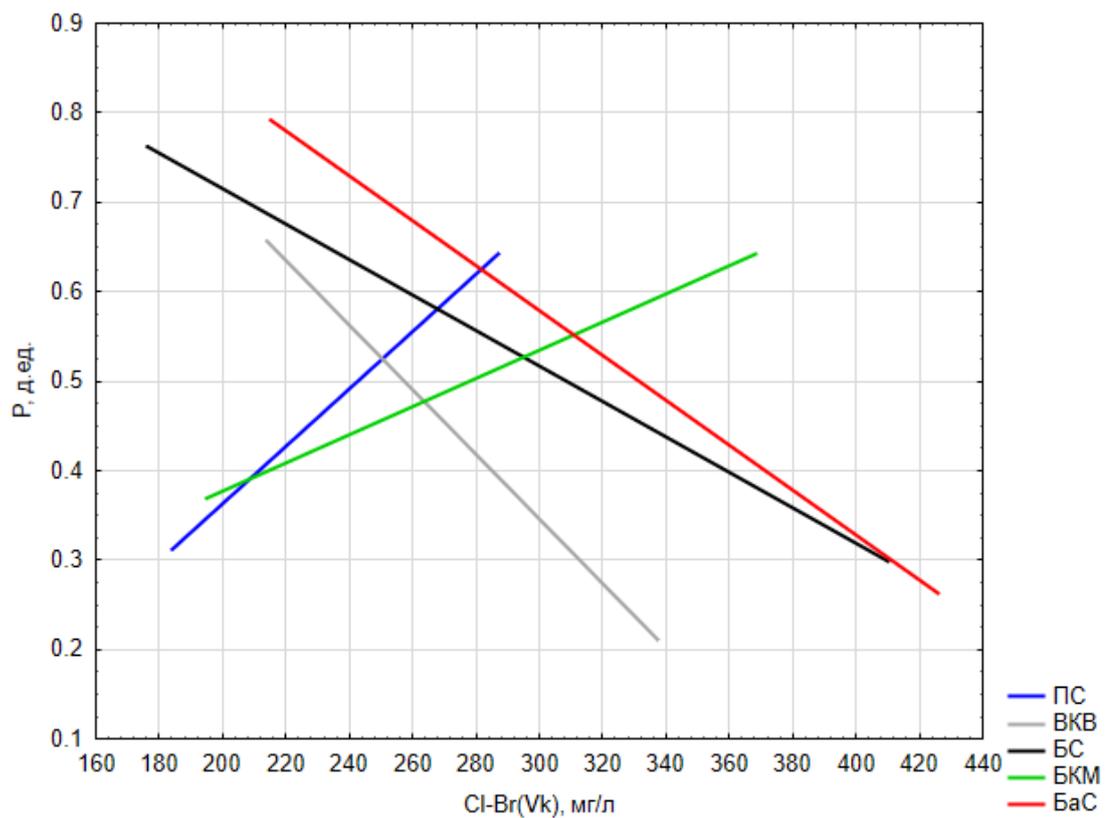


Рисунок 18 – Изменения вероятностей насыщения структур углеводородами по параметру Cl\_Br(Vk) по разным тектоническим элементам.

Пошаговый линейный дискриминантный анализ показал, что наибольшее влияние на нефтегазоносность структур оказывают параметры минерализации вод как в терригенной, так и в карбонатной частях визейских отложений. Р-уровень значимости для данных критериев составляет 0.00101 и 0.00000 д.ед. соответственно. Также в статистическую модель включен критерий содержания хлор-брома карбонатной части визея. Вне статистической модели оказались критерии среднего содержания серы и натрий-хлора в терригенных и карбонатных частях визея. Итоги ПЛДА приведены в табл. 23.

Таблица 23 – Итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам

N=483	Усл.Об.	р-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.00001	0.98687
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.00101	0.95623
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.20648	0.93801
Переменные вне модели			
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.44571	0.93375
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na_Cl(Vk)	0.59389	0.93433
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na_Cl(Vt)	0.55715	0.93422

Для оценки достоверности разделения выборок пустых и насыщенных структур был посчитан хи-квадрат Пирсона ( $\chi^2$ ). При критическом значении 3.84, значение  $\chi^2$  оказалось равным 32.28 ед. Что говорит о значительном различии между параметрами в выборках пустых и насыщенных структур. При этом стоит отметить, что данное значение оказалось близким со значением, полученным при проведении ПЛДА по геохимическим параметрам, но сильно меньше, чем для структурных критериев. Данное сравнение позволяет определить значимость влияния на нефтегазоносность групп критериев. Наибольшее влияние на насыщение структур оказывают структурные параметры, в отличие от геохимических и гидрогеологических.

Расчет правильности определения класса насыщения структур показал, что для пустых структур процент правильности составляет 57.93 %, а для насыщенных 56.40 %. В среднем правильность отнесения к классам по насыщению составляет 57.14 %. Полученные сведения указывают на то, что для полноценного прогноза нефтегазоносности территории гидрогеологических параметров недостаточно. Ниже приведена рассчитанная ЛДФ по гидрогеологическим параметрам.

$$Z_s = -25.2368 - 0.0306 * \text{Min}(Vk) + 0.125 * \text{Min}(Vt) - 0.0049 * Cl\_Br(Vk) \quad (16)$$

*clas=57.1%; Fp/Ft=19.1; p<0.00001,*

где, *clas* – процент правильной классификации; *Fp/Ft* – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; *p*- уровень значимости.

Для каждого из крупных тектонических элементов были рассчитаны комплексные вероятностные модели при помощи пошагового линейного дискриминантного анализа. Для каждого тектонического элемента экзаменационная выборка была выровнена между пустыми и насыщенными структурами при использовании метода случайного числа.

Для Бабкинской седловины были использованы сведения по 31 структуре с известным насыщением, 16 из которых являются насыщенными, 15 – пустыми, а также 22 прогнозные структуры. По результатам проведенного анализа в статистическую модель попали параметры *Na-Cl(Vt)* и *Cl-Br(Vk)*. Вне статистической модели остались параметры *S(Vk)*, *Min(Vt)*, *Min(Vk)* и *Na-Cl(Vk)*. Рассчитанный процент правильных определений для пустых структур равен 60.0%, для насыщенных – 87.5%, в целом – 74.2%. Критерий согласия Пирсона, отображающий достоверность разделения выборок равен 4.18, что больше критического значения (3.841). В табл. 24 приведены итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Бабкинской седловины. Линейная дискриминантная функция приведена ниже:

$$Z_{s\_BaS} = 20.0322 - 22.3568 * Na\_Cl(Vt) - 0.0122 * Cl\_Br(Vk) \quad (17)$$

*clas=74.2%; Fp/Ft=56.3; p<0.0124,*

где, *clas* – процент правильной классификации; *Fp/Ft* – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; *p*- уровень значимости.

Таблица 24 – Итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Бабкинской седловины.

N=31	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na_Cl(Vt)	0.199421	0.914597
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.212426	0.911550
Переменные вне модели			
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.966119	0.861396
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.835983	0.860062
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na_Cl(Vk)	0.920148	0.861128
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.904554	0.860987

По итогам проведения ПЛДА на территории Верхнекамской впадины на основании гидрогеологических параметров в статистическую модель попали следующие критерии: содержание натрий-хлора для терригенной и карбонатной частей визея, а также минерализация вод карбонатной части визея. Na\_Cl(Vt) и Min(Vk) являются наиболее влияющими параметрами на насыщение структур УВ. Вне статистической модели остались параметры Cl\_Br(Vk), S(Vk) и Min(Vt). Критерий согласия Пирсона равен 19.28, что выше критического значения. Процент правильных определений для пустых структур равен 76.0%, для насыщенных - 75.0%, в среднем – 75.5%. В табл. 25 приведены итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Верхнекамской впадины. ЛДФ вероятности насыщения структур УВ приведена ниже:

$$Zs_{VKV} = -99.0481 + 173.478 * Na\_Cl(Vt) - 0.0403 * Min(Vk) - 28.3201 * Na\_Cl(Vk) \quad (18)$$

*clas=75.5%; Fp/Ft=13.2; p<0.0002,*

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

Таблица 25 – Итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Верхнекамской впадины.

N=49	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na_Cl(Vt)	0.000065	0.936689
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.028162	0.729419
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na_Cl(Vk)	0.051102	0.713003
Переменные вне модели			
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.731322	0.652808
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.828355	0.653873
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.439331	0.645643

По итогам проведения ПЛДА на территории Бымско-Кунгурской моноклинали на основании гидрогеологических параметров в статистическую модель попали следующие критерии: содержание натрий-хлора карбонатной и терригенной частей визея, содержание серы карбонатной части визея. Данные параметры являются наиболее влияющими параметрами на насыщение структур УВ. Вне статистической модели остались параметры Cl\_Br(Vk), Min(Vk) и Min(Vt). Критерий согласия Пирсона равен 13.49, что выше критического значения. Процент правильных определений для пустых структур равен 55.9%, для насыщенных - 60.7%, в среднем – 58.3%. В табл. 26 приведены итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Бымско-Кунгурской моноклинали. ЛДФ вероятности насыщения структур УВ приведена ниже:

$$Zs_{BKM} = 67.2069 + 14.041 * S(Vk) - 44.1812 * Na\_Cl(Vk) - 63.5131 * Na\_Cl(Vt) \quad (19)$$

*clas=58.3%; Fp/Ft=19.8; p<0.0037,*

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

Таблица 26 – Итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Бымско-Кунгурской моноклинали.

N=115	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.002548	0.962163
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na_Cl(Vk)	0.003931	0.955309
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na_Cl(Vt)	0.024122	0.927793
Переменные вне модели			
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.665347	0.884547
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.891663	0.885910
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.621149	0.884086

Для Башкирского свода в статистическую модель по итогам ПЛДА попали параметры Cl\_Br(Vk), Na\_Cl(Vt), Na\_Cl(Vk) и S(Vk). Вне статистической модели остались минерализации вод терригенной и карбонатной частей визея. Критерий согласия Пирсона равен 25.86, что выше критического значения. Процент правильных определений для пустых структур равен 71.5%, для насыщенных - 54.6%, в среднем – 63.4%. В табл. 27 приведены итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Башкирского свода. ЛДФ по гидрогеологическим параметрам на территории Башкирского свода приведена ниже:

$$Zs_{BS} = -73.3747 + 0.0125 * Cl\_Br(Vk) + 27.4053 * Na\_Cl(Vk) + 67.7467 * Na\_Cl(Vt) - 1.2734 * S(Vk) \quad (20)$$

$clas=63.4\%; Fp/Ft=29.1; p<0.00001,$

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

Таблица 27 – Итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Башкирского свода.

N=292	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.002729	0.943227
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na_Cl(Vt)	0.009382	0.935908
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na_Cl(Vk)	0.002618	0.943476
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.049979	0.926462
Переменные вне модели			
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.742400	0.913774
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.630180	0.913378

Для Пермского свода на основании гидрогеологических параметров в статистическую модель попали следующие критерии: минерализация вод терригенной части визея, содержание серы, натрий-хлора и хлор-брома карбонатной части визея и содержание натрий-хлора терригенной части визея. Вне статистической модели остался параметр минерализации вод карбонатной части визея. Критерий согласия Пирсона равен 23.38, что выше критического значения. Процент правильных определений для пустых структур равен 87.5%, для насыщенных – 92.3%, в целом – 89.7%. Высокие значения процента правильности определения обусловлены малым количеством структур экзаменационной выборки. В табл. 28 приведены итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Пермского свода. ЛДФ вероятности насыщения структур УВ приведена ниже:

$$Zs_{PS} = -60.5443 - 0.0404 * Min(Vt) + 68.7872 * Na\_Cl(Vt) + 3.444 * S(Vk) - 0.0481 * Cl\_Br(Vk) + 45.6594 * Na\_Cl(Vk) \quad (21)$$

*clas=89.7%; Fp/Ft=52.4; p<0.0003,*

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

Таблица 28 – Итоги ПЛДА по гидрогеологическим параметрам для Пермского свода.

N=29	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.727774	0.387212
Содержание натрия-хлора терригенной части визея	Na_Cl(Vt)	0.001341	0.608018
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.675720	0.388139
Содержание натрия-хлора карбонатной части визея	Na_Cl(Vk)	0.041096	0.463545
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.088643	0.438063
Переменные вне модели			
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.707139	0.382613

По итогам проведения пошагового линейного дискриминантного анализа по различным тектоническим элементам территории исследования было выявлено, что параметры содержания натрия-хлора в водах терригенной и карбонатной частей визейских отложений для большинства структур 1-го порядка являются наиболее влияющими на насыщение локальных структур УВ. Кроме этого, стоит отметить, что для различных тектонических элементов в статистическую модель привлечены разные параметры, что говорит о разных гидрогеологических условиях, распространяющихся на южной части Пермского края.

Все вышеперечисленные модели, полученные в ходе анализа по критериям сохранности, относятся к моделям 1-го уровня.

Для всех параметров, включенных в исследование, были построены индивидуальные вероятностные модели, отражающие зависимость насыщения структур от данных параметров. Полученные сведения показали, что для каждого из используемых критериев имеется связь с насыщением структур УВ, соответственно выбранные параметры можно использовать для комплексного анализа, результаты которого отражены в главе 5.

## ГЛАВА 5. КОМПЛЕКСНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВИЗЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

### 5.1 Прогноз нефтегазоносности территории исследования по комплексу критериев генерации, аккумуляции и сохранности. Модели 2- го уровня.

Полученные модели 1-го уровня позволяют перейти к построению моделей 2-го уровня, включающим в себя исследования по всему комплексу критериев для всей территории исследования.

Рассчитанные линейные модели 1-го уровня ( $P_g$ ,  $P_{am}$  и  $P_s$ ) были комплексированы для получения единой модели  $P_k$ , учитывающий весь комплекс критериев через уравнение:

$$P_k = \frac{P_g * P_{am} * P_s}{P_g * P_{am} * P_s + (1 - P_g) * (1 - P_{am}) * (1 - P_s)} \quad (22)$$

$clas = 78.6\%$

По полученным комплексным значениям  $P_k$  проведен регрессионный анализ для определения влияния отдельных критериев на вероятность насыщения структур.

При построении регрессионных моделей использован подход в ранжировании исходных данных от максимальных до минимальных значений  $P_k$ . В первую модель попали исходные данные по первым трем после ранжирования данным ( $n=3$ ). На следующем шаге строится и анализируется модель для  $n=4$ . Добавление данных происходит до накопления полной выборки исследования ( $n=710$ ). Расчет регрессионных коэффициентов разрабатываемой модели выполнен методом наименьших квадратов. На рис. 19 приведен график изменения регрессионных коэффициентов ( $C$ ) комплексных вероятностных моделей 2-го уровня. Из рисунка следует, что для насыщенных УВ структур ( $P_k > 0.5$  д.ед.) основную роль в насыщение вносят критерии аккумуляции. Также отмечено, что при прогнозировании пустых структур критерии генерации вносят больший вклад относительно других

критериев, в диапазоне  $P_k$  от 0.12 до 0.44 д.ед. значения коэффициентов  $P_g$  выше, чем  $P_{am}$ . При этом значения коэффициентов  $P_g$  и  $P_{am}$  не имеют большого расхождения между собой в данном диапазоне. Критерии сохранности залежей на всем протяжении вероятности  $P_k$  оказывают наименьшее влияние в насыщение структур УВ. Коэффициент корреляции регрессионных моделей (рис. 20) показывает, что пустые структуры прогнозируются лучше, чем насыщенные УВ. Рассчитанные регрессионные модели 2-го уровня слабо дифференцируют вклад отдельных критериев в насыщение структур УВ на разных уровнях вероятности.

Всего на 2-м уровне рассчитано 708 моделей. Уравнение регрессии с полной выборкой данных имеет вид:

$$P_k = 0.436 + 0.696 * P_{am} + 0.656 * P_g + 0.563 * P_s \quad (23)$$

$$r=0.958, p<0.0001,$$

где  $r$  – коэффициент корреляции,  $p$  – уровень значимости.

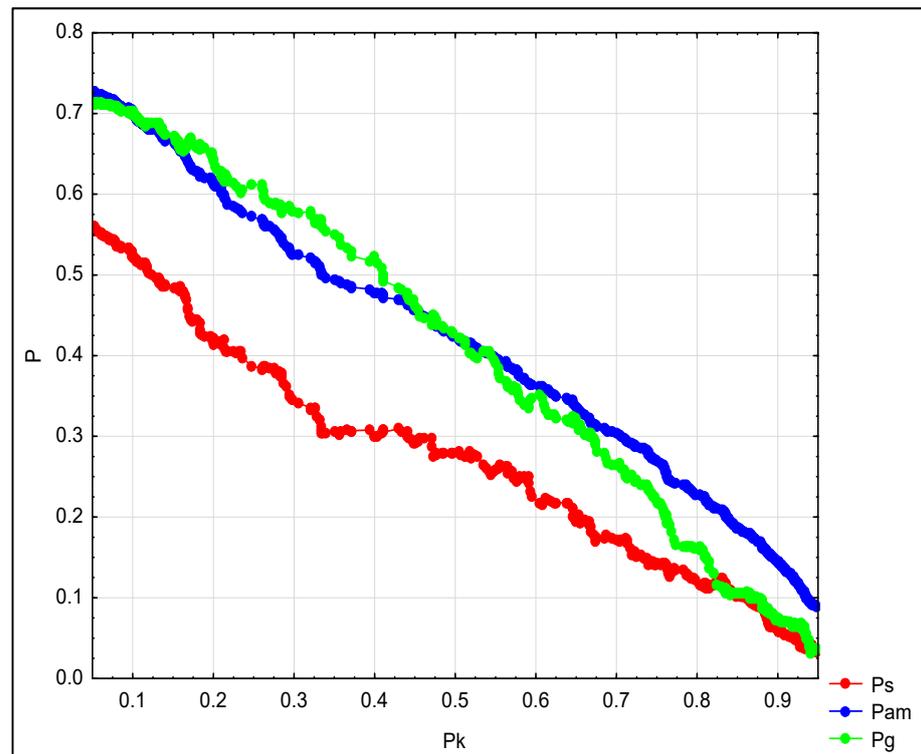


Рисунок 19 – График изменения регрессионных коэффициентов комплексных моделей 2-го уровня.

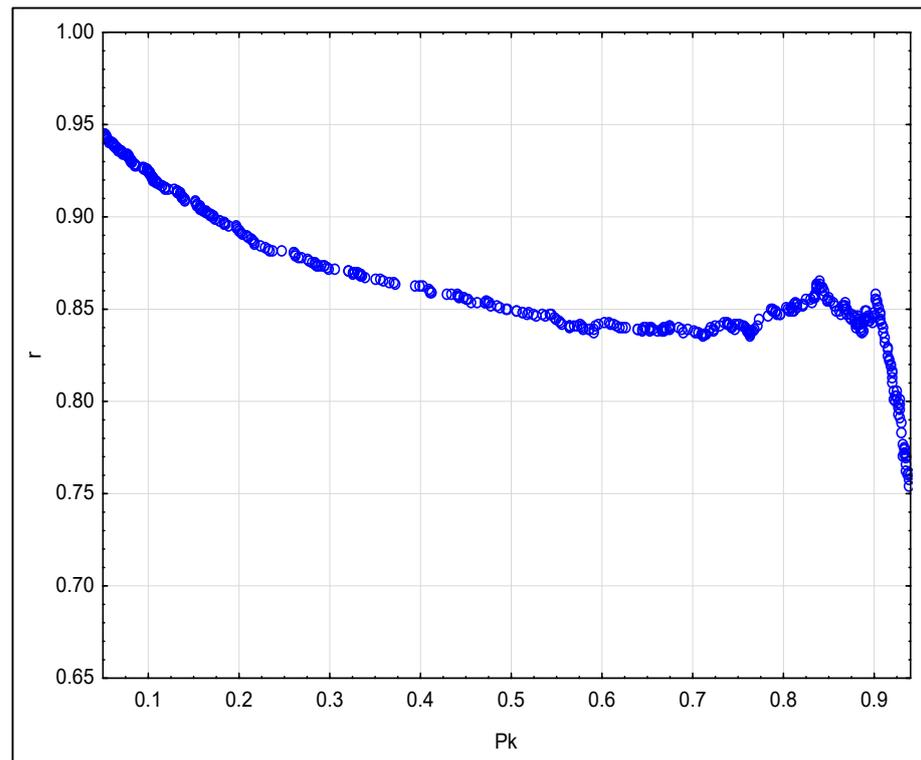


Рисунок 20 – Изменение коэффициента корреляции регрессионных моделей 2-го уровня.

На 2-м уровне рассчитана комплексная модель методом ПЛДА, учитывающая весь комплекс критериев для структур, расположенных на всей территории исследования. По итогам проведения ПЛДА были определены параметры, включенные в статистическую модель, оказывающие наибольшее влияние на нефтегазоносность структур: амплитуда, минерализация вод терригенной части визейских отложений, содержание хлороформенного битумоида, мощность доманиковых семилукских отложений, содержание хлор-брома в водах карбонатной части визейских отложений, содержание органического углерода в породе нефтегазоматеринской свиты. По всем вышеперечисленным параметрам  $p$ -уровень значимости не достигает критической отметки в 0.05 д.ед. Остальные параметры оказались вне статистической модели (табл. 29).

Таблица 29 – Итоги ПЛДА для комплекса критериев

N=483	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Амплитуда	Ampl	0.000001	0.815444
Хлороформенный битумоид	B	0.000001	0.538137
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.001070	0.485839
Содержание органического углерода в породе	C_org	0.000094	0.489931
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl-Br(Vk)	0.001219	0.485623
Мощность доманика	M dm	0.004011	0.483670

Расчет процента правильности определений показал, что для насыщенных структур он составляет 76,2 %, для пустых – 97,6 %. В целом – 90,2 %. Полученные результаты говорят о правильности поставленной гипотезы о том, что комплексирование методов позволит более достоверно оценить прогнозируемые структуры. Критерий согласия Пирсона также указывает на сильное различие между выборками насыщенных УВ и пустых структур и равен 403.45 ед., что в разы больше критического значения (3.841 ед) и выше значений, полученных при использовании одной группы параметров для определения потенциального насыщения структур. Среди параметров, оказавших наибольшее влияние на насыщение структур встречен параметр амплитуды, что говорит о наибольшей зависимости насыщения структур УВ от структурного фактора, амплитуды ловушки и ее замкнутости. Помимо структурных параметров большое влияние оказали генерационные критерии: мощность доманика, содержание хлороформенного битумоида, содержание органического углерода в породе. Выделенные геохимические параметры указывают на наличие влияния генерации и миграции УВ из нефтематеринской толщи на насыщение структуры. Параметры минерализации вод терригенной части визея и содержание хлор-брома карбонатной части визейских толщ указывают на сохранность структуры от физико-химического разрушения, наличие брома органического происхождения явно указывает на наличие УВ.

Полученная ЛДФ по комплексу критериев выглядит следующим образом:

$$Zk = 13.183 - 0.046 * Ampl - 0.441 * B - 0.187 * C_{org} - 0.042 * Min(Vt) + 0.044 * Cl_{Br}(Vk) - 0.039 * M_{dm} \quad (24)$$

*clas=90.2%; Fp/Ft=11.9; p<0.00001*

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

По данной функции были определены значения вероятности принадлежности к классу насыщенных (нефтяных) структур P(Zk). Установлено, что при изменении значений Zk от отрицательных к положительным значения P(Z) закономерно уменьшаются. Зависимость P(Zk) от Zk приведена на рис. 25. Среднее значение Zk для насыщенных структур равно -1.32, а для пустых – 1.26. При этом среднее значение P(Zk) для насыщенных УВ структур равно 0.70, а для пустых – 0.28 (рис. 21).

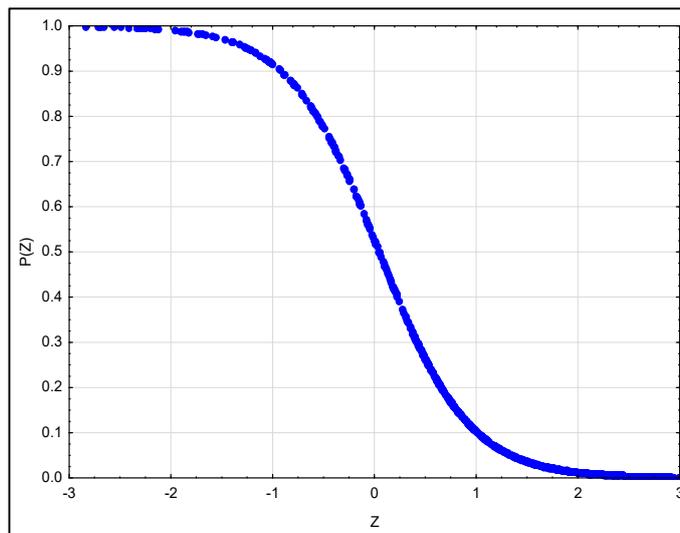


Рисунок 21 – Вероятностная оценка отнесения структур к классу нефтенасыщенных от показателя Zk.

По итогам проведения ПЛДА по комплексу критериев была построена карта прогнозных структур с указанием их потенциального насыщения (рис. 22).



Рисунок 22 – Карта прогнозных структур, выделенных методом ПЛДА по комплексу криетриев.

Всего было получено 192 потенциально пустые структуры и 36 насыщенных углеводородами. По схеме расположения месторождений нефти и перспективных структур южной части пермского края видно, что потенциально насыщенные УВ структуры находятся рядом с уже открытыми месторождениями. Такие структуры выделены на небольшом расстоянии от Шумовского, Кокуйского, Шагиртско-Гожанского и других месторождений. Стоит отметить, что большое количество потенциально перспективных структур сосредоточены в юго-восточной части края, и находятся рядом с Веслянской валообразной зоной и Дороховским валом. Крупные структуры выделены в районах Верхнекамской впадины, Пермского свода и Бабкинской седловины. Менее крупные структуры относятся к Башкирскому своду и Бымско-Кунгурской моноклинали.

Помимо ПЛДА с решением задачи прогноза нефтегазоносности могут помочь методы машинного обучения Data Science. В данном исследовании использован метод ядерных опорных векторов, известный в мировой практике как Support Vector Machines (SVM). Данный метод способен разделять

выборку на две и более категории не линейной зависимостью, а нелинейным образом, строя гауссову кривую, разграничивающую выборки. При разделении выборок используется гауссовское ядро, также известное как RBF (Radial Basic Function) – радиальная базисная функция. Гауссовское ядро рассматривает все возможные полиномы всех степеней, однако важность признаков снижается с возрастанием степени. Для настроек гауссовского ядра в SVM используются два параметра  $\gamma$  и параметр  $C$ . Параметр  $\gamma$  регулирует ширину гауссовского ядра, также он задает степень близости расположения точек. Параметр  $C$  представляет собой параметр регуляризации, способный ограничить важность каждой отдельной точки. Подбор гиперпараметров производится эмпирическим путем [89].

Также был проведен анализ методом SVM по комплексу критериев для всей территории исследования. На рис. 23 представлены результаты изменения процента правильности определений при изменении параметров  $\gamma$  и  $C$  для обучающей и тестовой выборок при проведении анализа методом ядерных опорных векторов для комплекса критериев. На рисунке видно, что подбор параметров напрямую влияет на качество получаемой статистической модели. При рассмотрении графика для обучающей выборки заметно, что при увеличении значений гиперпараметра  $\gamma$  при  $C > 1$  процент правильности определений неизменно остается высоким и практически не изменяется. Но на графике, построенном для тестовой выборки, выделяется диапазон значений гиперпараметров, при которых процент правильности определений значительно выше. Исходя из этого анализа для проведения SVM по комплексу критериев были использованы значения равные 10,0 и 7,0 для  $C$  и  $\gamma$  соответственно.

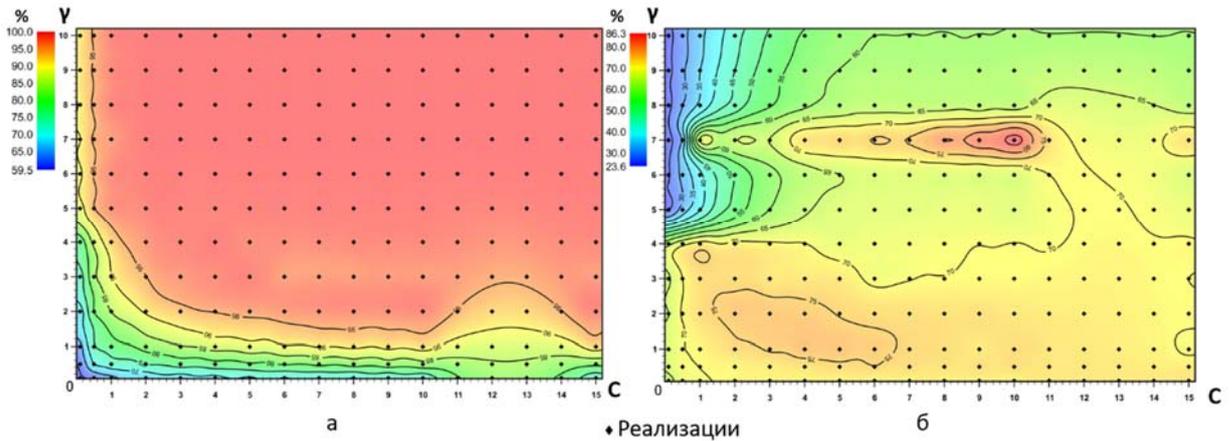


Рисунок 23 – Результаты изменения правильности классификаций при изменении значений гиперпараметров  $\gamma$  и  $C$  для обучающей (а) и тестовой (б) выборок.

По итогам проведения анализа правильность определения для обучающей выборки оказался равен 99,8%, для тестовой – 86,3% и в целом – 95,2%. Процент правильности определений выше, чем при проведении анализа методом ПЛДА, что объясняется нелинейностью кривой, разделяющей выборки по классам насыщения структур.

При отнесении прогнозных структур к классам по итогам проведения анализов в качестве граничной была принята отметка  $P=0,5$ . При значении вероятности больше 0,5 структура была отнесена к классу нефтенасыщенных, при значении меньше – к пустым. Из 228 прогнозных структур по итогам проведения обоих видов анализа 168 структур оказались пустыми, 15 структур – нефтенасыщенными. Различные значения по вероятности насыщения были отмечены в 52 структурах, среди которых 2 нефтенасыщенные по итогам SVM и пустые по итогам ПЛДА и 50 структур нефтенасыщенные по ПЛДА, но пустые по итогам проведения анализа методом SVM.

Достоинством применения анализа методом SVM является нелинейность зависимости, разделяющей выборки на классы насыщенных и пустых структур, что позволяет более точно разделить классы структур по насыщению. Также анализ SVM может быть использован для проверки полученных результатов методом ПЛДА. Недостатком является малая

дифференциация вероятностей отнесения прогнозных значений к различным классам.

## **5.2 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Бабкинской седловины. Модели 3-го уровня.**

Рассмотренные ранее анализы показали необходимость проведения комплексного исследования для получения наибольшей достоверности определения насыщения углеводородами структур. Расчет комплексной вероятности, проведение ПЛДА и SVM по комплексу критериев дает возможность наиболее точного прогноза нефтегазоносности на всей территории.

Стоит отметить, что различные параметры могут по-разному влиять на насыщение структур в зависимости от местоположения, поэтому было принято решение о проведении комплексного анализа для каждой структуры 1-го порядка по отдельности [73,79]. Рассчитанные модели 3-го уровня позволят наиболее точно определить насыщение прогнозируемых структур и увеличат вероятность нахождения потенциально насыщенных УВ локальных структур. Далее будут рассмотрены модели 3-го уровня по наиболее крупным тектоническим элементам, попадающим в рамку исследования: Бабкинской седловине, Пермскому своду, Бымско-Кунгурской моноклинали, Башкирского свода и Верхнекамской впадины.

При прогнозе нефтегазоносности локальных структур, полученных на основе ОГ II<sup>к</sup>, на территории Бабкинской седловины были учтены комплексные параметры, рассчитанные в региональной трехмерной модели. Модель 3-го уровня была рассчитана по формуле 22. Аналогичным образом, как и в главе 5.1 был проведен регрессионный анализ с постепенным добавлением исходных данных при ранжировании сведений по параметру  $R_k$  для нахождения коэффициентов групп критериев. Всего рассчитано 50 моделей для территории Бабкинской седловины. Уравнение регрессии с полной выборкой данных имеет вид:

$$Pk = -0.05 + 0.87 * Pam + 0.12 * Pg + 0.19 * Ps \quad (25)$$

$$r=0.971, p<0.0001$$

Коэффициенты критериев регрессионных моделей, построенных для структур Бабкинской седловины (количество локализованных структур (N) равно 54) приведены на рис. 24. Заметно, что дифференциация значений коэффициентов отдельных критериев отличается от коэффициентов, полученных на 2-ом уровне. Основное влияние в насыщение структур Бабкинской седловины вносят критерии аккумуляции, при этом критерии генерации на всем протяжении вероятности насыщения уступают в значимости критериям сохранности и аккумуляции. Значимость влияния критериев сохранности подтверждается увеличенными значениями содержания хлор-брома (Cl\_Br) относительно остальной площади исследования. Повышенное содержание Cl\_Br косвенно указывает на нефтегазоносность территории, что обусловлено органическим генезисом брома в водах визея, связанного с нефтегазообразованием.

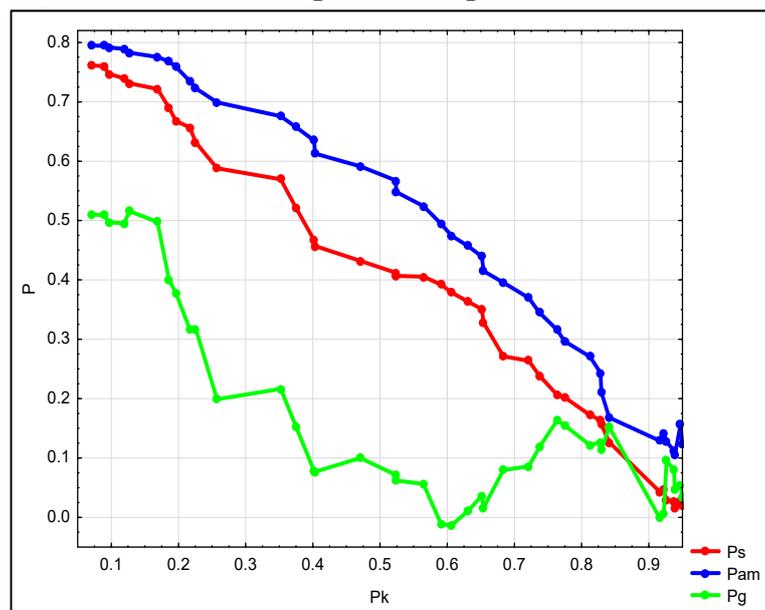


Рисунок 24 – График изменения регрессионных коэффициентов комплексных вероятностных моделей 3-го уровня для структур Бабкинской седловины.

Для прогноза нефтегазоносности также применен метод пошагового линейного дискриминантного анализа. Всего в статистической модели были учтены 31 структура с известным насыщением УВ: 16 насыщенных; 15 пустых и 22 прогнозные структуры. Средние значения параметров по пустым и

насыщенным структурам, критерий Стьюдента и р-уровень значимости приведены в табл. 30.

Таблица 30 – Средние значения параметров для локальных структур Бабкинской седловины

Параметр	Пустые (ср)	Насыщенные(ср)	Нас/Пуст	t	p
<b>Ampl</b>	12.6	35.03	2.78	<b>2.4180</b>	<b>0.02211</b>
<b>АО</b>	1410.15	1416.45	1.00	0.3054	0.76227
<b>S</b>	9705	48840.6	5.03	1.2654	0.21581
<b>Kr_mean</b>	0.553	0.906	1.64	1.5778	0.12546
<b>Kr_az_mean</b>	181.4	174.41	0.96	-1.0489	0.30290
<b>FD</b>	0.35	1.45	4.14	<b>2.4564</b>	<b>0.02026</b>
<b>Intence</b>	0.34	0.44	1.29	0.4294	0.67084
<b>C_org</b>	4.67	4.62	0.99	-0.1434	0.88699
<b>B</b>	0.86	1.34	1.56	0.8679	0.39255
<b>Ro</b>	0.66	0.67	1.02	0.4303	0.67014
<b>M_dm</b>	19.06	19.07	1.00	0.0091	0.99283
<b>Cl_Br(Vk)</b>	344.22	313.07	0.91	-1.6456	0.11065
<b>S(Vk)</b>	0.53	0.55	1.04	0.1831	0.85602
<b>Min(Vk)</b>	216.98	223.31	1.03	0.7154	0.48011
<b>Na_Cl(Vk)</b>	0.78	0.75	0.96	-1.2582	0.21836
<b>Min(Vt)</b>	263.41	262.3	1.00	-0.8796	0.38631
<b>Na_Cl(Vt)</b>	0.73	0.71	0.97	-1.6775	0.10420

По результатам проведенного анализа информативными оказались параметры **FD**, **Ampl**, **Na\_Cl(Vt)** и **Kr\_az**. Среди данных параметров амплитуда является самым информативным и влияющим на насыщение структур. Параметры, не вошедшие в статистическую модель представлены в табл. 10. Рассчитанный процент правильных определений для насыщенных структур равен 81.3 %, для пустых – 73.3 %. В целом процент правильных определений для локальных структур Бабкинской седловины составляет 77.4 %. Критерий Пирсона равен 14.87 ед, что выше критического значения. Относительно низкое значение критерия Пирсона обусловлено малыми выборками насыщенных, пустых и прогнозных структур. В табл. 31 приведены итоги ПЛДА для Бабкинской седловины.

Таблица 31 – Итоги ПЛДА. Бабкинская седловина

N=31	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Расстояние до разломов	FD	0.113	0.636
<b>Амплитуда</b>	<b>Ampl</b>	<b>0.005</b>	<b>0.781</b>
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na_Cl(Vt)	0.100	0.641
Азимут угла наклона поверхности локальной составляющей	Kr_az	0.192	0.616
Переменные вне модели			
Интенсивность	Int	0.445	0.563
Мощность доманика	M_dm	0.745	0.574
Отражательная способность витринита	Ro	0.570	0.569
Хлороформенный битумоид	B	0.604	0.570
Количество органического вещества	C_org	0.756	0.574
Кривизна поверхности локальной составляющей	Kr	0.867	0.575
Площадь	S	0.961	0.576
Абсолютная отметка	AO	0.967	0.576
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.911	0.576
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.637	0.571
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.964	0.576
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na_Cl(Vk)	0.988	0.576
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.965	0.577

Также были получены коэффициенты для каждой переменной, попавшей в статистическую модель, для определения вероятности насыщения.

ЛДФ для структур Бабкинской седловины представлена ниже:

$$Zk\_BaS = 15.907 + 0.402 * FD + 0.033 * Ampl - 18.197 * Na\_Cl(Vt) - 0.022 * Kr_{az} \\ clas=77.4\%; Fp/Ft=8.0; p<0.0051, \quad (26)$$

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

Помимо ПЛДА проведен анализ методом SVM. Для Бабкинской седловины в поисках оптимальных значений параметров гауссовского ядра были посчитаны модели и определены проценты правильности определений при разных значениях параметров C и  $\gamma$ . Результаты подбора приведены в табл. 32.

Таблица 32 – Результаты проведения анализа SVM при различных параметрах  $C$  и  $\gamma$  для структур Бабкинской седловины

№	$\gamma$	$C$	Количество опорных векторов (ограниченные)	Правильность определений, %		
				Обучающая выборка	Тестовая выборка	В целом
1	0.1	0.1	20 (20)	85.0	54.5	74.2
2	1.0	1.0	19 (10)	90.0	63.6	80.6
3	10.0	1.0	20 (7)	100.0	45.5	80.6
4	10.0	10.0	20 (0)	100.0	45.5	80.6
5	4.0	5.0	21 (0)	100.0	70.0	90.2

В первых четырех случаях были использованы классические значения параметров  $C$  и  $\gamma$ , в пятой итерации значения были подогнаны с учетом изменения процентов правильного определения для нахождения оптимального значения характеристик гауссовского ядра. Для Бабкинской седловины оптимальное соотношение значений параметров  $\gamma$  и  $C$  равно 4 и 5 соответственно. При данной конфигурации процент правильных определений для обучающей выборки составил 100, для тестовой выборки – 70, в общем – 90.2. Количество опорных векторов, ограничивающих пространственное положение поверхности разделения равно 21, при этом ограниченных векторов – 0. В обучающей выборке были использованы данные 21 структуры, в тестовой – 10. Результатом проведения SVM анализа послужило определение потенциального насыщения прогнозируемых структурных локальных структур на Бабкинской седловине.

В сравнении с ПЛДА метод SVM дает больший процент правильных определений 77.4 после проведения ПЛДА и 90.2 – по результатам SVM. При ПЛДА прогнозируемые локальные структуры были расклассифицированы по насыщению в соотношении 10 насыщенных к 12 пустых. Расположение по площади прогнозируемых структурных локальных структур по итогам проведения ПЛДА приведено на рис. 13. Итогом проведения анализа методом SVM послужило соотношение 11 насыщенных структур к 11 пустых. Значения

количества пустых и насыщенных по разным методам прогноза является близким, но судя по расположению на исследуемой территории одни и те же структуры получили разные прогнозы по насыщению в зависимости от метода исследования (рис. 25).

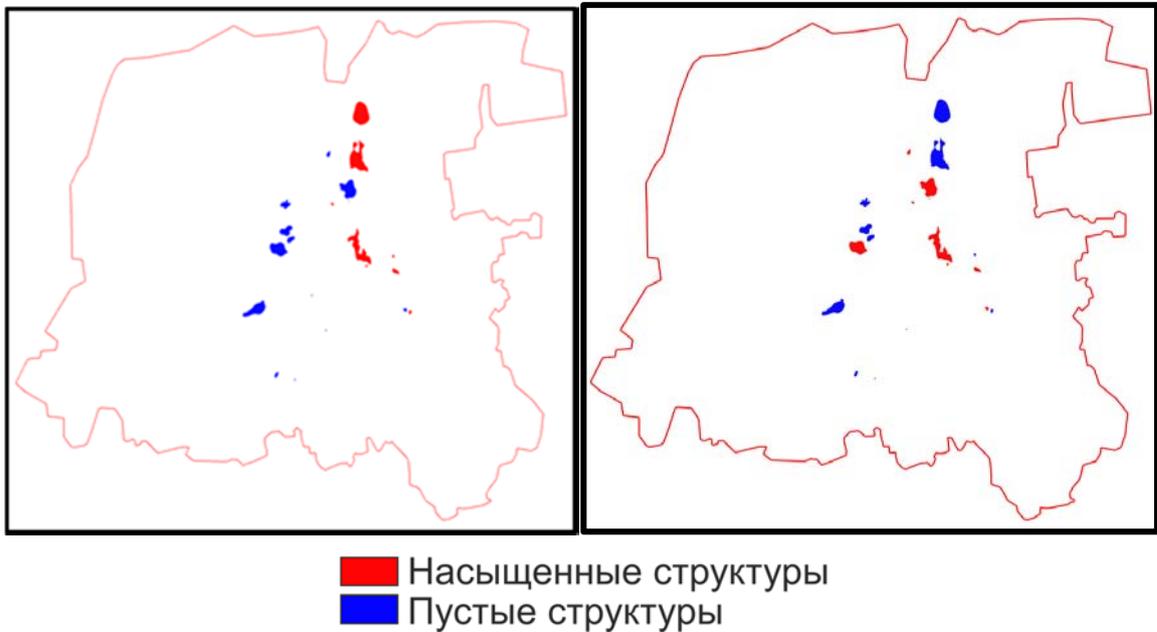


Рисунок 25 – Расположение прогнозируемых структур Бабкинской седловины по итогам проведения ПЛДА (слева) и SVM (справа).

Стоит отметить, что методам машинного обучения научным сообществом в последнее время отдается большее предпочтение ввиду лучшей адаптации к используемым исходным данным и более достоверной прогнозной функции.

### **5.3 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Верхнекамской впадины. Модели 3-го уровня.**

По аналогии с проведенными исследованиями на территории Бабкинской седловины рассчитана комплексная вероятность насыщения структур УВ, проведен регрессионный анализ по критериям, проведен ПЛДА и анализ методом SVM для части Верхнекамской впадины, попадающей в рамку исследования. Для анализа были использованы комплексные параметры, средние значения которых приведены в табл. 33.

Таблица 33 – Средние значения параметров для локальных структур  
Верхнекамской впадины

Параметр	Пустые (ср)	Насыщенные(ср)	Нас/Пуст	t	p
<b>Ampl</b>	13.67	56.89	4.16	5.2418	0.000004
<b>AO</b>	1392.33	1351.72	0.97	-5.9345	0.000000
<b>S</b>	4894	5440	1.11	0.1873	0.852251
<b>Kr_mean</b>	0.55	1.98	3.60	3.4080	0.001351
<b>Kr_az_mean</b>	175.57	180.72	1.03	1.1535	0.254555
<b>FD</b>	0	0	0.00	0.0000	0.000000
<b>Intence</b>	0.55	1.2	2.18	2.9709	0.004667
<b>C_org</b>	4.15	5.06	1.22	3.9285	0.000279
<b>B</b>	0.096	0.75	7.81	3.4797	0.001094
<b>Ro</b>	0.55	0.56	1.02	0.9582	0.342865
<b>M_dm</b>	19.7	23.79	1.21	3.0664	0.003586
<b>Cl_Br(Vk)</b>	261.36	252.36	0.97	-1.3255	0.191410
<b>S(Vk)</b>	0.41	0.36	0.88	-1.0969	0.278260
<b>Min(Vk)</b>	232.32	239.65	1.03	1.2273	0.225827
<b>Na_Cl(Vk)</b>	0.73	0.73	1.00	-0.0662	0.947530
<b>Min(Vt)</b>	261.78	263.5	1.01	1.0628	0.293289
<b>Na_Cl(Vt)</b>	0.75	0.74	0.99	-4.1392	0.000143

Регрессионные модели, полученные в результате расчета комплексной вероятности по формуле 22 позволили получить регрессионные коэффициенты отдельных критериев (рис. 26). Как видно из рисунка наибольший вклад в комплексную вероятность насыщения структур УВ Верхнекамской впадины вносят критерии генерации и аккумуляции, которые периодически сменяют друг друга по уровню значимости. Критерии сохранности влияют менее всего. Стоит отметить, что на пустые структуры наибольшее влияние оказывают критерии аккумуляции, а на насыщенные УВ – генерации. Всего рассчитано 107 моделей. Уравнение регрессии с полной выборкой данных имеет вид:

$$Pk = -0.16 + 0.66 * Pam + 0.43 * Pg + 0.26 * Ps \quad (27)$$

$$r=0.940, p<0.0001$$

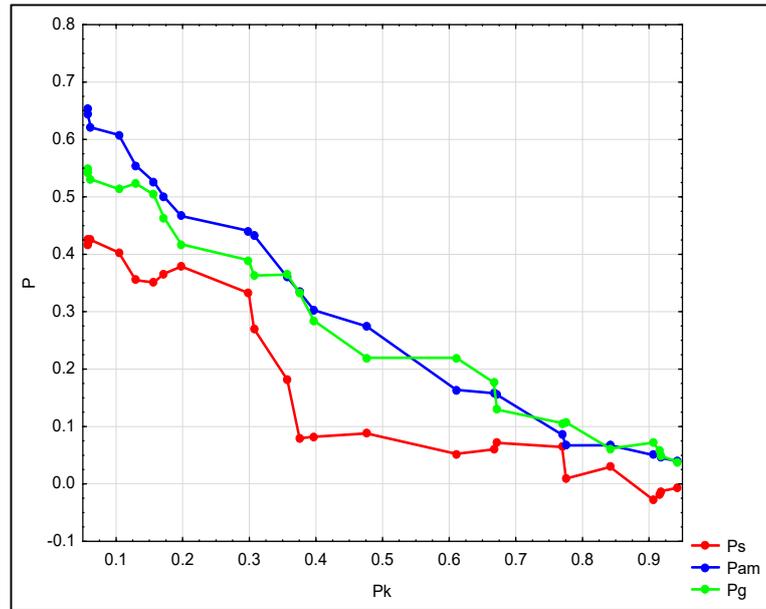


Рисунок 26 – График изменения регрессионных коэффициентов комплексных вероятностных моделей 3-го уровня для структур Верхнекамской впадины.

Проведенный прогноз нефтегазоносности Верхнекамской впадины методом ПЛДА по комплексу геологических параметров показал, что в статистическую модель попадают структурные параметры (АО; Ampl), геохимические (C\_org; B) и гидрогеологические (Min(Vt); Na\_Cl(Vt)). Наиболее влияющими на насыщение параметрами являются амплитуда и минерализация вод терригенной части визейских отложений. Вне статистической модели оказались параметры площади, кривизны поверхности, азимут угла наклона поверхности локальной составляющей ОГ П<sup>к</sup>, отражательная способность витринита, мощность доманика, интенсивность структуры, содержание хлор-брома, серы и натрий-хлора карбонатной части визейских отложений, а также ее минерализация вод. Итоги проведения ПЛДА приведены в табл. 34. Всего были использованы данные по 49 структурам с известным насыщением из которых 24 насыщенных и 25 пустых. Всего было спрогнозировано насыщение по 61 структуре. Исходные выборки были выровнены методом случайного числа.

Таблица 34 – Итоги ПЛДА. Верхнекамская впадина

N=49	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Абсолютная отметка	АО	0.183	0.348
Амплитуда	Ampl	0.001	0.449
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.031	0.373
Количество органического вещества	C <sub>org</sub>	0.079	0.359
Хлороформенный битумоид	B	0.205	0.346
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na-Cl(Vt)	0.276	0.343
Переменные вне модели			
Площадь	S	0.915	0.333
Кривизна поверхности локальной составляющей	Kr	0.998	0.333
Азимут угла наклона поверхности локальной составляющей	Kr <sub>az</sub>	0.757	0.332
Отражательная способность витринита	Ro	0.348	0.326
Мощность доманика	M <sub>dm</sub>	0.475	0.329
Интенсивность	Int	0.355	0.326
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.806	0.333
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.442	0.333
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.541	0.328
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na-Cl(Vk)	0.798	0.333

Критерий согласия Пирсона равен 48,29, что выше критического значения и выше аналогичного значения для ПЛДА Бабкинской седловины. Процент правильных определений для пустых структур равен 92,0%, для насыщенных – 91,7 %. В целом процент верных определений составил 91,8%. ЛДФ по итогам проведения ПЛДА приведена ниже:

$$Zk_{VKV} = -18.033 + 0.016 * AO - 0.028 * Ampl - 0.093 * Min(Vt) - 0.419 * C_{org} - 0.395 * B \quad (28)$$

$$clas=91.8\%; Fp/Ft=14.4; p<0.00001,$$

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

На основании полученных данных можно сделать вывод о верности гипотезы о том, что в разных тектонических элементах лучше работают

разные параметры, влияющие на насыщение структур. При комплексном подходе использования геологических параметров для определения насыщения прогнозных структур для всей территории процент правильных определений оказывается меньше, чем при использовании комплексного подхода в пределах одной тектонической зоны.

Анализ методом ядерных опорных векторов проведен по тем же параметрам, что и для ПЛДА. При том же количестве структур были подобраны коэффициенты  $\gamma$  и  $C$  с целью нахождения оптимальных параметров для прогноза нефтегазоносности локальных структур Верхнекамской впадины. Выборка, насчитывающая 49 структур, была разделена на обучающую, в которую попали 36 структур и тестовую в количестве 13 единиц. В табл. 35 приведены подбираемые параметры  $\gamma$  и  $C$ .

Таблица 35 – Результаты проведения анализа SVM при различных параметрах  $C$  и  $\gamma$  для структур Верхнекамской впадины

№	$\gamma$	$C$	Количество опорных векторов (ограниченные)	Правильность определений, %		
				Обучающая выборка	Тестовая выборка	В целом
1	0.1	0.1	24 (24)	52.8	38.5	49.0
2	1.0	1.0	32 (10)	91.7	92.3	91.8
3	10.0	1.0	36 (11)	100.0	69.2	91.8
4	10.0	10.0	26 (0)	100.0	76.9	93.9
5	4.0	4.0	36 (0)	100.0	92.3	98.0

При первых четырех итерациях были использованы классические значения коэффициентов  $\gamma$  и  $C$ . При данных параметрах максимальное значение правильности определения составило 93,9% и было выявлено при значениях  $\gamma$  и  $C$  равных 10. Но большее значение правильности определений было получено при использовании значений равных 4, для данной конфигурации процент правильных определений в обучающей выборке равен 100%. В тестовой – 92,3% и в целом – 98,0%. Количество ядерных опорных

векторов при данной конфигурации составляет 36, среди которых нет ограниченных. В сравнении с методом ПЛДА SVM дает больший процент правильных определений, что в очередной раз подтверждает большую вариативность данного подхода при прогнозировании насыщения структур. Среди 61 прогнозной структуре методом ПЛДА было выделено 7 насыщенных и 54 пустые структуры, в то время, как при SVM насыщенных оказалось 31, а пустых – 30. Латеральное распределение пустых и насыщенных прогнозных структур Верхнекамской впадины приведено на рис. 27.

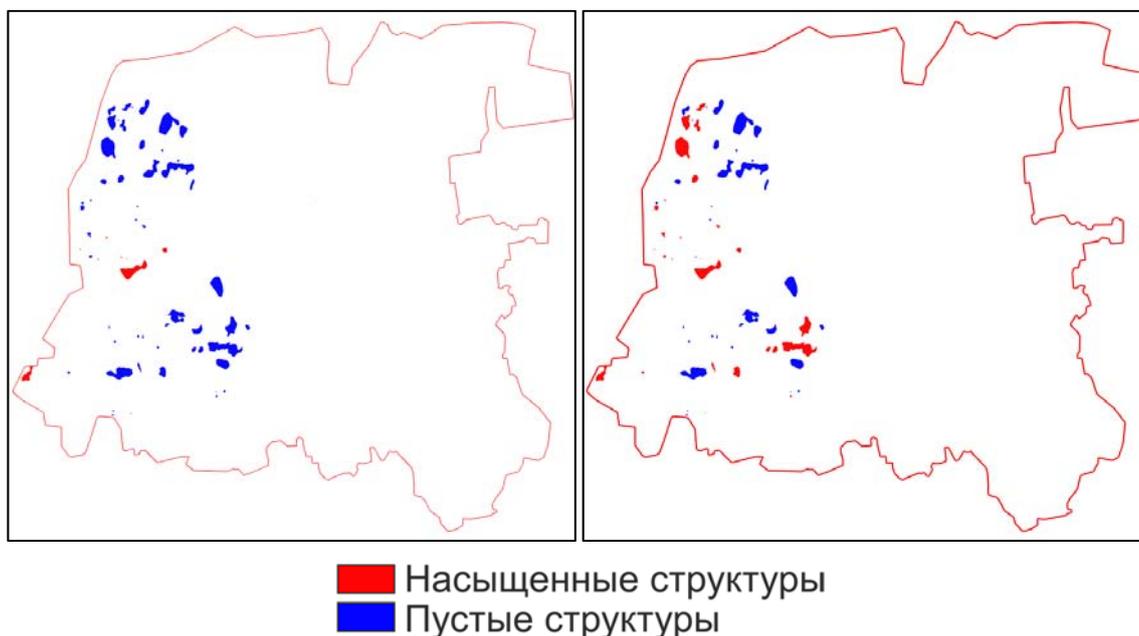


Рисунок 27 – Расположение прогнозируемых структур Верхнекамской впадины по итогам проведения ПЛДА (слева) и SVM (справа).

Исходя из полученных данных отмечаем, что все прогнозные структуры, оказавшиеся насыщенными по результатам проведения ПЛДА попали в список насыщенных и по итогам проведения анализа методом SVM, но к ним добавились еще 24 структуры.

### **5.3 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Башкирского свода. Модели 3-го уровня**

На территории Башкирского свода встречено максимальное количество структур, выделенных при помощи тренд-анализа на основе отражающего

горизонта  $\Pi^K$  в рамках региона исследования. Башкирский свод отличается от других тектонических элементов большей нефтегазоносностью и значительным количеством разведанных структур и подсчитанных запасов [17,52,86]. Средние значения параметров, используемых при прогнозе приведены в табл. 36.

Таблица 36 – Средние значения параметров для локальных структур Башкирского свода

Параметр	Пустые (ср)	Насыщенные(ср)	Нас/Пуст	t	p
<b>Ampl</b>	14.21	30.81	2.168	7.4778	0.000000
<b>AO</b>	1273.78	1236.14	0.970	-5.5319	0.000000
<b>S</b>	1799	5902	3.281	2.6948	0.007454
<b>Kr_mean</b>	0.9	1.28	1.422	4.2141	0.000034
<b>Kr_az_mean</b>	180.3	178.69	0.991	-0.8215	0.412021
<b>FD</b>	1.64	0.86	0.524	-3.5869	0.000393
<b>Intence</b>	0.59	0.79	1.339	2.8474	0.004722
<b>C_org</b>	6.46	6.32	0.978	-1.1660	0.244557
<b>B</b>	2.1	2.34	1.114	1.5183	0.130036
<b>Ro</b>	0.57	0.54	0.947	-5.4739	0.000000
<b>M_dm</b>	23.68	24.76	1.046	2.1700	0.030818
<b>Cl-Br(Vk)</b>	329.29	308.98	0.938	-3.5776	0.000406
<b>S(Vk)</b>	1.28	1.33	1.039	0.9111	0.362974
<b>Min(Vk)</b>	168.25	164.13	0.976	-3.1904	0.001577
<b>Na-Cl(Vk)</b>	0.797	0.79	0.991	-1.5758	0.116162
<b>Min(Vt)</b>	261.09	261.64	1.002	1.0944	0.274681
<b>Na-Cl(Vt)</b>	0.73	0.73	1.000	-2.2707	0.023901

Регрессионные модели, полученные в результате расчета комплексной вероятности по формуле 22 позволили получить коэффициенты вероятности отдельных критериев (рис. 28). Как видно из рисунка наибольший вклад в комплексную вероятность насыщения структур УВ Башкирского свода вносят критерии аккумуляции. Структурный план и замкнутость структур имеют наибольшее влияние. Критерии генерации и сохранности влияют на насыщение структур УВ в меньшей степени. Всего рассчитано 362 модели. Уравнение регрессии с полной выборкой данных имеет вид:

$$Pk = -0.53 + 0.77 * Pam + 0.63 * Pg + 0.67 * Ps \quad (29)$$

$$r=0.977, p<0.0001$$

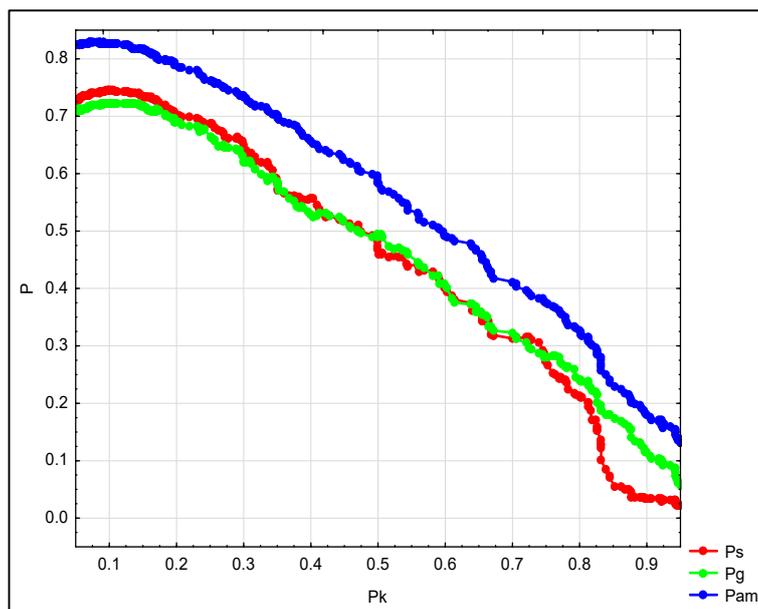


Рисунок 28. График изменения регрессионных коэффициентов комплексных вероятностных моделей 3-го уровня для структур Верхнекамской впадины.

Проведенный прогноз нефтегазоносности на данной территории методом ПЛДА по комплексу геологических параметров характеризуется наибольшим количеством участвующих в анализе структур. Всего выделено 292 структуры с известным насыщением, среди которых 141 насыщенная, 151 пустая. Также выделено 73 прогнозных структур. По итогам анализа в статистическую модель попали структурные параметры (**Ampl**; **AO**; **Kr\_az**), геохимические (**B**; **M\_dm** и **Ro**), а также гидрогеологические (**Min(Vt)**; **S(Vk)**; **Na-Cl(Vt)**). Наибольшее влияние на насыщение структур на территории Башкирского свода, исходя из значений *r*-уровня оказывают параметры амплитуды, наивысшей абсолютной отметки структуры, содержание хлороформенного битумоида, мощность доманиковых семилукских отложений и содержание серы в водах карбонатной части визея. Вне статистической модели оказались параметры площади, кривизны поверхности, расстояние до разломов, содержание органического углерода в породе, интенсивность, содержание хлор-брома и натрий-хлора в карбонатной

части визейских отложений, а также ее минерализация вод. Итоги проведения ПЛДА на территории Башкирского свода приведены в табл. 37.

Таблица 37 – Итоги ПЛДА. Башкирский свод

N=292	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Амплитуда	Ampl	0.0001	0.784
Абсолютная отметка	АО	0.038	0.663
Хлороформенный битумоид	B	0.0001	0.694
Мощность доманика	M_dm	0.002	0.673
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.118	0.658
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.027	0.664
Азимут угла наклона поверхности локальной составляющей	Kr_az	0.210	0.656
Отражательная способность витринита	Ro	0.164	0.657
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na-Cl(Vt)	0.248	0.655
Переменные вне модели			
Площадь	S	0.500	0.652
Кривизна поверхности локальной составляющей	Kr	0.416	0.651
Расстояние до разломов	FD	0.861	0.652
Количество органического вещества	C_org	0.963	0.652
Интенсивность	Int	0.854	0.652
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.955	0.652
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.834	0.653
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na-Cl(Vk)	0.781	0.652

Показателем верного разделения выборок насыщенных и пустых структур является критерий согласия Пирсона, который для анализа на территории Башкирского свода равен 121,76. Данное значение является наибольшим среди полученных ранее для других тектонических элементов. Это объясняется большим количеством исходных данных, участвующих в анализе. Процент правильных определений для пустых структур равен 78,8%, для насыщенных – 75,2%. В целом выделено 77,1% верных определений. По результатам проведения ПЛДА была получена ЛДФ, приведенная ниже.

$$Zk_{BS} = 41.845 + 0.039 * Ampl - 0.010 * AO + 0.362 * B + 0.089 * M_{dm} - 0.061 * Min(Vt) + 0.645 * S(Vk) - 0.008 * Kr_{az} - 6.263 * RO - 18.003 * Na_{Cl}(Vk) \quad (30)$$

$clas=77.1\%; Fp/Ft=25.2; p<0.00001,$

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

По аналогии с предыдущими тектоническими элементами для Башкирского свода был проведен анализ методом SVM. Для 292 структур были использованы комплексные геологические параметры для прогноза нефтегазоносности. Среди 292 структур были выделены 217 попавших в обучающую выборку и 75 – в тестовую. Подбор коэффициентов  $\gamma$  и C приведен в табл. 38.

Таблица 38 – Результаты проведения анализа SVM при различных параметрах C и  $\gamma$  для структур Башкирского свода

№	$\gamma$	C	Количество опорных векторов (ограниченные)	Правильность определений, %		
				Обучающая выборка	Тестовая выборка	В целом
1	0.1	0.1	207 (204)	52.5	49.3	51.7
2	1.0	1.0	174 (140)	77.4	82.7	78.8
3	10.0	1.0	209 (79)	97.7	64.0	89.0
4	10.0	10.0	205 (0)	100.0	70.7	92.5
5	6.0	5.0	180 (11)	99.5	70.7	92.1

В первых четырех случаях были использованы классические значения параметров C и  $\gamma$ , в пятой итерации значения были подогнаны с учетом изменения процентов правильного определения для нахождения оптимального значения характеристик гауссовского ядра. Для Башкирского свода оптимальное соотношение значений параметров  $\gamma$  и C равно 10 и 10 соответственно. При данной конфигурации процент правильных определений для обучающей выборки составил 100, для тестовой выборки – 70,7, в общем – 92,5. Количество опорных векторов при оптимальном соотношении параметров  $\gamma$  и C равно 205. На данном примере отлично видно, что чем меньше ограниченных векторов, тем выше показатели правильности

отнесения значений к той или иной выборке. Результатом проведения SVM анализа послужило определение потенциального насыщения прогнозируемых структурных локальных структур на Башкирском своде. По итогам ПЛДА среди 67 прогнозных структур было выделено 59 пустых структур и 14 потенциально насыщенных УВ. В результате проведения прогноза методом SVM среди прогнозных структур выделено 54 пустых и 19 насыщенных (рис. 29).

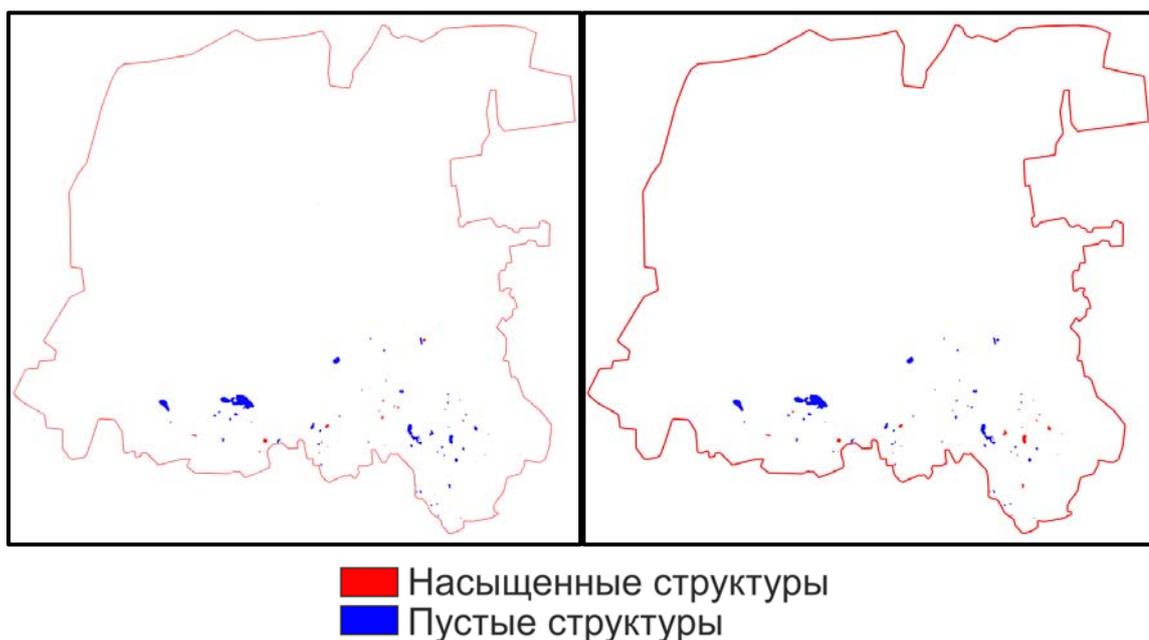


Рисунок 29 – Расположение прогнозируемых структур Башкирского свода по итогам проведения ПЛДА (слева) и SVM (справа).

### **5.5 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Бымско-Кунгурской моноклинали. Модели 3-го уровня.**

На территории Бымско-Кунгурской моноклинали, а точнее западной ее части, входящей в рамку исследования, встречено 115 структур с известной нефтегазоносностью и порядка 51 прогнозных структур. Среди структур с известным насыщением 56 являются насыщенными УВ и 59 пустых. Средние значения комплекса параметров, используемых для прогноза нефтегазоносности приведены в табл. 39. Для определения потенциального насыщения структур Бымско-Кунгурской моноклинали были использованы

регрессионная модель комплексной вероятности, методы пошагового линейного дискриминантного анализа и машинного обучения (SVM).

Таблица 39 – Средние значения параметров для локальных структур Бымско-Кунгурской моноклинали

Параметр	Пустые (ср)	Насыщенные(ср)	Нас/Пуст	t	p
<b>Ampl</b>	22.47	41.99	1.87	3.7095	0.000324
<b>AO</b>	1544.5	1457.27	0.94	-4.5858	0.000012
<b>S</b>	2916	7287.5	2.50	2.4359	0.016417
<b>Kr_mean</b>	0.92	1.13	1.23	1.5925	0.114063
<b>Kr_az_mean</b>	185.03	179.93	0.97	-1.7082	0.090341
<b>FD</b>	0.99	1.44	1.45	1.3174	0.190366
<b>Intence</b>	0.66	1.1	1.67	2.2589	0.025809
<b>C_org</b>	3.49	4.46	1.28	3.9112	0.000157
<b>B</b>	0.2	0.43	2.15	1.3009	0.195937
<b>Ro</b>	0.75	0.71	0.95	-3.1423	0.002141
<b>M_dm</b>	19.46	20.74	1.07	0.9932	0.322742
<b>Cl_Br(Vk)</b>	258.57	290.99	1.13	2.0383	0.043858
<b>S(Vk)</b>	0.52	0.69	1.33	2.2986	0.023366
<b>Min(Vk)</b>	224.22	212.75	0.95	-1.8832	0.062243
<b>Na_Cl(Vk)</b>	0.73	0.74	1.01	1.2185	0.225578
<b>Min(Vt)</b>	263.22	261.33	0.99	-2.1179	0.036377
<b>Na_Cl(Vt)</b>	0.67	0.69	1.03	2.0887	0.038980

По формуле 22 была рассчитана комплексная вероятность насыщения структур Бымско-Кунгурской моноклинали. Проведенный регрессионный анализ позволил сопоставить вклад каждой группы критериев. Как видно из рис. 30 до уровня  $P_k < 0.65$  наибольший вклад вносят критерии аккумуляции, сменяясь критерием генерации при  $P_k > 0.65$ . Критерий сохранности оказывает наибольшее влияние на насыщенные УВ структуры. Всего рассчитано 163 модели. Итоговая модель регрессии имеет вид:

$$P_k = -0.29 + 0.51 * P_{am} + 0.42 * P_g + 0.73 * P_s$$

$$r=0.977, p<0.0001$$

(31)

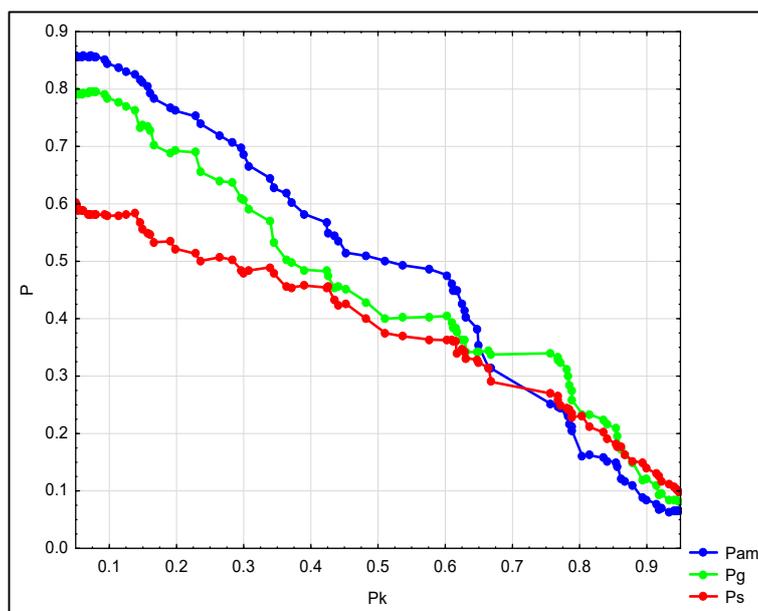


Рисунок 30 – График изменения регрессионных коэффициентов комплексных вероятностных моделей 3-го уровня для структур Бымско-Кунгурской моноклинали.

В целях исследования нефтегазоносности методом ПЛДА был использован ранее собранный комплексный материал по структурным, геохимическим и гидрогеологическим параметрам. Среди данных параметров выделен наиболее влияющий на насыщение структур в данной области, а именно амплитуда (**Ampl**). Помимо амплитуды в статистической модели встречены параметры наивысшей абсолютной отметки структуры, содержание органического углерода в породе, площадь, содержание серы в водах карбонатной части визея, азимут угла наклона поверхности и интенсивность структуры. Структуры Бымско-Кунгурской моноклинали характеризуются самыми большими значениями наивысшей абсолютной отметки структуры, говорящей о глубине залегания структур. Вне статистической модели оказались параметры **Kr**, **FD**, **B**, **Ro**, **M\_dm**, **Cl\_Br(Vk)**, **Min(Vk)**, **Na\_Cl(Vk)**, **Min(Vt)**, **Na\_Cl(Vt)**. Итоги проведения ПЛДА на территории БКМ приведены в табл. 40.

Таблица 40 – Итоги ПЛДА. Бымско-Кунгурская моноклираль.

N=115	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
Абсолютная отметка	АО	0.087	0.662
<b>Амплитуда</b>	<b>Ampl</b>	<b>0.0001</b>	<b>0.697</b>
Количество органического вещества	C <sub>org</sub>	0.133	0.658
Площадь	S	0.066	0.664
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.124	0.659
Азимут угла наклона поверхности локальной составляющей	Kr <sub>az</sub>	0.191	0.655
Интенсивность	Int	0.307	0.651
Переменные вне модели			
Кривизна поверхности локальной составляющей	Kr	0.591	0.642
Расстояние до разломов	FD	0.564	0.642
Хлороформенный битумоид	B	0.945	0.644
Отражательная способность витринита	Ro	0.621	0.644
Мощность доманика	M <sub>dm</sub>	0.493	0.642
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.826	0.641
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.946	0.643
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na-Cl(Vk)	0.425	0.640
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.994	0.644
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na-Cl(Vt)	0.982	0.644

Критерий согласия Пирсона равен 48.17, а процент правильных определений для пустых структур составляет 74,6 %, для насыщенных – 82,1 %, в общем – 78,3 %. Полученная ЛДФ по итогам проведения ПЛДА для структур Бымско-Кунгурской моноклинали приведена ниже:

$$\begin{aligned}
 Zk_{BKM} = & 4.839 + 0.022 * Ampl - 0.003 * AO + 0.287 * C_{org} + 0.001 * S + 0.912 \\
 & * S(Vk) - 0.013 * Kr_{az} + 0.203 * Int
 \end{aligned}
 \tag{32}$$

*clas=78.3%; Fp/Ft=13.2; p<0.00001,*

где, clas – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p- уровень значимости.

Анализ SVM проведен с использованием комплекса новых и старых параметров. Всего среди 115 локальных структур в обучающую выборку

включены 87 из них, 28 попали в тестовую выборку. Подбор коэффициентов  $\gamma$  и  $C$  приведен в табл. 41.

Таблица 41 – Результаты проведения анализа SVM при различных параметрах  $C$  и  $\gamma$  для структур Бымско-Кунгурской моноклинали

№	$\gamma$	$C$	Количество опорных векторов (ограниченные)	Правильность определений, %		
				Обучающая выборка	Тестовая выборка	В целом
1	0.1	0.1	82 (77)	54.0	32.1	48.7
2	1.0	1.0	70 (51)	83.9	71.4	80.9
3	10.0	1.0	70 (51)	98.9	67.9	91.3
4	10.0	10.0	83 (0)	100.0	71.4	93.0
5	5.0	4.0	80 (7)	100.0	71.4	93.0

В первых четырех случаях были использованы стандартные значения параметров  $C$  и  $\gamma$ , в пятой итерации значения были подогнаны с учетом изменения процентов правильного определения для нахождения оптимального значения характеристик гауссовского ядра. Для БКМ оптимальное соотношение значений параметров  $\gamma$  и  $C$  равно 5 и 4 соответственно. При данной конфигурации процент правильных определений для обучающей выборки составил 100 %, для тестовой выборки – 71,4 %, в общем – 93,0 %. Количество опорных векторов для наилучшей конфигурации параметров равно 80, 7 из которых являются ограниченными. По классам распределение векторов следующее: для пустых структур использовано 43 вектора, для насыщенных – 40. Результатом проведения анализа SVM послужило прогнозирование насыщения локальных структур. Было выделено 24 потенциально пустых структур и 27 потенциально насыщенных УВ. По итогам ПЛДА было выделено 32 пустые структуры и 19 насыщенных. Латеральное распределение пустых и насыщенных структур, полученных по результатам проведения ПЛДА и SVM анализов приведены на рис. 31.

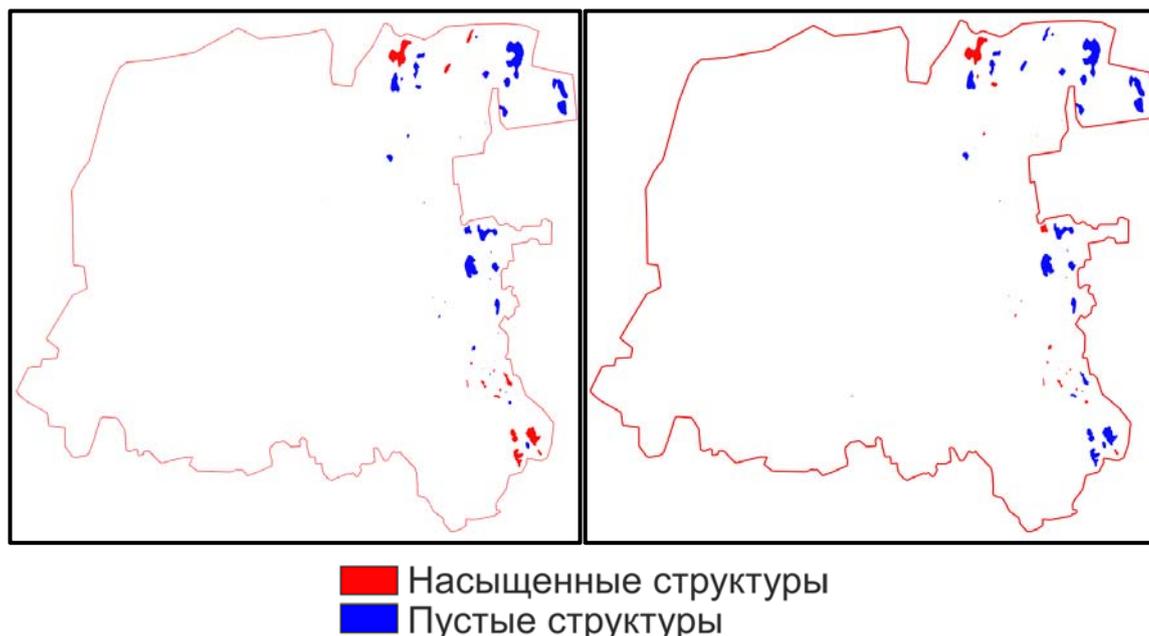


Рисунок 31 – Расположение прогнозируемых структур Бымско-Кунгурской моноклинали по итогам проведения ПЛДА (слева) и SVM (справа).

### 5.6 Прогноз нефтегазоносности локальных структур Пермского свода. Модели 3-го уровня.

В рамках работ по прогнозу нефтегазоносности южной части Пермского края в рамках моделирования, соответственно в границы исследования попала южная часть Пермского свода. На данной территории выделено наименьшее число структур. Общее число структур с известной нефтегазоносностью равно 29, среди которых 16 пустых и 13 насыщенных. Прогнозных структур - 21. Структуры Пермского свода отличаются отсутствием сведений о содержании хлороформенного битумоида, а также отсутствием параметра расстояния до разрывных нарушений (**FD**). Средние значения по остальным используемым для прогноза параметрам приведены в табл. 42.

Таблица 42 – Средние значения параметров для локальных структур Пермского свода

Параметр	Пустые (ср)	Насыщенные(ср)	Нас/Пуст	t	p
<b>Ampl</b>	23.57	78.76	3.34	-6.9450	0.000000
<b>AO</b>	1310.99	1324.71	1.01	-0.9968	0.327692
<b>S</b>	6830	9359	1.37	-0.6138	0.544469
<b>Kr_mean</b>	0.5	1.15	2.30	-4.0187	0.000421
<b>Kr_az_mean</b>	179.43	202.86	1.13	-3.4214	0.001998
<b>FD</b>	0	0	0.00	0	0
<b>Intence</b>	0.76	1.16	1.53	-1.2747	0.213273
<b>C_org</b>	4.88	4.69	0.96	0.5628	0.578185
<b>B</b>	0	0	0.00	0	0
<b>Ro</b>	0.5	0.62	1.24	-5.1546	0.000020
<b>M_dm</b>	17.56	17.33	0.99	0.1131	0.910769
<b>Cl-Br(Vk)</b>	221.04	234.42	1.06	-1.1327	0.267290
<b>S(Vk)</b>	0.25	0.23	0.92	1.0124	0.320353
<b>Min(Vk)</b>	249.59	253.797	1.02	-2.1366	0.041842
<b>Na-Cl(Vk)</b>	0.69	0.68	0.99	0.3516	0.727883
<b>Min(Vt)</b>	258.97	263.88	1.02	-2.6236	0.014136
<b>Na-Cl(Vt)</b>	0.73	0.71	0.97	2.1006	0.045152

Можно отметить, что отношение средних значений амплитуды насыщенных структур к пустым является максимальным среди остальных тектонических элементов. Данный показатель указывает на доминирование влияния параметра **Ampl** при прогнозе нефтегазоносности Пермского свода.

По аналогии с остальными крупными тектоническими элементами для структур Пермского свода рассчитана комплексная вероятность насыщения структур УВ на основании моделей 2-го уровня. Проведенный регрессионный анализ выявил наиболее влияющие на насыщение структур критерии (рис. 32). Как видно из рисунка в диапазоне  $R_k$  от 0.05 до 0.75 д.ед. значения коэффициентов критерия аккумуляции оказывают наибольшее влияние в насыщение структур УВ. Критерии сохранности оказывают большее влияние, чем критерии генерации в диапазоне пустых структур, что связано с повышенной минерализацией вод на территории Пермского свода, относительно других крупных тектонических элементов, участвующих в

исследовании. Высокие значения минерализации вод указывают на неблагоприятные условия сохранения залежей от физико-химического разрушения. При  $P_k$  равном 0.75 д.ед. влияние критериев сохранности резко снижается относительно критериев генерации и до значений  $P_k$  равных 0.8 д.ед. является отрицательным. Для структур, насыщенных УВ (диапазон  $P_k$  от 0.8 до 1.0 д.ед.) влияние в насыщение оказывают только критерии аккумуляции.

Всего рассчитано 47 моделей. Итоговая формула регрессии имеет вид:

$$P_k = -0.29 + 0.51 * P_{am} + 0.42 * P_g + 0.73 * P_s \quad (33)$$

$$r=0.977, p<0.0001$$

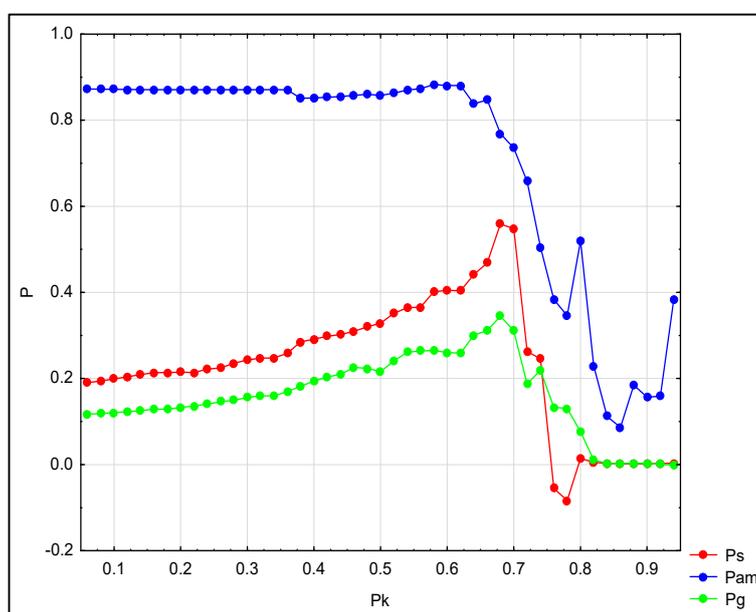


Рисунок 32 – График изменения регрессионных коэффициентов комплексных вероятностных моделей 3-го уровня для структур Пермского свода.

По комплексу критериев для структур Пермского свода был проведен ПЛДА. По итогам анализа подтвердилась гипотеза о доминирующем влиянии амплитуды на насыщение структур. Помимо параметра **Ampl** в статистическую модель были включены параметры **AO**, **S**, **Na\_Cl(Vk)**, **M\_dm**, **Ro**. Вне статистической модели остались параметры **Kr**, **Kr\_az**, **C\_org**, **Intence**, **Cl-Br(Vk)**, **S(Vk)**, **Min(Vk)**, **Min(Vt)**, **Na-Cl(Vt)**. Итоги проведения ПЛДА на территории Пермского свода приведены в табл. 43.

Таблица 43 – Итоги ПЛДА. Пермский свод

N=29	Усл.Об.	p-уровень	Лямбда Уилкса
Переменные в модели			
<b>Амплитуда</b>	<b>Ampl</b>	<b>0.0001</b>	<b>0.357</b>
Абсолютная отметка	АО	0.055	0.220
Площадь	S	0.245	0.197
Содержание натрий-хлора карбонатной части визея	Na-Cl(Vk)	0.083	0.213
Мощность доманика	M dm	0.054	0.221
Отражательная способность витринита	Ro	0.140	0.205
Переменные вне модели			
Кривизна поверхности локальной составляющей	Kr	0.587	0.183
Азимут угла наклона поверхности локальной составляющей	Kr_az	0.402	0.179
Количество органического вещества	C_org	0.660	0.184
Интенсивность	Int	0.379	0.179
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl_Br(Vk)	0.674	0.184
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0.825	0.185
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0.461	0.181
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0.574	0.182
Содержание натрий-хлора терригенной части визея	Na-Cl(Vt)	0.676	0.184

Показателем верного разделения выборок насыщенных и пустых структур является критерий согласия Пирсона, который для анализа на территории Пермского свода равен 40,42. Процент правильных определений для пустых структур равен 93,8%, для насыщенных – 92,3%. В целом среди пустых и насыщенных структур выделено 93,1% верных определений. Данные показатели являются самыми высокими среди всех проведенных ПЛДА как в целом по территории исследования, так и для различных тектонических элементов. По результатам проведения ПЛДА по всем прогнозным структурам была получена ЛДФ, приведенная ниже:

$$Zk_{PS} = -16.528 + 0.052 * Ampl + 0.019 * AO - 0.001 * S - 0.101 * M_{dm} - 7.781 * Ro - 19.384 * Na\_Cl(Vk) \quad (34)$$

*clas=93.1%; Fp/Ft=19.9; p<0.00001,*

где,  $clas$  – процент правильной классификации;  $F_p/F_t$  – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера;  $p$ - уровень значимости.

Анализ SVM проведен по комплексу тех же параметров, что были использованы при ПЛДА. Всего среди 29 локальных структур в обучающую выборку включены 19 из них, 10 попали в тестовую выборку. Подбор коэффициентов  $\gamma$  и  $C$  приведен в табл. 44.

Таблица 44 – Результаты проведения анализа SVM при различных параметрах  $C$  и  $\gamma$  для структур Пермского свода

№	$\gamma$	$C$	Количество опорных векторов (ограниченные)	Правильность определений, %		
				Обучающая выборка	Тестовая выборка	В целом
1	0.1	0.1	15 (12)	63.2	40.0	55.2
2	1.0	1.0	16 (5)	100.0	90.0	96.5
3	10.0	1.0	19 (7)	100.0	40.0	79.3
4	10.0	10.0	19 (0)	100.0	40.0	79.3
5	0.5	4.0	14 (3)	100.0	90.0	96.5

Для Пермского свода оптимальным сочетанием показателей  $C$  и  $\gamma$  стали значения 4,0 и 0,5 соответственно. При данной конфигурации процент правильных определений для обучающей выборки равен 100,0 %, для тестовой – 90,0 %, в общем - 96,5 %. Данный показатель близок к полученному при ПЛДА. Количество опорных векторов для наилучшей конфигурации параметров равно 14, 3 из которых являются ограниченными. По классам распределение векторов следующее: для пустых структур использовано 8 векторов, для насыщенных – 6. Результатом проведения анализа SVM послужило прогнозирование насыщения локальных структур. Было выделено 11 потенциально пустых структур и 10 потенциально насыщенных УВ. По итогам ПЛДА было выделено 17 пустых структур и 4 насыщенных. Латеральное распределение пустых и насыщенных структур, полученных по результатам проведения ПЛДА и SVM анализов приведены на рис. 33.

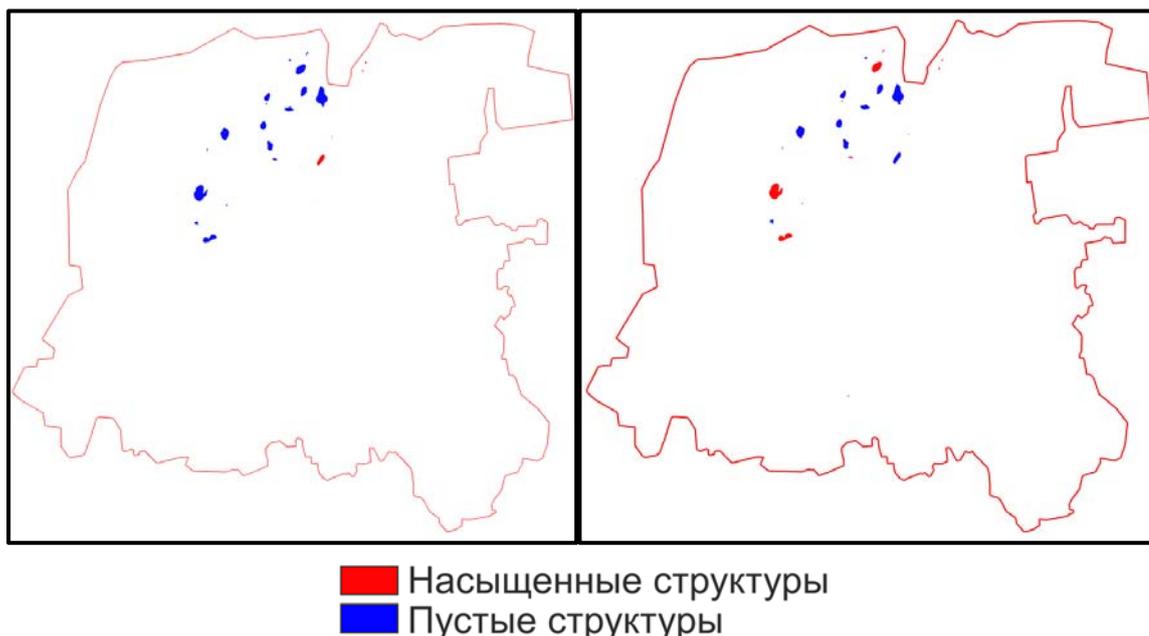


Рисунок 33 – Расположение прогнозируемых структур Пермского свода по итогам проведения ПЛДА (слева) и SVM (справа).

Выявлено, что для всех тектонических элементов наибольший вклад вносят критерии аккумуляции. Коэффициенты критериев генерации по тектоническим элементам варьируются в значимости вклада на насыщение структур УВ, но стабильно влияют слабее, чем критерии аккумуляции, что в целом подтверждает ранее полученные выводы. Построенные модели 3-го уровня доказали, что на территории юга Пермского края прогноз нефтегазоносности локальных структур наиболее эффективно проводить отдельно по тектоническим элементам. Для тектонических элементов, ввиду разных условий формирования, различные критерии влияют на насыщение структур УВ по-разному.

По итогам проведения всех видов анализов, включая анализ отдельно по крупным тектоническим элементам, было выявлено 15 структур, которые оказались потенциально насыщенными УВ, а также 80, которые оказались пустыми. Насыщение выявленных структур подтверждается всеми тремя видами проведенных анализов. Результаты многоуровневого вероятностного моделирования приведены в табл. 45. Карта насыщения структур, со схожими результатами по трем типам анализов приведена на рис. 34.

Таблица 45 – Результаты многоуровневого вероятностного моделирования.

Уровень	Модель	Процент правильных определений, %	Количество моделей, ед
1	По критериям генерации	64.2	6
	По критериям аккумуляции	75.2	17
	По критериям сохранности залежей УВ	57.1	8
2	Комплексный параметр (Рк)	78.6	708
3	Комплексный параметр по БаС	77.4	50
	Комплексный параметр по ВКВ	91.8	107
	Комплексный параметр по БКМ	78.3	163
	Комплексный параметр по БС	77.1	362
	Комплексный параметр по ПС	93.1	47

В табл. 45 приведены проценты правильных определений и количество построенных моделей на разных уровнях. Заметно, что при переходе с 1-го на 2-ой уровень процент правильности определений повышается, что связано с учетом всего комплекса критериев при прогнозе нефтегазоносности. На 3-ем уровне процент правильности определений моделей по тектоническим элементам варьируется от 77.1 до 93.1%. Разброс значений правильности определений и количества моделей связан с учетом специфики геологического строения при прогнозе нефтегазоносности каждого отдельного тектонического элемента.



Рисунок 34 – Совокупная карта насыщения структур по результатам ПЛДА, ПЛДА по тектоническим элементам и SVM.

Таким образом можно рекомендовать к проведению геологоразведочных работ структуры близ Шумовского нефтяного месторождения, в южной и юго-восточной частях Пермского края [5]. Структуры, потенциально насыщенные УВ выявлены на территории Шалымо-Калининской зоны, Енапаевского лицензионного участка, Веслянской валообразной зоны, Лобановской валообразной зоны, Куединского вала, Ножовского выступа, Капканской зоны поднятий, Москудьинского выступа, Дороховского вала. Наибольшее количество выделенных структур относится к Енапаевскому лицензионному участку (6 структур), Дороховскому валу (3 структуры) и Веслянской валообразной зоне (2 структуры). Самой крупной по площади являются структуры в районе Шумовского месторождения, Осинского вала и Енапаевского лицензионного участка. Пустые структуры были встречены во всех нефтегазогеологических районах южной части Пермского края.

### 5.7 Анализ значимости параметров по разным тектоническим элементам.

Итогом проведения ПЛДА по всем тектоническим элементам послужила карта насыщения структур, отражающая насыщение прогнозных локальных структур по всей площади исследования (рис. 35). Сравнение количества выделенных насыщенных и пустых прогнозных структур после проведения ПЛДА комбинированным методом (в целом по площади) с суммарными итогами по тектоническим элементам показало, что нефтенасыщенных структур выделено меньше – 57 при комбинированном методе против 54 при анализе по тектоническим элементам, а пустых больше (166 против 171).



Рисунок 35 – Суммарная карта расположения прогнозных структур и их насыщения по итогам проведения ПЛДА по тектоническим элементам.

Для определения влияния параметров на насыщение по латерали была построена карта с указанием по тектоническим элементам параметров, вносящих наибольший вклад в насыщение локальных структур (рис. 36). Красными указаны параметры, чей р-уровень значимости меньше 0.05.

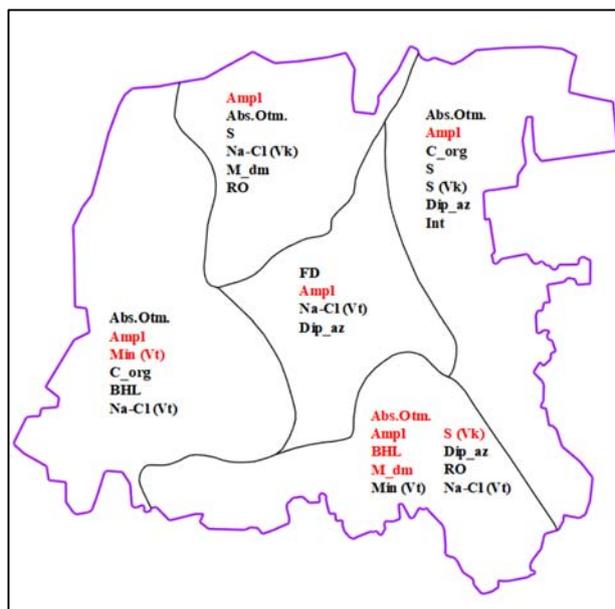


Рисунок 36 – Влияние параметров на насыщение структур по тектоническим элементам.

При анализе можно отметить, что наиболее влиятельным является параметр амплитуды, вне зависимости от тектонического элемента. Данная региональная зависимость была отмечена и ранее. Также можно обнаружить, что количество солей натрия-хлора в составе вод терригенного визея встречается в западной, центральной и южной частях территории исследования (ВКВ, БаС и БС). Данное открытие обусловлено повышенной соленостью вод терригенного визея, что является косвенным признаком нефтеносности. На карте распределения параметра содержания  $Na\_Cl (Vt)$  для данных тектонических элементов выявлены максимальные значения. По аналогии с содержанием натрия-хлора в составе вод терригенного визея на насыщение структур БС и ВКВ оказывает влияние параметр минерализации вод терригенного визея, который сам по себе отражает соленость воды.

В центральной и восточной частях территории исследования встречен параметр азимута угла наклона поверхности. В области БаС, БС и БКМ данный параметр ведет себя наиболее инвариантно. Кривизна поверхности, отражаемая данным параметром, изменяется в диапазоне от  $1^\circ$  до  $350^\circ$  более уплотненно по площади. В северной и северо-восточной частях территории можно отметить влияние параметра площади структур на их насыщение, в ПС

и БКМ разница между площадями пустых и насыщенных структур обучающей выборки является максимальной.

### **5.8 Комплексная схема вероятностного прогнозирования нефтегазоносности локальных структур**

Получение региональных зависимостей вероятности насыщения структур углеводородами – одна из главных задач исследования, для которых необходимы дополнительные исследования. Полученная вероятностная схема позволит оценить перспективы как малоизученных, так и высокоизученных районов южной части Пермского края, а также уточнить границы нефтегазогеологического районирования (НГГР).

В разделе 5.1 по итогам проведения комплексного анализа методом ПЛДА была получена единая формула, по которой можно рассчитать вероятность насыщения локальных структур на территории исследования. По итогам аппроксимации кривой, изображённой на рис. 25 была получена функция расчета вероятности насыщения локальных структур. На основании этих сведений в трехмерной геологической модели была рассчитана комплексная схема вероятностного прогнозирования нефтегазоносности локальных структур.

Схема отражает вероятность насыщения территории УВ, и на основании данной схемы можно произвести уточнение границ текущего нефтегазогеологического районирования в районе исследования. Новые предложенные границы нефтегазогеологического районирования увязаны с границами вероятности насыщения территории, которые были получены в результате вышеизложенного анализа. Комплексная схема площади представлена на рис. 37. Предложенная схема вероятностного прогнозирования позволяет уточнить границы атоллов, валов, выступов, бортов Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) и других крупных нефтегазогеологических объектов.

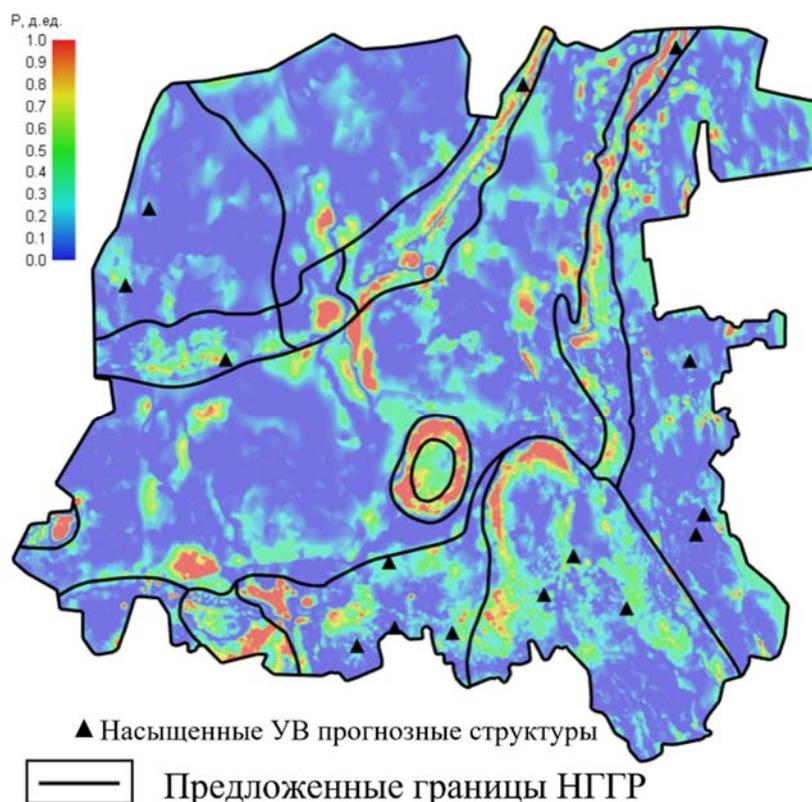


Рисунок 37 – Комплексная схема вероятностного прогнозирования нефтегазоносности локальных структур с предложенными границами НГГР и потенциально насыщенными УВ структурами.

На комплексной схеме вероятностного прогнозирования можно выделить структуры, которые потенциально могут быть нефтенасыщенными [9,77,79]. Данные, полученные в ходе анализа по прогнозированию нефтегазоносности увязаны с полученной схемой. Видно, что в ранее рекомендованных районах для проведения геолого-разведочных работ вероятность насыщения структур углеводородами выше, чем в тех, где прогнозируются пустые структуры.

Анализ насыщения прогнозируемых структур был произведен посредством построения моделей 2-го уровня, а именно методами математической статистики – пошаговым линейным дискриминантным анализом. Этот анализ был применен по комплексу критериев аккумуляции, генерации и сохранности залежей УВ для всей территории исследования. По итогам проведения анализа были получены вероятностно-статистические модели насыщения прогнозируемых структур. Достоверность моделей

подтверждается критерием согласия Пирсона, а также правильностью определений в обучающей выборке. Получены вероятности насыщения прогнозируемых структур, на основании которых были выделены структуры, потенциально насыщенные УВ и потенциально пустые.

Была выдвинута гипотеза о том, что для каждого отдельного тектонического элемента, входящего в рамку исследования различные параметры будут по-разному влиять на насыщение структур УВ. Принято решение о проведении вероятностного моделирования 3-го уровня. Проведен ПЛДА по каждому отдельному тектоническому элементу (Бабкинская седловина, Башкирский свод, Верхнекамская впадина, Бымско-Кунгурская моноклираль и Пермский свод). Получены вероятностно-статистические модели по каждому тектоническому элементу, достоверность которых подтверждается высоким процентом правильности определений и критерием согласия Пирсона.

В качестве альтернативы применяемому методу прогнозирования был использован современный метод машинного обучения – Support Vector Machine, позволяющий разделять выборку не линейной зависимостью, а нелинейно – при помощи гауссовой кривой. Также были рассчитаны регрессионные модели на основании комплексной вероятности насыщения структур УВ.

Проведено исследование влияния различных параметров на насыщение структур УВ в зависимости от их латерального расположения, выделены наиболее влияющие критерии, а также найдена взаимосвязь между ними.

Построенные модели 3-го уровня доказали, что на территории юга Пермского края прогноз нефтегазоносности локальных структур наиболее эффективно проводить отдельно по тектоническим элементам. Для тектонических элементов, ввиду разных условий формирования, различные критерии влияют на насыщение структур УВ по-разному.

Получение комплексных вероятностно-статистических моделей позволило построить комплексную схему вероятностного прогнозирования

нефтегазоносности локальных структур на территории исследования. На основании данной схемы были пересмотрены действующие границы зон нефтегазогеологического районирования, предложены новые границы, выделены наиболее перспективные области для проведения геолого-разведочных работ.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения данной работы были получены следующие результаты:

1. Проанализирован накопленный опыт отечественных и зарубежных ученых в области прогнозирования нефтегазоносности локальных структур.
2. Произведено трехмерное цифровое моделирование визейских отложений территории южной части Пермского края для целей прогнозирования нефтегазоносности структур.
3. Проведен анализ насыщения структур углеводородами методами математической статистики по критериям генерации, аккумуляции и сохранности залежей УВ, а также по комплексу критериев в целом по территории исследования и отдельно по тектоническим элементам.
4. Разработаны многоуровневые регрессионные модели для прогноза нефтегазоносности локальных структур.
5. Проведен прогноз нефтегазоносности выделенных локальных структур.
6. Уточнены границы зон нефтегазогеологического районирования южной части Пермского края на основании полученной комплексной схемы вероятностного прогнозирования нефтегазоносности локальных структур.

Рассчитанные вероятностные значения насыщения локальных структур южной части Пермского края позволят в дальнейшем более рационально планировать геолого-разведочные работы на поиски залежей нефти в нижне-средневизейском НГК.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. – М.;Тюмень: Изд-во Тюмен. гос. ун-та, 2004. – 296 с.
2. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. – М.: Геоинформмарк. – 2002. – 201 с.
3. Ампилов Ю.П. Технология построения геологических моделей месторождений углеводородов в условиях их малой изученности бурением // Перспективы выявления и освоения месторождений газа, конденсата и нефти на шельфе морей России. – М., – 1998. – С. 42–53.
4. Афифи А.А., Эйзен С.П. Статистический анализ. Подход с использованием ЭВМ. М.: Мир. – 1982. – 488 с.
5. Байрак И.К., Кузнецов С.В. Повышение эффективности геологоразведочных работ в условиях сложнопостроенных и малоразмерных объектов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 4. – С. 42–45.
6. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М. – 1973. – 344 с.
7. Бакиров А.А., Бордовская М.В., Ермолкин В.И. и др. Геология и геохимия нефти и газа: учебник для студентов вузов по специальности "Геология нефти и газа". - М. : Недра. – 1993. – 288 с.
8. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения. Исторический обзор и современное состояние // Изв. АН СССР. – 1967. – сер. геология. №11. – С. 135-156.
9. Винниковский С.А., Шаронов Л.В. Закономерности размещения и условий формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. – Т.П. Пермская область и Удмуртская АССР. – М.: Недра. – 1977. – 272 с.
10. Вистелиус А. В. Основы математической геологии. Л.: Недра. – 1980. – 389 с.
11. Воеводкин В.Л., Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Исследование влияния критериев нефтегазоносности и изученности территории Пермского края на распределение месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2012. – № 6. – С. 30-34.

12. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимчук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. – Изд-во "Наука", Сибирское отд-ние, 1971. – 166 с.
13. Галкин В.И., Карасева Т.В., Козлова И.А., Носов М.А., Кривошеков С.Н. Дифференцированная вероятностная оценка генерационных процессов в отложениях доманикового типа Пермского края // Нефтяное хозяйство. 2014. – № 12. – С. 103-105.
14. Галкин В.И., Козлова И.А., Мелкишев О.А., Шадрин М.А. Геохимические показатели РОВ пород как критерии оценки перспектив нефтегазоносности // Нефтепромысловое дело. 2013. – № 9. – С. 28-31.
15. Галкин В.И., Козлова И.А., Растегаев А.В., Ванцева И.В., Кривошеков С.Н., Воеводкин В.Л. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур // Нефтепромысловое дело. 2010. – №7.
16. Галкин В.И., Мерсон М.Э. О влиянии обучающей выборки на эффективность локального прогноза нефтегазоносности (на примере северо-востока Волго-Урала) // Наука – производству. – М., 2006. – № 1. – С. 18–20.
17. Галкин В.И., Морошкин А.Н. Локально-зональный прогноз нефтегазоносности территории Башкирского свода // Нефтяное хозяйство, 2013. – № 5. – С. 6–9.
18. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург, 2011. – 299 с.
19. Галкин В.И., Соснин Н.Е. Разработка геолого-математических моделей для прогноза нефтегазоносности сложнопостроенных структур в девонских терригенных отложениях // Нефтяное хозяйство. 2013. – № 4. –С. 28-31.
20. Галкин С.В. Вероятностный прогноз геологических рисков при поисках месторождений нефти и газа. – Пермь: Книжный мир, 2009. – 224 с.
21. Галкин С.В. Опыт и результаты применения вероятностно-статистических критериев при оценке перспектив нефтегазоносности антиклинальных объектов Пермской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2002. – № 3. – С. 4–9.
22. Геологическое строение Камско-Кинельской впадины в связи с нефтегазоносностью и угленосностью Пермского области / С.А.

- Винниковский [и др.] // Геология и нефтегазоносность Камско-Кинельских прогибов. – Казань: изд. Казан. Ун-та, 1970.
23. Геостатистика: теория и практика / В. В. Демьянов, Е. А. Савельева ; под ред. Р. В. Арутюняна; Ин-т проблем безопасного развития атомной энергетики РАН. – М. : Наука, 2010. – 327 с.
24. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. Кн. 1. – М.: Недра, 1990. – 319 с.
25. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. Кн. 2. – М.: Недра, 1990. – 426 с.
26. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, – 1983.
27. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 204 с.
28. Демьянов В.В., Каневский М.Ф., Савельева Е.А., Тимонин В.А., Чернов С.Ю. Кригинг и базовые модели геостатистики, ВИНТИ, Москва, 1999 г. – 13 стр.
29. Денисов С.Б. Построение детальных геологических моделей нефтяных месторождений // Геофизика. – 1998. – № 1. – С. 45–57.
30. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. М.: Издательский дом «Вильямс». – 2007.
31. Дюбрюль О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных; Евр. ассоциация геоученых и инженеров (EAGE). – М., 2002. – 296 с
32. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии.: Ин-т компьютер. исслед. -М.; Ижевск, – 2009 г. – 255с.
33. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.И. и др. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. – М.: Наука, 1990. – 79 с.
34. Закревский К.Е. Геологическое 3D-моделирование; ООО «ИПЦ Маска». – М., 2009. – 376 с.
35. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D-моделей. – М.: Маска, 2008. – 272 с.
36. Кабышев Б.П., Чупрынин Д. И. Принципы и методика локального прогноза нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 1984. – №М. – С.18-23.

37. Каневский М.Ф., Демьянов В.В., Савельева Е.А., Чернов С.Ю., Тимонин В.А. (1999) Элементарное введение в геостатистику, серия Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. ВИНТИ, Москва. – 1999. – № 11.
38. Капутин Ю.Е. Горные компьютерные технологии и геостатистика. СПб: Недра. - 2002. – 424 с.
39. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. –Москва: Недра, 1972. – 280 с.
40. Кривошеков С.Н. Разработка регионально-зональных критериев прогноза нефтегазоносности территории Пермского Прикамья вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. 2011. – № 10. – С. 10-14.
41. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело. – 2010. - №7. – С.28-31.
42. Кривошеков С.Н., Кочнев А.А., Санников И.В. Перспективы нефтегазоносности отложений доманикового типа на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. – № 9 – С. 18-26
43. Кривошеков С.Н., Носов М.А., Петров А.Н. Применение вероятностно-статистических методов при зональном прогнозе нефтегазоносности визейских отложений юго-востока Пермского края // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т.4. – №1. – С.16-20.
44. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Галкин С.В., Галкин В.И., Растегаев А.В. Методика вероятностной оценки геологических рисков при поисках нефтяных месторождений для территорий с высокой плотностью промышленных открытий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. – № 10. – С. 4-13.
45. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Козлова И.А. Определение перспективных участков геолого-разведочных работ на нефть вероятностно-статистическими методами на примере территории Пермского края // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012 г. – №4. – С. 7-14.
46. Лагутин М.Б. Наглядная математическая статистика: Учебное пособие. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. – 472 с.
47. Леворсен А.И. Геология нефти и газ М.: Мир. 1970. – 638 с.

48. Лядова Н.А. Анализ влияния региональных и локальных гео-логических условий на размещение залежей в каменноугольных отложениях Прикамья // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений: экспресс-информ. - М., 1992. – С. 7-10.
49. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А, Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края; ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2010. – 335 с.
50. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики: пер. с фр. – М., Мир, 1967. –387 с.
51. Мелкишев О.А. Выделение и использование антиклинальных и синклинальных областей для зонального прогноза нефтегазоносности (на примере отложений визейского терригенного нефтегазоносного комплекса на юге Пермского края) // Нефтепромысловое дело. 2015. – № 6. – С. 15-19.
52. Мелкишев О.А. Исследование особенностей распределения нефтегазоносности на юге Пермского края (в пределах Башкирского свода) - Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. – № 1. – С. 48-51.
53. Мелкишев О.А., Галкин В.И., Кожевникова Е.Е., Карасева Т.В. Зональный прогноз нефтегазоносности девонского терригенного нефтегазоносного комплекса на юге Пермского края // Нефтяное хозяйство. 2014. – № 6. – С. 4-8.
54. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа / В.Б. Левянт, Ю.П. Ампилов, В.М. Глоговский, В.В. Колесов, М.Б. Коростышевский, С.Н. Птецов; ОАО «ЦГЭ». – М., 2006. – 40 с.
55. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Ч. 1. Геологические модели; ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2003.
56. Неручев С.Г. Нефтематеринские свиты и миграция нефти. Л.: Недра. 1969. 201 с.
57. Неручев С.Г. Рогозина Е.К. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра, 1986. 247 с.
58. Нефтепромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И.П. Чоловский, М.М. Иванов, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин; РГУ нефти и газа. – М., 2002. – 456 с.

59. Носов М.А., Галкин В.И., Кривошеков С.Н., Мелкишев О.А. Отложения доманикового типа – возможный источник нетрадиционных углеводородов для Пермского края: обзор, перспективы, рекомендации // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №10. – С. 90-91.
60. Общая теория статистики: Учебник / Под ред. Р. А. Шмойловой. — 3-е издание, переработанное. — Москва: Финансы и Статистика, 2002. — 560 с.
61. Особенности геологического строения и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Пермской области. – Шершнев К.С., Благиных Л.Л., Дулепов Ю.А. и др. – Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. – М.: Наука, 1991. – С. 79-84.
62. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. – М.: Гостехиздат, – 1961.
63. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.
64. Проворов В.М. История геологического развития территории Пермской области // Общая и региональная геология, геология морей и океанов, геол. картирование. - Обзор ООО "Геоинформцентр". - М. – 2003.-38 с.
65. Путилов И.С. Научное обоснование вероятностно-статистических методов прогноза нефтегазоносности структур в условиях высокоизученных территорий. – 2016. – 369 с.
66. Путилов И.С. Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений. – Пермь, Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. – 2011. – 72 с.
67. Путилов И.С. Уточнение сейсмогеологических моделей объектов, подготовленных сейсморазведкой с учетом поискового и структурно-параметрического бурения, обобщение структурных построений в пределах Енапаевского, Жуковского, Забродовского и Колвинского лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Южно-Чайкинская площадь 3D); Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь. – 2012.
68. Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Гуляева А.А., Южаков А.Л., Попов Н.А.. Создание концептуальной геологической модели на основе литолого-петрографических исследований на примере пермокарбоновой залежи Усинского месторождения // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – №3 – С. 214-222.

69. Путилов И.С., Галкин В.И. Разработка методики вероятностно-статистического прогноза нефтегазоносности локализованных структур (на примере южной части Пермского края)//Нефтяное хозяйство. – 2014. – №4. – С. 26-29
70. Путилов И.С., Ладейщиков С.В. Комплексный подход при сейсмофациальном районировании нижнебобриковских отложений Чашкинского месторождения//Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: материалы Междунар. Науч.-практ. Конф., г. Пермь 26-27 ноября 2015 г./Перм. гос. нац. исслед. ун-т.-Пермь, 2015. – С.150-154.
71. Путилов И.С., Потехин Д.В. Опыт корректировки распределения литологии при трехмерном геологическом моделировании на основе представлений о геологическом строении нефтяных залежей// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5–6. – С. 48–50.
72. Путилов И.С., Соловьев С.И., Обухов А.А., Пятунина Е.В., Комплексный подход к изучению доманиковых отложений на территории Пермского края//Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых отложений, в том числе из доманиковых отложений: Сборник докладов по итогам межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ «Ленингорскнефть». Карабаш, 6-7 августа 2015 г./ Альметьевск ПАО «Татнефть», 2015. – С.71-78.
73. Пятунина Е.В., Хакимова Ж.А., Неганов В.М. Особенности развития коллекторов визейской терригенной толщи и перспективы их обнаружения на юго-востоке Пермского Прикамья // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 10. – С. 27–31.
74. Руководство пользователя программного продукта IRAP RMS. – М., 2002.
75. Справочник по математическим методам в геологии. / Д.А.Родионов, Р.И.Коган, В.А.Голубева и др. – М., Недра, 1987. – 335 с.
76. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомоллов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Сусллова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. – 2015. – № 2 (61). – С.77-86. DOI: 10.18599/grs.61.2.7

77. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов / М.Ф. Мирчинк, Р.О. Хачатрян, В.И. Громека, Ю.Б. Митрейкин, О.М. Мкртчян, Г.В. Нартов. – М.: Наука, 1965. – 216 с.
78. Фокин. А. Риски и неопределенности в геологоразведочном процессе // Новатор. – 2011. – №43. – С. 8-12.
79. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. – М.: Наука, 1979. – 171 с.
80. Южаков А.Л. Прогноз нефтегазоносности структур по тектоническим элементам отражающего горизонта ПК южной части Пермского края // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. Сборник материалов II международной научной конференции. Пермь, 2019. – С. 195-200.
81. Южаков А.Л., Путилов И.С. Прогнозирование нефтегазоносности южной части Пермского края с использованием регионального трехмерного моделирования // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – №4 – С. 317-330.
82. Южаков, А. Л. Классификация структурных локальных остатков отражающего горизонта ПК на примере юга пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: Материалы XI Всероссийской научно-технической конференции, г.Пермь, 7-9 ноября 2018 г. – С. 85.
83. Южаков А.Л., Габнасыров А.В., Макиев Т.Т., Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Пулина А.С., Корякин С.Ю., Львовская Я.Л., Никитина М.В. Региональная оценка нефтегазоносности девонских терригенных отложений на юге Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – №8. – С. 34-43.
84. Южаков А.Л., Селетков И.А., Ладейщиков С.В., Фадеев А.П. Изучение трещиноватых коллекторов от сейсморазведки до гидродинамической модели // Геофизика. – 2020. – №5. – С. 20-25.
85. Южаков А.Л., Габнасыров А.В., Путилов И.С., Корякин С.Ю., Винокурова Е.Е., Гаврилова Н.Е. Перспективы нефтегазоносности доманиковой формации Тимано-Печорской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – №1. – С. 4-7.
86. Южаков А.Л. Применение методов машинного обучения для прогноза нефтегазоносности локальных структур Башкирского свода на территории Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – №9 – С. 90-93.

87. Armstrong M. Basic Linear Geostatistics, Springer, 1998, 155 p.
88. C.V. Deutsch Geostatistical Reservoir modelling. Oxford University Press. 2002.
89. Cosentino L. Integrated reservoir studies. – Paris: Edit. TECHNIP, 2001. – 400 p.
90. Davis J.C. Statistics and Data Analysis in Geology, 3Rd Edition. - John Wiley & Sons, 2002.
91. Evgeniy Kovalevskiy Geological Modelling on the Base of Geostatistics. COURSE NOTE, - Student Lecture Tour, RUSSIA & CIS 2011-2012.
92. Fatai Anifowose, Abdulazeez Abdulraheem, Abdullatif Al-Shuhail. A parametric study of machine learning techniques in petroleum reservoir permeability prediction by integrating seismic attributes and wireline data // Journal of Petroleum Science and Engineering, February 2019, DOI: 10.1016/j.petrol.2019.01.110.
93. G.M. Kaufman, Y. Balcer, D. Kruyt. A probabilistic model of oil and gas discovery // First IIASA Conference on Energy Resources. – 1975. P. 248-260.
94. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide - New York : Oxford University Press, 1998. - 369 p.
95. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamie data analysis. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.
96. Introduction to data mining / Pang-Ning Tan, Michael Steinbach, Vipin Kumar. Boston : Pearson Addison Wesley, 2005, – 769 p.
97. Isaaks, E. H. and Srivastava, R. M. An Introduction to Applied Geostatistics, Oxford University Press, 1989. – 561 p.
98. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.
99. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. – MITCEEPR. – 1992. – 30 p.
100. 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.
101. Meng L., Zhen L., Minzhu L., Huilai Z. Prediction of residual oil saturation by using the ratio of amplitude of time-lapse seismic data // GEOPHYSICS. – Vol. 82. – NO. 1, 2017. – P. 1-12.

102. Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to linear regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
103. Warren, J.E. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs / J.E. Warren, P.J. Root // Soc. Petrol. Eng. J. – 1963.
104. Yang Xin-She. Mathematical modeling for Earth Sciences. – Dunedin Academic Press ltd, 2008. – 310 p.
105. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.