

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 эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный руководитель: **Путилов Иван Сергеевич**
доктор технических наук, доцент

**Официальные
оппоненты:** **Бородкин Владимир Николаевич**
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
кафедра «Геология месторождений нефти и газа»,
профессор

Кожевникова Елена Евгеньевна
кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный
исследовательский университет», кафедра «Региональная и
нефтегазовая геология», заведующий кафедрой

Ведущая организация: Закрытое акционерное общество «Моделирование и
мониторинг геологических объектов
им. В.А. Двуреченского» (г. Москва)

Защита состоится 14 марта 2023 года в 15.00 на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15 по адресу 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (сайт <http://pstu.ru>)

Автореферат разослан « ____ » _____ 20 ____ г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
Д ПНИПУ.05.15,
кандидат технических наук, доцент

Мелехин А.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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, 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, 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. Kruyt. (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.

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

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

1. Анализ и обобщение отечественного и зарубежного опыта в области прогнозирования нефтегазоносности локальных структур.

2. Создание трехмерной цифровой модели визейских отложений 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, 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 локальных структур.

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.

Объект исследования.

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 многоуровневые вероятностно-статистические модели нефтегазоносности структур по критериям генерации, аккумуляции и сохранности залежей УВ, а также в комплексе данных критериев;

3. Выполнена вероятностная оценка нефтегазоносности выделенных локальных структур южной части Пермского края;

4. На основании разработанных вероятностно-статистических моделей получена комплексная схема вероятностного прогнозирования нефтегазоносности территории исследования, которая позволяет уточнить границы зон нефтегазогеологического районирования.

Методы и методология исследования.

В работе использованы методы математической статистики и машинного обучения:

построение линейных вероятностных моделей, пошаговый линейный дискриминантный анализ, Support Vector Machine, множественная регрессия. Применено 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 результатов работы.

Основные положения работы, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались и обсуждались на ежегодной Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» г. Пермь (в 2017-2018 г.г.); на 73-ей международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019» г. Москва; на XII международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире» (Пермь, 2019г.); на II международной научной конференции «Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ» 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.

Соответствие паспорту научной специальности

Указанная область исследования соответствует паспорту научной специальности 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно: п.2 - Прогнозирование, поиски, разведка и геолого-экономическая оценка месторождений: методология прогнозирования, оценки ресурсов и подсчет запасов нефти и газа; современные методы поисков и разведки месторождений.

Структура и объем работы.

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

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и основные задачи исследования, научная новизна, защищаемые положения и практическая ценность работы.

В первой главе «Геологическая характеристика объекта исследования» приведен обзор предшествующих исследований, геологическая характеристика объекта исследования, а также описывается создание трехмерной цифровой геологической модели для целей выделения и прогнозирования нефтегазоносности локальных структур отражающего горизонта П^к.

Прогнозирование нефтегазоносности территории является неотъемлемой частью процесса поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений. Многие отечественные и зарубежные ученые внесли значительный вклад в развитие данной отрасли нефтегазовой геологии. Обзор предшествующих исследований отечественных и зарубежных ученых показывает, что при прогнозе нефтегазоносности используются различные виды исходной информации, а также их комбинации. В главе представлена геологическая характеристика территории южной части Пермского края. В пределах площади исследования располагаются крупные тектонические элементы: в центре Бабкинская седловина (БаС), на западе – Верхнекамская впадина (ВКВ), на юго-востоке – Башкирский свод (БС), в северной части – южная часть Пермского свода (ПС), а на востоке – Бымско-Кунгурская моноклираль (БКМ). Представлено геологическое описание тектонических элементов и всех встреченных на территории исследования нефтегазоносных комплексов. На рис. 1 представлен отражающий горизонт (ОГ) П^к, приуроченный к кровле тульских терригенных отложений, с выделенными границами тектонических элементов и нанесенными скважинами с проведенными исследованиями по изучению гидрогеологии и геохимии.

На исследуемой территории область покрытия площади сейсморазведочными работами составляет более 19000 км², что дает большой объем достоверной информации для анализа нефтегазоносности южной части Пермского края. Опыт прошлых лет и геологическая сложность объекта исследования показали, что для целей выявления локальных структур и наиболее полного учета сведений при прогнозировании их нефтегазоносности необходимо создание единой

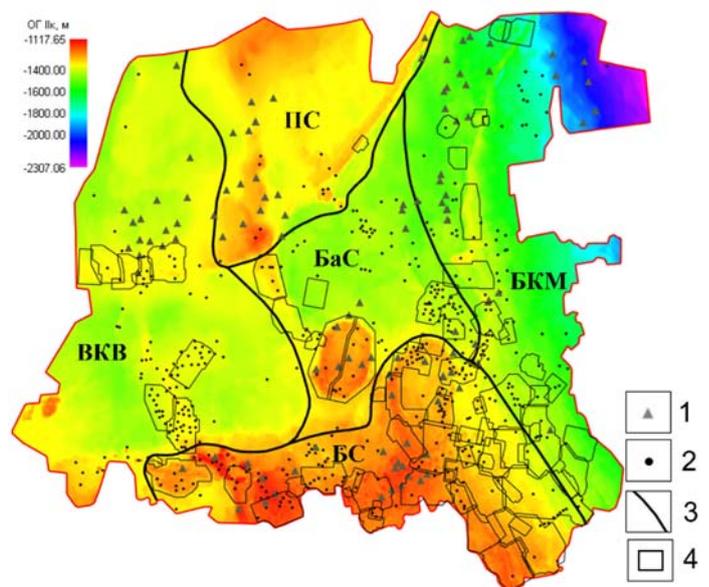


Рисунок 1 – Поверхность отражающего горизонта П^к с границами тектонических элементов: 1 – Скважины с проведенными гидрогеологическими исследованиями, 2 – Скважины с исследованиями по геохимии, 3 – границы структур 1-го порядка, 4 – границы СР 3Д

трехмерной цифровой геологической модели с расширенным количеством исходной информации.

При трехмерном цифровом моделировании область исследования выбрана так, чтобы максимально задействовать все имеющиеся исходные данные по сейсморазведке 3Д для южной части Пермского края. Наибольший интерес вызывает отражающий горизонт Π^k , который приурочен к кровле тульских терригенных отложений, близ него располагается основной нефтегазоносный комплекс (НГК) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – Нижне-средневизейский терригенный НГК, который характеризуется наибольшим количеством разведанных запасов углеводородного сырья. Для изучения изменения структурного плана по результатам сейсморазведочных работ были рассчитаны региональная, зональная и локальная составляющие отражающего горизонта Π^k . Региональная, зональная и локальная составляющие характеризуются выделением структур 1-го, 2-го и 3-го порядка соответственно. По каждой составляющей ОГ были построены структурные поверхности.

На поверхности локальной составляющей выделены антиклинальные структуры, по последним замкнутым изогипсам которых получены границы локальных структур (структур третьего порядка, выделенных на поверхности локальной составляющей ОГ). Отдельные полученные структуры были проиндексированы и расклассифицированы по известным данным на три категории: нефтенасыщенные (структуры, в которых был получен промышленный приток нефти), пустые (структуры, по которым доказано отсутствие нефтеносности) и прогнозируемые. На основе ОГ Π^k построена цифровая трехмерная модель визейских отложений с размером ячеек 100 x 100 м. Получены поверхности региональной, зональной и локальной составляющих ОГ.

Во второй главе «Критерии генерации углеводородов на территории южной части Пермского края» рассмотрены критерии генерации углеводородов, влияющие на нефтегазонасыщение локальных структур.

В первую очередь был проанализирован генерационный потенциал территории и его влияние на нефтегазоносность локальных структур визейских отложений. В качестве критериев генерации использованы геохимические параметры нефтегазоматеринской свиты (семилуцкие отложения верхнего девона). Параметр содержания органического углерода (C_{org}) в породе показывает генерационный потенциал отложений. Отражательная способность витринита (R_o) указывает на степень катагенетической преобразованности органического вещества в породе и зрелость нефтегазоматеринских толщ. Высокие значения содержания хлороформенного битумоида (B) указывают на высокий генерационный потенциал территории, мощность семилуцких отложений (M_{dm}) отражает толщину нефтематеринской породы, что напрямую влияет на нефтегазоносность вышележающих толщ. Для всех вышеперечисленных параметров в табл. 1 приведены средние значения для пустых и нефтенасыщенных структур. Используемые геохимические параметры являются информативными при прогнозе нефтегазоносности, что подтверждается наличием значимых значений t -критерия Стьюдента и различием средних значений в выборках для пустых и нефтенасыщенных структур.

Таблица 1 – Средние значения параметров для нефтенасыщенных и пустых структур.

Параметр	Нефте- насыщенные структуры	Пустые структуры	t-критерий - числитель p-уровень - знаменатель
1	2	3	4
Критерии генерации УВ			
Содержание органического углерода в породе – C _{org} , %	<u>5.59±2.0</u> 2.0 – 8.5	<u>5.03±2.6</u> 1.9 – 8.3	<u>4.19</u> 0.05
Содержание хлороформенного битумоида – B, %	<u>1.57±2.2</u> 0.1 – 5.0	<u>0.90±1.9</u> 0.1 – 5.0	<u>5.14</u> 0.23
Отражательная способность витринита – R _o , %	<u>0.59±0.01</u> 0.45 – 0.8	<u>0.61±0.01</u> 0.39 – 1.1	<u>-2.05</u> 0.01*10⁻⁴
Мощность семилукских отложений – M _{dm} , м	<u>23.01±33.5</u> 6.7 – 36.7	<u>21.09±31</u> 8.8 – 37.3	<u>3.73</u> 0.49
Критерии аккумуляции УВ			
Амплитуда – Ampl, м	<u>38.58±960</u> 0.57 – 159.6	<u>15.43±194</u> 0.11 – 84.1	<u>10.46</u> 0.01*10⁻⁴
Площадь - S, тыс. м ²	<u>9096±117924</u> 40 – 481550	<u>4607±576939</u> 50 – 347470	<u>1.65</u> 0.01*10⁻⁴
Интенсивность - Int = $\frac{Ampl}{\sqrt{S}}$, ед.	<u>0.90±0.8</u> 0.03 – 7.1	<u>0.53±0.3</u> 0.1 – 4.0	<u>5.32</u> 0.01*10⁻⁴
Наибольшая абсолютная отметка - АО, м	<u>-1312.92±11855</u> 1147 – 1701	<u>-1386.8±26740</u> 1179 – 2194	<u>-5.88</u> 0.01*10⁻⁴
Расстояние до разломов - FD, м	<u>0.90±2.6</u> 0 – 6	<u>0.78±2.4</u> 0 – 6	<u>0.80</u> 0.54
Кривизна поверхности локальной составляющей - K _r , град	<u>1.28±1.0</u> 0.21 – 7.6	<u>0.78±0.4</u> 0.04 – 5.0	<u>6.49</u> 0.01*10⁻⁴
Азимут угла наклона поверхности локальной составляющей - K _{r az} , град	<u>180.1±309.5</u> 113.7 – 234.0	<u>180.8±312</u> 127.9 – 231.0	<u>-0.42</u> 0.95
Кривизна поверхности региональной составляющей – K _{r (reg)} , град	<u>0.29±0.03</u> 0.06 – 0.9	<u>0.31±0.03</u> 0.05 – 1.1	<u>1.49</u> 0.01*10⁻⁴
Азимут угла наклона поверхности региональной составляющей – K _{r az (reg)} , град	<u>130.9±8769</u> 13.3 – 351.8	<u>129.9±9077</u> 4.0 – 347.0	<u>-0.11</u> 0.79
Кривизна поверхности зональной составляющей – K _{r (zon)} , град	<u>0.24±0.02</u> 0.02 – 1.1	<u>0.21±0.02</u> 0.02 – 0.9	<u>-1.25</u> 0.01
Азимут угла наклона поверхности зональной составляющей – K _{r az (zon)} , град	<u>183.0±6143</u> 5.9 – 348.6	<u>166.7±9197</u> 1.5 – 354.2	<u>-1.45</u> 0.01
Критерии сохранности залежей УВ			
Среднее содержание хлор-брома карбонатного визея – Cl Br(Vk), мг/л	<u>293.66±3276</u> 175.9 – 409.9	<u>285.14±3255</u> 183.8 – 398.2	<u>1.65</u> 0.96
Среднее содержание серы в водах карбонатного визея – S(Vk), мг/л	<u>0.99±0.3</u> 0.07 – 2.2	<u>0.77±0.2</u> 0.14 – 2.3	<u>4.43</u> 0.01
Минерализация вод карбонатного визея – Min(Vk), мг/л	<u>190.72±1437</u> 142.3 – 260.4	<u>206.17±1338</u> 150.4 – 267.1	<u>-4.55</u> 0.58

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Среднее содержание натрий-хлора карбонатного визея – Na Cl(Vk), мг/л	$\frac{0.77 \pm 0.01}{0.61 - 0.9}$	$\frac{0.75 \pm 0.01}{0.61 - 0.9}$	$\frac{2.90}{0.39}$
Минерализация вод терригенного визея – Min(Vt), мг/л	$\frac{261.92 \pm 24.3}{243.5 - 271.2}$	$\frac{261.16 \pm 25}{245.9 - 269.9}$	$\frac{1.67}{0.88}$
Среднее содержание натрий-хлора терригенного визея – Na Cl(Vt), мг/л	$\frac{0.72 \pm 0.01}{0.62 - 0.8}$	$\frac{0.72 \pm 0.01}{0.62 - 0.8}$	$\frac{-0.08}{0.39}$
Расстояние между ОГ II ^K и ОГ II ^П – Rog, м	$\frac{66.39 \pm 36.90}{29.9 - 155.4}$	$\frac{76.23 \pm 36.94}{2.3 - 385.6}$	$\frac{-3.50}{0.01}$
Примечание. Для пустых и нефтенасыщенных структур в числителе – среднее значение и дисперсия, в знаменателе – минимальное и максимальное значение показателя; Выделены параметры для которых $\text{trасч} > \text{теор}$ при $p < 0.05$.			

По всем геохимическим параметрам были построены индивидуальные вероятностные модели, отражающие влияние отдельного параметра на насыщение локальных структур УВ. По всем индивидуальным вероятностным моделям отмечается прямая связь между параметром и вероятностью насыщения структур УВ, кроме модели по параметру Ro, где выявлена обратная связь, при уменьшении значения Ro вероятность насыщения структур УВ увеличивается. Статистические модели прогноза нефтегазоносности по параметрам приведены в табл. 2.

На основании индивидуальных вероятностных моделей по критериям генерации получена комплексная вероятность насыщения структур УВ (Pg), являющаяся моделью 1-го уровня. Формула для расчета Pg приведена ниже:

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

$clas = 60.5\%$,

где, clas – процент правильной классификации

Также для комплексной оценки связи параметров с насыщением структур УВ использован пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА). ПЛДА позволяет находить линейные комбинации признаков, разделяющих выборку на два и более класса. В данном исследовании разделение производится на классы пустых и насыщенных УВ структур. При применении ПЛДА по геохимическим параметрам экзаменационная выборка насчитывает 483 структуры с доказанной нефтегазоносностью из которых 250 нефтенасыщенных и 233 пустые структуры. Прогнозируемые структуры в количестве 228 единиц попали в выборку, в которой только предстоит определить насыщение. В основную статистическую модель попали параметры B, C_{org} и M_{dm}. Наиболее значимым для определения насыщения структур является параметр содержания хлороформенного битумоида в породе.

Полученная линейная дискриминантная функция (ЛДФ) по геохимическим параметрам приведена ниже:

$$Zg = 0.447 * B + 0.0595 * M_{dm} + 0.1919 * C_{org} - 2.8925 \quad (2)$$

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

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

Для каждого из крупных тектонических элементов, входящих в область исследования были рассчитаны ЛДФ при помощи пошагового линейного дискриминантного анализа по геохимическим параметрам, которые показали, что для каждого отдельного элемента 1-го порядка разные параметры влияют по-разному на насыщение структур. Средний процент правильности определений для пустых структур составляет 77.3%, а для насыщенных УВ – 68.4%. На основании процентов правильности определений по тектоническим элементам выявлено, что геохимические параметры лучшим образом помогают выделить пустые структуры.

Рассчитанные индивидуальные вероятностные модели, комплексная вероятностная модель и ЛДФ являются моделями 1-го уровня.

Исследование показало, что на юге Пермского края критерии генерации УВ значимо влияют на насыщение локальных структур визейских отложений, наибольший вклад в насыщение структур вносит параметр содержания хлороформенного битумоида в породе.

В третьей главе «Критерии аккумуляции углеводородов на территории южной части Пермского края» рассмотрено влияние критериев аккумуляции на насыщение локальных структур углеводородами.

Помимо критериев генерации на насыщение структур УВ оказывают влияние критерии аккумуляции, отражающие наличие структурной ловушки для скопления УВ. В качестве критериев аккумуляции УВ были использованы структурные параметры. Для количественного описания аккумулятивных способностей территории и морфологии структур региональной, зональной и локальной составляющих в трехмерной цифровой модели были рассчитаны параметры, содержащие информацию о кривизне поверхности (K_r) и азимуте угла наклона поверхности (K_{r_az}). Азимуты углов наклона поверхности характеризуют анизотропию и изометрию структур. Атрибуты кривизны описывают структуру с точки зрения крутизны углов наклона склонов, что в свою очередь говорит об амплитуде структур. Помимо этих параметров были рассчитаны традиционные структурные характеристики: амплитуда ($Ampl$), площадь (S), интенсивность структуры (Int), наивысшая абсолютная отметка (AO) и расстояние до разрывных тектонических нарушений (FD). Из всех рассчитанных структурных параметров, по t-критерию Стьюдента выделены наиболее статистически значимые параметры: $Ampl$, AO , FD и Int . Параметры локальной составляющей оказались более информативными, чем параметры региональной и зональной составляющих. Средние значения параметров для нефтенасыщенных и пустых структур приведены в табл. 1.

На основании структурных параметров были построены индивидуальные вероятностные модели для региональной, зональной и локальной составляющих, отражающие влияние характеристик на насыщение структур УВ (табл. 2). Анализ полученных индивидуальных моделей показал, что наибольшее влияние на насыщение структур углеводородами оказывает параметр амплитуды. Значения $P(Ampl)$ варьируются от 0.21 до 0.96. Рассчитанный уровень статистической значимости показал слабую информативность параметров региональной и зональной составляющей ($p > 0.05$)

для определения характера насыщения локальных структур УВ, что согласуется с ранее полученными выводами по t-критерию Стьюдента. Помимо этого, индивидуальные вероятностные модели были получены для каждого отдельного крупного тектонического элемента. Данные модели подтвердили, что разные параметры на различных территориях оказывают разное влияние на насыщение структур, параметр FD информативен только для Бабкинской седловины, Башкирского свода и Бымско-Кунгурской моноклинали, в отличие от остальных тектонических элементов. Также выявлено, что по некоторым тектоническим элементам взаимосвязь между параметрами и насыщением структур выражена слабо, либо отсутствует, в то время как по всей территории исследования отмечается сильная взаимосвязь параметра и насыщения структур.

Таблица 2 – Статистические модели прогноза нефтегазоносности

Параметр	Вероятность принадлежности к классу насыщенных структур – верхняя строка, область применения – средняя, диапазон изменения вероятностей – нижняя строка	Статистические характеристики показателей	
		Нефтенасыщенные структуры	Пустые структуры
1	2	3	4
Критерии генерации			
$C_{org}, \%$	$P(C_{org})=0.1912+0.0615*C_{org}$ 1.8 – 5.2% 0.31 – 0.71	0.535±0.089	0.499±0.098
$B, \%$	$P(B)=0.4174+0.079*B$ 0.0 – 5.0% 0.42 – 0.79	0.542±0.117	0.489±0.108
$Ro, \%$	$P(Ro)=0.7897-0.4522*Ro$ 0.39 – 1.09% 0.30 – 0.61	0.522±0.039	0.513±0.053
$M_{dm}, м.$	$P(M_{dm})=0.1944+0.0146*M_{dm}$ 6.75 – 37.34м 0.30 – 0.73	0.532±0.085	0.503±0.081
Критерии аккумуляции			
$Ampl, м.$	$P(Ampl)=0.2736+0.0056*Ampl$ 1 – 94м. 0.21 – 0.96	0.605±0.231	0.389±0.172
$S, тыс.м^2.$	$P(S)=0.4926+9.92*10^{-7}*S$ 40 – 6900тыс.м ² 0.39 – 0.91	0.562±0.032	0.426±0.029
$Kr, ед.$	$P(Kr)=0.3756+0.128*Kr$ 0.04 – 7.57ед. 0.33 – 0.98	0.531±0.126	0.454±0.089
Критерии сохранности залежей УВ			
$Min(Vk), мг/л$	$P(Min(Vk))=1.0573-0.0027*Min(Vk)$ 142.25 – 267.09мг/л 0.33 – 0.66	0.538±0.103	0.496±0.099
$Cl_{Br}(Vk), мг/л$	$P(Cl_{Br}(Vk))=0.3299+0.0006*Cl_{Br}(Vk)$ 175.91 – 409.91мг/л 0.44 – 0.59	0.520±0.037	0.515±0.037
$S(Vk), мг/л$	$P(S(Vk))=0.3582+0.1803*S(Vk)$ 0.07 – 2.26мг/л 0.37 – 0.75	0.536±0.104	0.497±0.089

Продолжение таблицы 2.

1	2	3	4
$Na_Cl(Vk)$, мг/л	$P(Na_Cl(Vk)) = -0.4405 + 1.2611 * Na_Cl(Vk)$ 0.59 – 0.88 мг/л 0.32 – 0.66	0.526±0.067	0.509±0.063
$Min(Vt)$, мг/л	$P(Min(Vt)) = -1.4819 + 0.0076 * Min(Vt)$ 243.48 – 271.48 мг/л 0.38 – 0.59	0.521±0.037	0.514±0.038
Rog , 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 индивидуальных вероятностных моделей по критериям аккумуляции получена комплексная вероятность насыщения структур УВ (P_{am}), являющаяся моделью 1-го уровня. Формула для расчета P_{am} приведена ниже:

$$P_{am} = \frac{P1 * P2 * P3}{P1 * P2 * P3 + (1 - P1) * (1 - P2) * (1 - P3)} \quad (3)$$

$clas = 72.5\%$,

Процент правильной классификации по комплексной модели составляет 72.5%, что выше, чем при расчете модели по критериям генерации и указывает на больший вклад в насыщение структур УВ критериев аккумуляции.

По итогам проведения анализа методом ПЛДА по критериям аккумуляции в статистическую модель попали следующие параметры: амплитуда, абсолютная отметка, расстояние до разломов и азимут угла наклона поверхности. Вне статистической модели оказались параметры площади, кривизны поверхности и интенсивности.

Полученная ЛДФ по критериям аккумуляции приведена ниже:

$$Z_{am} = 0.0375 * Ampl - 0.0041 * AO + 0.1547 * FD - 0.0058 * Kr_{az} + 5.419 \quad (4)$$

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

Для оценки достоверности разделения выборок пустых и нефтенасыщенных структур был посчитан критерий согласия Пирсона (χ^2). При критическом значении равном 3.841, значение χ^2 оказалось равным 146.15 ед. Для оценки достоверности прогноза было произведено сравнение значений экзаменационной выборки с полученными результатами. Для пустых структур процент правильных определений составил 76.8 %, для нефтенасыщенных – 73.6 %.

По каждому тектоническому элементу, как и в целом по территории исследования был проведен ПЛДА, по итогам проведения которого было выявлено, что для всех тектонических элементов наиболее влияющим является параметр амплитуды. На основании проведенных исследований по построению моделей 1-го уровня можно заключить, что гипотеза о том, что для каждого тектонического элемента разные структурные параметры влияют на насыщение структур УВ по-разному, подтверждается. Отмечено, что критерии аккумуляции вносят больший вклад в насыщение структур УВ, чем критерии генерации. Наибольшее влияние в насыщение структур УВ вносят параметры амплитуды и азимут угла наклона поверхности.

В четвертой главе «Критерии сохранности залежей углеводородов на территории южной части Пермского края» рассмотрено влияние критериев сохранности залежей углеводородов на насыщение структур УВ.

Помимо учета сведений о генерации и аккумуляции для отображения сохранности залежей УВ от химического и физико-химического разрушения в число параметров были добавлены гидрогеологические параметры, определенные на территории исследования. Также на сохранность залежей влияет наличие региональной непроницаемой толщи (покрышки). Для отображения данного фактора в трехмерной цифровой модели рассчитан параметр Rog, отражающий расстояние между ОГ ПК и ОГ ИП (приурочен к кровле турнейского яруса). По всем критериям сохранности в табл. 1 приведены средние значения параметров для пустых и насыщенных УВ структур. Из таблицы видно, что наиболее информативными по t-критерию Стьюдента являются параметры содержания серы в водах карбонатного визея (S(Vk)), минерализация вод (Min(Vt)) и содержание натрия-хлора терригенной части визея (Na_Cl(Vt)).

Для критериев сохранности залежей УВ были получены индивидуальные вероятностные модели, которые показали наличие взаимосвязи между параметрами и насыщением структур УВ. Среди гидрогеологических параметров зависимость вероятности насыщения структур от минерализации вод терригенных отложений визея является обратной. Остальные зависимости по гидрогеологическим параметрам выражены линейно и представляют собой прямую связь между вероятностью насыщения и используемым параметром. Параметр Rog носит региональный характер и слабо влияет на насыщение локальных структур УВ. Полученные статистические модели по каждому вышеперечисленному параметру приведены в табл. 2. Правильность классификации полученных индивидуальных вероятностных моделей варьируется от 41.4% до 69.4%, максимальная правильность определений получена по параметру Ampl.

На основании индивидуальных вероятностных моделей по критериям аккумуляции получена комплексная вероятность насыщения структур УВ (Ps), являющаяся моделью 1-го уровня. Формула для расчета Ps приведена ниже:

$$Ps = \frac{P1 * P2 * P3}{P1 * P2 * P3 + (1 - P1) * (1 - P2) * (1 - P3)} \quad (5)$$

clas = 59.6%,

Процент правильности определений комплексной вероятности насыщения по критериям сохранности оказался наименьшим среди используемых в исследовании критериев. В сравнении с критериями генерации и аккумуляции критерии сохранности оказывают меньшее влияние на насыщение структур УВ.

При помощи ПЛДА по гидрогеологическим параметрам был проведен прогноз нефтегазоносности локальных структур. 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. Также в статистическую модель включен критерий содержания хлор-брома карбонатной части визея. Вне статистической модели оказались критерии среднего содержания серы и натрия-хлора в терригенных и карбонатных частях визея.

Ниже приведена полученная ЛДФ по критериям сохранности залежей УВ:

$$Z_s = 0.125 * \text{Min}(Vt) - 0.0306 * \text{Min}(Vk) - 0.0049 * Cl_{Br}(Vk) - 25.2368 \quad (6)$$

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

Процент правильности определений модели указывает на то, что для прогноза нефтегазоносности территории гидрогеологических параметров недостаточно.

По всем крупным тектоническим элементам, входящим в область исследования, проведен ПЛДА на основании критериев сохранности. Полученные ЛДФ позволили выявить, что параметры содержания натрия-хлора в водах терригенной и карбонатной частей визейских (Na_Cl(Vt), Na_Cl(Vk)) 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, в ЛДФ для БС и БКМ встречен параметр содержания серы (S(Vk)), тогда как для остальных крупных тектонических элементов данный параметр не вносит вклада в насыщение структур УВ. Полученные результаты говорят о разных гидрогеологических условиях, распространяющихся в южной части Пермского края.

На основании полученных моделей 1-го уровня отмечено, что критерии сохранности залежей оказывают влияние на насыщение структур УВ, наибольший вклад вносят параметры минерализации вод и содержания хлор-брома в карбонатном комплексе визейских отложений.

В пятой главе «Комплексный прогноз нефтегазоносности визейских отложений на территории южной части Пермского края» описаны вероятностно-статистические модели, построенные на основании комплекса критериев генерации, аккумуляции и сохранности УВ.

Полученные модели 1-го уровня позволяют перейти к построению моделей 2-го уровня, включающим в себя исследования по всему комплексу критериев для всей территории южной части Пермского края. Модели 2-го уровня были построены методом ПЛДА и по комплексной формуле расчета вероятности насыщения локальных структур УВ.

Рассчитанные линейные модели 1-го уровня (Pg, Pam и Ps) были комплексированы для получения модели Pk через уравнение:

$$Pk = \frac{Pg * Pam * Ps}{Pg * Pam * Ps + (1 - Pg) * (1 - Pam) * (1 - Ps)} \quad (7)$$

clas=78.6%

По полученным комплексным значениям Pk 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 Pk. 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. 2 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. 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:

$$Pk' = 0.696 * P_{am} + 0.656 * P_g + 0.563 * P_s - 0.436 \quad (8)$$

$$clas = 78.6\%, n = 710,$$

где n - количество исходных данных

Для повышения точности прогноза на основании данных по всем группам критериев проведен ПЛДА. По итогам его проведения определены параметры, включенные в статистическую модель, оказывающие наибольшее влияние на нефтегазоносность структур: амплитуда ($Ampl$), содержание хлороформенного битумоида (B), минерализация вод терригенной части визея ($Min(Vt)$), содержание органического углерода в нефтегазоматеринской породе (C_{org}), содержание хлор-брома карбонатной части визея ($Cl_{Br}(Vk)$) и мощность доманиковых семилукских отложений (M_{dm}).

Полученная ЛДФ по комплексу критериев выглядит следующим образом:

$$Zk = -0.046 * Ampl - 0.441 * B - 0.187 * C_{org} - 0.042 * Min(Vt) + 0.044 * Cl_{Br}(Vk) - 0.039 * M_{dm} + 13.183 \quad (9)$$

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

Расчет процента правильности определений показал, что для нефтенасыщенных структур он составляет 76,2 %, для пустых – 97,6 %. В целом – 90,2 %. Полученные результаты говорят о том, что комплексирование критериев повышает достоверность прогноза. Стоит отметить, что при проведении ПЛДА по комплексу критериев в статистическую модель попали параметры, которые по результатам предшествующих исследований являются статистически значимыми для определения насыщения структур углеводородами. По полученной ЛДФ были определены значения вероятности принадлежности к классу насыщенных (нефтяных) структур $P(Zk)$.

Произведено сопоставление полученных вероятностей насыщения локальных структур УВ по итогам построения комплексной вероятностной модели и ЛДФ.

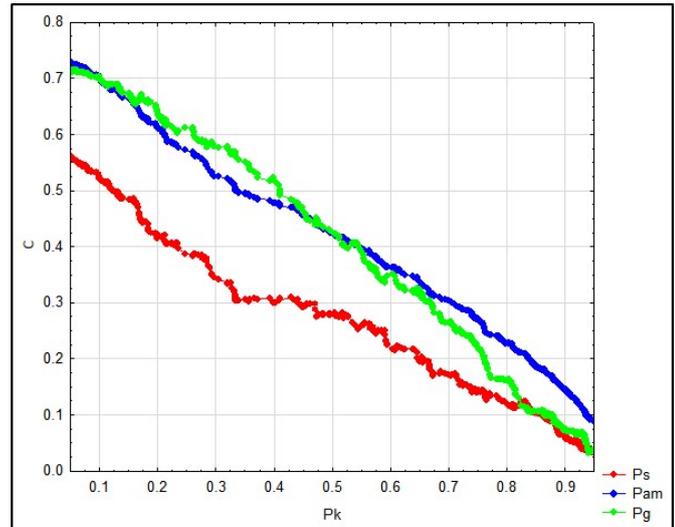


Рисунок 2 – График изменения регрессионных коэффициентов комплексных вероятностных моделей 2-го уровня

Корреляционная схема сопоставления результатов представлена на рис. 3. Из рисунка видно, что значения вероятностей, полученные по результатам ПЛДА и расчета P_k сопоставимы, коэффициент корреляции равен 0.82. В диапазоне $P_k > 0.5$ выделено 76.8% структур, для которых значение $P(Z_k) > 0.5$. В диапазоне $P(Z_k) < 0.5$ выявлено 74.2% структур со значением P_k меньше 0.5 д.ед.

По итогам проведения ПЛДА по комплексу критериев выявлено 192 пустых и 36 нефтенасыщенных структур из разряда прогнозных. Насыщенные УВ структуры расположены в непосредственной близости с Шумовским, Кокуйским, Шагиртско-Гожанским и другими месторождениями.

Модели 2-го уровня рассчитаны по комплексу критериев для всей территории исследования. Ранее было отмечено, что различные критерии могут по-разному влиять на насыщение структур в зависимости от местоположения, поэтому принято решение о проведении комплексного анализа для каждой структуры 1-го порядка по отдельности. Модели 3-го уровня позволят при прогнозе нефтегазоносности учесть специфику геологического строения каждого тектонического элемента.

В исследовании были рассчитаны регрессионные модели 3-го уровня по наиболее крупным тектоническим элементам, попадающим в рамку исследования: Бабкинской седловине, Пермскому своду, Бымско-Кунгурской моноклинали, Башкирскому своду и Верхнекамской впадине. Для каждого из тектонических элементов для прогнозирования нефтегазоносности был проведен прогноз нефтегазоносности методом ПЛДА и по комплексной формуле (7) расчета вероятности насыщения локальных структур УВ.

При проведении ПЛДА по тектоническим элементам было выявлено, что наиболее часто в статистическую модель попадают параметры $Ampl$, AO и Kr_{az} . Среди критериев генерации и сохранности – C_{org} , M_{dm} , $Min(Vt)$ и $Na_{Cl}(Vt)$. Полученные данные согласуются с ранее проведенным исследованием. В среднем процент правильности определений для пустых структур составляет 82,5%, а для насыщенных – 84,5%.

Итогом проведения ПЛДА по тектоническим элементам послужило выделение 54 потенциально нефтенасыщенных и 174 потенциально пустых структур.

Для каждого крупного тектонического элемента была рассчитана комплексная вероятностная модель по формуле (7), проведен регрессионный анализ с постепенным добавлением исходных данных при ранжировании сведений по параметру P_k , аналогично методике получения моделей на 2-м уровне. Итогом построения 729 регрессионных моделей послужило получение коэффициентов отдельных критериев регрессионных моделей для каждого тектонического элемента. На рис. 4 приведены графики изменения

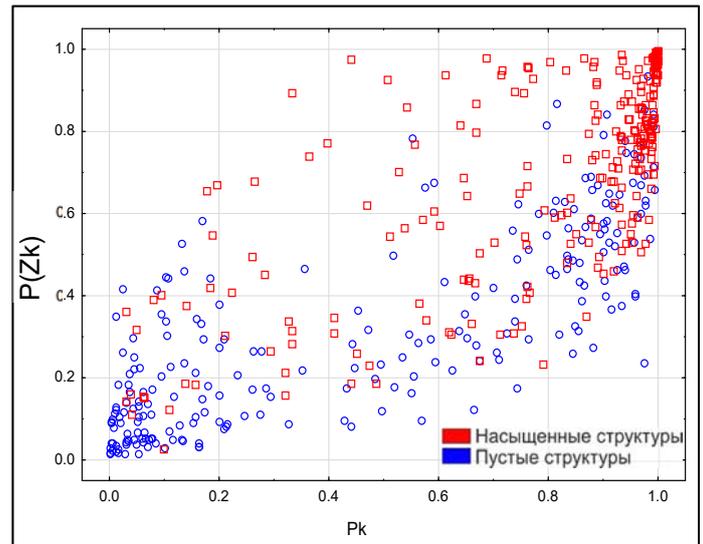


Рисунок 3 – Корреляционная схема сопоставления результатов ПЛДА ($P(Z_k)$) и расчета комплексной вероятности насыщения структур УВ (P_k)

регрессионных коэффициентов комплексных моделей 3-го уровня по Бабкинской седловине и Пермскому своду.

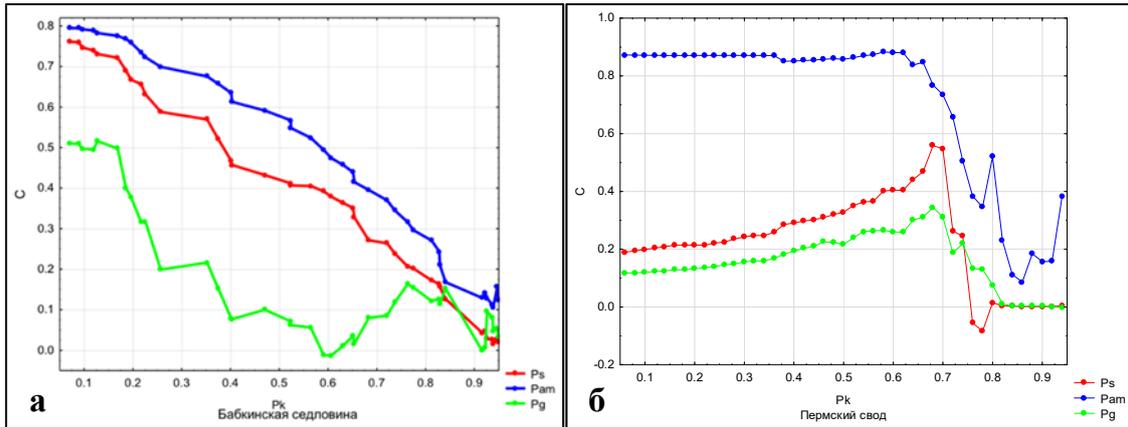


Рисунок 4 – График изменения регрессионных коэффициентов комплексных вероятностных моделей 3-го уровня по БаС (а) и ПС (б)

В связи с большой геологической изученностью Башкирского свода, в котором выделено 365 из 711 рассматриваемых в исследовании структур, значения коэффициентов отдельных критериев Башкирского свода сильно влияют на значения коэффициентов регрессионных комплексных моделей, полученных на 2-ом уровне для всей территории исследования.

Коэффициенты критериев регрессионных моделей, построенных для структур Бабкинской седловины (количество локализованных структур (N) равно 54) приведены на рис. 4(а). 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 ($Cl_Br(Vk)$) относительно остальной площади исследования. Повышенное содержание $Cl_Br(Vk)$ косвенно указывает на нефтегазоносность территории, что обусловлено органическим генезисом брома в водах визея, связанного с нефтегазообразованием.

Из рис. 4(б) заметно, что для Пермского свода (N=50) в диапазоне Pk 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 Pk равном 0.75 д.ед. влияние критериев сохранности резко снижается относительно критериев генерации и до значений Pk равных 0.8 д.ед. является отрицательным. Для структур, насыщенных УВ (диапазон Pk от 0.8 до 1.0 д.ед.) влияние в насыщение оказывают только критерии аккумуляции.

Подобное исследование было проведено для структур ВКВ и БКМ. На территории Верхнекамской впадины наибольшее влияние в насыщение структур вносят критерии аккумуляции и генерации, при этом в диапазоне $R_k > 0.75$ критерии генерации оказывают большее влияние, чем критерии аккумуляции. Критерии сохранности на всем протяжении вероятности уступают в значимости вклада. Для Бымско-Кунгурской моноклинали отмечено, что в диапазоне значений $R_k > 0.7$ критерии аккумуляции вносят меньший вклад в насыщение структур УВ, чем критерии генерации и сохранности. В остальной части вероятностного поля критерии аккумуляции оказывают большее влияние в насыщение структур.

Выявлено, что для всех тектонических элементов наибольший вклад вносят критерии аккумуляции. Коэффициенты критериев генерации по тектоническим элементам варьируются в значимости вклада в 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 вышеперечисленных исследований было выявлено 15 прогнозных структур, которые оказались насыщенными УВ, а также 80, которые оказались пустыми. Насыщение выявленных структур подтверждается результатами всех исследований на разных уровнях. В табл. 3 приведены результаты многоуровневого вероятностно-статистического моделирования, 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.

Таблица 3 – 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 (R_k)	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

Комплексные вероятностные модели насыщения локальных структур УВ позволили построить комплексную схему вероятностного прогнозирования нефтегазоносности на территории южной части Пермского края (рис.5). Схема отражает вероятностную оценку насыщения структур УВ, учитывая комплекс сведений о генерации, аккумуляции и сохранности УВ. Полученная схема вероятностного прогнозирования позволила произвести уточнение границ текущего нефтегазогеологического районирования в районе исследования. Предложенные границы нефтегазогеологического районирования увязаны с границами вероятности насыщения территории.

На комплексной схеме вероятностного прогнозирования нефтегазоносности выделены прогнозные структуры, которые по результатам исследований оказались нефтенасыщенными. Данные, полученные в ходе исследования по прогнозированию нефтегазоносности увязаны с полученной схемой.

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

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. Построена трехмерная цифровая модель визейских отложений территории южной части Пермского края, которая позволила собрать данные для 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. Установлено, что для наиболее эффективного прогноза нефтегазоносности следует использовать комплекс критериев генерации, аккумуляции и сохранности залежей УВ для каждого отдельного тектонического элемента.
4. Разработаны многоуровневые регрессионные модели для прогноза нефтегазоносности локальных структур.
5. Проведен прогноз нефтегазоносности выделенных локальных структур. На территории исследования выявлено 15 локальных структур, насыщенных УВ.

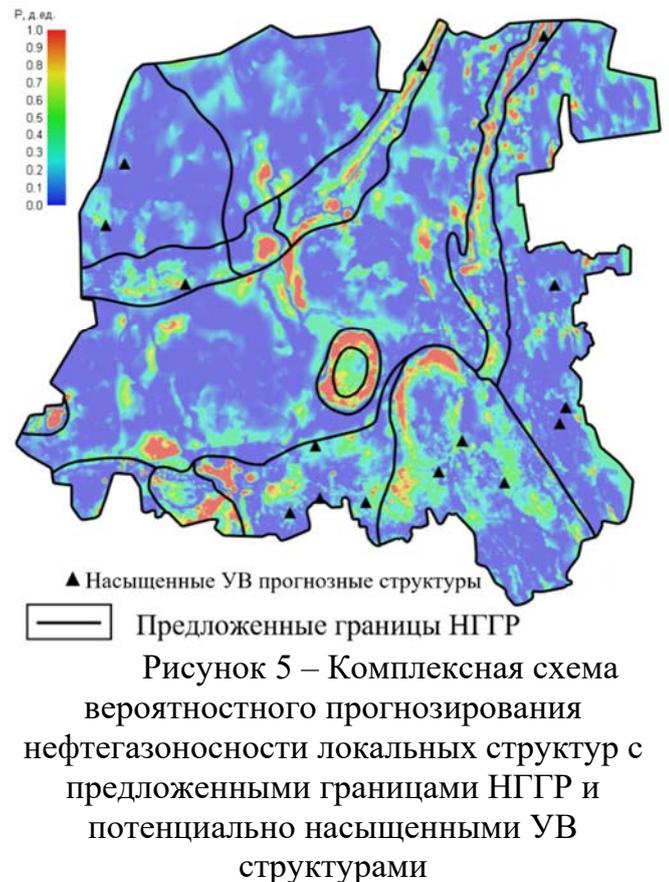


Рисунок 5 – Комплексная схема вероятностного прогнозирования нефтегазоносности локальных структур с предложенными границами НГКР и потенциально насыщенными УВ структурами

6. Уточнены границы зон нефтегазогеологического районирования южной части Пермского края на основании полученной комплексной схемы вероятностного прогнозирования нефтегазоносности локальных структур.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в изданиях, индексируемых в международных базах цитирования:

1. Применение методов машинного обучения для прогноза нефтегазоносности локальных структур Башкирского свода на территории Пермского края / **А.Л. Южаков** // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – №9(369). – С. 90-93.
2. Перспективы нефтегазоносности доманиковой формации Тимано-Печорской провинции / А.В. Габнасыров, И.С. Путилов, С.Ю. Корякин, Е.Е. Винокурова, Н.Е. Гаврилова, **А.Л. Южаков** // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – №1(349). – С. 4-7.
3. Изучение трещиноватых коллекторов от сейсморазведки до гидродинамической модели / И.А. Селетков, С.В. Ладейщиков, А.П. Фадеев, **А.Л. Южаков** // Геофизика. – 2020. – №5. – С. 20-25.
4. Региональная оценка нефтегазоносности девонских терригенных отложений на юге Пермского края / И.С. Путилов, Е.Е. Винокурова, А.С. Пулина, С.Ю. Корякин, Я.Л. Львовская, М.В. Никитина, **А.Л. Южаков**, А.В. Габнасыров, Т.Т. Макиев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – №8(344). – С. 34-43.

Статьи, опубликованные в изданиях ВАК РФ:

5. Прогнозирование нефтегазоносности южной части Пермского края с использованием регионального трехмерного моделирования / **А.Л. Южаков**, И.С. Путилов // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – №4 – С. 317-330.
6. Создание концептуальной геологической модели, основанной на литолого-петрографических исследованиях, на примере пермокарбоневой залежи Усинского месторождения / И.С. Путилов, Е.Е. Винокурова, А.А. Гуляева, **А.Л. Южаков**, Н.А. Попов // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – №3 – С. 214-222.

Статьи, опубликованные в прочих изданиях:

7. Прогноз нефтегазоносности структур по тектоническим элементам отражающего горизонта ПК Южной части Пермского края / **А. Л. Южаков** // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: Сборник материалов II Международной научной конференции, Пермь, 28–29 ноября 2019 года / Ответственный редактор И. С. Хопта; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, – 2019. – С. 196-200.
8. Классификация структурных локальных остатков отражающего горизонта ПК на примере Юга Пермского края / **А. Л. Южаков** // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XI Всероссийской научно-технической конференции. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, – 2018. – № 1. – С. 85-88.