

На правах рукописи



Касьянов Илья Вячеславович

**КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР,
ПОДГОТОВЛЕННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ К БУРЕНИЮ В
ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА**

Специальность 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень – 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

Научный руководитель: **Туренко Сергей Константинович**, доктор технических наук, профессор ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», заведующий кафедрой «Прикладная геофизика», г. Тюмень

Официальные оппоненты: **Галкин Владислав Игнатьевич**, доктор геолого-минералогических наук, профессор ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», заведующий кафедрой «Геология нефти и газа», г. Пермь

Оксенойд Елена Ефимовна, кандидат геолого-минералогических наук, заведующая отделением геологии автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа - Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень

Ведущая организация: ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», г. Тюмень

Защита состоится 4 апреля 2025 года в 14 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.04 созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться на сайте ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» www.tyuiu.ru и в библиотечно-информационном центре по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в одном экземпляре просим направлять по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, ученому секретарю диссертационного совета 24.2.419.04, Семеновой Татьяне Владимировне.

E-mail: semenovtv@tyuiu.ru.

Автореферат диссертации разослан 15 февраля 2025 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Т.В. Семенова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований

Среднеобская нефтегазоносная область является одним из наиболее изученных геологоразведочными работами (ГРР) нефтегазодобывающих регионов в пределах территории Западной Сибири. Значительное количество открытых залежей нефти и газа в этой области сосредоточено в ловушках антиклинальных структур. К основным продуктивным нефтегазоносным комплексам относятся среднеюрский, васюганский, баженовский и неокомский. В условиях высокой разведанности и освоенности недр особую трудность представляет обеспечение прироста запасов нефти и газа за счет поисков и разведки новых месторождений. Исследованиями по регионам, включая Западную Сибирь, установлена повышенная продуктивность линейных антиклинальных структур (Кунин Н.Я., 1981). В северных, арктических районах Западной Сибири такие структуры, как правило высокоамплитудные, содержат значительные объемы ресурсов и запасов углеводородов (УВ), поскольку являются молодыми и образовались на неотектоническом этапе (Нежданов А.А., 2019). По результатам проведения геологоразведочных работ цепочки ранее самостоятельных структур объединяются в большие протяженные высокоамплитудные линейно-вытянутые складки (например, Харвутинское и Юбилейное месторождения). С учетом предшествующего опыта и результатов исследований представляется актуальной задача по уточнению и выявлению новых закономерностей строения, размещения локальных структур, в особенности линейных, в связи с нефтегазоносностью в центральных районах Западной Сибири.

В современных условиях в связи с высокой степенью освоения территорий эффективность поисковых работ снижается. Объектами поисков являются малоразмерные и малоамплитудные локальные структуры, пропущенные залежи нефти в антиклинальных и неантиклинальных ловушках. Для выявления и детального картирования этих ловушек существующие геолого-геофизические методики недостаточно эффективны. В связи с этим возникает необходимость совершенствования существующих методик, а также разработки новых методик поисков и разведки нефтегазоперспективных структур на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, бурения скважин.

Степень разработанности темы исследований

Изучением перспектив нефтегазоносности недр центральной части Западно-Сибирской провинции занимались такие известные ученые, как А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, В.И. Кислухин, В.Н. Бородкин, В.А. Скоробогатов, В.И. Шпильман, и многие другие. На территории исследований большим количеством коллективов производственных и научно-тематических партий («Хантымансийскгеофизика» и др.) в разные периоды были выявлены и подготовлены к поисковому бурению более 200 перспективных структур. Прежде всего нужно отметить, что большая часть перспективных ловушек закартирована по материалам 30-35-летней давности с применением различных методик выполнения работ на разных площадях.

Вопросы успешности поисково-разведочного бурения в Западной Сибири исследовались в научных работах В.И. Шпильмана, Г.И. Плавника, Л.Г. Судат, Н.Х. Кулахметова и других авторов. Эффективность сейсморазведочных работ при поисках залежей углеводородов анализировалась в трудах С.В. Галкина, В.И. Галкина, А.Н. Морошкина, А.В. Растегаева, Н.Я. Кунина и др.

Тектоника центральных районов Западной Сибири подробно изложена в трудах И.И. Нестерова, М.Я. Рудкевича, Г.К. Боярских, В.С. Бочкарева, В.С. Суркова, А.А. Нежданова, С.В. Аплонова, А.И. Тимурзиева и других ученых.

Цель исследований

Цель работы – разработка методики оценки нефтегазоносности локальных структур при подготовке к бурению сейсморазведкой методом общей глубинной точки в двухмерной модификации (МОГТ-2D) в центральных районах Западной Сибири, позволяющей на основе учета подтверждаемости и продуктивности структур повысить эффективность ГРП при поисках месторождений УВ.

Основные задачи исследований:

1. изучить особенности геологического строения и нефтегазоносности отложений на территории путем комплексного анализа данных сейсморазведки МОГТ-2D, поисково-разведочного бурения, данных геофизических исследований скважин (ГИС);
2. проанализировать влияние параметров структур, системы наблюдений на эффективность подготовки структур сейсморазведкой и разработать методику оценки подтверждаемости структур с учетом комплекса геолого-геофизических параметров;

3. провести статистический анализ связи нефтегазоносности локальных структур с их морфологией, тектоническими разломами, и разработать методику оценки продуктивности структур с учетом комплекса параметров их морфологии, удалений до глубинных тектонических разломов;

4. разработать методику комплексной оценки нефтегазоносности структур с учетом их подтверждаемости, продуктивности и выполнить прогноз подготовленных сейсморазведкой МОГТ-2D к глубокому бурению локальных структур по степени перспективности до постановки поискового бурения на них.

Объект исследований – осадочный чехол центральной части Западно-Сибирской провинции, а именно локальные структуры, подготовленные сейсморазведкой МОГТ-2D и опоискованные бурением (в пределах Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) и прилегающих к ней территорий Приобского нефтегазоносного района (НГР) с запада, Варьеганского НГР на востоке).

Предмет исследований – особенности геологического развития, закономерности размещения залежей углеводородов, методические основы поиска залежей углеводородов и оценки нефтегазоносности в пределах наиболее изученной Среднеобской нефтегазоносной области.

Научная новизна

1. На основе ретроспективного анализа геолого-геофизических материалов структур, подготовленных по отражающим горизонтам (ОГ) Б, Ю₁ сейсморазведкой МОГТ-2D в районах Среднего Приобья разработана методика оценки вероятности подтверждаемости структур до постановки бурения, впервые учитывающая коэффициент их удлинения, характеризующий форму структур, а также геометрические характеристики сети сейсмических профилей – угол между длинной осью структур и секущими профилями, угол между профилями. Согласно многофакторным уравнениям прогноза перспективности подтверждаемости структур повышаются при увеличении их амплитуды от 10 до 25 м и соотношении длин длинной и короткой осей – 3:1 и более (линейные структуры).

2. По результатам анализа нефтегазоносности локальных структур в связи с их морфологией, тектоникой установлено, что линейные структуры характеризуются большей продуктивностью чем изометричные, брахиантиклинальные, и приурочены к зонам региональных глубинных разломов, что позволяет связать их с процессами флюидомиграции УВ. Отмечается рост количества продуктивных

линейных структур, их процента относительно других структур по форме удлинения с приближением к тектоническим разломам. Впервые в разработанной методике оценки продуктивности структур для каждого класса формы удлинения учитывается своя зависимость продуктивности структур от комплекса параметров их морфологии и расстояний до глубинных разломов. В разработанной методике впервые учитывается комплексно с другими морфологическими показателями параметр ориентации по направлению длинных осей структур.

Теоретическая и практическая значимость работы

Основные результаты диссертационной работы имеют научное и прикладное значение. Они направлены на повышение эффективности геологоразведочных работ с целью поисков новых залежей УВ-сырья, обеспечения достаточно высоких приростов запасов промышленных категорий на территории Среднеобской НГО и прилегающих районов.

Методология и методы исследований

Для выполнения работы с целью оценки влияния геолого-геофизических параметров на эффективность подготовки сейсморазведкой МОГТ к глубокому бурению локальных структур при поисках залежей УВ, были проанализированы отчетные материалы предприятий, проводивших сейсморазведочные работы по выявлению и подготовке более 200 структур.

Прогнозные оценки нефтегазоносности, подтверждаемости локальных структур базировались как на ретроспективном статистическом подходе (с расчетом коэффициентов подтверждаемости структур бурением, продуктивности структур), так и на теоретико-вероятностном и экспертном подходах, включающим принципы геологической аналогии, теоретические основы поисков и разведки месторождений нефти и газа, и др.

Статистическая обработка, анализ геолого-геофизических данных, построение карт выполнялись в современных специализированных программных комплексах – SPSS Statistic (IBM), Isoline, GeoPlat Pro-S и др.

Положения, выносимые на защиту

1. Методика оценки подтверждаемости структур, подготовленных по данным сейсморазведочных работ МОГТ-2D, основанная на учете геометрических размеров изученных реальных структур, их формы, параметров систем наблюдений и комплекса установленных вероятностно-статистических

зависимостей, геолого-геофизических критериев позволяет выполнить формализованный прогноз вероятности подтверждаемости структур на территории центральных районов Западной Сибири с эффективностью более 80 %.

2. Методика оценки продуктивности структур, основанная на учете размеров реальных объектов (структур), их формы, направлений ориентации длинной оси, расстояний до глубинных разломов, и комплекса установленных вероятностно-статистических зависимостей позволяет выполнить формализованный прогноз продуктивности структур на территории центральных районов Западной Сибири с эффективностью более 70 %.

3. Методика оценки нефтегазоносности структур до постановки бурения на основе учета комплекса геолого-геофизических параметров и критериев их подтверждаемости и продуктивности позволяет ранжировать объекты (структуры) подготовленные сейсморазведкой МОГТ-2D по степени перспективности.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Представленная работа является результатом многолетних исследований, проводимых автором с 2010 года в научно-исследовательских центрах (институтах) Тюмени: НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, НАО «СибНАЦ», ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Достоверность результатов диссертационной работы основана на их соответствии геологическим представлениям территории исследований, обеспечивается обширным объемом геолого-геофизического материала, корректным использованием методов статистического анализа для выполнения формализованного прогноза нефтегазоносности структур.

Результаты диссертационной работы докладывались на тринадцати научно-практических конференциях разного статуса. По теме диссертации автором опубликована 21 научная работа, в том числе 9 статей в научных журналах, рекомендованных ВАК РФ.

Личный вклад автора

В процессе работы автором лично выполнен сбор, подготовка, систематизация геолого-геофизической информации по локальным структурам, подготовленным сейсморазведкой по отражающим горизонтам Б, Ю₁.

Автором разработаны методики оценки подтверждаемости и продуктивности структур с учетом комплекса геолого-геофизических параметров. Разработана методика комплексной оценки нефтегазоносности структур с учетом критериев их

подтверждаемости и продуктивности до постановки бурения, выполнено ранжирование неразбуренных локальных структур по степени перспективности.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 1.6.11. – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки), поскольку получены новые научные результаты, соответствующие направлениям исследований в части следующих пунктов: п. 1 «Условия образования месторождений нефти и газа» (геология нефтяных и газовых месторождений, типы месторождений, их классификация), п. 2 «Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений» (методология прогнозирования и критерии нефтегазоносности, методы оценки ресурсов; современные методы поисков и разведки месторождений нефти и газа).

Структура и объем работы

Работа состоит из введения, четырех глав, посвященных обоснованию защищаемых положений, и заключения общим объемом 166 печатных страниц, включает 48 рисунков, 12 таблиц, 15 приложений и список литературы, состоящий из 241 наименований.

Благодарности

Автор благодарен за помощь, поддержку в подготовке диссертации первому научному руководителю, к.г.-м.н., профессору кафедры геологии месторождений нефти и газа ТюмГНГУ **Рылькову Александру Владимировичу**. За содействие, поддержку, помощь и ценные советы на пути подготовки диссертации автор признателен д.г.-м.н., профессору кафедры геологии месторождений нефти и газа ТИУ чл.-корр. РАН **Курчикову Аркадию Романовичу**, коллегам к.г.-м.н. Судат Л.Г., к.г.-м.н. Судат Н.В., Кузнецову И.М. Автор глубоко признателен и благодарен за помощь и поддержку, ценные замечания, рекомендации и идеи исследований своему научному руководителю, д.т.н., профессору кафедры прикладной геофизики Туренко Сергею Константиновичу. За поддержку, помощь в подготовке диссертации, публикации научных статей, интересные идеи исследований автор благодарен д.г.-м.н. Дорошенко Александру Александровичу, к.г.-м.н. Бочкареву Владимиру Савельевичу. За содействие, помощь и поддержку в апробации

результатов научных исследований автор благодарен к.г.-м.н., доценту ТИУ Смирнову Александру Сергеевичу (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационного исследования, сформулированы цели и задачи, рассмотрены методы исследования, показаны научная новизна и практическая значимость работы.

В первой главе «Геологическое строение и обзор предыдущих исследований» кратко описаны, обобщены и актуализированы сведения по геолого-геофизической изученности, структурно-тектоническому районированию, нефтегазоносности территорий Среднеобской НГО и прилегающих районов. В главе представлен анализ существующих подходов и методик локального прогноза нефтегазоносности структур.

Территория исследований преимущественно расположена в пределах Среднеобской НГО: в Сургутском и Вартовском НГР (Рис. 1). Плотность сети сейсмических профилей по МОГТ-2D составляет в среднем 2.0 км/км², плотность бурения составляет порядка 0.2 скв/км². Таким образом, по степени геолого-геофизической изученности территория исследований является хорошо изученной. Для нефтегазопроисковых работ важным является изучение тектоники, в частности изучение закономерностей строения тектонических элементов, их истории формирования [14, 16, 17]. На основе анализа существующих методик, геологического строения территории исследований для решения задач локального прогноза нефтегазоносности представляется перспективным использовать вероятностно-статистические методы оценки на ретроспективном материале.

Во второй главе «Надежность выделения структур в связи с результатами ГРП» проведен ретроспективный анализ результатов поисково-разведочного бурения на локальных структурах и анализ эффективности их подготовки сейсморазведкой МОГТ-2D, представлен краткий обзор существующих методов оценки надежности подготовки структур к бурению.

В работе выполнялся анализ результатов бурения на 162 структурах по 323 ловушкам, ранее учтенных с ресурсами УВ категории Д₀ (С₃) на государственном балансе. Обращает на себя внимание большая доля водоносных ловушек. Один из влияющих факторов - ошибки в моделях предполагаемых залежей

(неподтверждение структурного фактора, границ-экранов распространения коллекторов, отсутствие надежной покрышки) [10, 12, 13, 15, 18, 19, 20].

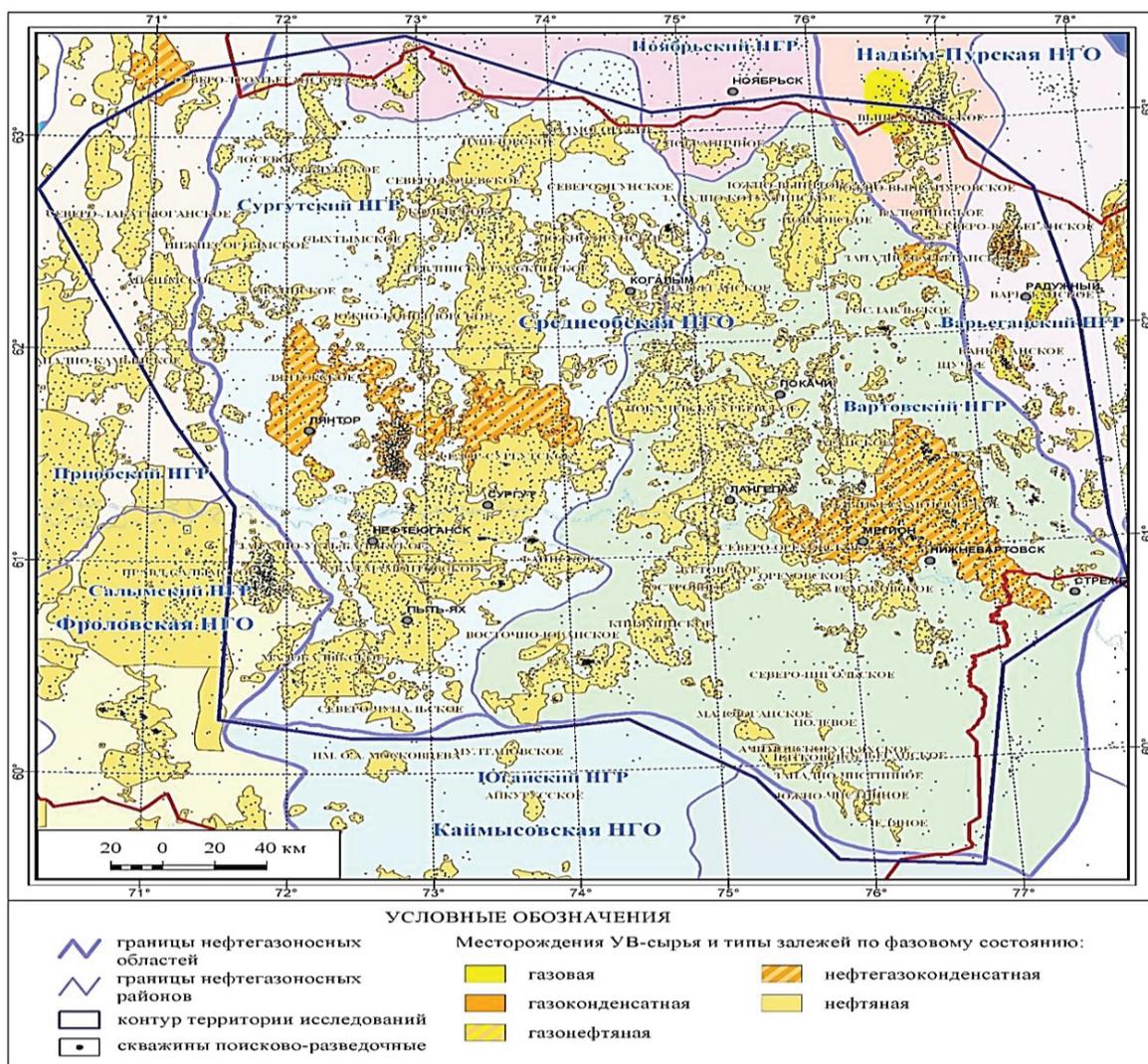


Рисунок 1 – Схема нефтегазоносности территории исследований (составлена автором по данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана)

В связи с исчерпанием фонда средних и крупных структур, к которым приурочены наиболее богатые по запасам месторождения углеводородов, поиски новых залежей ведутся на малоразмерных локальных поднятиях, а также неантиклинальных объектах. Это приводит к увеличению геологических рисков, повышению процента непродуктивных, в т.ч. водоносных объектов [3, 11, 15, 18, 19, 20]. Основной причиной, по мнению автора, является слабая эффективность сейсморазведочных работ, направленных на решение задач поискового характера, а именно, на выявление и подготовку локальных структур к глубокому бурению.

В связи с этим для оценки подтверждаемости локальных структур необходимо: 1) оценить эффективность подготовки локальных структур

сейсморазведкой МОГТ-2D; 2) проанализировать влияние параметров структур и систем наблюдений на подтверждаемость структур бурением; 3) предложить способ оценки надежности подготовки структур сейсморазведкой к бурению по комплексу геолого-геофизических параметров.

С этой целью проведен анализ подтверждаемости антиклинальных структур, подготовленных сейсморазведкой МОГТ-2D, последующим бурением в Среднеобской НГО Западно-Сибирской провинции. Для разработки методики прогноза подтверждаемости структур были выбраны 130 эталонных локальных структур, подготовленных по ОГ Б и ОГ Ю₁ сейсморазведкой МОГТ за период с 1975 – 2021 годы, вскрытые бурением поисково-разведочных скважин. В анализе подтверждаемости структур бурением учтены следующие основные параметры [1]: 1) геометрические параметры структуры (амплитуда **A**, площадь **S**, длинная ось **a** и короткая ось **b**); 2) параметры систем наблюдений (плотность сети сейсмических профилей **v** в пределах контура структуры, среднеквадратичная погрешность **σН** определения глубин отражающего горизонта). Дополнительно оценивалось влияние следующих параметров сети сейсмических наблюдений на подтверждаемость структур бурением [8]: угол между длинной осью структуры и секущими ее сейсмическими профилями **α_{пр}**, средний угол между сейсмическими секущими и продольными профилями в контуре структуры **φ**.

Кроме того, выполнялась оценка влияния комплексных параметров на подтверждаемость структур, таких как: коэффициент удлинения структур (**a/b**), отношение амплитуды структур к среднеквадратичной погрешности метода (**A/σН**), отношение амплитуды структур к площади структур (**A/S**), отношение плотности профилей к площади структур (**v/S**) [8]. Подтверждаемость структур бурением анализировалась путем построения графиков зависимостей от каждого вышеприведенного параметра структур, систем наблюдений.

Для прогнозирования подтверждаемости структур от комплекса геолого-геофизических параметров использовался многомерный логистический регрессионный анализ [8]. С этой целью была сформирована выборка из 96 разбуренных структур амплитудой до 35 м с известными результатами подтверждаемости и полным набором всех оценок параметров. По результатам многомерной регрессии для первого ($S \leq 10 \text{ км}^2$) и второго ($S > 10 \text{ км}^2$) классов структур получены формулы прогноза вероятности их подтверждаемости [8]:

$$R_{\text{подТВ}} = \frac{e^{0.168A + \frac{1.526a}{b} - 0.08S + 0.073v - 0.383\sigma H + 0.00646\alpha PP - 0.018\phi}}{1 + e^{0.168A + \frac{1.526a}{b} - 0.08S + 0.073v - 0.383\sigma H + 0.00646\alpha PP - 0.018\phi}} \quad (1)$$

$$R_{\text{подТВ}} = \frac{e^{-0.007A + \frac{1.273a}{b} - 0.153S - 4.604v - 0.637\sigma H + 0.12157\alpha PP + 0.053\phi}}{1 + e^{-0.007A + \frac{1.273a}{b} - 0.153S - 4.604v - 0.637\sigma H + 0.12157\alpha PP + 0.053\phi}} \quad (2)$$

При $R_{\text{подТВ}} \geq 0.5$, прогнозируется высокая вероятность события, что структура подтвердится, если $R_{\text{подТВ}} < 0.5$ – низкая вероятность (структура не подтвердится). Результаты распознавания при прогнозе структур первого класса по площади: из 19 неподтвержденных бурением структур по прогнозу признаны 17 (89.5%), из 52 подтвержденных бурением структур подтвердились прогнозом 46 (88.5%). Общая процентная доля правильно прогнозируемых структур составляет 88.7%. По второму классу - из 3 неподтвержденных бурением структур по прогнозу признана только одна (33.3%), из 22 подтвержденных бурением структур подтвердились прогнозом 20 (90.9%). Общая процентная доля правильно прогнозируемых структур составляет 84%.

Согласно многофакторным уравнениям прогноза перспективы подтверждаемости структур повышаются при увеличении их амплитуды от 10 до 25 м и соотношении размеров длинной и короткой осей – 3:1 и более (линейные структуры), что установлено впервые и является научной новизной. Учет вышеприведенных параметров – коэффициент удлинения структур, угол между длинной осью структур и секущими профилями, угол между профилями в полученных многофакторных уравнениях прогноза вероятности подтверждаемости структур составляет научную новизну.

Полученные в главе 2 результаты обосновывают **первое защищаемое положение**: «Методика оценки подтверждаемости структур, подготовленных по данным сейсморазведочных работ МОГТ-2D, основанная на учете геометрических размеров изученных реальных структур, их формы, параметров систем наблюдений и комплекса установленных вероятностно-статистических зависимостей, геолого-геофизических критериев позволяет выполнить формализованный прогноз вероятности подтверждаемости структур на территории центральных районов Западной Сибири с эффективностью более 80 %».

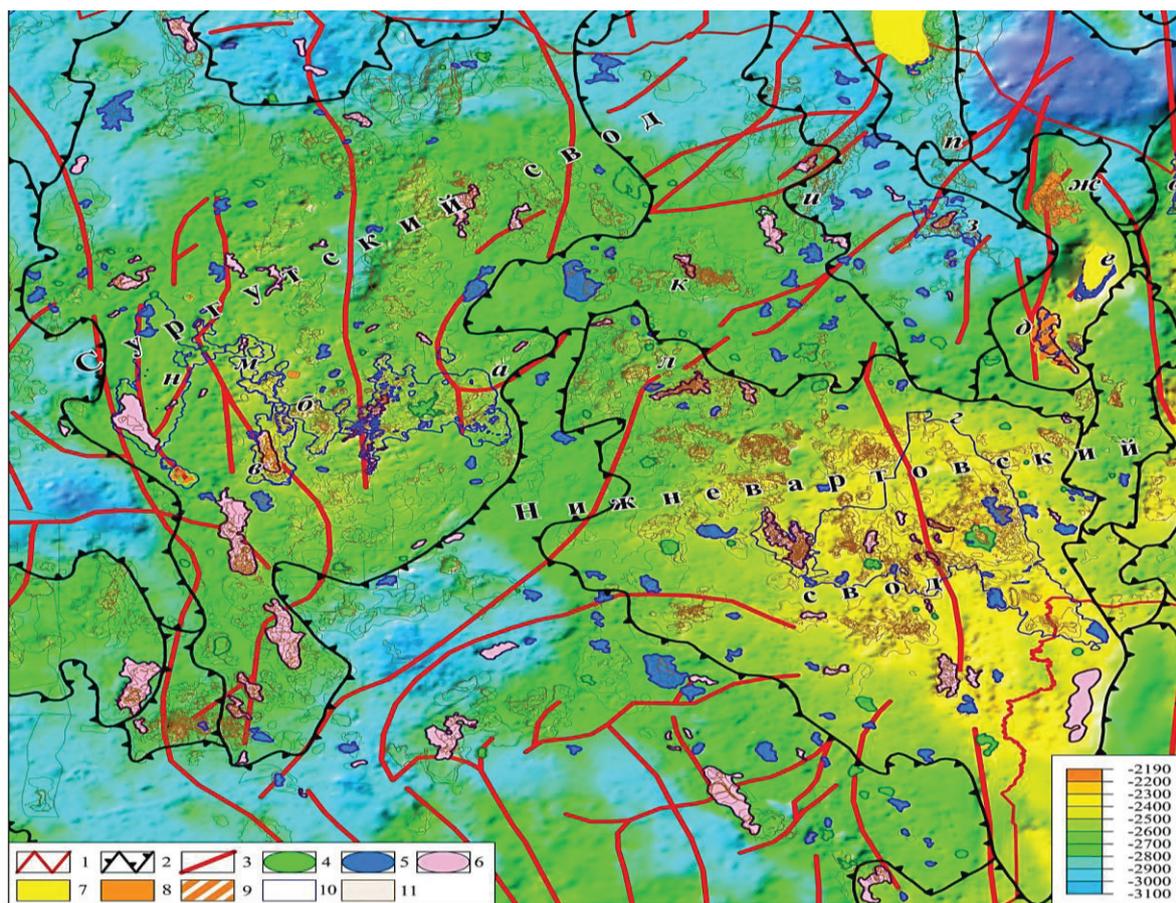
В третьей главе «Тектоника и нефтегазоносность локальных структур»

проанализированы данные по морфологии структур, их особенности тектонического строения и развития, выполнена оценка влияния основных параметров морфологии структур, а также удаленности от разломов на продуктивность структур и разработаны вероятностно-статистические модели и критерии прогноза нефтегазоносности структур [2, 4, 5, 6, 7, 21].

Выбранная в контуре исследований территория центральных районов Западной Сибири охватывает площадь Среднего Приобья, в пределах которой отчетливо выделяются две крупные положительные тектонические структуры I порядка – Сургутский и Нижневартовский своды (Рис. 2). Для разработки методики прогноза нефтегазоносности были выбраны 266 структур, включая 204 эталонные (материал обучения) и 62 экзаменационные, вскрытые бурением и закартированные сейсморазведкой по опорному отражающему горизонту «Б» [7].

Западно-Сибирский осадочный бассейн формировался под воздействием триасового рифтогенеза (Жеро О.Г., 1984, Добрецов Н.Л. и др., 2013) в результате тектонической деструкции земной коры. Для более детальной характеристики тектонического строения были прослежены глубинные тектонические разломы с привлечением результатов комплексной интерпретации магниторазведки, гравиразведки и сейсморазведки по доюрскому фундаменту [2, 6]. Рифты, к которым и приурочены глубинные разломы, характеризуются в пределах них зонами максимальной неоднородности, проявляющуюся на месторождениях УВ в волновом поле интенсивными аномалиями рассеянных волн в интервалах юрско-меловых залежей УВ на линейных структурах (Рис. 3) [6].

С учетом задачи прогноза для оценки нефтегазоносности локальных структур по ОГ «Б» были определены следующие морфологические параметры структур: амплитуда, площадь, протяженности длинной и короткой осей и коэффициент удлинения, оцениваемый соотношением последних. Кроме того, учитывались параметры геотектонического положения структур – направление ориентировки длинной оси и расстояние от центров структур до глубинных тектонических разломов. Все положительные структуры отранжированы по величине коэффициента удлинения $K_{удл}$ на следующие классы: изометричные ($1 < K_{удл} < 2$), брахиантиклинальные ($2 \leq K_{удл} < 3$), линейные ($K_{удл} \geq 3$).

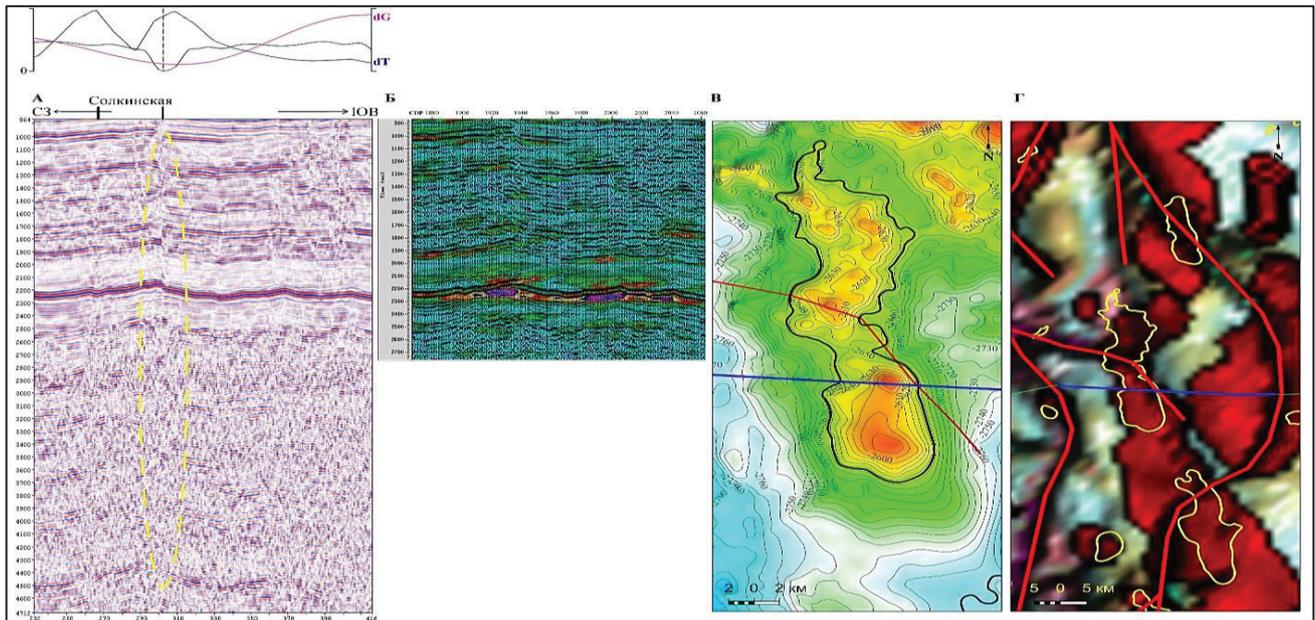


1 – граница ХМАО-Югры; 2 – границы тектонических элементов I-го порядка; 3 – глубинные тектонические разломы; 4 – изометричные структуры; 5 – брахиантиклинальные структуры; 6 – линейные структуры; 7 – газовые залежи; 8 – газоконденсатные залежи; 9 – газонефтяные залежи; 10 – нефтегазоконденсатные залежи; 11 – нефтяные залежи. Месторождения нефти, газоконденсата (углеводородного сырья): а) Федоровское нефтегазоконденсатное; б) Яуллорское нефтегазоконденсатное; в) Быстринское нефтегазоконденсатное; г) Самотлорское нефтегазоконденсатное; д) Ван-Ёганское нефтегазоконденсатное; е) Варьёганское нефтегазоконденсатное; ж) Северо-Варьёганское газонефтяное; з) Западно-Варьёганское нефтегазоконденсатное; и) Повховское нефтяное; к) Ватьёганское нефтяное; л) Покачево-Урьевское нефтяное; м) Вачимское нефтегазоконденсатное; н) Лянторское нефтегазоконденсатное; о) Тагринское нефтегазоконденсатное; п) Вынгапуровское нефтегазоконденсатное

Рисунок 2 – Схема расположения локальных структур и структурная карта по отражающему горизонту «Б» на территории Среднего Приобья, построенные по данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана [7]

По результатам анализа нефтегазоносности локальных структур в связи с их морфологией, тектоникой установлено, что линейные структуры характеризуются большей продуктивностью чем изометричные, брахиантиклинальные, и приурочены к зонам региональных глубинных разломов, что позволяет связать их с процессами флюидомиграции УВ. Приведенный вывод составляет научную новизну. Кроме того, анализ тектонического фактора нефтегазоносности структур разных морфологических классов формы удлинения позволил сделать вывод о том, что влияние глубинных тектонических разломов положительно сказывалось на нефтегазоносности линейных структур - отмечается рост количества продуктивных линейных структур, их процента относительно других структур по форме удлинения с приближением к

тектоническим разломам. Данный вывод сделан впервые и составляет научную новизну.



А - временной сейсмический разрез вкост продуктивной Солкинской структуры (по данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана); Б - разрез рассеянных волн (РВ); В - фрагмент региональной структурной карты по ОГ Б (по данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана); Г - фрагмент карты прослеживания осей аномалий магнитного поля (Смирнов А.С., 2023) с выделением глубинных тектонических разломов (красные линии), синим цветом показана линия разреза вдоль сейсмического профиля, желтым цветом - контуры локальных структур

Рисунок 3 – Отображение глубинных тектонических разломов в волновом поле и выявление проводящих деструктивных зон в районе Усть-Балык-Мамонтовского нефтяного месторождения (региональный профиль 15840090, сверху графики изменения градиентов магнитного (dT) и гравитационного (dG) полей; черным цветом отмечена кривая экстремумов аномалий магнитного поля, красным пунктиром - проекции глубинных разломов) [6]

Для решения задачи разделения структур на продуктивные и непродуктивные предложен показатель комплексной продуктивности $ПР_k$, учитывающий зависимости от морфологии структур, удалений до глубоких тектонических разломов:

$$ПР_k = \frac{ПР_\Phi + ПР_A + ПР_S + ПР_O + ПР_{разл}}{5}, \quad (3)$$

где $ПР_\Phi$ – показатель продуктивности структур по форме удлинения, $ПР_A$ – по амплитуде, $ПР_S$ – по площади, $ПР_O$ – по направлению ориентировки длинных осей, $ПР_{разл}$ – по расстоянию до глубинных разломов [7].

Для разделения выборки изученных структур на нефтегазоносные (продуктивные) и «пустые» (непродуктивные) в каждом классе формы

удлиненности количественно введены следующие условные граничные значения комплексной продуктивности на основе обобщения расчетов величины $ПР_K$ по всем структурам, при которых эмпирически достигается максимальная эффективность распознавания (подтверждаемость прогноза 70 % и более):

- **линейные:** $ПР_K \geq 0,76$ – продуктивные, $ПР_K < 0,76$ – «пустые»;
- **брахиантиклинальные:** $ПР_K \geq 0,68$ – продуктивные, $ПР_K < 0,68$ – «пустые»;
- **изометричные:** $ПР_K \geq 0,70$ – продуктивные, $ПР_K < 0,70$ – «пустые».

Далее приводятся результаты классификации эталонных нефтегазоносных и «пустых» структур. Из 52 линейных продуктивных структур прогноз подтвердился в 37 случаях (71 %), из 7 «пустых» структур – в 6 случаях (86 %). Из 74 брахиантиклинальных продуктивных структур прогноз подтвердился в 52 случаях (70 %), из 23 «пустых» – в 16 случаях (70 %). Из 39 изометричных продуктивных структур прогноз подтвердился в 32 случаях (82 %), из 9 «пустых» – в 7 случаях (78 %). Далее, результаты классификации экзаменационных нефтегазоносных и «пустых» структур. Из 17 линейных продуктивных структур прогноз подтвердился в 12 случаях (71 %), из 7 «пустых» – в 6 случаях (86 %). Из 18 брахиантиклинальных продуктивных структур прогноз подтвердился в 13 случаях (72 %), из 6 «пустых» – в 5 случаях (83 %). Из 7 изометричных продуктивных структур прогноз подтвердился во всех 7 случаях (100 %), из 7 «пустых» – в 5 случаях (71 %).

Впервые в разработанной методике оценки продуктивности структур для каждого класса формы удлинения учитывается своя зависимость продуктивности структур от комплекса параметров их морфологии и расстояний до глубинных разломов, что является научной новизной. Кроме того, в разработанной методике впервые учитывается комплексно с другими морфологическими показателями параметр ориентации по направлению длинных осей структур, что также составляет научную новизну.

Полученные в главе 3 результаты обосновывают **второе защищаемое положение:** «Методика оценки продуктивности структур, основанная на учете размеров реальных объектов (структур), их формы, направлений ориентации длинной оси, расстояний до глубинных разломов, и комплекса установленных вероятностно-статистических зависимостей позволяет выполнить

формализованный прогноз продуктивности структур на территории центральных районов Западной Сибири с эффективностью более 70 %».

В четвертой главе «Комплексный прогноз перспектив нефтегазоносности структур» приведено описание разработанной методики комплексной оценки нефтегазоносности локальных структур и выполнено ранжирование неразбуренных структур по степени перспективности.

Оценка перспектив нефтегазоносности локальной структуры осуществляется на основе комплексного показателя, который учитывает ее подтверждаемость и продуктивность. Нефтегазоносность структур предлагается оценивать на основе комплексного показателя перспектив нефтегазоносности структуры $ПР_n$, определяющего степень перспективности структуры, по следующей формуле [9]:

$$ПР_n = P_{\text{подтв}} * ПР_k, \quad (4)$$

где $P_{\text{подтв}}$ – вероятность подтверждаемости структуры по данным сейсморазведки, $ПР_k$ – показатель комплексной продуктивности структуры.

Разработанная методика комплексной оценки нефтегазоносности структур включает следующие этапы. Этап 0. Формирование эталонной выборки. Для комплексной оценки нефтегазоносности была сформирована выборка в количестве 100 эталонных разбуренных локальных структур, ранее подготовленных сейсморазведкой МОГТ-2D по ОГ Б в период с 1975 – 2021 годы, с полной оценкой всех геолого-геофизических параметров [9]. Этап 1. Разделение эталонной выборки по площади структур. Было выполнено разделение эталонной выборки на 2 класса по величине площади ($S \leq 10 \text{ км}^2$ и $S > 10 \text{ км}^2$). Далее, по каждой структуре выполняется оценка показателя подтверждаемости $P_{\text{подтв}}$. Этап 2. Разделение структур по величине коэффициента удлинения. Эталонные локальные структуры, закартированные по ОГ Б, были разделены по величине коэффициента удлинения $K_{\text{удл}}$ на три класса. Далее, по каждой структуре с учетом комплексу параметров морфологии структур, удалений от глубинных тектонических разломов выполняется оценка показателя комплексной продуктивности $ПР_k$. Этап 3. Оценка нефтегазоносности структур. По комплексному показателю оценки нефтегазоносности структур $ПР_n$, с учетом показателей их подтверждаемости $P_{\text{подтв}}$ и продуктивности $ПР_k$, все эталонные структуры на основании статистического анализа были разбиты на три класса по степени перспективности нефтегазоносности (Таблица). Красным цветом в таблице отмечены пороговые

значения подтверждаемости и продуктивности структур, ниже которых структуры не подтверждаются, «пустые». Выполнена комплексная оценка нефтегазоносности 98 неразбуренных структур.

Таблица – Классификация эталонных структур, ранжированных по степени их перспективности (комплексный показатель перспектив нефтегазоносности)

Класс структуры по форме удлиненности	Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности / границы класса по интервалам показателей $P_{\text{подтв}}$, $PP_{\text{к}}$, $PP_{\text{н}}$	Вероятность подтверждаемости структуры сейсморазведкой		Показатель комплексной продуктивности структуры		Комплексный показатель перспектив нефтегазоносности структуры	
		$P_{\text{подтв min}}$	$P_{\text{подтв max}}$	$PP_{\text{к min}}$	$PP_{\text{к max}}$	$PP_{\text{н min}}$	$PP_{\text{н max}}$
изометричная	высокоперспективная	0,7	1	0,8	1	0,56	1
	перспективная	0,5	0,69	0,7	0,79	0,35	0,55
	неперспективная	0	0,49	0	0,69	0	0,34
брахианткли- нальная	высокоперспективная	0,7	1	0,78	1	0,55	1
	перспективная	0,5	0,69	0,68	0,77	0,34	0,54
	неперспективная	0	0,49	0	0,67	0	0,33
линейная	высокоперспективная	0,7	1	0,85	1	0,59	1
	перспективная	0,5	0,69	0,76	0,84	0,38	0,58
	неперспективная	0	0,49	0	0,75	0	0,37

Полученные в главе 4 результаты обосновывают третье защищаемое положение: «Методика оценки нефтегазоносности структур до постановки бурения на основе учета комплекса геолого-геофизических параметров и критериев их подтверждаемости и продуктивности позволяет ранжировать объекты (структуры) подготовленные сейсморазведкой МОГТ-2D по степени перспективности».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования позволили решить поставленные задачи и получить следующие результаты:

1. Изучена динамика подготовки локальных структур сейсморазведкой по методике 2D, выполнен ретроспективный анализ эффективности подготовки структур сейсморазведкой. Выполнен ретроспективный анализ ГРР на структурах, выявлены и обобщены различные геологические и методические факторы с характеристикой их влияния на эффективность подготовки структур сейсморазведкой, их распределение в зависимости от типа ловушек.

2. Построены и детально исследованы вероятностные зависимости, используемые при прогнозировании подтверждаемости структур, подготовленных сейсморазведкой. Отмечено, что подтвердившиеся и неподтвердившиеся структуры отличаются по ряду геолого-геофизических критериев. На основе полученных вероятностно-статистических зависимостей с учетом геологических характеристик изученных реальных объектов (структур) и применением многомерного регрессионного анализа разработана методика оценки подтверждаемости структур, подготовленных сейсморазведкой МОГТ-2D.

3. По результатам анализа данных по морфологии, тектонике и нефтегазоносности антиклинальных структур установлено, что линейные локальные структуры, в том числе малоамплитудные, характеризуются наибольшей продуктивностью и приурочены к зонам развития региональных глубинных разломов, что позволяет связать их с процессами вертикальной флюидомиграции УВ. Рекомендуются проводить сейсморазведочные работы по технологии метода общей глубинной точки в трехмерной модификации (МОГТ-3D) для выделения и картирования более мелких разломов, оперяющих крупные глубинные разломы. Разработана методика оценки продуктивности структур, основанная на учете геологических характеристик изученных реальных объектов (структур) с учетом комплекса установленных вероятностно-статистических зависимостей и критериев.

4. Разработана комплексная методика оценки нефтегазоносности структур с учетом геолого-геофизических параметров, критериев подтверждаемости структур сейсморазведкой и продуктивности по морфологии и удаленности от глубинных тектонических разломов.

5. Разработанные методики оценки подтверждаемости, продуктивности и нефтегазоносности структур могут использоваться:

- при оценке и обосновании перспектив нефтегазоносности локальных структур на территории центральных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции;
- при определении критериев кондиционности подготовки структур сейсморазведкой МОГТ-2D.

Рекомендуется дальнейшее совершенствование разработанных методик на основе вероятностно-статистического, имитационного моделирования и их

апробация на локальных объектах (структурах) в связи с разнообразием геологических условий на площадях, в том числе – в слабоизученных геологоразведкой районах.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Касьянов, И.В. Зависимость подтверждаемости антиклинальных структур бурением от качества их подготовки сейсморазведкой в пределах Среднеобской НГО (Западная Сибирь) / И.В. Касьянов // Естественные и технические науки. – 2016. – №8(98). – С. 33-39.
2. Касьянов, И.В. Морфология и нефтегазоносность малоамплитудных антиклинальных структур на территории Среднеобской НГО (Западная Сибирь) / И.В. Касьянов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – №6(52). – С. 23-26.
3. Бочкарев, В.С. Об актуальности поисков новых залежей нефти в триасовых и палеозойских толщах Западной Сибири / В.С. Бочкарев, И.В. Касьянов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – №4(40). – С. 28-36.
4. Бочкарев, В.С. Эндогенный фактор нефтеобразования в Западной Сибири / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, И.В. Касьянов // Геология нефти и газа. – 2020. – №1. – С. 101-111.
5. Касьянов, И.В. Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири / И.В. Касьянов, А.А. Нежданов // Геология нефти и газа. – 2020. – №1. – С. 69-79.
6. Касьянов, И.В. О влиянии разломов на нефтегазоносность структур в центральных районах Западной Сибири / И.В. Касьянов, А.С. Смирнов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2023. – №7–8. – С. 30–43.
7. Касьянов, И.В. Методика прогноза продуктивности локальных структур по комплексу морфологических параметров в центральных районах Западной Сибири / И.В. Касьянов, С.К. Туренко // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2023. – №9–10. – С. 38–52.
8. Касьянов, И.В. Разработка методики прогноза подтверждаемости локальных структур, подготовленных сейсморазведкой МОГТ-2D в центральных районах Западной Сибири / И.В. Касьянов, С.К. Туренко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – №5(389). – С. 22–32.

9. Касьянов, И.В. Методика комплексной оценки нефтегазоносности локальных структур, подготовленных к бурению сейсморазведкой МОГТ 2D в центральных районах Западной Сибири / И.В. Касьянов, С.К. Туренко // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2024. – №7–8. – С. 16–24.

Публикации в сборниках научных трудов и материалов конференций:

10. Касьянов, В.В. Прогноз зон напряженного состояния по кинематическим характеристикам наземной и скважинной сейсморазведки / В.В. Касьянов, Д.Г. Таужнянский, И.В. Касьянов // Сборник докладов XI Международной научно-практической конференции Геомодель-2009 (г. Геленджик 7-10 сентября 2009 г.). – Геленджик : Изд-во Геомодель. – 2009. – С. 232-235.

11. Кузнецов, И.М. Основные итоги анализа фонда подготовленных к бурению объектов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / И.М. Кузнецов, И.В. Касьянов // Материалы VII Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию Байбакова Николая Константиновича). – Тюмень : Изд-во ТюмГНГУ. – 2011. – С. 126-128.

12. Кузнецов, И.М. Оценка достоверности ловушек Северо-Вайской 1 структуры в связи с оценкой геологических рисков / И.М. Кузнецов, И.В. Касьянов // Материалы XIX окружной научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». – Ханты-Мансийск, 2016. – Т. 1. – С. 263-271.

13. Касьянов, И.В. Анализ связи эффективности сейсморазведочных работ 2D и применяемых технологий на территории Среднего Приобья (ХМАО) / И.В. Касьянов, С.К. Туренко // Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы докладов международной научно-практической конференции (г. Тюмень 18-19 мая 2017 г.). – Тюмень : Изд-во ТИУ. – 2017. – С. 71-77.

14. Бочкарев, В.С. Тектоника и геодинамика Западно-Сибирской платформы / В.С. Бочкарев, И.И. Нестеров (мл.), Д.А. Огнев, И.В. Касьянов // Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 70-летию основания Уральского отделения Российского минералогического общества (VII Чтения памяти член-корр. РАН С.Н. Иванова). – Екатеринбург : Изд-во ИГГ УрО РАН, 2018. – С. 34-35.

15. Касьянов, И.В. Оценка надежности выделения сейсморазведкой ловушек Кельсилорской и Мувенлорской структур / И.В. Касьянов // Горные ведомости. – Тюмень, 2018. – №6(160). – С. 74-82.

16. Бочкарев, В.С. Тектонические и геодинамические аспекты нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы / В.С. Бочкарев, Д.А. Огнев, И.В. Касьянов // Материалы 51 (LI) тектонического совещания. Проблемы тектоники континентов и океанов. – Москва : Изд-во ГЕОС, 2019. – Том I. – С. 78-82.

17. Бочкарев, В.С. Новые данные о фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы и их геологическое значение / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, И.В. Касьянов, С.А. Сергеев, С.П. Шокальский // Горные ведомости. – Тюмень, 2019. – №1(161). – С. 4-21.

18. Касьянов, И.В. Оценка надежности выделения сейсморазведкой ловушек Кельсилорской и Мувенлорской структур / И.В. Касьянов // Салмановские чтения: материалы XII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов (Тюмень, 29-30 марта 2018 г.). – Тюмень : Изд-во СибНАЦ, 2019. – С. 66-75.

19. Касьянов, И.В. О надежности подготовки ловушек сейсморазведкой к бурению в верхней юре (Среднее Приобье) / И.В. Касьянов // Актуальные проблемы нефти и газа: научное сетевое издание. – 2019, вып. 1 (24). – С. 1-10. – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_24/kasyanov.pdf (дата обращения: 12.04.2019).

20. Касьянов, И.В. Результаты анализа достоверности выявления ловушек углеводородов сейсморазведкой в центральных районах Среднего Приобья (Западная Сибирь) / И.В. Касьянов // Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы докладов национальной научно-практической конференции с международным участием (г. Тюмень 19-20 мая 2022 г.). – Тюмень : Изд-во ТИУ, 2022. – С. 57-64.

21. Касьянов, И.В. Линейные структуры и их нефтегазоносность в центральных районах ХМАО Западной Сибири / И.В. Касьянов // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири. Двадцать седьмая научно-практическая конференция. - Ханты-Мансийск : Изд-во ООО «ИздатНаукаСервис», 2024. – С. 34-40.

Отпечатано с готового набора
в ООО Вектор Бук»

Подписано в печать 30.01.2025 г.
Формат 60x84/16. Тираж 100 экз.
Усл. печ.л. 1,28. Заказ 291.

625004, г. Тюмень, ул. Володарского, 45.
Тел. (3452) 55-72-17, 46-90-03.