

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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**

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук**

**Научный руководитель:
д. т. н., профессор
Туренко Сергей Константинович**

Тюмень – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. Геологическое строение и обзор предыдущих исследований	9
1.1. Геолого-геофизическая изученность	9
1.2. Структурно-тектоническое районирование изучаемой территории	10
1.3. Нефтегазоносность территории	15
1.4. Обзор предыдущих подходов и методик локального прогноза нефтегазоносности.....	18
1.5. Выводы по главе.....	25
2. Надежность выделения структур в связи с результатами ГРП	27
2.1. Особенности планирования поисковых работ на нефть и газ	27
2.2. Кондиционность подготовленных локальных структур по участкам, переведенным в нераспределенный фонд недр	32
2.3. Анализ состояния фонда подготовленных структур сейсморазведкой и перспектив нефтегазоносности ловушек по результатам ГРП	36
2.4. Методики оценки надежности подготовки структур сейсморазведкой и обзор предыдущих исследований	50
2.5. Ретроспективный анализ влияния параметров структур, систем наблюдений на подтверждаемость структур бурением	55
2.6. Прогноз подтверждаемости структур	75
2.7. Выводы по главе.....	81
3. Тектоника и нефтегазоносность локальных структур	83
3.1. Значение тектоники в исследовании нефтегазоносности локальных структур	83
3.2. Анализ влияния параметров морфологии структур на их нефтегазоносность	84
3.3. Анализ влияния тектонических разломов на нефтегазоносность структур	108
3.4. Прогноз продуктивности структур	119
3.5. Выводы по главе.....	127
4. Комплексный прогноз перспектив нефтегазоносности структур	128
4.1. Разработка методики оценки нефтегазоносности структур на основе учета их подтверждаемости и продуктивности	128
4.2. Результаты прогноза перспектив нефтегазоносности структур	134
4.3. Выводы по главе.....	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
Список сокращений и условных обозначений	140
Список литературы	142
Список рисунков	162
Список таблиц	165
Список приложений	165
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	167

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований

Среднеобская нефтегазоносная область является одним из наиболее изученных геологоразведочными работами 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 [136]. В северных, арктических районах Западной Сибири такие структуры, как правило высокоамплитудные, содержат значительные объемы ресурсов и запасов углеводородов, поскольку являются молодыми и образовались на неотектоническом этапе [162]. 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 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 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 НГО и прилегающих к ней территорий Приобского 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 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 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).

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 НАЦ РН им. В.И. Шпильмана: 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»).

1. Геологическое строение и обзор предыдущих исследований

1.1. Геолого-геофизическая изученность

Большая часть нефтяного ресурсного и производственного потенциала Западно-Сибирской провинции сосредоточена в Ханты-Мансийском автономном округе. Территория ХМАО относится к числу наиболее изученных сейсморазведкой и глубоким поисково-разведочным бурением.

На территории исследований выявлено свыше 150 месторождений УВ-сырья.

В 1993 – 2001 гг. наиболее изученная территория Среднего Приобья с открытыми месторождениями и месторождениями, находящимися в разработке, была передана в распределенный фонд недр.

1993 – 1995 годы характеризуются резким спадом геолого-разведочных работ, что привело к обвальному падению объемов поисково-разведочного бурения.

Год 1996 стал переходным между периодами спада ГРП и (1997 – 2001 гг.) относительной стабилизации благодаря формированию целевого фонда финансирования воспроизводства минерально-сырьевой базы (ставки ВМСБ).

Плотность сети сейсмических профилей по МОГТ-2D на территории Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) составляет в среднем 2.0 км/км^2 , на прилегающих с запада и юго-запада территориях Приобского и Салымского нефтегазоносных районов (НГР) Фроловской НГО величина средней плотности профилей составляет 1.6 км/км^2 , на территории Варьганского НГР Надым-Пурской НГО средняя плотность профилей – 1.4 км/км^2 . Плотность бурения на территории Среднеобской области составляет порядка 0.2 скв/км^2 , достигая на месторождениях $0.3\text{-}0.5 \text{ скв/км}^2$, на прилегающих территориях с запада и востока величина плотности менее чем 0.2 скв/км^2 . Геолого-геофизическая изученность территории Среднеобской НГО достаточно высокая, выполнен значительный объем геофизических исследований.

На территории исследований пробурено более 7200 поисково-разведочных скважин, изученность бурением крайне неравномерно меняется в плане, по разрезу. Суммарная длина сейсмических профилей МОГТ 2D составляет 241 800 пог. км., общая площадь выполненных работ МОГТ 3D составляет $40\,338 \text{ км}^2$. Схема геолого-геофизической изученности представлена на рисунке 1.1.

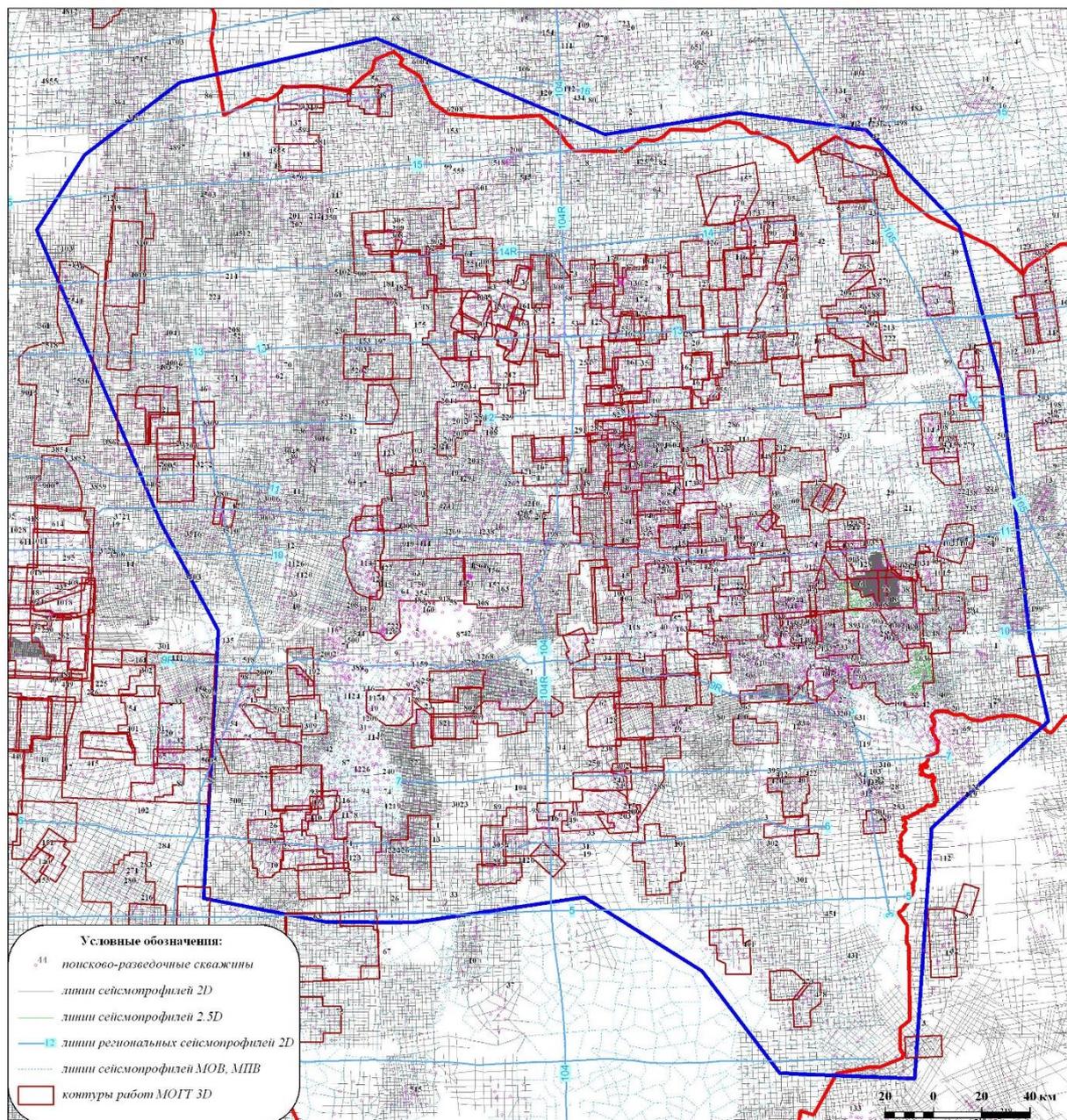


Рисунок 1.1 – Схема геолого-геофизической изученности исследуемой территории (толстой синей линией отмечен контур территории исследований)

1.2. Структурно-тектоническое районирование изучаемой территории

Вопросы тектонического строения Западно-Сибирской платформы наиболее подробно отражены в работах И.И. Нестерова, М.Я. Рудкевича, В.С. Суркова, В.И. Шпильмана, Г.К. Боярских, Ф.Г. Гурари, Н.Н. Ростовцева и др [58, 70, 185, 189, 167].

Историю развития территории, предшествующую зарождению мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, можно разделить на четыре периода: I - прогибание и дробление континентальной коры, обусловившее наступление океана, происходившее с позднего кембрия по ордовик; II - дальнейшее прогибание коры и расширение океана в силуре

– девоне, формирование в конце периода (ранний карбон) карбонатной платформы; III - локализация океанического бассейна, орогенез в позднем карбоне – раннем триасе; IV - образование обширных базальтовых плато, обусловленное рифтогенезом в триасе. Южная половина Западной Сибири, включая Среднее Приобье, и почти все Зауралье в триасовое время испытывало катаплатформенный аркогенез, сопровождаемый формированием грабенов двух генераций [21]. Их выполнение принадлежит базальт-риолит-терригенной туринской серии, впервые описанной в Зауралье в качестве трахитовой формации, и угленосной челябинской серии. Дальнейшее развитие Западно-Сибирской платформы шло с севера на юг от Ямало-Тазовской мегасинеклизы до Тургайского прогиба, где смычка с Туранской геосинеклизой произошла только в конце мелового периода [21, 22]. В целом для всей территории молодой эпигерцинской Западно-Сибирской плиты отмечается постепенное смещение центров прогибания от северных районов в триас-юрское и нижнемеловое время в южные районы в палеоген-неогеновое время [58].

Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В.И. Шпильмана и др., 1998 г.) при тектоническом районировании было установлено, что определенная корреляция в развитии и строении палеозойских и мезозойских толщ отмечается для довольно крупных элементов земной коры, названных геоблоками. Геоблоки обычно объединяют ряд структур первого порядка. Среднеобской центральный геоблок выделяется как планетарная структура, которая на первых картах выделялась как крупнейшая Среднеобская антеклиза. Вдоль западной и восточной границ геоблока протягиваются кулисообразные системы валов, подчеркивающие ограничение геоблока мощными шовными зонами. В современном рельефе северная граница геоблока соответствует Сибирским Увалам. Среднеобской геоблок включает два крупнейших свода – Сургутский и Нижневартовский и две мегатеррасы, являющиеся продолжением этих сводов на север – Северо-Сургутскую и Северо-Вартовскую.

Сургутский свод. Зона Сургутского свода представляет изолированную кальдерообразную депрессию, сложенную карбонатно-терригенными каменноугольными отложениями с большим количеством разрывных нарушений, с силами и дайками долеритов верхнего палеозоя – нижнего мезозоя. Перекрывающие их эффузивные разности основных вулканитов - триасового возраста (преимущественно базальтов).

Рельеф доюрского основания по отражающему горизонту А – это сильно расчлененная поверхность с четко выраженной тенденцией к погружению в северном и северо-восточном направлениях. Отметки поверхности горизонта А варьируют от -2800 м на Сургутском и -2650 м на Нижневартовском сводах до -3350 м на Ватьеганском и -3750 м в Пякупурском мегапрогибе.

Сургутский свод делится субмеридиональным Тончинским прогибом на западную и восточную части. В восточной части выделяются две крупные приподнятые зоны – Когалымская и Федоровская вершины (Рисунок 1.2). Западная часть Сургутского свода представлена Нижнесорттымским, Лянторским, Быстринским и Усть-Балык-Мамонтовским валами субмеридионального простирания.

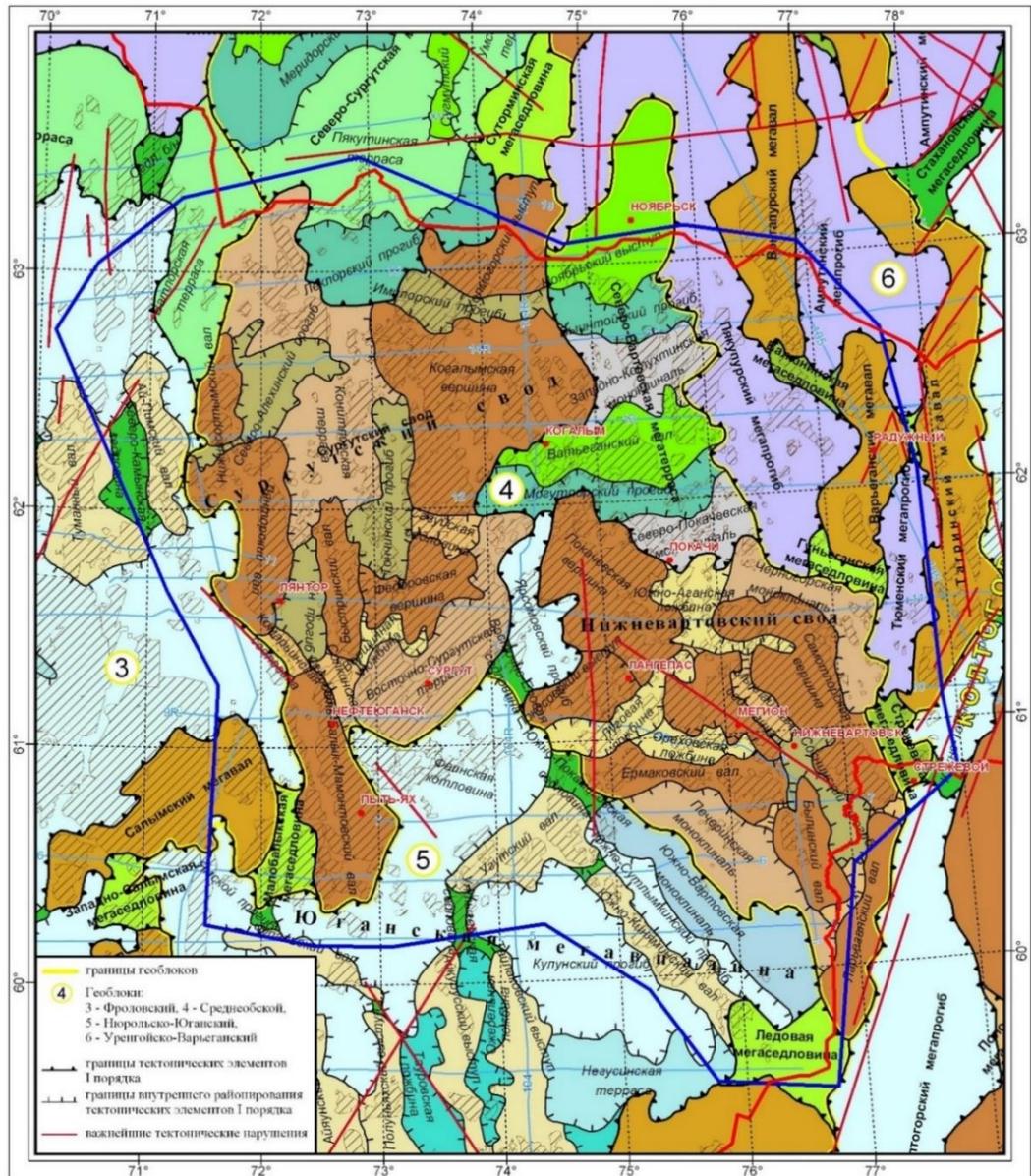


Рисунок 1.2 – Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В.И.Шпильмана и др., 1998 г.) [233]

На позднепалеозойско-триасовом этапе территория свода представляла собой мегавпадину, прогибание которой завершилось мощным вулканизмом и накоплением за это время двухкилометровой толщи вулканических и осадочно-вулканических пород. В конце триаса прогибание сменилось подъемом. Наиболее высокая часть свода - Федоровская вершина сформировалась в раннем мелу, Когалымская – в юре. Основной рост локальных поднятий был в юрско-неокомское время, к аптскому веку он был уже завершен.

По отражающему горизонту Б на территории Сургутского свода наиболее приподнятыми являются Быстринский вал и Федоровская вершина. Быстринский вал субмеридионального простирания, оконтуривающая изогипса - 2600 м, амплитуда 75-100 м. Федоровская вершина – субширотного простирания, гипсометрический уровень изменяется от -2475 до -2650 м, осложнена более мелкими локальными поднятиями изометричной формы амплитудой 50 м. В северной части свода выделяется Когалымская вершина (от -2600 до -2800 м). На западной границе свода выделяется серия валов субмеридионального простирания: Усть-Балык-Мамонтовский вал погружается в южном направлении в сторону Юганской впадины от -2625 до -2875 м; Лянторский вал (от -2625 до -2825 м); Нижнесортимский вал (от -2800 до -2900 м). В центре Сургутского свода выделяется Тончинский прогиб (-2950 м). Северная часть Сургутского свода более глубокая и осложнена террасами, прогибами и Холмогорским выступом.

Нижневартовский свод. Морфология и история тектонического развития левобережья и правобережья Нижневартовского свода существенно различаются. В правобережной части выделяются две вершины – Покачевская и Самотлорская. Роль своеобразной седловины между ними играет Мегионско-Покурская система валов. Самотлорский вал осложнен группой локальных поднятий, которые образуют уникальное Самотлорское месторождение. Эти поднятия хорошо выражены по горизонту Б. Восточным крылом Нижневартовского свода является Черногорская моноклинал. Наиболее высокой частью правобережья в раннеюрское время были участки Мегионско-Покурской системы валов, поднятия которой представляли собой брахиантиклинали, неравномерно развивавшиеся во времени, с характерным выполаживанием вверх по разрезу структурных планов. Покачевская вершина в юрское время представляла собой склон свода, а как возвышенность начала образовываться в раннем мелу. Левобережная часть свода представлена валами: субширотным – Ермаковским, северо-западного простирания - Былинским и субмеридиональным – Ларьеганским, сменяющимися в юго-восточной части свода Печеринской моноклиналю. В раннеюрское время левобережная часть свода была приподнята в районе Былинского и Ермаковского валов. Левобережная часть от правобережной отличается и нефтегазоносностью: на правобережной части основные продуктивные горизонты приурочены к неокому, а на левобережной – к юре.

По кровле верхнемеловых отложений на Нижневартовском своде и окружающих его территориях происходит выполаживание структурного плана. Свод имеет четкие очертания лишь в восточной части, западный склон приобретает нечеткие очертания. По отражающему горизонту М единой оконтуривающей изогипсы нет, наиболее высокие отметки свода – 1550 м. В коньяк-кайнозойское время происходило относительное опускание северо-западных районов, вследствие чего восточные районы палеоструктур, которые сформировались к концу турона воздымались относительно их западных и центральных частей [114].

С севера к Нижневартовскому своду примыкает Северо-Вартовская мегатерраса, погружающаяся в северном направлении и представляющая собой последовательное чередование моноклиналей, прогибов, валов и выступов. По горизонту Б гипсометрия мегатеррасы меняется от -2700 м на юге, до 3100 м на севере.

К востоку и северо-востоку от Среднеобского блока выделяется Уренгойско-Варьеганский геоблок. На территории ХМАО расположена только южная часть геоблока, где находятся Варьеганский и Тагринский мегавалы разделенные Тюменским мегапрогибом, а также южный склон Вэнгапурского мегавала и Пякупурский мегапрогиб. Варьеганский мегавал имеет субмеридианальное простирание и погружается в северном направлении. В раннеюрское время территория мегавала представляла собой выступ, осложненный структурными носами и мелкими малоамплитудными поднятиями. Варьеганский мегавал осложнен крупными валообразными поднятиями – Северо-Варьеганским, Варьеганским, Ваньеганским и Ай-Еганским с амплитудами 70-185 м. Для валов характерно выполаживание вверх по разрезу. Основной этап роста - готерив-барремское время. Тюменский мегапрогиб имеет амплитуду прогибания более 200 м. Тагринский мегавал имеет субмеридианальное простирание и амплитуду около 300 м, осложнен серией валов амплитудой 60 -100 м и характерен активным их ростом в неокоме. В раннесреднеюрское время мегавал представлял собой отдельные поднятия.

Далее на восток расположен Колтогорско-Александровский геоблок. На территории ХМАО находится лишь $\frac{1}{4}$ часть геоблока. Основные тектонические элементы I порядка - Александровский и Бахилловский мегавалы и Толькинский мегапрогиб. Александровский мегавал разделен на две части – восточную и западную Восточно-Кошильским прогибом. По горизонту Б восточная часть вала на 200 м ниже западной. Глубина разделяющего прогиба -2450 м. По оконтуривающей изогипсе -2300 м амплитуда вала - 300 м. Толькинский мегапрогиб, по которому проходит Колтогорско-Толькинская шовная зона, разделяет Варьеганский и Александровский мегавалы. В ранней юре он был большего размера и включал западный склон Александровского мегавала, амплитуда прогибания была около 300 м. В среднеюрское время вся территория геоблока была вовлечена в общее дифференцированное прогибание, в результате чего амплитуда некоторых структур выросла на 75%.

На юго-востоке главную роль в обособлении крупных тектонических элементов играют Ледовая мегаседловина и Ларьеганский вал, которые отделяют Юганскую мегавпадину от Колтогорского мегапрогиба, и Стрежевская мегаседловина с примыкающей к ней седловиной без названия, которые разделяют Колтогорский и Толькинский мегапрогибы [233].

Южнее Среднеобского геоблока, как крупная депрессионная зона, выделяется Нюрольско-Юганский геоблок, развившийся на фундаменте поздних герценид. Геоблок разделяется на две мегавпадины – Юганскую и Нюрольскую. Юганская мегавпадина вся

расположена на территории ХМАО, для нее характерно уменьшение мощности земной коры до 36-37 км и относительно повышенная напряженность. Фундамент разбит многочисленными разрывными нарушениями, часть из которых проникает в нижние слои осадочного чехла. Вся южная часть представляет собой чередование выступов субмеридионального простираия: Айяунского, Полуныхского, Айкуруского и Тайлаковского и разделяющих их ложбин: Тауровской и Ожерельной. По горизонту Б наиболее крупным из выступов является Тайлаковский (-2500-2775 м).

В северной части мегавпадины расположены: Фаинская впадина; Ямской и Ярсомовский прогибы; Угутский и Чупальский валы.

Восточный склон Юганской мегавпадины по горизонту Б представлен Угутским (от -2800 до -2700 м) и Южно-Киняминским (от -2800 до -2725 м) валами. По горизонту М Южно-Киняминский вал превращается в приподнятую зону, осложненную локальными поднятиями амплитудой 20-25 м и структурными носами.

1.3. Нефтегазоносность территории

Согласно схеме нефтегазоносности (Рисунок 1.3) территория исследований преимущественно расположена в пределах Среднеобской нефтегазоносной области (НГО): в Сургутском и Вартовском нефтегазоносных районах (НГР). Кроме того, в контур исследований небольшой частью попадают территории с запада - Приобского и Салымского НГР Фроловской НГО, с севера - Ноябрьского НГР Среднеобской НГО, Вынгапурского НГР Надым-Пурской НГО, с востока - Варьеганского НГР Надым-Пурской НГО.

Среднеобская нефтегазоносная область отличается уникальной концентрацией ресурсов нефти в неокомских отложениях, которые вмещают гигантские, крупнейшие и крупные залежи нефти. Для этих залежей характерны большие площади нефтеносности. Они контролируются не локальными поднятиями, а структурами II порядка – куполовидными поднятиями, валами. Залежи неокомского комплекса высокодебитные с коллекторами II – IV класса. Открытые месторождения многозалежные – в разрезе до 20 продуктивных пластов.

В разрезе мезозоя территории исследований снизу-вверх выделяются четыре НГК: нижнесреднеюрский - который разделяется на два подкомплекса – нижнеюрский и среднеюрский; верхнеюрский (васюганский), ачимовский (берриас-нижневаланжинский) и неокомский. Неокомский комплекс разделяется на два подкомплекса – покровный и клиноформный, стратиграфический объем которых меняется с востока на запад. Вышележащие комплексы имеют подчиненное значение из-за отсутствия в них промышленно нефтеносных скоплений УВ. Количественное распределение опосредованных бурением ловушек по нефтегазоносным комплексам представлено в разделе 2.3.

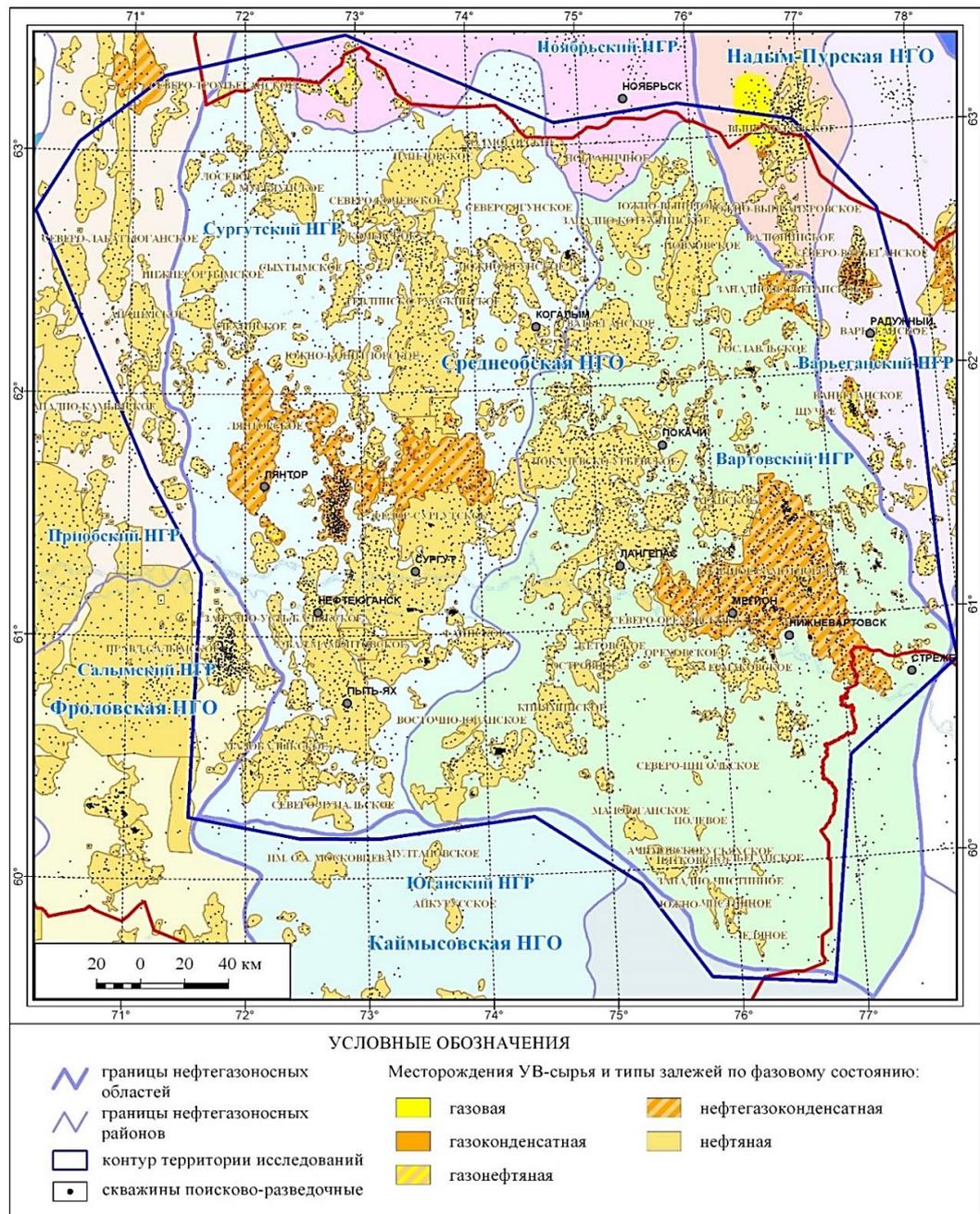


Рисунок 1.3 – Схема нефтегазоносности территории исследований (составлена автором по данным НАЦ РН им. В.И. Шпилемана)

Сургутский НГР. Район приурочен к одноименному своду и включает прилегающие к нему части прогибов, впадин. Западная часть свода представляет собой серию валов; на востоке выделяются две крупные приподнятые зоны – Когалымская и Федоровская вершины. Особенности строения этой территории: большая мощность (до 2 км) базальтов Р-Т возраста; замещение на западе песчано-алевролитовых пород васюганского комплекса глинами абалакской свиты; наличие клиноформ в разрезе неокома.

В Сургутском НГР открыто около 600 залежей УВ. Месторождения многопластовые, залежи преимущественно нефтяные, реже газонефтяные. Основные продуктивные

нефтегазоносные комплексы: неокомский покровный, неокомский клиноформный, среднеюрский; открыты залежи нефти и в васюганском НГК. В неокомском покровном комплексе выявлены многочисленные залежи, приуроченные к структурам II порядка. Мощность комплекса 300 – 500 м. В неокомском клиноформном комплексе залежи преимущественно структурно-литологического типа (СЛЛ). Мощность комплекса изменяется в диапазоне 300 – 400 м. Залежи среднеюрского НГК приурочены к пластам Ю₂₋₃, имеют сложное строение. Васюганский НГК развит не повсеместно, в нем преобладают залежи структурно-литологического типа. По характеру строения большинство залежей являются пластово-сводовыми с литологическими ограничениями.

Вартовский НГР. Район расположен в пределах Нижневартковского свода, Северо-Вартовской мегатеррасы, Южно-Вартовской моноклинали. Вартовский НГР характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности разреза мезозоя и значительными выявленными запасами нефти, открыто более 120 месторождений углеводородов (см. Рис. 1.3). Этаж нефтеносности объединяет отложения от нижнеюрских до верхнемеловых. Здесь располагаются три уникальных месторождения, запасы которых превышают 300 млн. тонн. Среди них главное Самотлорское месторождение. 13% месторождений отнесены к разряду крупных и крупнейших. Немного больше (17%) средних по запасам месторождений. Преобладают (68%) месторождения мелкие по величине начальных извлекаемых запасов. Наибольшее количество залежей и соответственно величина запасов, находится в неокомском комплексе. В два раза меньше месторождений обнаружено в юре, причем в нижнеюрских образованиях нефтегазоносного района открыто одно – Чистинное (пласт ЮВ₁₁).

По характеру распределения залежей в разрезе Вартовского НГР выделяются три основные зоны нефтегазонакопления. Наиболее богатая с этажом нефтегазоносности 900 – 1100 м приурочена к центральной части Нижневартковского свода (правобережная часть реки Оби). Основным по запасам УВ является неокомский покровный комплекс. Характерные особенности нефтеносности покровного неокомского комплекса: объединение отдельных залежей, открытых на локальных структурах, в одну крупную и наличие газовых шапок.

В этой зоне основным нефтеносным комплексом в юре является васюганский, залегающий на глубинах 2400 – 2900 м. В среднеюрском и нижнеюрском НГК выявлены единичные залежи нефти. Нижнеюрский НГК распространен на северном склоне и в ложбинах.

Юго-западная зона (левобережная часть р. Обь) имеет этаж нефтегазоносности до 500 – 600 м. Основной нефтеносный комплекс – васюганский. Отдельные залежи УВ открыты в кровле среднеюрского комплекса и в неокомском клиноформном комплексе.

В северной зоне основные запасы УВ перемещаются в клиноформный неокомский и васюганский комплексы, появляются залежи в кровле среднеюрского НГК.

1.4. Обзор предыдущих подходов и методик локального прогноза нефтегазоносности

Понятие прогноза подразумевает научно-обоснованное умозаключение о будущем состоянии объекта или возможности наступления того или иного события на основе предсказания. Так, геологический прогноз в общем понимании, это предсказание структуры и свойств геологической среды во времени и пространстве [16]. В диссертационной работе рассматривается именно геологический прогноз нефтегазоносности.

Прогнозом и оценкой перспектив нефтегазоносности территорий различных нефтегазоносных бассейнов занимались такие ученые, как И.И. Нестеров, В.И. Шпильман, В.И. Галкин, С.В. Галкин, Л.М. Бурштейн, А.М. Волков, А.Э. Конторович, Л.Г. Судат, Н.В. Судат, В.И. Демин, Н.Н. Ростовцев, В.Н. Бородкин, С.П. Максимов, Г.И. Плавник, В.А. Скоробогатов, Ф.К. Салманов, Л.О. Сулейманова, Н.Х. Кулахметов, А.А. Трофимук, А.И. Холин, Ю.А. Воронин, М.Д. Белонин, Дж. К. Дэвис, Дж.Х. Давтон, и многие другие.

Под объектом прогноза нефтегазоносности подразумевается часть геологического пространства, способного аккумулировать и сохранять скопления нефти и газа [27]. К ним относятся: зона нефтегазонакопления, нефтегазоносный комплекс, пласт, резервуар, ловушки структурного и неструктурного типа, положительные структурные элементы различного порядка. В данной работе объектом прогноза выступает положительная локальная структура (антиклиналь).

Объекты прогноза выделяются на площади и в разрезе. В зависимости от масштабов объектов меняются комплексы критериев, применяемых при прогнозировании, и сами уровни прогнозирования [26, 159]. Число уровней прогноза определяется иерархией объектов:

надрегиональный прогноз – оцениваются в целом провинции, бассейны, крупные литолого-стратиграфические комплексы;

региональный прогноз – оцениваются структуры I порядка, крупные структуры II порядка, крупные составные части провинций и бассейнов, а также литолого-стратиграфические серии;

зональный прогноз – оцениваются структуры II порядка, небольшие условно выделяемые объекты, а также свиты и подсвиты;

локальный прогноз – оцениваются локальные структуры III, IV порядка, ловушки неструктурного типа, а также пласты и группы сближенных неразделенных пластов.

Как правило, каждой стадии свойственно изучение своих, присущих преимущественно ей объектов прогноза, описываемых с детальностью, определяемой комплексом методов изучения и разрешающей способностью последних и необходимой для решения соответствующего круга задач.

Белонин М.Д. выделял следующие важные аспекты прогноза, при соблюдении которых может быть достигнута его высокая эффективность и достоверность [10]:

- в основе прогнозных решений широко используются принципы аналогии (эталонные объекты), типичности и аномальности, причем последний применяется преимущественно на ранних стадиях освоения объекта прогноза, а также при поиске аномальных и новых типов объектов;

- выделению аномальных объектов предшествует их предварительная группировка;

- решению задач количественного прогноза предшествует решение задач качественной оценки;

- используются различные подходы к решению одной и той же задачи и проводится последующее сравнение получаемых результатов;

- при прогнозе продуктивности объекта широко используется опыт исследователя, априорная информация; учет индивидуальных особенностей прогнозируемого объекта обеспечивается привлечением критериев нефтегазоносности.

Прогноз нефтегазоносности недр выполняется с целью обеспечения геологоразведочного процесса новыми открытиями месторождений, поддержания прироста запасов и ресурсов углеводородов. В России геологоразведочный процесс подразделяется на три этапа: региональный, поисково-оценочный и разведочный [9]. На региональном этапе геолого-геофизических работ изучаются основные закономерности геологического строения осадочных бассейнов, их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оцениваются перспективы их нефтегазоносности и определяются первоочередные районы и литолого-стратиграфические комплексы для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах. На данном этапе проводится региональный прогноз нефтегазоносности. На поисково-оценочном этапе, целью которого является выявление и подготовка к бурению перспективных локальных объектов (структур), открытие и оценка промышленной значимости месторождений нефти, газа [9]. Локальный прогноз нефтегазоносности на поисково-оценочном этапе работ решает задачи по оценке возможности наличия залежей на структурах, ловушках.

По характеру оценочных критериев и специфики их применения методы локального прогноза нефтегазоносности подразделяются на три группы. Это геологические, геофизические и геохимические [43].

Существуют три группы методических подходов, используемых в прикладных научных исследованиях оценки перспектив развития конкретного явления: теоретические, эмпирические, моделирование, которое включает в себя аналитическое (теоретическое, математическое и др. виды) и эмпирическое. При качественном и количественном прогнозе нефтегазоносности

территорий широко используются все вышеперечисленные подходы. Каждый из способов характеризуется своими достоинствами и недостатками, областью применения.

Одним из распространенных теоретических подходов в научных исследованиях является применение классификаций, позволяющих с учетом признаков разделить изучаемые объекты на подмножества с изучением их свойств в отдельности. Так, Ю.А. Ворониным, ученым Новосибирской школы геологической науки, разработана матричная классификация, позволяющая выполнять ранжирование объектов по нескольким критериям [29, 33]. В диссертационной работе П.А. Горбунова использование данной классификации позволило отранжировать неразбуренные локальные структуры северной части Западной Сибири по степени перспективности с учетом двух критериев: параметра тектонической дислоцированности разреза осадочного чехла и величины площади структур [63]. Степень тектонической дислоцированности определяет вероятность заполнения ловушек углеводородами, а площадь структур - величину потенциальных запасов УВ. А.С. Шумейкиным в основу созданной им методики оценки перспектив нефтегазоносности положена эталонная классификация изображений, полученных по результатам методов геофизических исследований, в частности дистанционных (космоснимки, карты, и т.д.) [235]. Путем такой классификации на площадях с выявленной продуктивностью (месторождения нефти и газа) рассчитывается набор поисковых признаков, характеризующих объект - элементарный участок, соответствующий пикселю изображения с комплексом параметров-атрибутов. Поисковыми признаками, полученными на участках-эталонах с целью прогноза нефтегазоносности, зон трещиноватости на площадях выступают параметры магнитных, гравитационных полей, космодешифрирования, интерпретации сейсмических данных, и др. На практике широко используется предварительное структурирование выборок изучаемых объектов при выявлении и оценке устойчивых статистических зависимостей. Кроме того, апробация полученных таким путем в различных методиках результатов прогноза при решении производственных задач подтверждает возможность использования разделений на классы.

С начала 60-х годов активное распространение приобрели графические способы локального прогноза нефтегазоносности. Открытие многочисленных крупных месторождений нефти и газа в Западной Сибири привлекло внимание исследователей изучать влияние морфологических и тектонических параметров антиклинальных структур на их нефтегазоносность с целью прогнозирования перспективных поднятий для поиска нефти и газа. Так, по центральным районам Западной Сибири И.И. Нестеровым, Ф.К. Салмановым, А.В. Рыльковым и др. учеными был предложен способ построения графических диаграмм по распознаванию локальных положительных структур на продуктивные (нефтегазоносные) и непродуктивные (водоносные) с использованием различных параметров морфологии [191, 200].

По осям X и Y откладываются значения параметров, определяющих аккумуляцию залежей УВ, и по облакам точек на графике группируются отдельно нефтегазоносные и пустые поднятия. Однако данный способ прогноза отнюдь не учитывает комплексное влияние параметров в количестве более двух.

В решении задач геологического прогнозирования активно используется многими исследователями распознавание образов посредством применения математических методов, в частности с использованием аппарата нейронных сетей [33, 184, 215]. С 60-х годов XX века, работа Р.И. Быкова и А.И. Холина, посвященная прогнозу нефтегазоносности локальных структур с использованием одного из алгоритмов распознавания образов, открыла начало данного цикла исследований. Отметим, что применение математических методов с использованием ЭВМ позволяет учитывать значительно большее количество показателей-критериев и повысить эффективность прогноза (В.П. Бухарцев, Н.И. Воронин, Дж. Девис, У. Крамбейн, Ф. Грейбилл, Р. Миллер, Дж. Кан, Дж. Харбуж, Г. Бонем-Картер, и др.). Значительный вклад в применение геолого-математических методов прогноза внесли такие исследователи, как М.Д. Белонин, В.П. Бухарцев, А.М. Волков, А.И. Холин, и др. В Западной Сибири, в 1968 году для выделения водоносных и нефтегазоносных структур Березовского региона, А.М. Волков ввел в программу распознавания образов такие параметры, как амплитуда структур, расстояние от свода поднятия до прогиба, отношение длин осей структур, расстояние между центром поднятия и его плоской оболочкой [31]. Наиболее информативными выявились следующие параметры: высота над уровнем прогиба и амплитуда превышения над региональной компонентой структурной поверхности горизонта. Исследователи Пермской школы геологической науки, в частности В.И. Галкин, Ю.А. Жуков, М.А. Шишкин, Н.А. Лядова и др., отмечали значимость решения задач локального прогноза на генетической, модельной основах и предложили комплексирование методов оценки перспективности объектов [48, 49, 50, 51].

В общей постановке задача эталонной классификации, называемая иногда "распознавание с учителем", сводится к следующему. В рассматриваемом множестве объектов выделяется подмножество эталонных объектов, описанных какими-либо количественными или качественными характеристиками. Требуется для любого другого объекта множества на основании сходства его описания с описаниями эталонной выборки решить вопрос о его принадлежности к данному эталону. На практике описание обучающих характеристик, как правило, известно только в пределах эталонных выборок, а обучение требуется произвести на основании анализа косвенной информации, заданной на всем экзаменуемом множестве. Существует широкий спектр подходов к решению данной задачи, основанных на различных математических алгоритмах. Все они основаны на построении обучающего правила, описывающего зависимости между целевой характеристикой (параметром) и косвенными

признаками (атрибутами) в пределах эталонов, с последующей проверкой этого правила на всех анализируемых объектах. Однако, при решении задач геологического прогнозирования, типичной является задача, когда в качестве эталона выступает не некоторое подмножество объектов с определенными характеристиками целевого параметра, а геометрическое место точек, объединенных принадлежностью к некоей пространственной структуре – «пространственный эталон». В этом случае невозможно построение обучающего правила, основанного на установлении зависимостей между распределениями прогнозного параметра и атрибутами, т.к. в качестве параметра мы можем рассматривать лишь координаты эталонных объектов. Поскольку контуры пространственных эталонов, составляющих, например, контуры сейсмических динамических аномалий перспективных локальных структур, зачастую определяются по косвенным признакам, а их внутренняя структура может быть неоднородна, использование для их описания статистических моделей представляется некорректным при прогнозе нефтегазоносности.

В исследованиях часто используют моделирование, которое в свою очередь в зависимости от методов решения задач прогноза делится на разные виды, например, аналитическое (теоретическое, математическое, физическое, и др. виды) и эмпирическое. Любое моделирование зависит от исходных эмпирических данных, некорректность или недостаточная полнота которых может повлиять на степень адекватности модели, ее соответствия реальному изучаемому объекту. Так, в слабоизученных геолого-геофизическими исследованиями районах, где пробурено малое количество скважин на результат моделирования в прогнозе нефтегазоносности повлияет объем исходной выборки. Наличие погрешностей измерений, пробелы в базах данных, нерегулярность сбора информации, отсутствие достаточной информации о геологическом строении исследуемой территории, включая типы разбуренных и предполагаемых ловушек, их количество, и другие факторы, также влияют на достоверность модели. Очевидно, что сопоставление результатов моделирования и натурных измерений должно проводиться по некоторому критерию. Чаще всего на практике таким критерием служит среднеквадратичная невязка между наблюдаемой величиной и результатами моделирования либо относительная погрешность, выраженная в процентах.

Решение задач геологического прогноза нефтегазоносности недр, в т.ч. и локальных объектов, успешно реализуется с помощью применения имитационного моделирования, инструмента количественной и качественной оценки перспектив нефтегазоносности. Имитационное моделирование позволяет выполнять прогноз с учетом влияния различных геолого-геофизических факторов и параметров [216, 217, 218]. Вначале задаются исходные параметры объектов. Так, при прогнозе вероятности существования локальных структур, подготовленных сейсморазведкой МОВ-ОГТ 2D, на входе задаются их геометрические размеры

- амплитуда, площадь, и др., а также параметры системы наблюдений, включая геометрические размеры поисковой сети – ее плотность, расстояния между профилями, их число, и др., точность метода. Результат реализации моделирования – оценки количества возможных структур, в том числе подтвержденных, неподтвержденных (пропущенных) структур. Для надежного использования моделирования необходим значимо большой объем выборки исследуемых объектов, как правило, более ста, а лучше – близко к тысяче.

Другое направление в прогнозировании нефтегазоносности при поисках месторождений нефти и газа – это оценка геологических рисков. Успешная стратегия геологоразведки направлена на выявление и подготовку объектов для поиска, разведки и добычи минеральных ресурсов. Перспективные объекты могут быть геологически зависимыми или независимыми. Оценка вероятности геологического успеха - ключевые задачи при ранжировании перспектив нефтегазоносности. В 1980-х и 1990-х годах была разработана система оценки рисков в случае открытия менее значительных месторождений, чем ожидалось, и использовались различные методы для оценки рисков.

Существует два основных подхода к оценке вероятности обнаружения месторождения: количественный и качественный. Количественный анализ использует коэффициентную оценку факторов риска (5-7 факторов) для получения итоговой вероятности геологического успеха (P_g) [174], при этом оценка каждой составляющей ее вероятности (наличие замкнутого контура структуры по сейсмическим данным, существование резервуара, заполнения ловушки углеводородами и т.д.) базируется на экспертном подходе, что вносит долю субъективности [221]. Качественный подход использует принцип светофора для классификации рисков на низкие, средние и высокие.

Количество открытий залежей на структурах по пластам для заданного P_g и количества скважин рассчитывается с помощью двух подходов. Первый объединяет теоремы сложения и умножения вероятностей для быстрого расчета маловероятных событий и наиболее вероятного числа открытий [119]. Второй использует метод статистического моделирования Монте-Карло, с созданием модельной выборки с заданным P_g и определением порядковых номеров успешных локальных объектов. Высокие совпадения второго подхода в расчетах при сравнении с аналитическим отмечаются с повышением числа моделируемых локальных объектов [227].

По ловушкам при оценке вероятности геологического успеха P_g учитываются конкретные подходы к оценке рисков, характерные для данного региона. Специалисты по геологоразведке консервативны, и проекты с коэффициентом успешности 25-60% в действительности оказываются успешными в 35-75% случаев. Для высокорисковых проектов с P_g от 20% успешными оказываются проекты только в пяти процентах. Одним из достоинств можно выделить, например, оценку риска заполнения ловушек исследователями, при которой

учитываются региональные тенденции по изменению флюидоконтактов в плане, коллекторские свойства пластов, флюидонасыщение [143]. В оценке риска заполнения ловушек углеводородами большое значение имеет также трехмерное бассейновое моделирование [54, 240]. Основы бассейнового моделирования применительно к оценке рисков ловушек представлены в научной работе П.Р. Роуза [186].

В прогнозе нефтегазоносности с двадцатого века активное развитие получили вероятностно-статистические методы. Среди исследователей, использующих методы данного направления прежде всего перечислим Пермскую школу нефтегазовой науки, таких как В.И. Галкин, С.В. Галкин, Е.В. Пятунина, И.С. Путилов, С.Н. Кривошеков, и другие. В прогнозировании нефтегазоносности посредством вероятностно-статистического анализа отмечается использование регрессионного, корреляционного анализа, позволяющих выявлять зависимости между геолого-геофизическими параметрами. В научных работах, посвященных прогнозированию нефтегазоносности недр пермскими исследователями, важно подчеркнуть, используется многофакторный комплекс параметров и критериев. Практически во всех работах ими применяется пошаговый многомерный линейный дискриминатный анализ (ЛДА), позволяющий успешно распознавать изучаемые объекты по комплексу параметров. Так, В.И. Галкиным в своей научной работе сформулированы основные принципы локального прогноза нефтегазоносности при поисках месторождений, выполнен детальный анализ каждого фактора, контролирующего нефтегазоносность структур, влияния числа информативных критериев на достоверность локального прогноза, разработаны обобщенные вероятностно-статистические модели прогноза с использованием условных вероятностей [43]. Эффективность моделей при прогнозе была доказана на разных по геологическому строению территориях.

С.В. Галкиным на основе ретроспективного материала площадей Пермской области были построены вероятностные кривые, по которым можно прогнозировать подтверждаемость локальных структур при подготовке сейсморазведкой, и разработана методика оценки перспектив их подтверждаемости [53]. Е.В. Пятуниной на базе ретроспективного материала Пермского Прикамья, старейшего высокоизученного геологоразведочными работами нефтедобывающего района Волго-Уральской провинции, выполнена оценка подтверждаемости структур, нефтегазонасыщения ловушек [179]. Обоснован комплекс информативных критериев и параметров для прогноза нефтегазоносности визейских и фаменских отложений с применением геолого-статистического, литофациального анализов и вероятностно-статистического подхода. Перспективы нефтегазоносности в юго-восточных регионах Пермского края обоснованы по комплексным вероятностным критериям и оценены прогнозными геолого-математическими моделями. В научной работе И.С. Путилова с учетом геолого-геофизического материала 232 нефтяных месторождений, данных 2D и 3D сейсморазведки высокоизученных территорий

разработаны новые геолого-геофизические критерии нефтегазоносности локальных структур, установлено различие информативности разных геолого-геофизических критериев при сопоставлении по разной тектонической приуроченности для локальных структур разного размера [177]. Им отмечается целесообразность построения вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности отдельно для малоразмерных и крупноразмерных локальных структур в разных геологических условиях. А.Л. Южаковым при исследовании территории юга Пермского края с применением вероятностно-статистического моделирования разработана комплексная схема вероятностного прогноза нефтегазоносности локальных структур, позволяющая выделять потенциально насыщенные углеводородами и пустые структуры с учетом анализа комплекса критериев аккумуляции, генерации, сохранности по залежам [238].

В вышеперечисленных работах высокая эффективность прогноза нефтегазоносности локальных структур подтверждается тем, что чем больше геолого-геофизических параметров учитывается в анализе, тем надежнее будет оценка вероятности успеха поиска залежей нефти и газа. Именно комплексность учета разнообразных геолого-геофизических параметров и критериев на разных по геологическому строению территориях позволяет в большей степени получить достоверную оценку реальных перспектив нефтегазоносности, уверенно распознать структуры как потенциально подтверждаемые и неподтверждаемые сейсморазведкой, продуктивные и непродуктивные. Преимуществом вероятностно-статистических методов отмечается их использование в хорошо изученных районах при многообразии геологических условий, когда теоретические способы в отдельности не позволяют дать достоверный результат. Представленная диссертационная работа развивает направление вероятностно-статистической методологии в прогнозировании нефтегазоносности, активно развиваемой представителями Пермской научной школы, и также базируется на ретроспективном материале. Частные вопросы и обзор предыдущих исследований конкретно по прогнозам подтверждаемости структур, их продуктивности по морфологии и тектонике рассмотрены автором в следующих главах.

1.5. Выводы по главе

В разделе представлены основные результаты по изучению геологического строения центральных районов Западной Сибири на примере наиболее изученной геологоразведочными работами территории Среднего Приобья (Сургутский и Вартовский нефтегазоносный районы) путем актуализации, сбора и анализа геолого-геофизической информации. Для дальнейшего изучения перспектив нефтегазоносности, в частности оценки приоритетности поисков конкретных перспективных объектов (структур) важную практическую роль имеет исследование

морфологии, генезиса и нефтегазоносности локальных антиклинальных поднятий, анализ связи с дизъюнктивной тектоникой, в частности изучение влияния разломов, с позиций концепции глубинного нефтидогенеза.

Усложнение геологического строения по мере освоения новых площадей и разведываемых месторождений, выражающееся в повышенной литологической неоднородности разреза, увеличении числа неантиклинальных ловушек разных типов экранирования, ставит задачи по совершенствованию методики прогноза нефтегазоносности, разработки новых критериев оценки кондиционности подготовки сейсморазведкой перспективных структур. Колоссальные запасы УВ сосредоточены в неокомском покровном и осложненном клиноформенном комплексах, среднеюрском нефтегазоносном комплексе, сохраняется большой процент площади территории не опосредованный бурением новых скважин. Для повышения эффективности дальнейших геологоразведочных работ необходимо выбрать приоритетные для опосредования объекты. На основе анализа существующих методик, геологического строения территории исследований для решения задач локального прогноза нефтегазоносности в диссертационной работе представляется перспективным использовать вероятностно-статистические методы оценки на ретроспективном материале. Предлагается провести ранжирование объектов (структур) по степени их перспектив нефтегазоносности на основе вероятностно-статистической оценки – показателя продуктивности (нефтегазоносности) объектов (структур), а также вероятности наличия (степень подтверждаемости) самих структур. Расчет данных показателей должен быть основан на эмпирических данных: установленных закономерностях нефтегазоносности и подтверждаемости ранее выделенных объектов бурением (анализ результатов геологоразведочных работ и оценка подтверждаемости, продуктивности структур). С учетом тематики диссертационного исследования, а именно прогноз нефтегазоносности на стадии подготовки локальных структур сейсморазведкой до постановки в поисковое бурение, к исходным параметрам для расчета показателей продуктивности и подтверждаемости структур выдвигаются основные условия: 1) они должны быть информативными и количественно измерены; 2) их можно определить для каждой структуры; 3) не используются региональные показатели (толщина крыши, содержание органического вещества, и др.), поскольку не имеют достаточной точности оценки и могут привести к субъективности прогноза (особенно слабоизученные площади с практически полным отсутствием пробуренных скважин).

2. Надежность выделения структур в связи с результатами ГРП

2.1. Особенности планирования поисковых работ на нефть и газ

Конечной целью поисковых работ является открытие залежей углеводородов представляющих промышленный интерес [105]. В соответствии с теоретическими основами [8] в целом поисковый этап подразделяется на три стадии. На первой стадии выполняются региональные геолого-геофизические исследования в ходе которых изучаются общие черты геологического строения территории, гидрогеологические и термобарические условия, геохимические особенности состава и свойств пластовых флюидов, органического вещества, литофациальные характеристики разреза и т. д. По результатам выполненных исследований на данной стадии определяются положения зон регионального нефтегазонакопления и осуществляется прогнозная оценка ресурсов УВ. На второй стадии решаются задачи по подготовке локальных объектов к поисковому бурению. Возвращаясь к истории освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, первое нефтяное месторождение – Шаимское, было открыто в 1960 году по комплексу гидрогеологических и структурных признаков [107, 183]. Учитывая доминирующее влияние структурного фактора на локализацию УВ, главные усилия поиска на начальных стадиях подготовки локальных объектов направлены на выявление и подготовку структурных поднятий. Сейсморазведочные работы по методике МОГТ-2D, выполняемые на территории Ханты-Мансийского округа, вполне удовлетворительно решают поставленную задачу. Результатом реализации второй стадии поиска является построение крупномасштабных структурных, тектонических, лито-фациальных, палеогеографических и других карт, позволяющих определить перспективы нефтегазоносности и первоочередные объекты поиска залежей УВ. Завершается поисковый этап выявлением в разрезе продуктивных горизонтов и получением информации необходимой для подсчета запасов УВ открытых залежей. До получения первого промышленного притока нефти, т.е. до окончания поискового этапа, все виды работ направлены лишь на получение геологической и технической информации, ценность которой зависит не только от качества этой информации, но и от степени использования в каждом последующем виде работ итогов предыдущих исследований [64, 191].

Территория центральных районов Среднего Приобья в Ханты-Мансийском АО характеризуется неравномерной изученностью. Так, наименее богатые Восточно-Уральская и Предьенисейская нефтегазоносные области по существу находятся в региональной стадии изучения. Мезо-кайнозойская часть разреза остальной части перспективных земель ХМАО находится на заключительной стадии поиска. В течение нескольких десятилетий эта территория занимает ведущее место по объему нефтедобычи в Российской Федерации. Несмотря на высокую изученность, перспективы нефтегазоносности доюрских образований в большинстве нефтегазоносных районов до сих пор остаются невыясненными. Следует отметить, что хорошо

изученная часть территории центральных районов Западной Сибири - Среднеобская НГО по-прежнему остается наиболее привлекательной для дальнейшего поиска новых залежей углеводородов. Именно эта территория оценивается повышенной плотностью не выявленных ресурсов. В пределах Среднеобской НГО выделяются четыре наиболее перспективные поисковые зоны с площадями лицензионных участков и нераспределенного фонда недр – Сургутская, Сургутско-Ноябрьская, Вартовская и Вартовско-Юганская, характеризующиеся высокой плотностью начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти – 136–141 тыс. т/км². Сургутско-Ноябрьская и Сургутская зоны достаточно плотно изучены сейсморазведочными работами МОГТ-2D: плотность сети сейсмических профилей, после 1985 г., превышает более 1,6 км/км², менее изученные зоны - Вартовская и Вартовско-Юганская зоны – 0,8 и 0,18 км/км², соответственно [166]. Все эти перечисленные зоны включают перспективные отложения нескольких комплексов – неокомского, васюганского, среднеюрского, баженовско-абалакского, а также доюрского и нижнеюрского (при дополнительном доизучении). Таким образом, к территории Среднеобской НГО приурочен практически весь фонд перспективных объектов округа, имеющих оценку ресурсов категории Д₀ (С₃).

За последние 15 лет в ХМАО наблюдается заметное ухудшение структуры не выявленных ресурсов УВ, под которой понимается распределение прогнозных ресурсов категорий Д₁, Д₂ и перспективных ресурсов категорий Д₀, Д_л. Процесс этот вполне объективен и вопросов не вызывает. Однако настораживает тот факт, что темпы ухудшения структуры перспективных ресурсов более значительны по сравнению с прогнозной частью ресурсов. Сложившаяся в настоящее время структура фонда перспективных объектов поиска не способна обеспечить стабильную экономически целесообразную эффективность дальнейших поисковых работ. Свыше 70% перспективных объектов ХМАО содержат менее 1 млн.т. извлекаемых ресурсов нефти. На фоне этого наблюдаемая отрицательная динамика ГРП в ХМАО с 2001 по 2021 годы с сокращением объемов бурения поисково-разведочных скважин с 1 млн. м до 367 тыс. м сопровождается падением прироста запасов нефти со 150 до 60 млн. т (Рис. 2.1, Рис. 2.2). Объемы прироста запасов нефти не превышают 30% от ее добычи, остальная часть – за счет эксплуатационного бурения и пересчета запасов разрабатываемых месторождений [166].

Каковы причины несоответствия между результатами регионального и локального прогноза нефтегазоносности? Объяснить сложившееся состояние можно либо значимым завышением результатов регионального прогноза, либо систематическим занижением оценок

локальных объектов. Не исключено одновременное влияние обоих факторов.

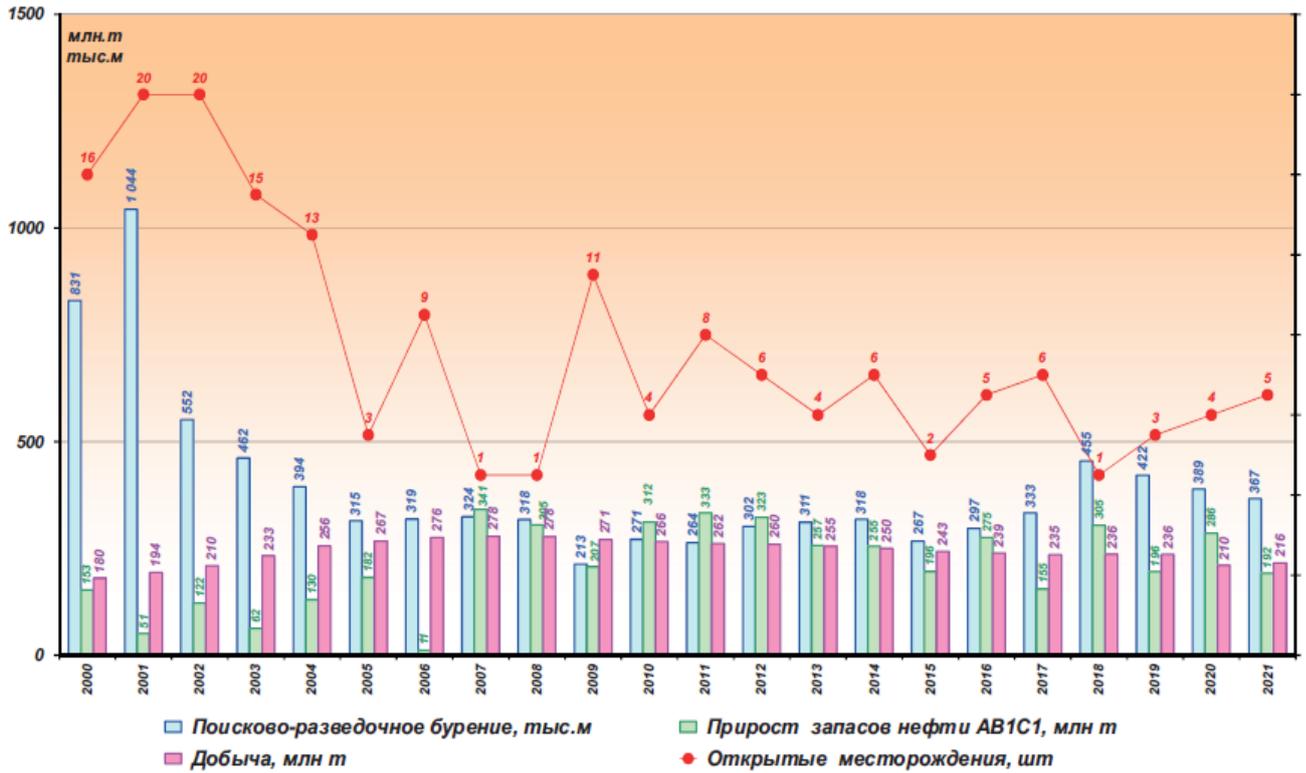


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей ГРП на территории ХМАО-Югры в период с 2001 по 2021 г. [166]

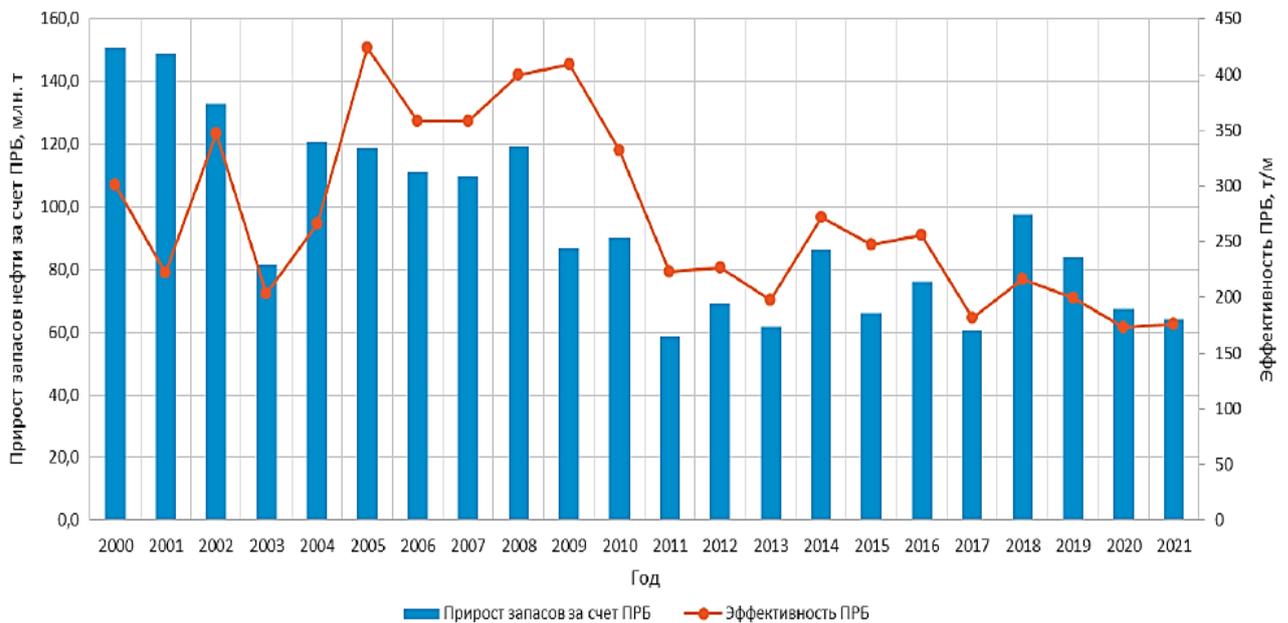


Рисунок 2.2 – Динамика прироста запасов нефти за счет поисково-разведочного бурения территории ХМАО-Югры в период с 2000 по 2021 г. [166]

Следовательно, напрашивающийся вывод о том, что существующий фонд перспективных объектов не отражает реальных перспектив нефтегазоносности, представляется наиболее

убедительным. Каковы причины острого дефицита крупных по ресурсам ловушек в составе фонда перспективных объектов ХМАО? Понятно, что одним из ведущих факторов, ухудшающих структуру фонда перспективных объектов, является первоочередной ввод в поисковое бурение структур, имеющих высокую оценку ресурсов. Однако, основная причина, на наш взгляд, заключается в слабой эффективности сейсморазведочных работ по методике МОГТ-2D, направленных на решение задач поискового характера, а именно, на выявление и подготовку локальных объектов к глубокому бурению. Действительно, после выполнения сейсморазведочных работ, даже на участках с высокой плотностью сети профилей в большинстве случаев не удается локализовать весь потенциал изученного сейсморазведкой участка. Данное наблюдение касается также участков, изученных объемными методами сейсморазведки. Не менее, а может быть, и более актуальна проблема точности на этапах детальной разведки и эксплуатации месторождений [24]. Отдельное предложение не признавать объект подготовленным, если в его пределах не будут проведены соответствующие исследования и его перспективность на открытие залежи не подтвердится «прямыми» методами локального прогноза нефтегазоносности [206]. В Среднем Приобье сложилась критическая ситуация с подготовкой ресурсов категории D_0 (C_3) и запасов категорий C_1 и C_2 в традиционных стратиграфических горизонтах юры и неокома, так как все большее внимание уделяется неструктурным ловушкам в средней и нижней юре, клиноформам и фондоформам в неокоме и нетрадиционным коллекторам в доюрских и юрских образованиях [82]. Картирование неантиклинальных ловушек с целью поиска залежей углеводородов накладывает свои требования к методике сейсморазведочных работ [109, 130]. Снижение эффективности сейсморазведочных работ является также закономерным процессом. Настораживают высокие темпы ее падения, наблюдаемые в последние годы. За последние десятилетия объемы сейсморазведочных работ МОГТ-2D проводимых преимущественно в границах участков недр с долгосрочными лицензиями существенно снизились с 25100 км (2000 г.) до 1493 км (2021 г.) (Рис. 2.3). При этом объемы сейсморазведки 3D, активно заменяющей работы профильной сейсморазведки 2D ввиду усложнения геологического строения площадей и малых размеров перспективных локальных структур, не меняются в широких пределах, и в целом стабильны.

Выбор оптимальных направлений поисковых работ неразрывно связан с состоянием ресурсной базы исследуемой территории. В этой связи прогноз нефтегазоносности определяет дальнейшую стратегию освоения ресурсов. Важно, чтобы направления поисковых работ были согласованы с прогнозной оценкой ресурсов, соответствующей состоянию изученности на

МОМЕНТ

планирования.

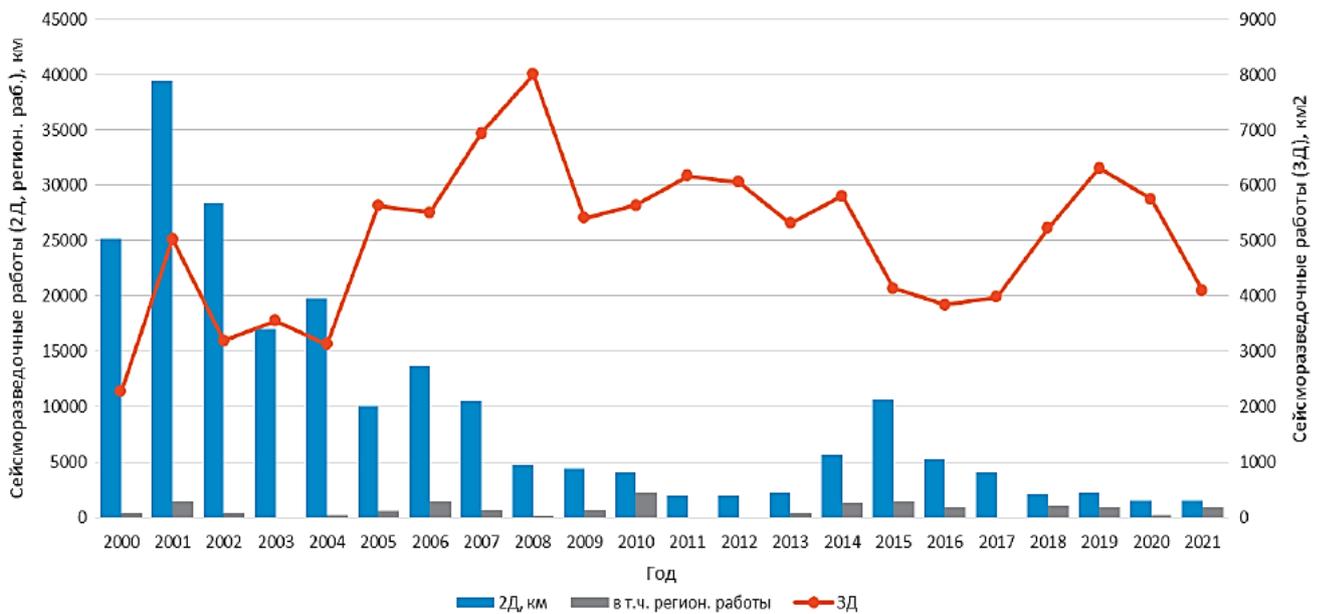


Рисунок 2.3 – Динамика объемов сейсморазведочных работ на территории ХМАО-Югры в период с 2000 по 2021 г. [166]

Переоценка ресурсов УВ позволит создать надежную основу для планирования геологоразведочных работ. При оценке ресурсов в зарубежной практике существуют разные подходы по минимизации геологических рисков. Размещение и планирование объемов сейсморазведочных работ на наиболее перспективных участках позволит проводить их с максимальной эффективностью, что в свою очередь положительно отразится на эффективности бурения поисковых скважин. Учитывая, что сейсмические данные не всегда позволяют с достаточной уверенностью выявлять литологические особенности разреза, определяющие положение ловушек и их размеры, в ряде случаев возможно поисковое бурение на выявленных объектах. Хорошим ориентиром при этом может служить положение этих объектов в пределах участков с высокой плотностью невыявленных ресурсов. Некоторое увеличение риска может быть компенсировано повышенной вероятностью открытия крупных по запасам залежей преимущественно неструктурного типа.

В условиях сложившейся системы недропользования реализация изложенного выше подхода к планированию поисковых работ возможна в пределах нераспределенного фонда недр, где имеются достаточно большие по площади слабоизученные территории. Выполнение работ должно осуществляться под оперативным контролем со стороны территориальных и федеральных органов государственной власти. Это необходимо для проверки соответствия выполненных работ принятой программе, а также для достижения максимально возможной эффективности поиска.

2.2. Кондиционность подготовленных локальных структур по участкам, переведенным в нераспределенный фонд недр

На территории исследований был проведен анализ состояния качества подготовки структур и достоверности оценки их перспективности на землях нераспределенного фонда недр (НФН) с целью оценки возможности паспортизации и постановки перспективных ресурсов D_0 на государственный баланс.

Качество подготовки антиклинальных структур к бурению сейсморазведкой МОВ-ОГТ является важным фактором, определяющим эффективность геологоразведочных работ, т.к. и структурные (антиклинальные), и структурно-литологические (неантиклинальные и комбинированные) залежи нефти и газа контролируются поднятиями, располагаясь в их сводовых частях, либо на крыльях [9]. Качество подготовки структур сейсморазведкой к бурению определяется следующими характеристиками [86]:

1. точностью структурных построений по площади, что касается поисковых и детальных работ и точностью построений по профилям – для региональных работ и других исследований;
2. точностью определения параметров подготовленных структур;
3. надежностью выявленных и подготовленных структур.

Конформность отражающих горизонтов, приуроченных к перспективным и продуктивным горизонтам на нефть и газ, также характеризует качество подготовки структур сейсморазведкой как один из факторов [9].

Прежде всего необходимо отметить, что основой для принятия решения о вводе в поисковое бурение локальной нефтеперспективной структуры выступает надежность подготовленной структуры сейсморазведкой. В работе [86] надежность подготовленной структуры определяется как характеристика качества подготовленной по данным сейсморазведки структуры, и оценивается вероятностью P того события, когда сейсмическая структура реально существует (не является ложной). Надежность (P) структуры (объекта) зависит от ряда параметров, характеризующих объект поисковых сейсмических работ, а именно - геометрические размеры структуры, включая их амплитуду, площадь и др., сейсмогеологический разрез в районе постановки работ, параметров методик приемов наблюдений, обработки и интерпретации сейсмических данных (точность структурных построений по данным сейсморазведки, коэффициент прослеживаемости целевых отражающих горизонтов, плотность сети профилей, и др.) [9, 136]. После бурения поисково-оценочных скважин на кондиционно подготовленной сейсморазведкой локальной структуре отрицательные результаты по выявлению прогнозируемой залежи в конкретной ловушке могут быть связаны с неподтверждением структуры по перспективному горизонту, что свидетельствует о

недостаточной точности оценки прогнозных параметров структуры. Параметры, определяющие надежность объекта (структура) следующие [86]:

- точность структурных построений по данным сейсморазведки;
- размеры объекта, включающие амплитуду, площадь;
- плотность сейсмических профилей;
- коэффициент прослеживаемости целевого горизонта;
- априорная вероятность наличия объекта в районе работ;
- порог принятия решения о наличии структуры.

Количественные оценки точности структурных построений, определения параметров структур, а также надежности выявленных и подготовленных к бурению структур сейсморазведкой определяются либо по внутренней сходимости сейсмических данных (прогнозные оценки), либо по сопоставлению с данными бурения (ретроспективные оценки) [86]. На стадии подготовки структур сейсморазведкой к поисковому бурению прогнозная оценка точности структурных построений по площади определяется как дисперсия погрешностей структурной карты σ^2 по отражающему горизонту, которая вычисляется по следующей формуле:

$$\sigma^2 = \sigma_{\text{н}}^2 + \sigma_{\text{инт}}^2, \quad (1)$$

где $\sigma_{\text{н}}^2$ – дисперсия погрешностей структурных построений по определению глубин до конкретного исследуемого отражающего горизонта по профилям МОВ-ОГТ (ошибка метода), $\sigma_{\text{инт}}^2$ – дисперсия погрешностей интерполяции. Сама оценка $\sigma_{\text{н}}^2$ метода зависит в общем от модели среды при интерпретации сейсмических данных, а также погрешностей кинематических параметров (время, скорость).

Согласно «Технической инструкции по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ» [151] точность определения глубин до ОГ, прогнозируемых по данным сейсморазведки оценивается на основе уравнения:

$$\sigma_{\text{н}} = \sqrt{\frac{1}{4}(\sigma_{\text{т}}^2 \times V_{\text{ср}}^2 + \sigma_{\text{V}}^2 \times T_0^2)}, \quad (2)$$

где: $\sigma_{\text{н}}$ – среднеквадратичное значение ошибки определения глубины ОГ; $\sigma_{\text{т}}$ – среднеквадратичное значение ошибки определения времени T_0 ОГ; σ_{V} – среднеквадратичное значение ошибки определения средней скорости $V_{\text{ср}}$ ОГ; T_0 – среднее значение времени до ОГ по площади работ; $V_{\text{ср}}$ – среднее значение средней скорости до ОГ по площади работ.

Важно отметить, что вышеприведенная методика оценивает точность структурных построений как осредненную величину в пределах всей площади работ, и не позволяет оценивать достоверность структурных карт в конкретных ее участках. Поэтому для корректного учета ошибок глубин ОГ в окрестности местонахождения структур, выполнялось построение карт разности прогнозной и фактической глубин ОГ в точках пробуренных скважин, оценка

дисперсий ошибок определения первичных карт по горизонтам на участках выделения структур при помощи методов интерполяции.

Рассмотрению подверглись подготовленные нефтеперспективные объекты (структуры), перешедшие из распределенного фонда недр в нераспределенный по участкам с аннулированными лицензиями недр в период 2011-2014 г в ходе работы по выбору наиболее кондиционно подготовленных объектов к паспортизации. Именно в пределах лицензионных участков концентрируется основной объем проводимых геологоразведочных работ, в том числе сейсморазведка 2D, 3D. Предшествующими исследованиями показано падение эффективности ГРП на поисковых участках [226]. В работе использовались отчетные геолого-геофизические материалы площадных сейсмопартий, результаты испытаний скважин и данные интерпретации ГИС. Ниже приводится краткое описание основных результатов по ревизии объектов на некоторых бывших лицензионных участках.

Сургутский 6 ЛУ

Восточно-Киевская структура

В контуре Восточно-Киевской структуры в 1990 году была пробурена скв. 1П с фактической глубиной 2892 м (со вскрытием предположительно верхнеюрских отложений), ловушка пласта БС₈ была списана в 2001 г по причине отрицательного результата бурения - получена вода, остались не разбуренными ловушки пластов Ю₀, Ю₁¹ – ресурсы Д1л, Ю₂₋₃ - ресурсы С3.

Киевская структура (южный купол)

В контуре данной структуры пробурена скв. 2 в 2009 г. (в стадии ожидания), скв. 9 в 1984 г. (в интервале пластов Ю₂-Ю₄ - получена вода) на глубину 3100 м (подошва пласта Ю₄), осталась не разбуренной ловушка Ю₁₀ (Д1л).

Восточно-Киевская 1

В 2007 г. на структуре пробурена скв. 1 со вскрытием доюрских отложений и была испытана. Из пластов АС₁₁, БС₁₋₃, БС₈ получены притоки воды с фильтратом бурового раствора, Ю₀₋₁ и Ю₁₀ - притоки не получены, Ю₂₋₃ - приток воды с пленкой нефти, по данным ГИС - неясным насыщением характеризуются пласты с отбивками глубин 2950 м, - ачимовская толща, 2991 м, абалакская свита, 3043 м, пласт Ю₃, однако несмотря на неясность насыщения и получение притока воды с пленкой нефти из Ю₂₋₃ - в скважину не была спущена эксплуатационная колонна и не произведено испытание перспективных интервалов, ловушки пластов БС₈, Ю₂₋₄, Ю₁₀ были списаны по причине переинтерпретации при уточнении сейсмике, - по результатам последней сейсмопартии выделены новые контуры ловушек Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₁₀, БС₈.

Ляминский 4 ЛУ

На Западно-Икусятинской 1, Икусятинской, Западно-Икусятинской 2 структурах модели ловушек структурно-литологического типа по нижнемеловым пластам в резервуарах АС представлены необоснованно (кроме ловушек приуроченных к границам замещения при переходе зон в пределах клиноформных резервуаров, выделение границ зон - подножие склона, кромка палеошельфа, и др. с высокой достоверностью можно прогнозировать при наличии скважин, которых на отчетной территории нет), поскольку нет обоснования применению сейсмических атрибутов (использование прогнозных зависимостей сейсмических параметров от петрофизических, и др.) при выделении границ литологического замещения предполагаемых коллекторов, т.к. отсутствуют скважины на данной территории, на картах динамических параметров, отчетливо не видно изменения их величин, чтобы предполагать литологическое замещение, в связи с этим такие ловушки следует перевести в разряд выявленных с оценкой ресурсов по категории Д_{1л}.

Колтогорский 11 ЛУ

Выделенные перспективные ловушки типа СТЛ а также антиклинальные (которые относятся к НФН) отнесены к некондиционно подготовленным сейсморазведкой, поскольку разрывные нарушения не представляются надежно экранирующими, учитывая то, что структурные карты построены в пликративном варианте (нет смещений изогипс по разные стороны от выделенных разломов) поэтому следует перевести в категорию выявленных с ресурсами Д_{1л}; ловушка пласта ЮВ₂ Западно-Беловской структуры, выделенная по ОГ Т, по которой необоснованно представлены границы литологического замещения, поскольку нет пробуренных скважин рядом, которые бы подтвердили или опровергли их наличие, также следует перевести в Д_{1л}.

Ляминский ЛУ (поисковый блок 10)

По материалам последней сейсмопартии, которая охватывает лишь южную часть бывшего ЛУ, - в результате переинтерпретации прошлой сеймики выделены предполагаемые ловушки АС₁₁⁰⁻¹, АС₁₀¹⁻² на пересечении профилей 11404012 и 1206014, которые не являются кондиционно подготовленными, так, по АС₁₁⁰⁻¹ антиклинальная ловушка оконтурена по изогипсе -2820 м, причем центральная часть не охвачена меридиональным профилем, что может говорить о возможности расформирования структуры на два купола, по АС₁₀¹⁻² амплитуда СЛЛ составляет 5 м, и имея ввиду что средняя точность построений при сечении структурной карты по ОГ выбранном 5 м примерно составляет 10 м, то ловушку недопустимо считать кондиционно подготовленной.

Сургутский 1 ЛУ

Модели предполагаемых ловушек Пайлорягунской и Пайлорской по АчБС₈⁴ не представляются соответствующими типу СЛЛ, поскольку на структурной карте по ним не выделены границы литологического замещения (на карте с распределением значений флюид-фактора величина толщин коллекторов к востоку не обнуляется до границы кромки палеошельфа), также отсутствуют поблизости скважины, которые бы обосновали возможность существования экрана для флюидомиграции, поэтому ресурсы данных ловушек рекомендовалось перевести в категорию Д_{1л}. В контуре Кедровой ЛЗ по ЮС₂, в пробуренной скв. 607 в 1990 г. по результатам испытаний в интервале 3225 - 3252 м получен непромышленный приток нефти дебитом 1.8 м³/сут, в интервалах пластов Ю₀, Ач получены притоки воды, сама ловушка с предполагаемой залежью в пласте ЮС₂ - малоразмерная, по количеству оцененных ресурсов - нерентабельная, поскольку извлекаемые ресурсы составляют 0.05 млн.т (странно, что в таблице оценки по данному объекту были подсчитаны запасы нефти категорий С₁+С₂), поэтому не целесообразна к паспортизации.

Таким образом, анализ результатов ГРП на площадях участков нераспределенного фонда недр свидетельствует об качественном ухудшении состояния фонда подготовленных к бурению сейсморазведкой перспективных структур.

2.3. Анализ состояния фонда подготовленных структур сейсморазведкой и перспектив нефтегазоносности ловушек по результатам ГРП

В работе выполнялось выявление и анализ результатов поискового бурения по 323 ловушкам 162 локальных структур, ранее учтенных с ресурсами УВ категории Д₀ (С₃) на государственном балансе (приложение А). В исследовании были использованы результаты интерпретации ГИС, данные по испытанию скважин, отчеты сейсморазведочных работ партий разных организаций, включая материалы сейсмической интерпретации МОГТ 2D, 3D, а также паспорта подготовленных сейсморазведкой к бурению локальных структур. Были изучены более 200 сейсмических отчетов организаций, проводивших работы по выявлению и подготовке структур в период с 1975 по 2021 гг (ПГО «Тюменнефтегеофизика», ОАО «Хантымансийскгеофизика», ОАО «Башнефтегеофизика», ЦГЭ, «Петро-Альянс», ООО «КогалымНИПИНефть» и др.), ежегодные отчеты по недропользованию ХМАО, мониторингу подготовленных к бурению объектов (НАЦ РН им. В.И. Шпильмана). По скважинам частично использовались результаты первичного макроописания керна. В пределах территории исследований по 284 ловушкам показано количественное соотношение продуктивных ловушек с открытыми залежами и непромышленными притоками УВ (35%) и ловушек с

отрицательными результатами бурения (65%), с выявлением их основных причин (Рисунок 2.4).

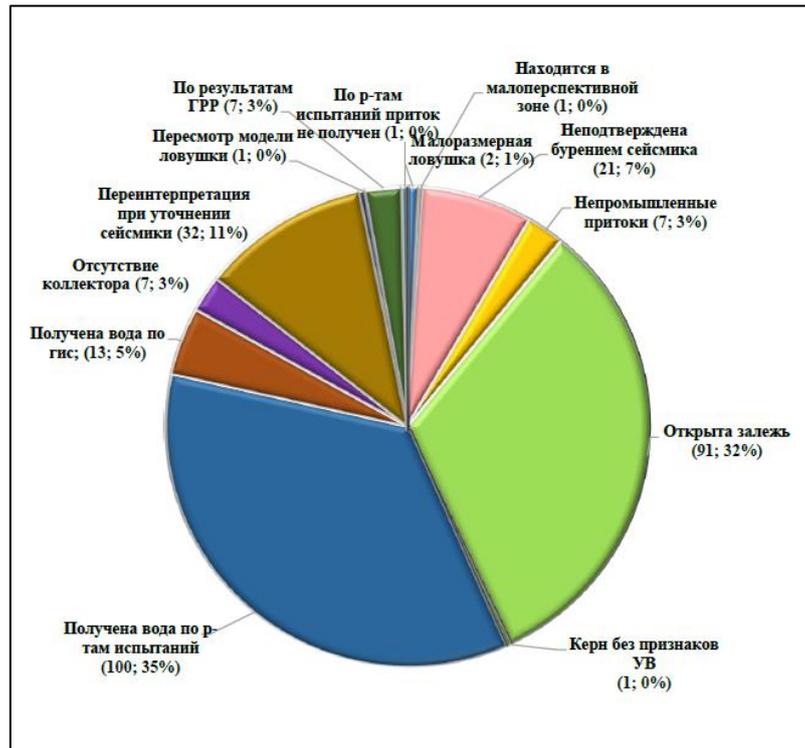


Рисунок 2.4 – Распределение причин полученных результатов бурения по ловушкам

[102]

Справедливости ради следует отметить, что результаты выполненного анализа являются относительно надежными, т.к. по большинству ловушек для установления истины собранных материалов явно недостаточно. Дополнительные трудности создала неоднозначность ситуации, когда по материалам ГИС или по результатам опробования пластов в процессе бурения и испытания скважин пласт водонасыщен. Доля таких ловушек составляет 40%. Некоторая часть из «водоносных» на самом деле может оказаться продуктивной, поэтому их с определенной степенью условности можно отнести к погрешностям прогноза продуктивности. К ошибкам прогноза следует также отнести случаи отсутствия коллектора (3%). Другую группу причин можно отнести к техническим. Она включает недоосвоенные в процессе испытания скважин горизонты (6.6%), непромышленный приток нефти (3%), неполучение притока, в том числе аварийные ситуации (0.4%).

В целом на технические причины приходится 10% случаев получения отрицательных результатов поискового бурения. Зафиксировано также 21 случай (7% доля ловушек) неподтверждения бурением сейсмике, на основе которой выбиралось положение поисковой скважины, 32 случая (11% ловушек) с необходимой переоценкой для уточнения моделей сейсморазведкой. Всего на отрицательные результаты бурения скважин по подготовленным сейсморазведкой ловушкам приходится 193 случая (65% от общего массива).

Обращает на себя внимание большая доля водоносных ловушек. Здесь оказывают влияние несколько факторов:

- погрешность, связанная с качественной оценкой прогнозных ресурсов;
- ошибки в представлении моделей предполагаемых залежей (неподтверждение структурного фактора, границ-экранов распространения коллекторов, отсутствие надежной кровли);
- другие причины, включая плохое качество цементирования колонн скважин, испытаний пластов, неоднозначная оценка характера насыщения флюидом по ГИС.

На диаграммах приводится количественное распределение результатов бурения 323 ловушек в зависимости от структурного фактора (Рисунок 2.5). Из распределения видно, что число ловушек с выявленными залежами УВ на локальных поднятиях значительно превышает число ловушек с залежами в отсутствие таковых (в 2,6 раз) и с двумя и более положительными структурами в контуре (в 6 раз) (см. Рис. 2.5). Данное статистическое различие скорее объясняется вводом в поисковое бурение недостаточно подготовленных неантиклинальных экранированных ловушек профильной сейсморазведкой МОГТ-2D, в большинстве случаев, приуроченных к склоновым отложениям ачимовской толщи и на границах шельфа. Надежное картирование и выявление таких ловушек возможно с проведением 3D-сейсморазведки.

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 водоносных объектов. Основной причиной, по мнению автора, является слабая эффективность сейсморазведочных работ, направленных на решение задач поискового характера, а именно, на выявление и подготовку локальных объектов к глубокому бурению.

На рисунке приводится количественное распределение антиклинальных и неантиклинальных ловушек по годам подготовки структур до ввода в поисковое бурение (Рисунок 2.6А), а также процентные доли продуктивных ловушек по типу (Рисунок 2.6Б) и от общего количества (Рисунок 2.6В).

Отмечается последовательное увеличение количества подготовленных структурных ловушек – до тридцати (период 2003-2004 г.), а затем резкий спад до пяти. Схожая тенденция динамики количества подготавливаемых объектов в период 1996-2000 гг. представлена на Рисунке 2.7. Успешность открытий залежей за каждый период не превышает 30% подготовленных ловушек, независимо от их типа, что можно объяснить повышением плотности сейсмических профилей, не компенсирующей нужную разрешенность и качество сейсмических материалов (Рисунок 2.6Б).

Далее приводится описание распределений опозискованных бурением ловушек по нефтегазоносным комплексам с оценками успешности ловушек по типу (Таблица 2.1). Все количественные оценки в таблице получены только для локальных структур с однозначно определенной морфологией (тип сруктуры) после бурения скважин, а также проведения 3D сейсморазведки.

Неокомский НГК включает коллекторы порового типа, которые представлены широко развитыми пластами песчаников, чередующимися с горизонтами глин-покрышек. Толщина комплекса 650-700 м, проницаемые породы составляют 30-40%. Пористость неокомских коллекторов колеблется в пределах 18-25%, проницаемость в диапазоне от 200-500 мД до 2 Дарси. Для комплекса характерна высокая плотность выявленных запасов нефти. На территории исследований открыты и разрабатываются крупные и гигантские месторождения, среди которых выделяется Самотлорское.

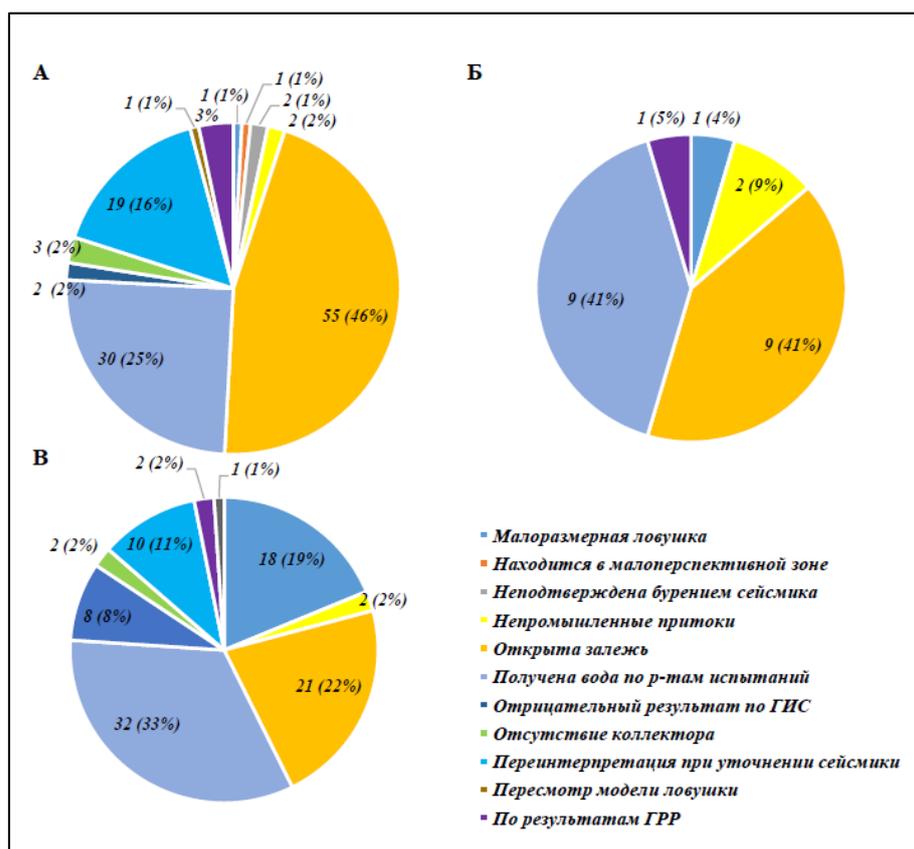


Рисунок 2.5 – Ранжировка результатов бурения ловушек по приуроченности к структурам (после бурения): А – антиклинальная структура; Б – комбинация (группа) структур; В – отсутствие локального поднятия [102]

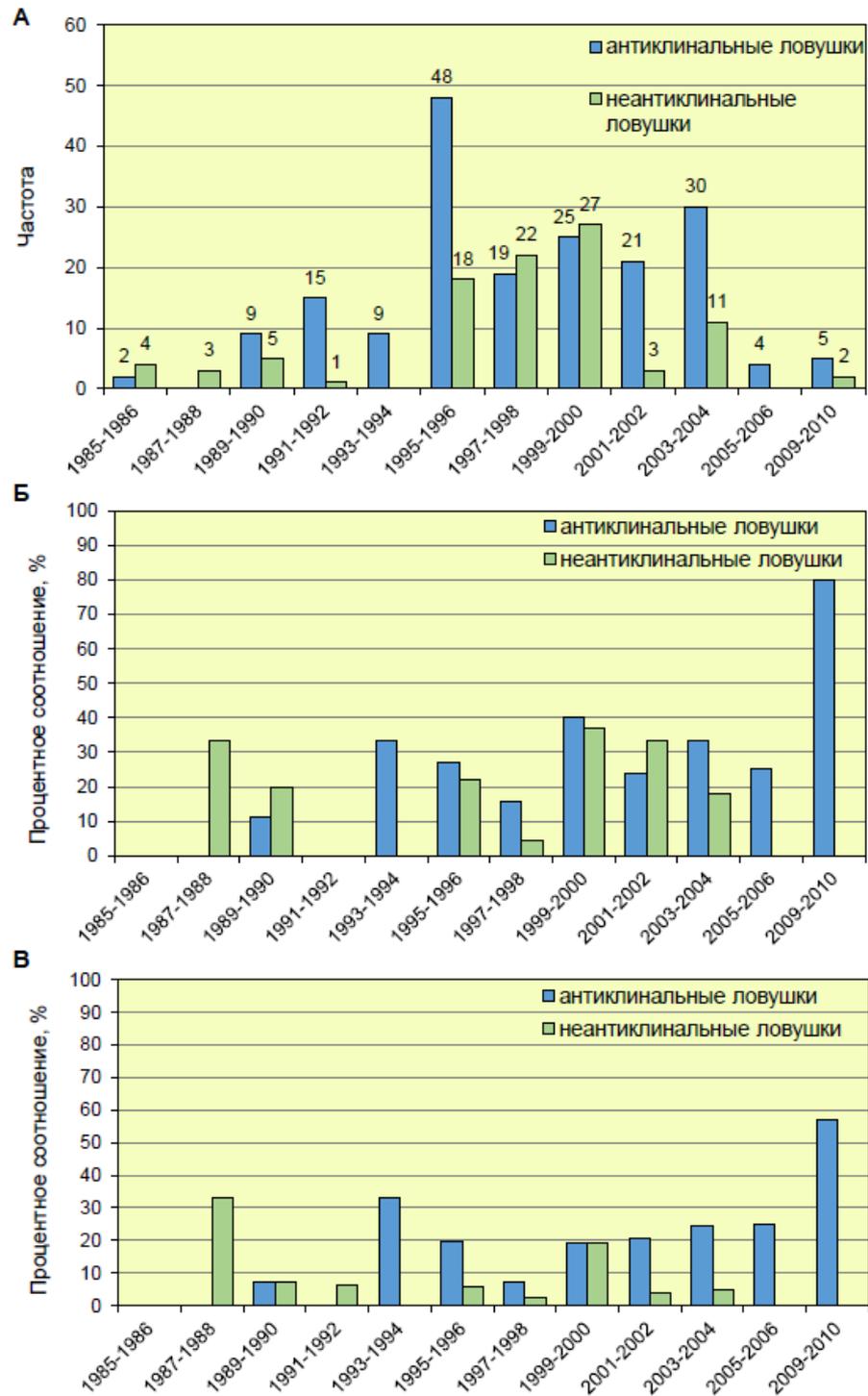


Рисунок 2.6 – Динамика распределения опосредованных ловушек по периодам подготовки сейсмозазведкой: А – количественное распределение антиклинальных и неантиклинальных ловушек; Б – процентное соотношение числа продуктивных антиклинальных (или неантиклинальных) ловушек от числа проверенных бурением подготовленных ловушек данного типа; В – процентное соотношение числа продуктивных антиклинальных (или неантиклинальных) ловушек от числа проверенных бурением всех подготовленных ловушек

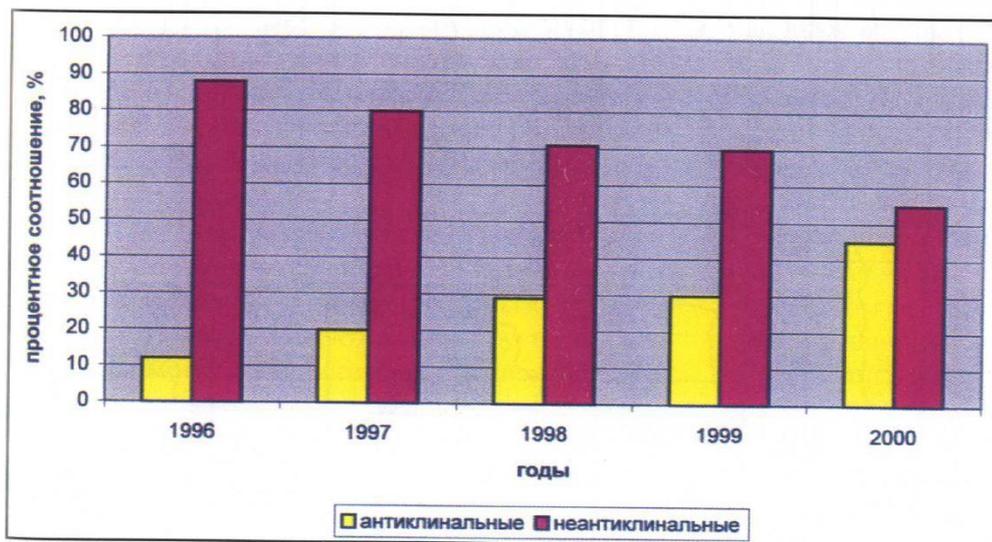


Рисунок 2.7 – Соотношение подготавливаемых под поисковое бурение антиклинальных и неантиклинальных ловушек по годам [169]

Таблица 2.1 – Количественное распределение прогнозируемых ловушек разного типа на структурах по результатам бурения в нефтегазоносных комплексах с оценками коэффициента подтверждаемости структур, коэффициента успешности

НГК / тип структуры по морфологии после бурения	Тип ловушки			Всего	K _{подтв} *	K _{усп}		
	ЛЛ	СЛ	СЛЛ			ЛЛ	СЛ	СЛЛ
неокомский НГК								
антиклинальная	1	32	6	39	-	0.00	0.44	0.00
моноклинальный склон	-	13	11	24	-	-	0.00	0.09
структурная ложбина	-	-	1	1	-	-	-	0.00
структурный мыс	-	6	-	6	-	-	0.00	-
структурный нос	-	4	3	7	-	-	0.00	0.00
Всего по НГК:	1	55	21	77	0.58	0.00	0.25	0.05
ачимовский НГК								
антиклинальная	-	18	15	33	-	-	0.28	0.33
моноклинальный склон	-	-	2	2	-	-	-	0.00
структурный залив	-	-	1	1	-	-	-	1.00
структурный мыс	-	1	-	1	-	-	0.00	-
структурный нос	-	4	4	8	-	-	0.00	0.25
Всего по НГК:	0	23	22	45	0.78	-	0.22	0.32
баженовско-абалакский НГК								
антиклинальная	-	6	-	6	-	-	0.00	-
Всего по НГК:	0	6	0	6	1.00	-	0.00	-
васюганский НГК								
антиклинальная	-	25	3	28	-	-	0.64	0.33

моноклиальный склон	-	1	8	9	-	-	1.00	0.38
структурный нос	-	14	5	19	-	-	0.29	0.40
Всего по НГК:	0	40	16	56	0.63	-	0.53	0.38
среднеюрский НГК								
антиклинальная	-	18	1	19	-	-	0.28	0.00
синклинальная	-	-	1	1	-	-	-	0.00
структурный нос	1	5	1	7	-	1.00	0.00	0.00
Всего по НГК:	1	23	3	27	0.78	1.00	0.22	0.00
нижнеюрский НГК								
антиклинальная	-	2	2	4	-	-	0.00	0.00
Всего по НГК:		2	2	4	1.00	-	0.00	0.00
Общий итог по НГК:	2	149	64	215	0.68	0.50	0.30	0.22

* - коэффициент подтверждаемости рассчитан по структурам только с пластово-сводовыми ловушками (СЛ)

Переходя к описанию качества подготовки ловушек сейсморазведкой в связи с результатами ГРП следует отметить такой момент. Сейсморазведочными работами прошлых лет к паспорту структуры готовились лишь структурные карты в основном по опорным отражающим горизонтам: М и Б. С открытием залежей в верхней юре (Ю₁) и нижнем мелу (ачимовская пачка) при паспортизации этих перспективных пластов приходилось отрисовывать лишь на структурной поверхности по отражающему горизонту Б, что было, конечно, довольно условно. В последующем набор структурных карт стал расширяться и, как правило, каждый перспективный пласт в паспорте имел свою структурную основу, что повышало качество паспортизации объекта.

За период с 1990 по 2010 гг. сейсморазведкой МОГТ были подготовлены 114 ловушки в резервуарах неокомского нефтегазоносного комплекса, опосредованные бурением скважин. При этом из 42 ловушек клиноформенных резервуаров пластов группы АС неокомского НГК выявлены залежи в 8 ловушках, то есть коэффициент успешности бурения ($K_{усп}$) составил 0,19. Отрицательные результаты бурения в 13 случаях – это получение притоков воды в скважинах, остальные причины – отрицательный результат по ГИС, неподтверждение бурением сейсмических моделей ловушек, и др. Из 72 ловушек клиноформенных резервуаров пластов группы БС неокомского НГК выявлены залежи в 14 ловушках, то есть коэффициент успешности бурения ($K_{усп}$) составил 0,19. Отрицательные результаты бурения по 27 ловушкам – водные притоки в скважинах, остальные причины – отрицательный результат по ГИС, неподтверждение бурением сейсмических моделей ловушек, и др.

По результатам подготовки структур сейсморазведкой, рассматривая распределение ловушек по типам экранирования, в неокомском НГК выделены 55 антиклинальных пластово-сводовых ловушек (СЛ), 21 структурно-литологических (СЛЛ) и одна литологическая ловушка

(ЛЛ). Каждый клиноформный резервуар отличается количественным распределением залежей для каждого типа ловушек. В Вартовском НГР более 50% залежей шельфовых пластов резервуара БВ₈₋₉ приурочены к антиклинальным ловушкам структурного типа, остальные – СЛЛ, ЛЛ; 80% залежей резервуара БВ₄₋₅ – структурные ловушки [165]. В шельфовых пластах преимущественно структурный фактор контролирует аккумуляцию углеводородов, а на границах бровки шельфа, в трансгрессивной части клиноформных резервуаров уже преобладает литологический фактор [165]. По результатам анализа в неокомском НГК из 55 прогнозируемых ловушек структурного типа (СЛ) после открытия в них залежей УВ подтвердились в 14 случаях ($K_{усп}$ составил 0.25), из 21 структурно-литологических ловушки – только в одном случае была открыта залежь УВ ($K_{усп}$ равен 0.05), одна литологическая ловушка не подтвердилась. Отрицательные результаты бурения получены по 92 ловушкам неокомского НГК, из которых 55 ловушек, выделенные по сейсмическим материалам как антиклинальные, подтвердились в 18 случаях, то есть по наличию замкнутого контура локального поднятия (коэффициент подтверждаемости структур составил 0.33). По таким подтвержденным структурам необходима переинтерпретация сейсморазведкой с целью уточнения геологического строения, в остальных случаях получены притоки воды в скважинах.

По мере разведки неокомских залежей отмечается падение эффективной нефтегазонасыщенной толщины коллекторов, что особенно характерно для залежей, выявленных в более поздние периоды. Так, по сведениям Ф.З. Хафизова, в залежах, выявленных в период 2001-2005 г по сравнению с залежами 1961-1965 г отмечается сокращение средней толщины коллекторов, причем наибольшее изменение величины по пластам группы АВ – 57%, БВ – 58% [223].

Ачимовский НГК осложняет верхнеюрско-нижнеокомскую суперрегиональную покрывку. Коллекторы ачимовской толщи имеют клиноформный характер распространения. Их формирование связано с накоплением основных шельфовых пластов нижнего неокома. Залежи нефти преимущественно литологически экранированные, с небольшими запасами и дебитами. Толщина ачимовского комплекса 70-100 м, содержание проницаемых пород не превышает 25%. Максимальная пористость коллекторов ачимовской толщи в пределах Сургутского свода достигает 24% (Тевлинско-Русскинское, Яунлорское, Федоровское месторождения), на Нижневартовском – 25% (Ваньеганское, Самоглорское месторождения), причем эти зоны повышенной пористости разделены между собой участками сравнительно низких значений параметра [223]. На отдельных участках комплекс включает «аномальные» разрезы, с чередующимися пластами песчаников и битуминозных аргиллитов.

За период с 1990 по 2010 гг. сейсморазведкой МОГТ были подготовлены 68 ловушки в клиноформных резервуарах ачимовской толщи (пласты Ач1-Ач6), опоискованные бурением

скважин. Залежи УВ выявлены в 17 ловушках, то есть коэффициент успешности бурения ($K_{усп}$) составил 0,25. Отрицательные результаты бурения в 22 случаях – это получение притоков воды в скважинах, в 7 случаях необходима дальнейшая переинтерпретация для уточнения сейсморазведкой, остальные причины – отрицательный результат по ГИС, неподтверждение бурением сейсмических моделей ловушек, отсутствие коллектора и др.

Рассматривая распределение ловушек по типам экранирования, в ачимовском НГК выделены 23 антиклинальных пластово-сводовых ловушек (СЛ) и 22 структурно-литологических (СЛЛ) ловушек. Следует отметить, что из 23 ловушек прогнозируемых ловушек структурного типа (СЛ) после открытия в них залежей УВ подтвердились в 5 случаях ($K_{усп}$ составил 0.25), из 22 структурно-литологических ловушек, подготовленных сейсморазведкой, выявлены залежи в 7 ловушках ($K_{усп}$ – 0.32). Преимущественно литологически-экранированные залежи УВ на всей территории распространения пластов ачимовской толщи, высокий коэффициент подтверждаемости структур (0.78, см. Табл. 2.1) с низкой успешностью выявления ловушек на них, заставляют задуматься о смещении сейсморазведочных работ в неструктурные условия. Низкая выявляемость литологически ограниченных залежей с большей вероятностью связана с ориентацией поисковых работ на разбуривание структур. Отрицательные результаты бурения получены по 51 ловушке ачимовского НГК, из которых 21 ловушек, выделенные по сейсмическим материалам как антиклинальные, подтвердились в 13 случаях (коэффициент подтверждаемости структур составил 0.62). Для этих подтвержденных структур необходима переинтерпретация при уточнении сейсморазведкой по 4 ловушкам, в остальных случаях получены притоки воды, отрицательные результаты по ГИС в скважинах.

На территории Среднего Приобья основные перспективы нефтеносности связываются с верхнеюрским нефтегазоносным мегакомплексом (васюганский и баженовско-абалакский нефтегазоносные комплексы). Регионально продуктивен горизонт ЮВ₁ васюганской свиты – это один из основных объектов поисковых работ. С ним связано открытие многочисленных залежей в районе. Преобладают пластовые-сводовые и литологически-экранированные залежи различной величины, открыто более 100 залежей нефти (васюганский НГПК). Коллекторы обладают достаточно высокими емкостными и фильтрационными свойствами. Кроме того, перспективен баженовский нефтегазоносный подкомплекс (пласт Ю₀ баженовской нефтематеринской свиты), в котором выявлено около 50 залежей УВ.

Баженовско-абалакский и васюганский НГК

За период с 1990 по 2010 гг. сейсморазведкой МОГТ были подготовлены 89 ловушек структур в резервуарах васюганского нефтегазоносного комплекса (НГК), опосредованные бурением в последствии. При этом из 89 ловушек васюганского нефтегазоносного комплекса

(НГПК) выявлены залежи в 41 ловушках, то есть коэффициент успешности бурения ($K_{усп}$) составил 0,46. В 8 ловушках баженовско-абалакского НГПК залежи не выявлены. Одна ловушка по типу литологически-экранированная (ЛЛ), остальные – антиклинальные пластово-сводовые (СЛ), причины неполучения притоков связаны с отрицательными результатами по ГИС. Лишь в одной ловушке в пласте Ю₀ получен непромышленный приток нефти - Восточно-Моховой.

Следует отметить, что коэффициент успешности поисков нефтяных месторождений варьирует в интервале 0.25–0.30 [9]. По ХМАО же среди массива ловушек опосредованных бурением в период 2000-2009 гг. коэффициент успешности составляет 0.28 [199]. Краткие результаты по оценке достоверности прогноза ловушек и успешности поисков УВ в верхнеюрских отложениях были опубликованы автором [97]. По результатам подготовки структур сейсморазведкой, рассматривая распределение ловушек по типам экранирования, в васюганском НГК выделены 40 антиклинальных пластово-сводовых ловушек (СЛ), 16 структурно-литологических (СЛЛ); в баженовско-абалакском НГК выделены 6 пластово-сводовых ловушки. При этом следует отметить, что из 40 прогнозируемых ловушек структурного типа (СЛ) в васюганском НГК после открытия в них залежей УВ подтвердились в 21 случае ($K_{усп}$ составил 0.53), из 16 структурно-литологических ловушек - в 6 были открыты залежи УВ ($K_{усп}$ – 0.38). Отрицательные результаты бурения получены по 56 ловушкам васюганского и баженовско-абалакского НГК. Из 37 антиклинальных ловушек с отрицательными результатами бурения в верхней юре подтвердились в 15 случаях по наличию замкнутого контура локального поднятия (коэффициент подтверждаемости структур составил 0.4). Такая тенденция объясняет осложнение геологического строения пластов васюганской свиты (Ю₁), выражающееся повышением литологической неоднородности в сторону картирования неантиклинальных ловушек. Так, в пределах Среднеобской нефтегазоносной области, в зоне распространения песчаников васюганского типа разреза отмечается постепенное опесчанивание верхней подсвиты. Характерной особенностью является выклинивание песчаных пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴ с востока на запад, которое происходит снизу-вверх по разрезу [5]. Отсутствие притоков нефти связывается с неверным представлением модели предполагаемых залежей УВ (неподтверждение структурного плана, погрешность трассирования границ распространения пород-коллекторов, отсутствие надежной покрышки и др.), неоднозначность определения насыщения пластов по данным ГИС, некачественный цементаж в скважине и прочее, а также некачественное опробование пластов в процессе бурения.

На крупных территориях в пределах тектонических структур высокого ранга отмечаются случаи неподтверждения ряда моделей ловушек. Западно-Ингольская, Сурьяхская,

Восточно-Сурьяхская, Северо-Сутлымкинская структурно-литологические ловушки, приуроченные к одной моноклинали в юго-восточной части Вартовского НГР Среднеобской НГО, по результатам бурения скважин, оказались водоносными (приложение В). Отрицательные результаты по целому ряду закартированных ловушек УВ связываются с тем, что после уточнения территории бурением скважин перепады отметок глубин в пологом рельефе поверхности моноклинали слабо дифференцированно изменяются, поэтому замыкание прогнозных структур при подготовке сейсморазведкой МОВ ОГТ 2D не подтвердилось.

Среднеюрский НГК. Коллекторы среднеюрского возраста формировались в условиях аллювиальной озерно-болотной равнины. Немногочисленные скопления нефти в этом районе характеризуются преимущественно непереливающимися притоками. Нефтеносность связана, главным образом, с пластами ЮВ₂₋₃, располагающимися в кровле тюменской свиты. Коллекторы средней юры имеют следующую характеристику ФЕС: пористость – 9-16%, проницаемость – 5-100 мД, карбонатность до 20%.

К перспективным зонам развития коллекторов относятся участки озерно-аллювиальных равнин с широкой гидросетью, приуроченные обычно к крупным межструктурным понижениям.

На территории работ ОАО «Сургутнефтегаз» по состоянию изученности на 2012 год было пробурено более 2500 поисково-разведочных скважин, вскрывших пласт ЮС₂. При этом на Сургутском своде в 409 скважинах из 968 получены притоки нефти, т.е. коэффициент успешности составил 0.42.

За период с 1990 по 2010 гг. сейсморазведкой МОГТ были подготовлены 37 ловушки в резервуарах среднеюрского НГК (пласты Ю₂-Ю₉), опойскованные бурением скважин. Из общего количества 35 ловушек, ранее подготовленных к бурению, были выделены в пласте Ю₂. При этом выявлены залежи в 11 ловушках (резервуар Ю₂₋₄), то есть коэффициент успешности бурения ($K_{усп}$) составил 0,3. Полученные отрицательные результаты бурения в 10 случаях – это получение притоков воды в скважинах, в 5 случаях необходима дальнейшая переинтерпретация для уточнения сейсморазведкой, остальные причины – отрицательный результат по ГИС, неподтверждение бурением сейсмических моделей ловушек, отсутствие коллектора и др.

Рассматривая распределение ловушек по типам экранирования, в среднеюрском НГК выделены 23 антиклинальных пластово-сводовых ловушек (СЛ), 3 структурно-литологических (СЛЛ) ловушек и одна – литологически-экранированная (ЛЛ). При этом следует отметить, что из 23 ловушек прогнозируемых ловушек структурного типа (СЛ) после открытия в них залежей УВ подтвердились в 5 случаях ($K_{усп}$ составил 0.22), в одной литологически-экранированной ловушке была выявлена залежь. Отрицательные результаты бурения получены по 26 ловушкам

среднеюрского НГК, из которых 20 ловушек, выделенные по сейсмическим материалам как антиклинальные, подтвердились в 13 случаях (коэффициент подтверждаемости структур составил 0.65). Для этих подтвержденных структур необходима переинтерпретация при уточнении сейсморазведкой по 4 ловушкам, в остальных случаях получены притоки воды, отрицательные результаты по ГИС в скважинах.

Сравнительно малое число выявленных залежей в Вартовском НГР обусловлено недостаточной изученностью пластов ЮВ₂₋₄ геолого-геофизическими методами, с большим приоритетом работ по изучению и поисков залежей УВ регионального продуктивного горизонта ЮВ₁ васюганской свиты [32]. Отсутствие залежей в центральной и северной половине территории Среднеобской НГО объясняют качеством нижневасюганской покрывки, максимальное количество залежей нефти в пластах Ю₂₋₄ территориально приурочено к той ее части, где толщины нижневасюганской подсвиты меньше 30 м и качество ее как покрывки ухудшается [157]. При допущении, что источником нефти, аккумулированной в пластах Ю₂₋₄ тюменской свиты, являются баженовские отложения, о чем свидетельствуют результаты геохимических исследований керн и флюидов, то ухудшение изолирующих свойств нижневасюганской покрывки (возможно при одновременном ухудшении коллекторских свойств верхневасюганской подсвиты) может способствовать миграции УВ из баженовской свиты в верхнетюменскую подсвиту, при наличии проводящих разломов [157].

Большая часть залежей тюменской свиты по типу являются пластово-сводовыми антиклинальными, структурно-литологическими, литологически-экранированными с тектоническими экранами. Значительная часть залежей имеет тектонический экран за счет проникающей из доюрского основания разломной тектоники [85].

Детализация строения маломощных комбинированных по типу ловушек с применением объемной сейсморазведки 3D по площадям позволяет выявлять непроницаемые участки, зоны выклинивания, что важно при планировании постановки поисково-разведочного бурения (Рисунок 2.8).

Нижнеюрский НГК. На палеозойском фундаменте исключая вершины свода залегают отложения нижней юры (котухтинская и горелая свиты). Толщина нижнеюрского комплекса 150-400 м, содержание проницаемых пород около 25% разреза. В нем выделяются песчано-алевритовые горизонты – Ю₁₀, Ю₁₁ и Ю₁₂. Пласты распространены не повсеместно, выклиниваются к сводовым частям Нижневартковского и Сургутского сводов.

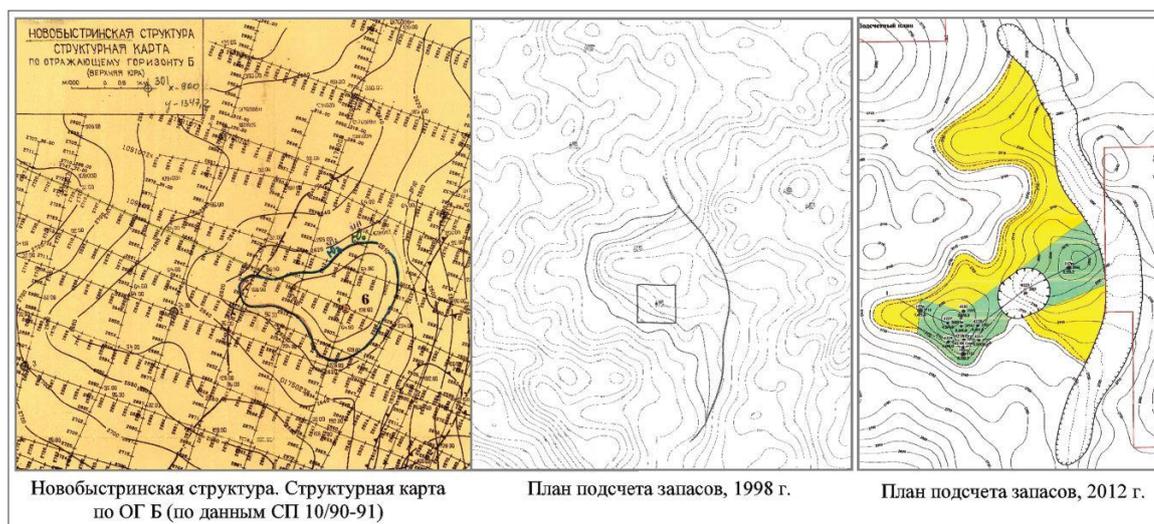


Рисунок 2.8 – Новобыстринское месторождение, пласт ЮС₂ [85]

На территории ХМАО в Среднем Приобье при значительной геолого-геофизической изученности нефтеносность нижнеюрского комплекса доказана открытием лишь нескольких месторождений в пластах Ю₁₀-Ю₁₂ (Тундринское, Чистинное, Рославльское). Перспективы нефтеносности нижнеюрских отложений связываются со склонами Сургутского и Нижневартовского сводов, в которых возможно формирование неструктурных ловушек при выклинивании отложений нижнеюрского НГК и благоприятствующим формированию коллекторов.

В южной части Вартовского НГР при изучении отложений нижней юры в Юганско-Колтогорской зоне А.Г. Мухер было отмечено, что перспективными являются склоны крупных положительных структур с выклиниванием пластов к приподнятым частям палеоподнятий, структурные валы и выступы, включая Южно-Киняминский, Ларьеганский валы, а также локальные поднятия, приуроченные к палеопрогибам и палеовпадинам, зоны контакта с доюрскими отложениями с формированием зон улучшенных коллекторских свойств [157].

Низкая успешность поискового бурения обуславливается сложным строением ловушек, неоднозначностью сейсмических образов при картировании сейсмофаций отложений. В Сургутском и Вартовском НГР поисковые скважины, пробуренные в контурах перспективных ловушек по нижнеюрским горизонтам (Ю₁₀₋₁₁) проектировались с глубиной до вскрытия отложений доюрского фундамента. Все скважины вскрыли поверхность доюрского фундамента, однако притоков нефти получено не было. Многие скважины в Западной Сибири, которые бурились на основе структурной карты ОГ Б оказались за пределами сводовых частей структур по кровле доюрского фундамента [142]. Отрицательные результаты бурения связаны с отсутствием коллекторов в пластах, в части скважин получены притоки воды. По палеогеографическим условиям большая часть территории Среднего Приобья с нижнеюрскими отложениями приурочена к аккумулятивной озерно-аллювиальной равнине, в которой

выделяются эрозионно-денудационные останцы, служащие местными источниками сноса обломочного материала и приуроченные к современным положительным структурам [239]. На Чистинном месторождении при совместном испытании пластов Ю₁₀+Ю₁₁+PZ в скв. 473п в интервале глубин 3247-3350 м получен приток нефти дебитом 34 м³/сут. Залежь пласта Ю₁₁ приурочена к комбинированной ловушке со стратиграфическим и литологическим экранами и примыкает к эрозионно-тектоническому выступу доюрского фундамента, и перекрывается глинистой тогурской пачкой. На Рославльском месторождении залежь пласта ЮВ₁₂ разбурена 14 скважинами, из которых получена нефть. Ловушка залежи по типу является структурно-тектонической, глубина залежи – 3637 м. Приток нефти с максимальным дебитом 586 м³/сут получен в скважине 3014. Расчетная пластовая температура составляет 118 °С. Признаки нефтенасыщения в керне и слабые притоки нефти были получены на севере Вартовского нефтегазоносного района.

За период с 1990 по 2010 гг. сейсморазведкой МОГТ были подготовлены 7 ловушек в резервуарах нижнеюрского НГК, опоискованные бурением скважин. В ловушках залежей не выявлено. Отрицательные результаты бурения связываются с отсутствием коллектора, получением притоков воды, необходима переинтерпретация сейсморазведочных данных для уточнения моделей ловушек.

Выявленные залежи из палеозойского комплекса в большинстве случаев приурочены к коре выветривания и тектонической брекчии в кровле дезинтегрированной части доюрского фундамента. Детальные особенности нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири прослеживаются в ряде опубликованных работ [34, 110, 203, 236]. Перспективы нефтеносности залежей доюрского фундамента зависят от гипсометрического положения нижних горизонтов осадочного чехла относительно выступов фундамента, степени обогащенности органическим веществом, наличия разломов и др. факторов. Известно, что наличие надежной покрывки и ее выдержанность по площади территории в верхней части коры выветривания либо глинистых пачек в основании нижнеюрских горизонтов, примыкающих или перекрывающих выступы фундамента, определяют сохранность залежей в доюрском комплексе. В таких условиях, кроме Среднего Приобья находятся залежи нефти и газа в кровле фундамента, обусловленного уральской складчатостью 245-250 млн. лет назад, в более восточных, западных и южных районах Западной Сибири. На севере Западной Сибири такой тип залежей маркируется Новопортовским месторождением, а на Бованенковском месторождении из пермских толщ получены безводная нефть – из скв. 201 и газоконденсат – по керну скв. 203, определяющих совместно высоту залежи в 400 м. Перспективы комплекса зависят от структурно-тектонических позиций [14].

Перечисленные углеводородные скопления генетически связаны с юрскими отложениями и распространены внутри контура развития нижней-средней юры. Доразведка ниже-среднеюрских комплексов продолжается успешно лишь там, где учитываются закономерности распространения залежей УВ и нефтепроявлений. Сказывается явление активного влияния уран-ториевой активизации недр Земли на нефтеобразование [18]. Для выявления нефтяных залежей в отложениях доюрского фундамента южной половины Западной Сибири прежде всего необходимо решить задачу, направленную на повышение надежности прогноза модели ловушек в нижнеюрских горизонтах. Исследования вопроса актуальности поиска залежей УВ в нижнеюрских и палеозойских отложениях ранее публиковались автором и соавторами [19, 20].

Основные результаты, принципы и особенности анализа надежности подготовки ловушек структур и достоверности прогноза нефтегазоносности по ним на поисковых участках представлены автором и соавторами в ряде публикаций [97, 99, 100, 102, 125, 126, 127, 128].

2.4. Методики оценки надежности подготовки структур сейсморазведкой и обзор предыдущих исследований

Крупные поднятия выявлялись сейсморазведочными работами до начала 90-х годов, что привело к значительному увеличению перспективных ресурсов углеводородов на месторождениях УВ. Преимущественно высокие амплитуды (более 25 м) и размеры поднятий (площади более 30 км²), а также благоприятные сейсмогеологические условия позволяли успешно готовить структуры к бурению с плотностью профилей менее 2 км/км². В Тюменской области с середины 80-х годов прошлого века объемы поисково-разведочного бурения наращивались большими темпами, достигнув максимума в 1988 г. Объемы выполняемых полевых сейсморазведочных работ не обеспечивали потребности геологоразведки. С 1980 года при возрастании объемов сейсморазведки 2D в Широтном Приобье (к концу 1989 г. достигающие максимума 29 тыс. пог. км в год) происходил резкий спад показателя удельного годового прироста запасов нефти промышленной категории С₁ с 2100-2200 т/м (на конец 1979 г.) до 500 т/м (1986-1990 годы) (Рис. 2.9). В Широтном Приобье по результатам ретроспективного анализа эффективности поисково-разведочных работ на предприятиях «Главтюменьгеология» период 1980-1990 г. определен фазой «старения района»: с исчерпанием крупных, гигантских ловушек УВ в поисковый этап вводились средние, мелкие структуры, подготовленные сейсморазведкой, при этом количество открываемых месторождений на них значительно увеличилось, но сами месторождения стали меньше по размеру запасов [196]. Ввод в поисковое бурение множества

мелких и средних выявленных объектов в свою очередь повлек массовую постановку на учет на государственный баланс ресурсов C_3 по таким объектам.

Со временем наряду с улучшением технологии проведения сейсморазведочных работ, внедрением алгоритмов обработки материалов и достижением плотности сейсмических наблюдений на уровне 3 км/км² и более, эффективность подготовки структур сейсморазведкой и поискового бурения снижалась (до 1990 года коэффициент подтверждаемости бурением подготавливаемых структур методом МОГТ-2D составлял 90% и более, с 1990 – 2010-е годы коэффициент подтверждаемости структур за счет снижения минимальных размеров уменьшился до 50-60%). Пик бурения поисковых скважин в период 1995-2006 гг. за счет средств территориального бюджета ХМАО-Югры не приводил к росту показателей удельной годовой эффективности геологоразведочных работ, а наоборот – к их снижению в конце. Все больше наступало истощение фонда крупных локальных структур, возрастала степень сложности пространственной локализации увеличивающегося количества малоамплитудных структур. Всего на территории исследований с 1975 года было подготовлено более 300 перспективных структур, при этом по отражающим горизонтам Б, Ю₁ доля подготовленных структур составляет 70-75%. Большинство из них было введено в глубокое бурение до 1999 года.

Таким образом, в современных условиях объектами поисков, в основном, являются малоразмерные поднятия с величиной площади около 1-2 км² и амплитуды 5 – 25 м, что требует разработки новых методических приемов, технологий и совершенствования существующих геолого-геофизических методов, адаптированных к условиям высокой степени изученности.

Эффективность подготовки структур сейсморазведкой и поискового бурения на любой территории количественно оценивается тремя показателями: коэффициент подтверждаемости структур глубоким бурением ($K_{\text{подтв}}$), коэффициент успешности поисковых работ на разбуренных структурах ($K_{\text{усп}}$) и коэффициент успешности бурения поисковых скважин ($K_{\text{усп.скв}}$) [9]. С помощью $K_{\text{подтв}}$ выполняется ретроспективная оценка качества сейсморазведочных работ на территории исследований [86]:

$$K_{\text{подтв}} = \frac{N_{\text{подтв.}}}{N_{\text{подгот.}}}, \text{ отн. ед.} \quad (3)$$

где $N_{\text{подтв.}}$ – количество подтвержденных глубоким бурением структур, $N_{\text{подгот.}}$ – общее количество подготовленных и разбуренных структур.

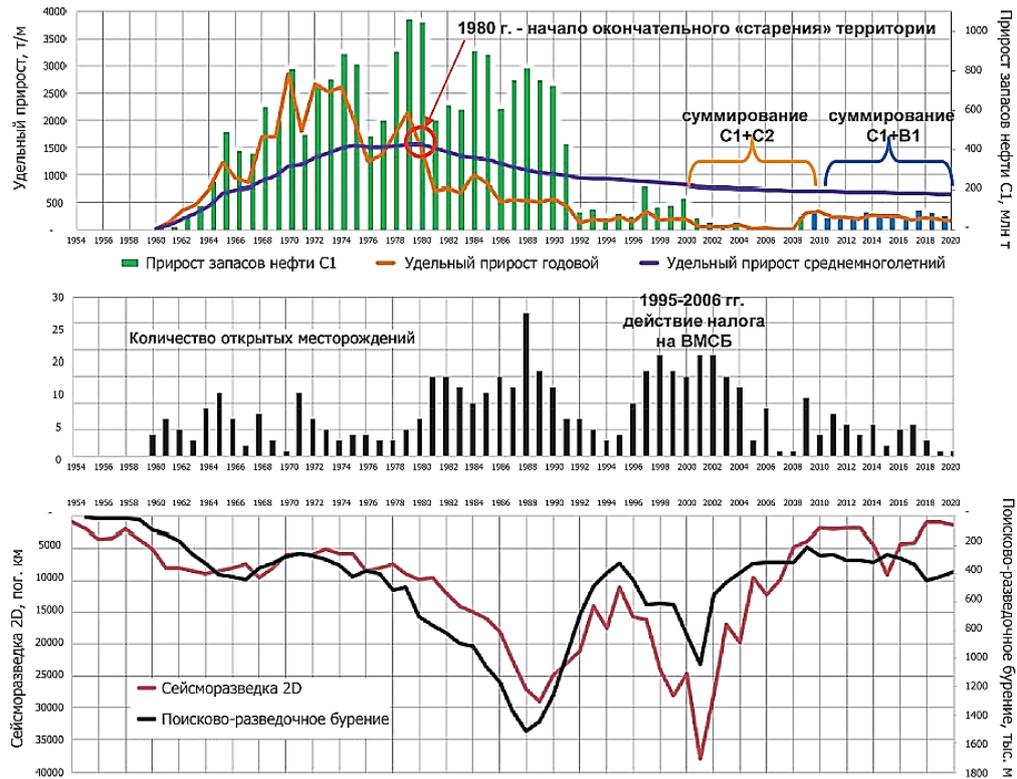


Рисунок 2.9 – Ретроспективный анализ эффективности ГРП для территории Широного Приобья (ХМАО – Югра) [196]

Успешность поисково-оценочного и разведочного бурения, которую количественно характеризует $K_{\text{усп.скв}}$, на территориях с высокой плотностью прогнозных и перспективных ресурсов (а именно к таким относится Среднеобская НГО) определяется, в первую очередь, точностью структурных построений (наличием антиклинальной структуры), а лишь затем – обоснованностью прогноза ловушек УВ. При высокой плотности ресурсов именно наличие антиклинальной структуры определяет формирование залежей УВ в том или ином продуктивном комплексе, в зависимости от наличия резервуаров и покрышек. Именно недостаточно высокая достоверность картирования антиклинальных структур сейсморазведкой МОВ-ОГТ на первых этапах освоения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна являлась основной причиной бурения непродуктивных скважин [58].

В ранее проведенных исследованиях при решении задачи обнаружения объектов (структур) с начала XX века уделялось повышенное внимание выбору оптимальной сети сейсмических профилей. Обзор основных исследований вероятности обнаружения объекта поисковой сетью подробно изложен в монографии Н.Н. Боровко. Вопросы по выбору оптимальной сети профилей исследовались И.Д. Савинским, О.Г Семеновой, Н.Я. Куниным. При этом объекты считались обнаруженными при попадании профилей в их контуры без учета погрешностей сейсмических построений. Впервые попытка учесть погрешность наблюдений была выполнена Н.Я. Куниным на территории Среднеобской НГО [136]. Особый интерес,

согласно экспериментальным данным М.Е. Старобинца по Волго-Уральской провинции, вызывают структуры с амплитудой, соизмеримой с погрешностями метода их обнаружения (35-50% структур подтверждалось).

А.А. Маловичко при анализе причин отрицательных результатов выявления структур на территории Пермской области в 1973-1982 г. было установлено, что основной вклад (от 40% и выше) на величину суммарной погрешности влияет недоучет латеральной изменчивости скоростей ВЧР [53].

Повышение эффективности ГРР при поисках залежей нефти и газа должно обеспечиваться повышением качества локального прогноза нефтегазоносности на структурах, кондиционно подготовленных сейсморазведкой к бурению. Кондиционно подготовленной сейсморазведкой к бурению считается структура при условии, что надежность ее подготовки превышает коэффициент подтверждаемости структур бурением $K_{\text{подтв}}$ на заданной территории исследований [9]. Задача оценки кондиционности подготовки структур к глубокому бурению обеспечивается определением характеристик подготавливаемых структур для конкретных сейсмогеологических условий при современном уровне сейсморазведки и оценкой их реального существования [43, 53]. Подтверждаемость структур – это характеристика эффективности подготовки структур, оценивается вероятностью наличия локального поднятия (-ий) по результатам бурения скважин на конкретной площади работ, территории района.

Эффективность сейсморазведочных работ при поисках залежей углеводородов, в частности вопросы подтверждаемости структур, анализировалась в трудах С.В. Галкина, В.И. Галкина, А.Н. Морошкина, А.В. Растегаева, Н.Я. Кунина, Е.В. Пятуниной, А.М. Брехунцова и др. Так, в диссертационной работе Пятуниной Е.В., одной из задач в которой являлся анализ подготовки локальных поднятий к глубокому поисковому бурению различными методами на территории юго-востока Пермского Прикамья в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, на основании анализа данных по подтверждаемости и нефтегазоносности структур при сравнении коэффициентов успешности $K_{\text{усп}}$ и подтверждаемости $K_{\text{подтв}}$ выявлено, что данные показатели существенно выше при подготовке структур сейсморазведкой МОГТ-3D, чем МОГТ-2D [179]. При том, что успешность составляла от 0,5 до 0,7, то в результате проведения сейсморазведки МОГТ-3D $K_{\text{усп}}$ составил 0,9, коэффициент подтверждаемости структур вырос с 0,8 до 1,0. Средняя плотность сети 2D сейсмических профилей составляла 2,5 км/км². Регион по степени геолого-геофизической изученности относится к «хорошо изученным», характеризуется также истощенным крупными поднятиями резервным фондом, и отмечается большое число опоскованных бурением малоамплитудных структур.

Рассчитываемые априорные оценки параметров качества структурных построений, которые указываются в отчетах по обработке и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-

2D, а также в паспортах на подготовленные к бурению структуры (объекты), используются предприятиями при выборе первоочередных объектов под поисковое бурение [90]. Однако на практике нередко, в ряде случаев структуры, которые оценивались как кондиционно подготовленные, после опознания их бурением оказывались неподтвержденными [90]. По величине вероятности существования P (надежности) в большинстве случаев структуры, подготовленные сейсморазведкой к бурению оценивались как весьма надежные и надежные (соответственно I и II категории подготовки структур, при $P = 0.9 - 1$ и $P = 0.7 - 0.9$) [9]. Существуют методики, основанные на теоретических закономерностях, количественном моделировании распределения геолого-геофизических параметров. Так, согласно действующей инструкции ВНИИГеофизики [86] оценка надежности подготовки структур сейсморазведкой выполняется количественно - путем расчета вероятности их существования, которая зависит от множества параметров, таких как амплитуда, площадь структур, плотность сети профилей, точность структурных построений, и др. Информативная плотность сети профилей при подготовке структур к бурению в зависимости от размеров структур и точности построений количественно определяется только для локальных поднятий площадью от 15 до 600 км² и соотношением A/σ более 1,2 [86]. Методика ВНИИГеофизики хорошо применима для оценки вероятности существования крупных и очень крупных локальных поднятий [129]. Важно отметить, что подобные методики не учитывают геологию реальных объектов (структур), в частности морфологию подготавливаемых сейсморазведкой структур. Вопросы кондиционности подготовки структурных объектов сейсморазведкой к бурению в некоторой степени формализованы и разработаны эмпирически-экспертные оценки надежности картирования структур [46, 53, 132, 134, 135, 138, 152, 180]. Большое внимание уделяется точности структурных построений [135]. Некоторые количественные критерии качества подготовки локальных структур, такие как ортогональность сети профилей, в практике сейсморазведочных работ не всегда учитываются, но в отдельных регионах отмечается весьма значимая статистика локальных поднятий с отрицательными результатами [1]. В диссертационной работе Куркина А.А. по результатам детального анализа разбуренных структур восточной части Ямала территории Западной Сибири отмечается, что относительно надежной считается структура, у которой величина прогнозной амплитуды как минимум в два раза превышает точность структурных построений и напрямую на надежность картирования структуры влияет следующий параметр: $A/(0.675*\sigma)$, где A – амплитуда структур, σ – точность структурных построений [139]. В приведенной формуле множитель 0.675 определяет вероятность возможной ошибки в 50%, это следует из нормального характера распределения ошибки. Указывается, что если произведение $0.675*\sigma$ меньше половины амплитуды, т.е. $A/(0.675*\sigma) > 2$, то вероятность существования

структуры составляет более 50 процентов. Медианное значение оказалось равным 2.15, таким образом большая часть анализируемых псевдоподнятий оказалась относительно надежными.

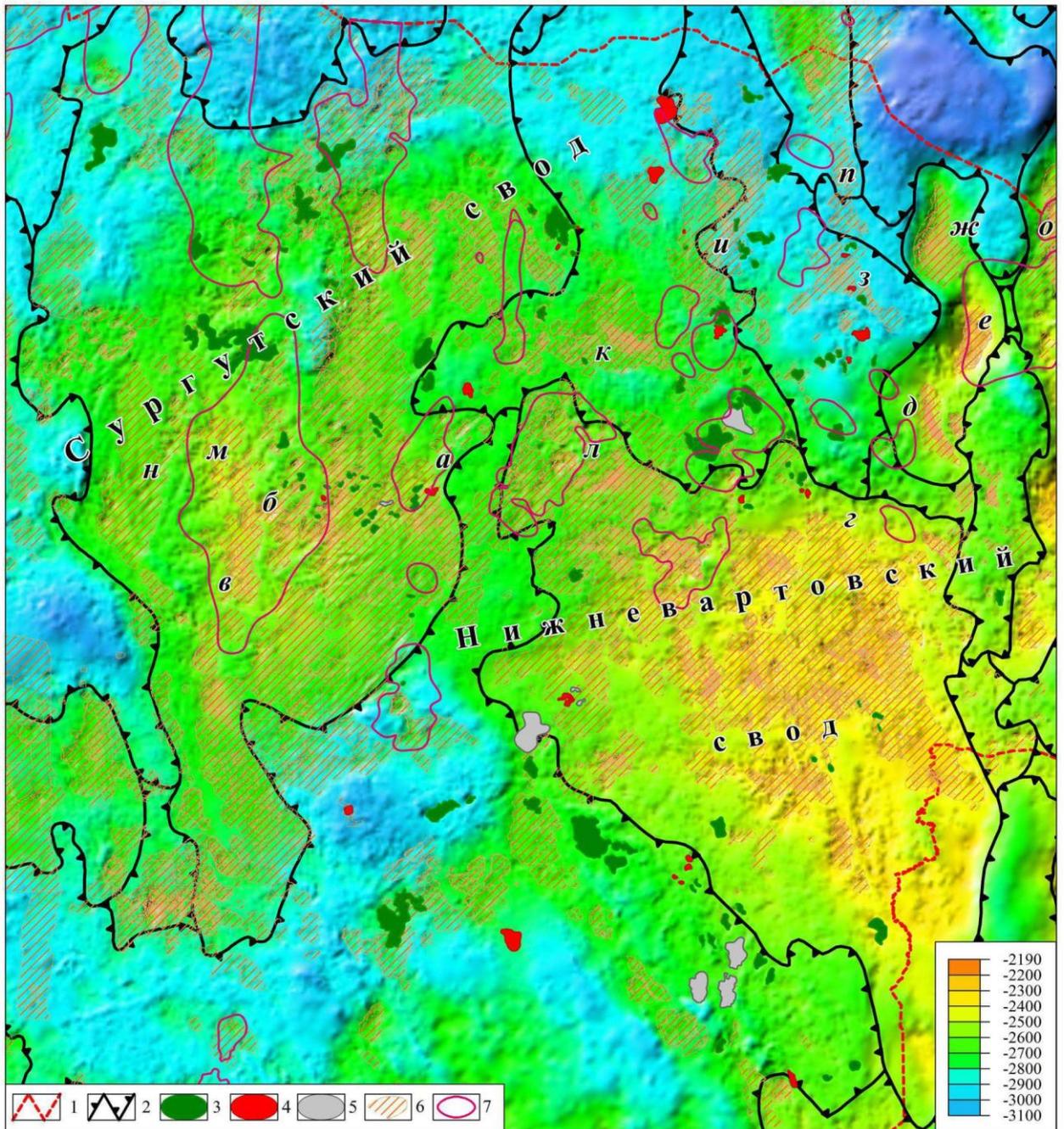
С учетом возрастающих объемов геолого-геофизической информации после проведения ГРР, все большее значение приобретают методики вероятностной оценки обнаружения объектов на основе эмпирических зависимостей, полученных в результате ретроспективного анализа. Так, С.В. Галкиным впервые для территории Пермской области были построены и детально исследованы вероятностные кривые разных параметров, в т.ч. амплитуда структур, погрешности сейсмических построений, прослеживаемость отражений и др., и использованы для прогноза подтверждаемости структур [53]. С помощью применения методики линейного дискриминантного анализа им была разработана методика оценки перспектив подтверждаемости локальных объектов до ввода в бурение [53]. Работа по вероятностно-статистической оценке подтверждаемости локальных структур с применением дискриминантного анализа выполнялась и на территориях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Фроловская и Надым-Пурская НГО) [43].

Для оценки подтверждаемости локальных структур необходимо решить следующие задачи: 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 нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской провинции.

2.5. Ретроспективный анализ влияния параметров структур, систем наблюдений на подтверждаемость структур бурением

В Западной Сибири в регионе Среднего Приобья расположены две крупные положительные тектонические структуры - Сургутский и Нижневартовский своды, разделенные Ярсомовским прогибом (Рисунок 2.10), согласно карте тектонического районирования под ред. В.И. Шпильмана и др.



Условные обозначения

- 1 – граница Ханты-Мансийского автономного округа – Югры; 2 – границы тектонических элементов I порядка;
 3 – подтвержденные структуры; 4 – неподтвержденные структуры; 5 – структуры с неоднозначной подтверждаемостью;
 6 – залежи УВ; 7 – зоны аномального строения баженовской свиты.
- Месторождения: а) Федоровское нефтегазоконденсатное; б) Юнлорское нефтегазоконденсатное;
 в) Быстринское нефтегазоконденсатное; г) Самолорское нефтегазоконденсатное; д) Ван-Ёганское нефтегазоконденсатное;
 е) Варьёганское нефтегазоконденсатное; ж) Северо-Варьёганское газонефтяное;
 з) Западно-Варьёганское нефтегазоконденсатное; и) Повховское нефтяное; к) Варьёганское нефтяное;
 л) Покачевско-Урьевское нефтяное; м) Вачимское нефтегазоконденсатное;
 н) Лянторское нефтегазоконденсатное; о) Тагринское нефтегазоконденсатное; п) Вынгапуровское нефтегазоконденсатное

Рисунок 2.10 – Региональная структурная карта по отражающему горизонту Б с расположением локальных структур [101]

В целом отложения осадочного чехла характеризуются благоприятными сейсмогеологическими условиями. Для разработки методики прогноза подтверждаемости

структур были выбраны 130 локальных структур, подготовленных по ОГ Б, Ю₁ по результатам проведенных сейсморазведочных работ за период 1974-2022 гг., и вскрытых бурением поисковых и разведочных скважин (приложение С). На большей части территории Западной Сибири горизонт Б связан с отложениями баженовской свиты. Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности толщины свиты на значительных территориях и ее широкому распространению, этот горизонт является наиболее надежным сейсмическим репером в Западной Сибири. Около 100 локальных структур, подготовленных к бурению сейсморазведкой по опорному сейсмическому горизонту Б с перспективными антиклинальными пластово-сводовыми и неантиклинальными ловушками УВ, остаются непоискованными бурением в исследуемом районе.

В практике ГРП обычно принято, что структурные поверхности от подошвы чехла – ОГ А, до сеномана – ОГ Г, залегают конформно. Поэтому при поисках залежей в юрских и нижнемеловых отложениях для простоты используется структурная карта по горизонту Б (кровля баженовского горизонта). Однако благодаря бурению выясняется, что конформность структур часто нарушается и, кроме того, структурный план не подтверждается полностью. Часть поисковых скважин оказывается вне ловушек или не в оптимальных условиях, что иногда выявляется при повторных, более совершенных сейсморазведочных работах.

Вначале все локальные структуры были разделены на два класса: подтвержденные и неподтвержденные. 97 структур из них были подтверждены бурением, 25 – неподтвержденными бурением. Были выбраны следующие критерии ранжирования подтверждаемости структур:

- величина A/σ_H отношения амплитуды А структуры прогнозируемой по сейсмическим данным к среднеквадратичной погрешности σ_H определения глубин отражающего горизонта;
- величина разницы определения глубин отражающего горизонта в контуре прогнозной структуры:

$$\Delta H = H_{\text{сейсм}} - H_{\text{бур}}, \quad (4)$$

где $H_{\text{сейсм}}$ – прогнозная отметка глубины отражающего горизонта по сейсмическим данным, $H_{\text{бур}}$ – фактическая глубина соответствующего стратиграфического горизонта, определенная по результатам бурения скважин;

- наличие или отсутствие замкнутого контура антиклинальной структуры в плане на структурной карте, построенной с учетом бурения скважин.

Ранжирование структур на классы подтвержденных и неподтвержденных бурением решалось комплексно. Как один из критериев - если величина разницы глубин ΔH сейсмического горизонта в пределах локальной структуры может составлять 5 м, при допустимой погрешности структурных построений, достигающей порядка не более $\pm 10-25$ м в Среднем Приобье, но на структурном плане выделяется объект совсем другого тектонического типа - структурный нос

или моноклираль, то объект в таком случае относится к неподтвержденным бурением. Восемь структур отнести к классу подтвержденных или неподтвержденных структур не удалось ввиду недостаточных данных по пробуренным скважинам.

На примере структур (Рисунки 2.11-2.12) показывается, что в связи с неравномерной изученностью сейсмическими исследованиями подтверждаемость объектов не ограничивается одними лишь геологическими условиями.

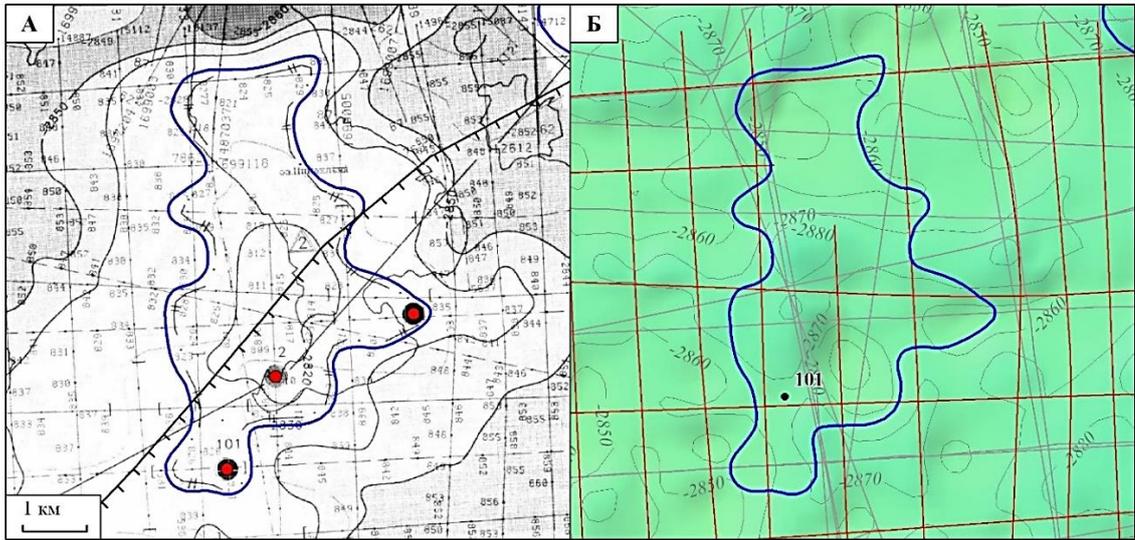


Рисунок 2.11 – Немтяхская неподтвержденная структура по ОГ Ю₁: А – контур подготовленной к бурению структуры; Б – неподтверждение объекта бурением скважины

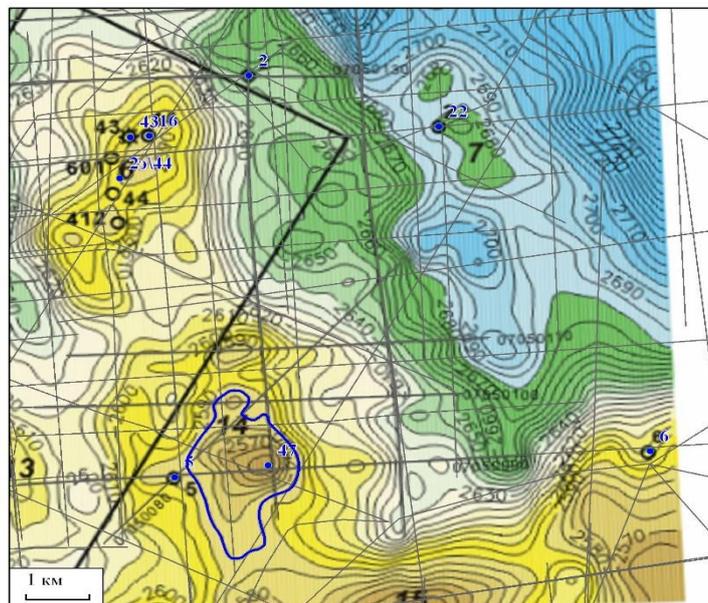


Рисунок 2.12 – Новоегурьяхская неподтвержденная структура по ОГ Б, выкопировка из структурного плана (по материалам ОАО «Хантымансийскгеофизика» сп 7/04-05 Егурьяхской). Детализация площади работ сейсморазведкой 3D не подтвердила объект

В анализе подтверждаемости структур учтены следующие основные параметры:

- геометрические параметры структуры (амплитуда A , площадь S , длинная ось a и короткая ось b);

- параметры систем наблюдений (плотность сейсмических профилей ν в пределах контура структуры, среднеквадратичная погрешность σ_H определения глубин отражающего горизонта).

Подтверждаемость структур бурением анализировалась путем построения зависимостей от параметров структур, систем наблюдений. Основные параметры подтвержденных антиклинальных локальных структур характеризовались конкретными значениями:

$A = 24$ м – средняя амплитуда структур;

$S = 12,89$ км² – средняя площадь структур;

$a = 5,1$ км – средняя длина длинной оси структур;

$b = 1,6$ км – средняя длина короткой оси структур;

$\nu = 1,9$ км/км² – средняя плотность сейсмических профилей;

$\sigma_H = 9,8$ м – средняя точность определения глубин отражающего горизонта.

Отрицательные результаты бурения на 21 неподтвержденной структуре имеют средние значения параметров: $A = 17$ м, $S = 6,07$ км², $a = 3,3$ км, $b = 1,3$ км, $\nu = 2,4$ км/км², $\sigma_H = 12,8$ м.

Выполнено сопоставление морфологии выборки из 87 подтвержденных и 22 неподтвержденных структур, ранее подготовленных сейсморазведкой по ОГ Б, Ю₁. На рис. 2.13 представлены гистограммы распределения морфологических параметров структур. Как видно, 71% подтвержденных структур имели амплитуды до 30 м.

На рис. 2.14 приведены зависимости подтверждаемости структур от основных параметров, характеризующих объекты (структуры) и системы наблюдений при подготовке сейсморазведкой – амплитуды структур A , площади структур S , их линейные размеры вдоль длинной a и короткой осей b , плотности сейсмических профилей ν и среднеквадратичной погрешности σ_H определения глубин отражающего горизонта. На графики точками вынесены интервальные оценки коэффициента подтверждаемости структур ($K_{\text{подтв}}$), рассчитываемого по формуле 3 (стр. 43) для ряда интервалов изменения каждого параметра (например, $K_{\text{подтв}}$ равен 0.58 для структур в интервале изменения их амплитуды 0 – 10 м, $K_{\text{подтв}}$ равен 0.73 – соответственно для структур в интервале 11 – 20 м, и т.д., см. рис. 2.14). Для повышения статистической значимости связей по точкам наблюдений подтверждаемость структур выражена как зависимая переменная бинарного типа, принимающая значения: 1 – если структура подтверждается, 0 – структура не подтверждается.

Для предсказания подтверждаемости структур использовалась логистическая регрессия, оценивающая вероятность того события что структура подтвердится бурением в последствии, в зависимости от значения каждого отдельного параметра структур, систем наблюдений (график

вероятности подтверждаемости структур показан толстыми черными линиями), учитывающая 122 структуры (см. Рис. 2.14).

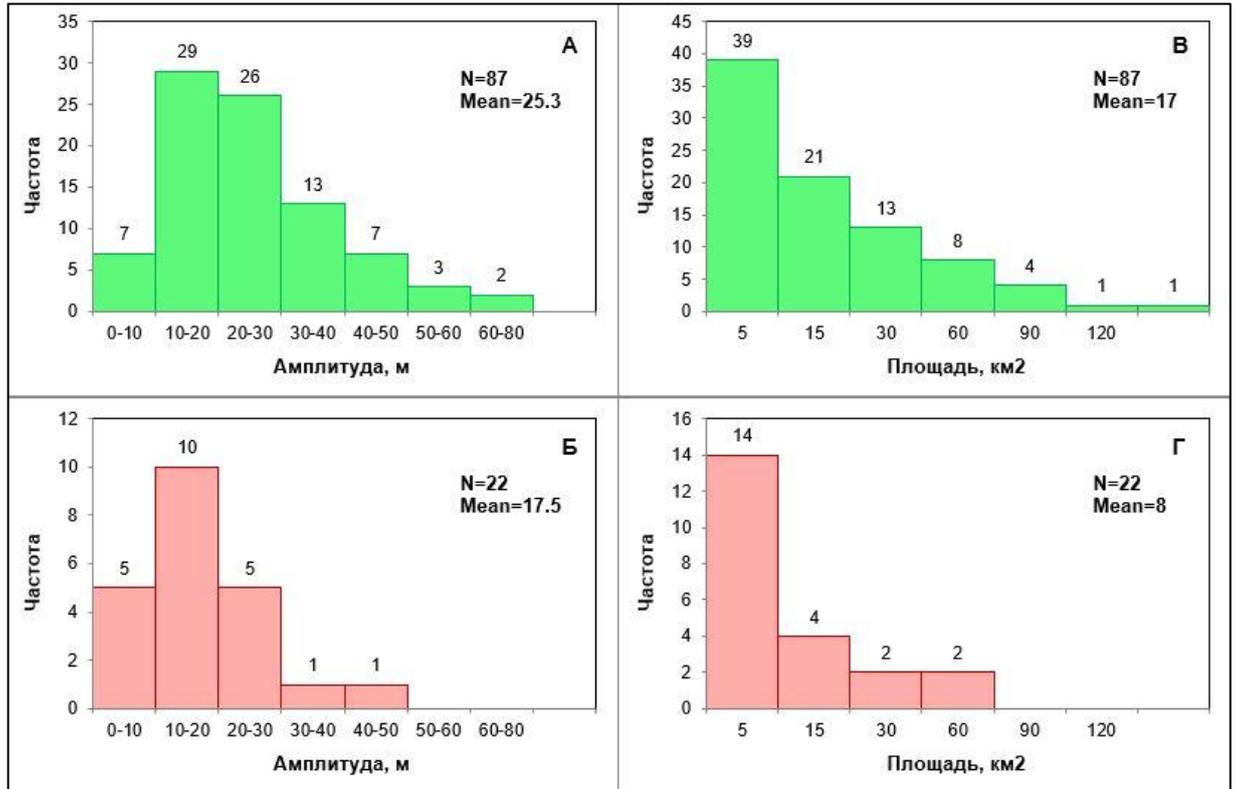


Рисунок 2.13 – Количественное распределение морфологических параметров локальных структур (ОГ Б, Ю₁): А, Б – амплитуды подтвержденных и неподтвержденных структур; В, Г – площади подтвержденных и неподтвержденных структур

Расчет вероятности подтверждаемости структур выполнялся с использованием уравнения следующего вида:

$$y = \frac{e^{(B_0+BX)}}{e^{(B_0+BX)} + 1}, \quad (5)$$

где y – вероятность подтверждаемости структуры, X – параметр структуры, системы наблюдений, B – коэффициент регрессии, B_0 – свободный член.

Компьютерная обработка результатов статистического анализа по фактическим данным характеристики структур выполнена в программном пакете IBM SPSS Statistic, вид связей оценивался с позиций геологических представлений [66].

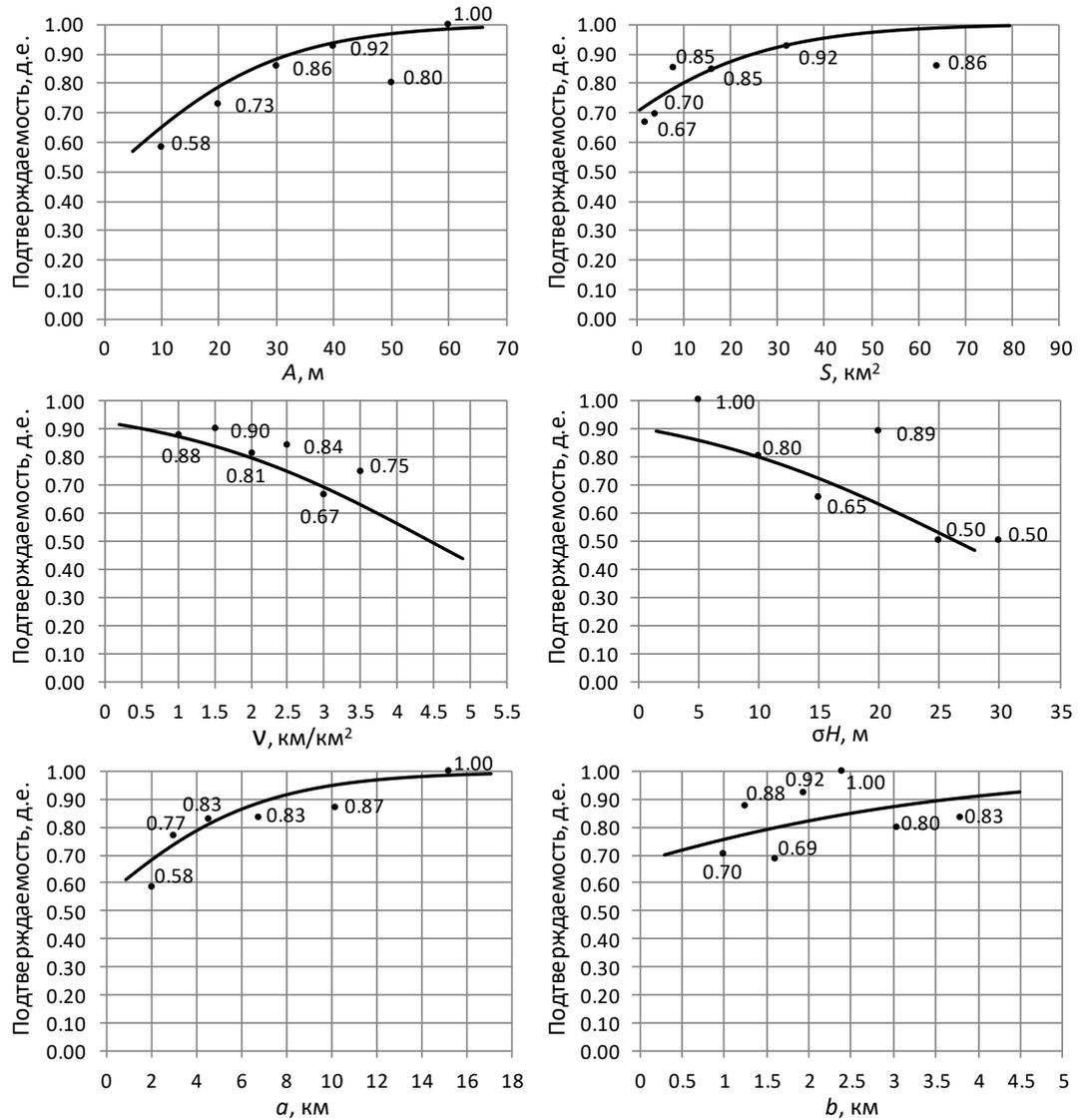


Рисунок 2.14 – Зависимости подтверждаемости структур от основных параметров структур, параметров системы наблюдений при подготовке сейсморазведкой МОГТ-2D: амплитуда структуры A , площадь структуры S , длинная ось структуры a , короткая ось структуры b , плотность сейсмических профилей v , среднеквадратичная погрешность определения глубин отражающего горизонта σH [91]

Зависимость подтверждаемости структур от амплитуды – нелинейная (см. Рис. 2.14). Подтверждаемость выше 0,5 (больше 50%) наблюдается при увеличении амплитуды от 5 м до 60 м. Можно утверждать, что с увеличением амплитуды подготовленной структуры подтверждаемость повышается. Коэффициент корреляции $r = 0,91$, что говорит о высокой информативности параметра амплитуды при оценке эффективности подготовки структур. Уравнение регрессии выражается формулой:

$$y = \frac{e^{(-0,08+0,069A)}}{e^{(-0,08+0,069A)} + 1}. \quad (6)$$

Коэффициент подтверждаемости бурением, равный 0,58 для локальных структур с малой амплитудой, обусловлен ограниченными размерами и количеством объектов. Большая часть (69%) пробуренных структур имеет низкую амплитуду, при этом коэффициент подтверждаемости составляет 0,74 для 68 из этих структур. Это говорит о низкой вероятности обнаружения в регионе неискривленных бурением высокоамплитудных перспективных структур.

Зависимость подтверждаемости структур от площадей изучаемых локальных структур также носит нелинейный характер. Как видно на графике при увеличении площади подготовленных структур подтверждаемость повышается (см. Рис. 2.14). Коэффициент корреляции степенной функции $r = 0,86$, параметр площади оценивается как высокоинформативный. Формула уравнения регрессии следующая:

$$Y = \frac{e^{(0,857+0,053S)}}{e^{(0,857+0,053S)} + 1}. \quad (7)$$

Размеры площадей по выборочной совокупности подготовленных структур изменяются в широком диапазоне – от 0,5 до 64 км². Малоразмерные структуры площадью до 3 км² характеризуются довольно высоким коэффициентом подтверждаемости – 0,69. Доля малоразмерных структур от общего количества опробованных в выборке составляет 32%, их подтверждаемость бурением свидетельствует о достаточно высокой точности структурных построений при подготовке к бурению сейморазведкой 2D (средняя величина точности сейсмических построений по подтвержденным структурам составляет 8 м, изменяется в диапазоне 3 – 13 м). Однако, вместе с тем мелкие, небольшие месторождения требуют поддержания уровня высокой точности сейсмического метода, поскольку как показывает практика ГРП объем подготовленных к бурению ловушек содержит нерентабельные к извлечению УВ ресурсы [176].

О вышесказанном свидетельствуют результаты анализа поисково-разведочных работ по площадям лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» Когалымского региона ХМАО [55]. В период 2010-2018 годов были опробованы бурением 18 структур с пластово-сводовыми ловушками УВ без экранов в горизонте Ю₁. Структуры были выявлены и подготовлены по результатам сейморазведочных работ МОГТ-2D, 3D. Ожидаемые прогнозные размеры структур по площади и амплитуде в ряде случаев оказываются ниже по факту. Для вычисления относительной ошибки прогноза амплитуды, площади структур выполнен расчет соответствующих коэффициентов подтверждаемости K_A и K_S по формулам:

$$K_A = \frac{A \text{ структур до бурения}}{A \text{ структур после бурения}}, \text{ отн.ед.} \quad (8)$$

$$K_S = \frac{S \text{ структур до бурения}}{S \text{ структур после бурения}}, \text{ отн.ед.} \quad (9)$$

Средний коэффициент K_A составляет 0,86, средний коэффициент – K_S – 0,69. Авторами при анализе эффективности поисковых работ выполнялись расчеты данных коэффициентов подтверждаемости размеров структур, и были построены графики их зависимостей от величины прогнозной площади, амплитуды структур [55]. По 4 структурам подтверждаемость размеров больше 1,2 (оценка занижена, структура оказалась больше, чем предполагалось ранее). По 9 структурам подтверждаемость размеров составила меньше 0,7 (оценка завышена, возникает вопрос о качестве проведенной сейсмики). Таким образом, подтверждаемость размеров близкая к единице, при которой прогнозируемая сейсмическая модель структуры получилась близкая к реальной, составляет 28% опосредованных структур. В целом для структур, подготовленных 3D сейсморазведкой средние значения K_A и K_S составляют соответственно 0,91 и 0,79. Однако при подготовке сейсморазведкой МОГТ-2D средние коэффициенты получаются меньше, чем для 3D – $K_A = 0,70$, $K_S = 0,37$. При этом, все структуры, подготовленные сейсморазведкой 2D прогнозировались малоамплитудными (с величиной амплитуды от 12 до 23 м), их прогнозные площади изменяются в диапазоне от 6242 до 21940 тыс. м². При построении гистограмм размеров структур по возрастанию величины их прогнозной площади видно, что амплитуды структур меняются независимо от площади (Рис. 2.15). Примером завышения размеров структур при прогнозе по данным сейсморазведки служит Нижне-Икилорская структура, выявленная и подготовленная по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2D в 2014 г. В 2016 г. была пробурена скв. 312П в своде структуры, получен промышленный приток нефти и открыто месторождение в пласте ЮС₁. Однако, извлекаемые запасы нефти значительно снизились почти в 5 раз в сравнении с оцененными ресурсами D_0 до бурения, и составили 577 тыс. т., что практически близко к их экономической нерентабельности (Рис. 2.16) [147]. Причина такой большой разницы – завышенная прогнозная амплитуда структуры, что привело по результатам бурения к сокращению эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

Были изучены линейные размеры структур, из которых длинная ось структур показала статистически значимую корреляцию ($r = 0,94$) с подтверждаемостью. Получено следующее уравнение регрессии:

$$y = \frac{e^{(0,211+0,274a)}}{e^{(0,211+0,274a)} + 1}. \quad (10)$$

С увеличением соотношения длин большой и короткой осей структур (от 3:1 и более) увеличивается и коэффициент подтверждаемости бурением. Доля линейных локальных структур среди исследуемых (брахиантиклинальных, изометричных) в анализе подтверждаемости более 40%. Линейные структуры, в основном антиклинальные складки, осложненные тектоническими нарушениями, обнаруживаются в зонах вертикальной деструкции осадочного чехла, характеризующихся повышенной трещиноватостью и проницаемостью для миграции флюидов,

что увеличивает перспективы поиска новых месторождений углеводородов [96]. На территории районов Среднего Приобья статистически установлено, что влияние глубинных тектонических разломов положительно сказывалось на нефтегазоносности линейных структур; с приближением к ним отмечается рост продуктивности и количества продуктивных локальных поднятий, что связывается с воздействием глубинных процессов флюидодинамики [94, 96]. При сравнительно небольшой ширине локальных структур (до 3-5 км), ее более слабая (по сравнению с длиной структур) связь с подтверждаемостью бурением вполне объяснима.

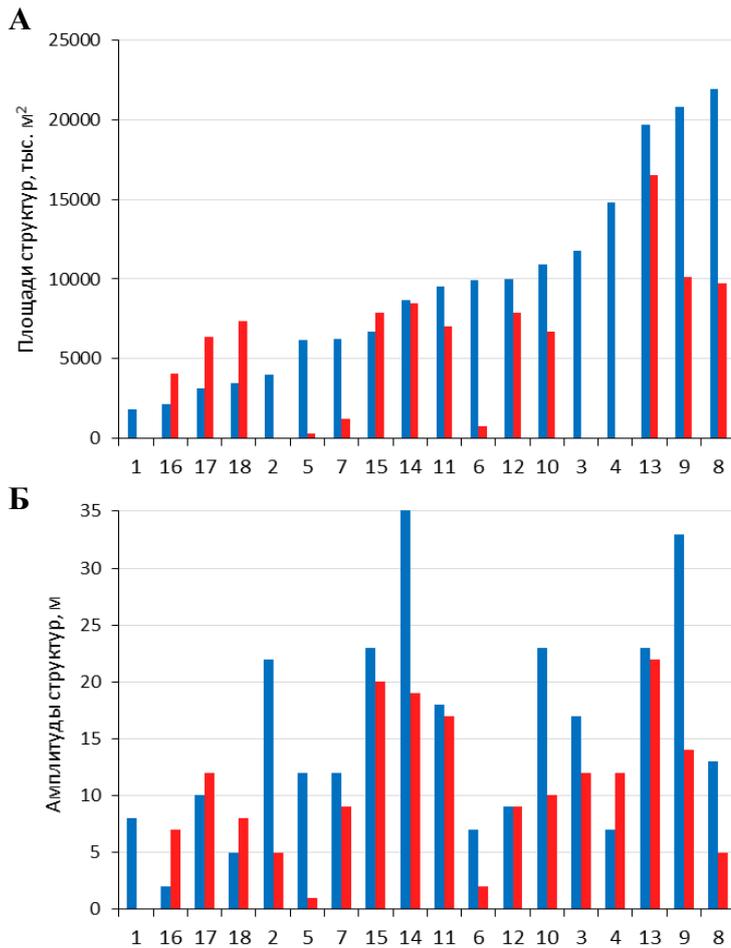


Рисунок 2.15 – Графики размеров структур до (прогнозные, синие столбики) и после (фактические, красные столбики) бурения скважин: А – площадей структур; Б – амплитуд структур (ось X – номер структуры) (выполнил автор по материалам ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

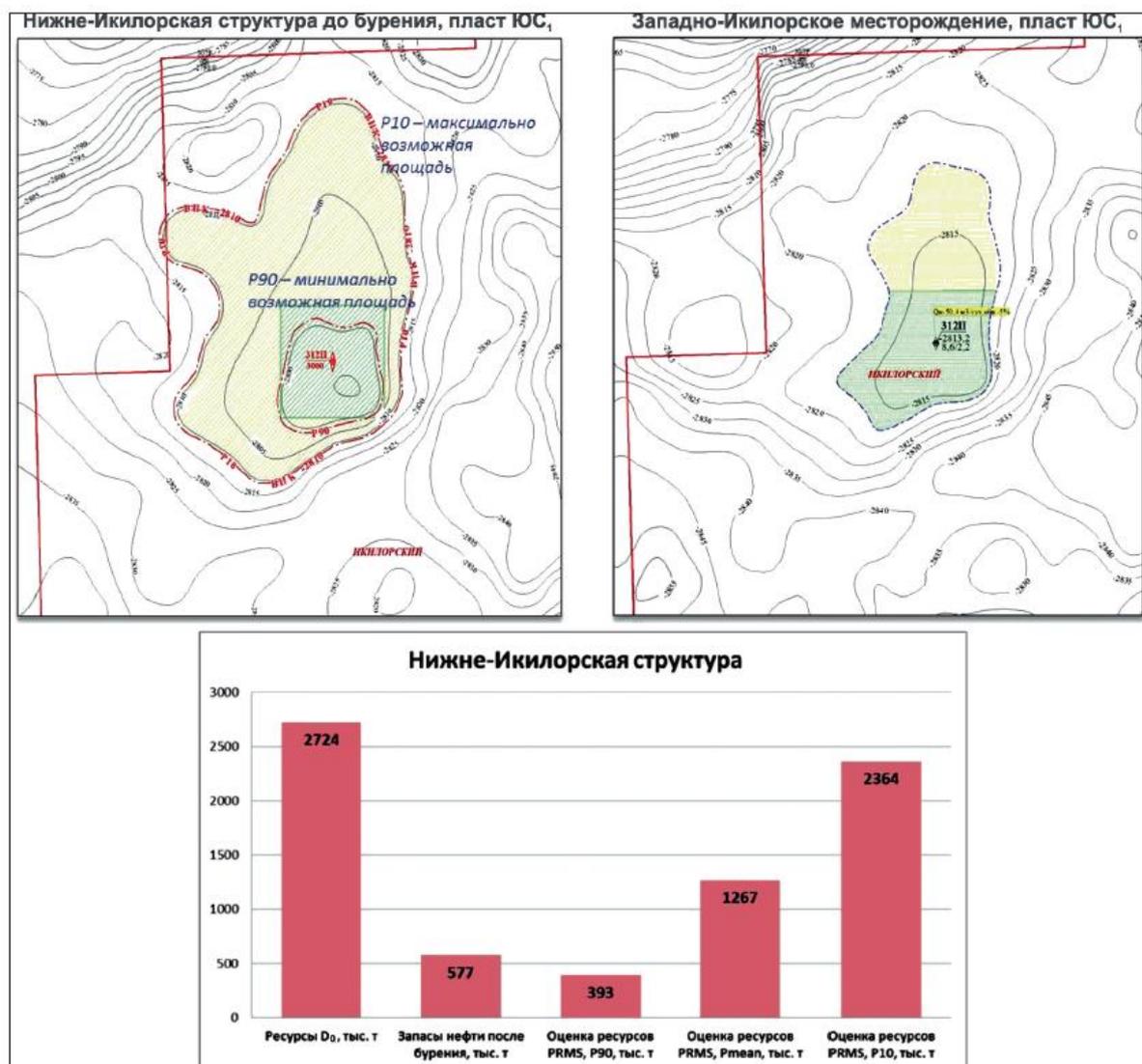


Рисунок 2.16 – Пример результатов поискового бурения на перспективной структуре [147]

Точность определения глубин отражающего горизонта оценивалась путем учета двух способов: эмпирического (по сейсмическим данным) и ретроспективного (по результатам бурения скважин. Коэффициент корреляции зависимости составляет 0.83. Зависимость подтверждаемости структур от точности структурных построений определяется по формуле:

$$Y = \frac{e^{(2,214-0,084\sigma H)}}{e^{(2,214-0,084\sigma H)} + 1}. \quad (11)$$

Рост среднеквадратичной ошибки прогноза глубины сейсмического горизонта приводит к снижению коэффициента подтверждаемости структур бурением (см. Рис. 2.14). Для центральных районов в Западной Сибири предельно допустимая среднеквадратичная ошибка метода МОГТ-2D при оценке точности структурных построений примерно достигает 20-25 м (интервал залегания баженовской свиты и верхнеюрских пластов), что, как видно на рисунке 2.14, по графику она приводит к коэффициенту подтверждаемости структур, равному 0.66. Это означает,

что около трети от общего количества структур, подготовленных в результате сейсморазведки, не будут подтверждены бурением.

Необходимый уровень среднеквадратической погрешности в условиях Западной Сибири (5 м), при котором по теории погрешностей обнаружение структуры амплитудой 10 м обеспечивается вероятностью 90% (прямоугольное распределение плотности вероятностей), очень трудно достигать даже посредством применения инновационных технологий полевых сейсморазведочных работ и передовых методов обработки и интерпретации данных [73]. Точность определения глубин отражающего горизонта значительно снизилась с 28 до 1,5 метров благодаря усовершенствованным полевым сейсмическим технологиям, современной обработке данных и алгоритмическим усовершенствованиям. Разброс точек на графике скорее всего объясняется тем, что оценка среднеквадратичной погрешности прогноза глубин ОГ в отчетах геофизических компаний приводится в пределах всей площади сейсморазведочных работ, а не в контуре подготовленной структуры, что свидетельствует о наличии локальных зон неоднородности сейсмогеологических условий.

Зависимость подтверждаемости структур от плотности сейсмических профилей характеризуется нелинейной связью, коэффициент корреляции $r = 0,85$. Уравнение регрессии выражается следующей формулой:

$$Y = \frac{e^{(2,477-0,556v)}}{e^{(2,477-0,556v)} + 1}. \quad (12)$$

Как показано на графике, с увеличением плотности профилей величина коэффициента подтверждаемости уменьшается (см. Рис. 2.14). Кажущееся противоречие здравому смыслу можно объяснить тем, что с конца 80-х годов наблюдается тенденция по уменьшению размеров вводимых в поисковое бурение локальных структур. Во всей анализируемой выборке площади локальных структур изменяются в широком диапазоне от 0,5 до 98 км². При этом количество структур с площадями до 40 км² составляет 107. Для установления более четкой зависимости подтверждаемости структур от плотности сейсмических профилей целесообразно выполнить разделение структур на классы по величине площади. Итоговая гистограмма распределения площадей локальных структур, разделенными на два класса: площадью структур до 10 км² и площадью структур более 10 км² (Рис. 2.17), показывает различные зависимости подтверждаемости структур, таким образом, что с повышением плотности сети профилей повышается степень подтверждаемости структур (Рис. 2.18, 2.19).

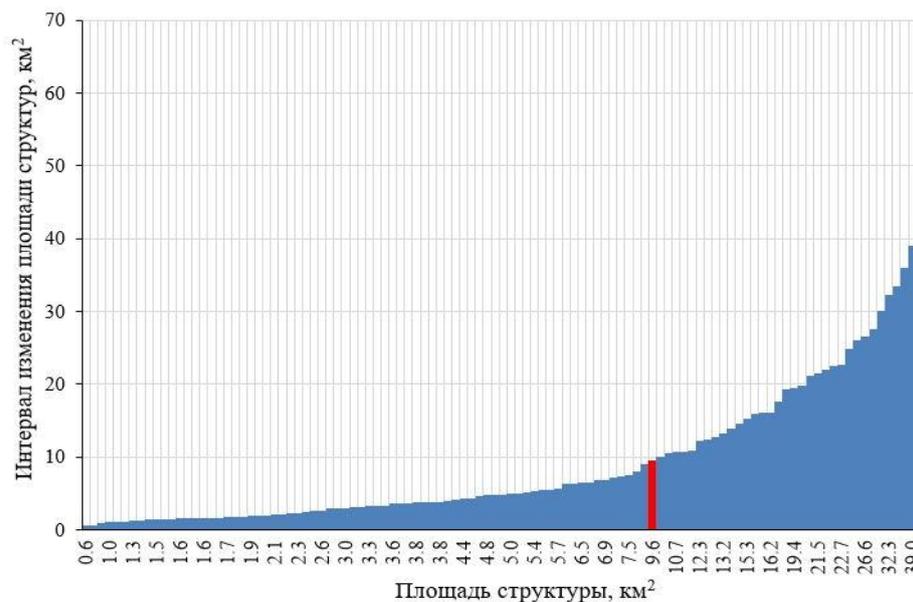


Рисунок 2.17 – Характер распределения площадей локальных структур (красная линия – граничное значение площади 10 км²) [101]

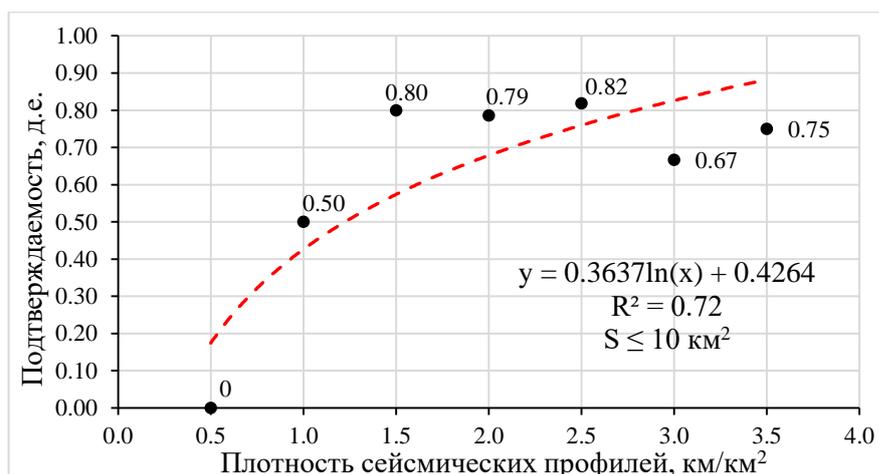


Рисунок 2.18 – Зависимость подтверждаемости структур площадью до 10 км² от плотности сейсмических профилей [101]

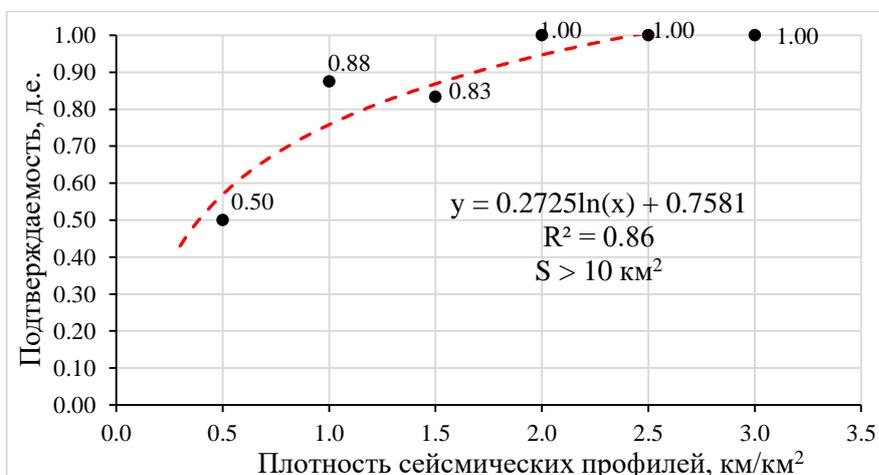


Рисунок 2.19 – Зависимость подтверждаемости структур площадью более 10 км² от плотности сейсмических профилей [101]

Именно плотность сейсморазведочных работ является определяющей при прогнозе размеров выявляемых перспективных объектов (структур, ловушек). Практика поисковых работ на территории Западной Сибири свидетельствует о том, что сейсморазведка методом 2D выполняется, в основном, сетью сейсмопрофилей среднее расстояние между которыми составляет 1-2 км. При этом минимальный размер выявляемых ловушек составляет около 4 км². При заданных средних значениях подсчетных параметров, ловушки такого размера могут содержать около 0.6-0.8 млн. т. геологических ресурсов нефти. Величина плотности сейсмических профилей МОГТ 2D по изученным структурам нашей выборки изменяется от 0.5 до 4 км/км². Существуют разные методы оценки рациональной плотности сети сейсмопрофилей, при которых структуры могут картироваться достаточно надежно [59, 104]. Ранее выполненными в «Тюменьнефтегеофизике» (Н.Н. Туманов, 1989 г.) исследованиями было определено, что плотность сети профилей выше 1,5 км/км² для структурных построений является избыточной и не увеличивает точность метода [91]. Корреляционный анализ сопоставления плотности сейсмических профилей с погрешностями структурных построений, но уже в условиях территории Пермского края на примере структур Башкирского свода, показывает противоположные выводы о возможной подготовке сейсморазведкой МОГТ-2D мелких локальных поднятий – увеличение плотности сети профилей снижает величину ошибок сейсмических построений [154]. Плотность сейсмических профилей при этом изменяется в более высоком диапазоне 2 – 7 км/км², но в большинстве случаев однозначно сейсморазведка МОГТ-2D не позволяет подтвердить существование структур, поскольку погрешность структурных построений превышает размеры исследуемых объектов, и рекомендуется проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D [154].

Для надежного выделения структур по ОГ необходимо стремиться методически правильно подходить к выбору рациональной плотности сети профилей, которая должна в полной мере учитывать информацию по морфологии объектов (размеры, ориентация, и др.) [216, 217]. Для картирования антиклинальных локальных структур и поиска месторождений углеводородов необходима оптимальная система наблюдений, учитывающая характеристики сети профилей. Описание объекта включает как интегральные (форма, структура), так и дифференциальные (изменчивость) параметры [218].

В рамках анализируемой выборки структур дополнительно оценивалось влияние следующих параметров сети сейсмических наблюдений на подтверждаемость структур бурением:

- угол между длинной осью структуры и секущими ее сейсмическими профилями ($\alpha_{\text{ПР}}$, в градусах);
- средний угол между сейсмическими профилями в контуре структуры (φ , в градусах).

Кроме того, выполнялась оценка влияния комплексных параметров на подтверждаемость бурением структур, таких как: коэффициент удлинения структур (a/b), отношение амплитуды структур к среднеквадратичной погрешности метода (A/σ_H), отношение амплитуды структур к площади структур (A/S), отношение плотности профилей к площади структур (v/S).

Зависимость подтверждаемости структур от угла между длинной осью структуры и секущими сейсмическими профилями – нелинейная (Рис. 2.20). Подтверждаемость структур выше 0.80 наблюдается при угле α_{PP} от 80 до 90 градусов. Подтверждаемость незначительно снижается до 0.86 при углах от 90 до 95 градусов. Высокая подтверждаемость отмечается при углах в диапазоне 105-135 градусов, при этом угол 90 градусов теоретически обеспечивают наибольшую эффективность сейсморазведки. Наблюдаемые на графике скачки влияния угла на подтверждаемость структур, объясняются статистически неоднородной выборкой, включающей в т.ч. изометричные структуры, по которым оценка угла может варьировать из-за неточного направления длинной оси в пространстве. Поэтому для более надежной статистической оценки влияния угла α_{PP} на подтверждаемость, отдельно построен график только по выборке брахиантиклинальных и линейных структур (Рис. 2.21). Коэффициент корреляции $r = 0,93$, что говорит о высокой информативности параметра при оценке эффективности подготовки структур. Уравнение регрессии описывается следующей формулой:

$$y = 0.0000007\alpha_{PP}^3 - 0.0003602\alpha_{PP}^2 + 0.0514239\alpha_{PP} - 1.3466482. \quad (13)$$

Сейсмические профили на структурах иногда значительно отклоняются в плане, нарушая ортогональность, даже при учете того, что подготовка локальных поднятий требует, как минимум два пересекающихся профиля. По всем структурам средний угол между профилями варьирует довольно широко - от 70 до 110 градусов. На графике (см. Рис. 2.20) отмечается четкий максимум подтверждаемости структур (0,86) в диапазоне изменения угла 85-90 градусов. При снижении или повышении среднего угла более чем на 5 градусов от угла в 90 градусов, как видно на графике, это приводит к снижению подтверждаемости структур. Подобное резкое изменение коэффициента подтверждаемости структур, особенно с 0,86 до 0,67, обусловлено тем, что вероятность подтверждаемости структуры зависит также от других параметров выборки, в частности – от расстояний между секущими и продольными профилями, отношений размеров объектов (структур) и расстояний между профилями. Наиболее значительное влияние угла между профилями на эффективность подготовки структур сейсморазведкой, если расстояния между секущими и продольными профилями примерно равны друг другу. График на рис. 2.22 демонстрирует существенную разницу в подтверждаемости структур при регулярной (квадратной) сети профилей. Коэффициент корреляции полиномиальной функции $r = 0,96$, параметр угла между сейсмическими профилями оценивается как высокоинформативный.

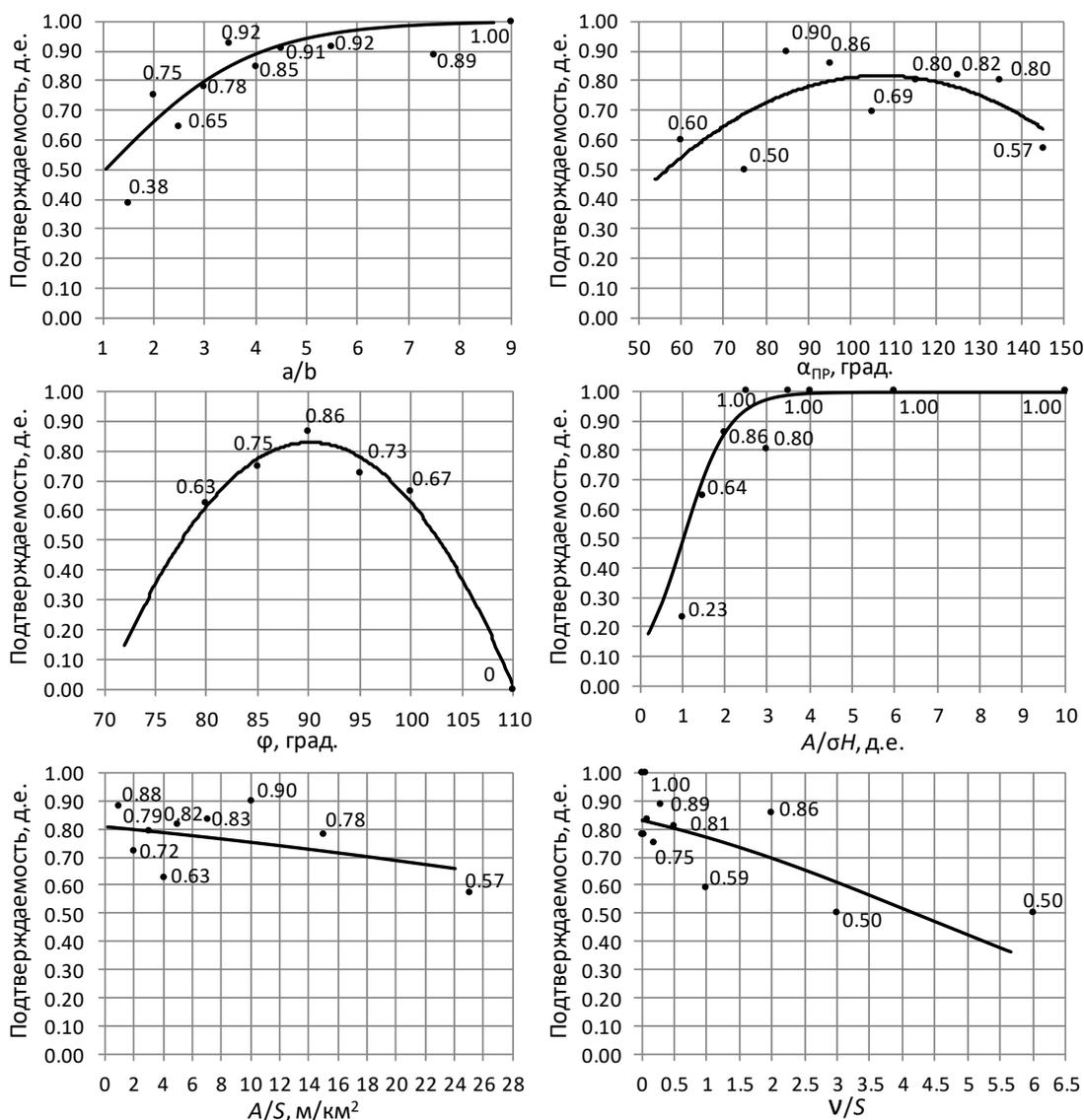


Рисунок 2.20 – Зависимости подтверждаемости структур от соотношений параметров структур, систем наблюдений [101]

Формула уравнения регрессии следующая:

$$y = -0.001995\varphi^2 + 0.360074\varphi - 15.482738. \quad (14)$$

Увеличение коэффициента удлинения структур ($K_{удл}$), определяемого отношением длин большой a и короткой b осей, ведет к повышению коэффициента подтверждаемости (см. Рис. 2.20). Примерно половина изученных линейных структур имеет амплитуды от 20 до 75 метров, высокая подтверждаемость их объясняется формированием таких структур под влиянием тектонических разломов. Коэффициент корреляции $r = 0,85$, что говорит о высокой информативности параметра при оценке эффективности подготовки структур. Уравнение регрессии описывается формулой:

$$y = \frac{e^{(-0,767+0,71\frac{a}{b})}}{e^{(-0,767+0,71\frac{a}{b})} + 1}. \quad (15)$$

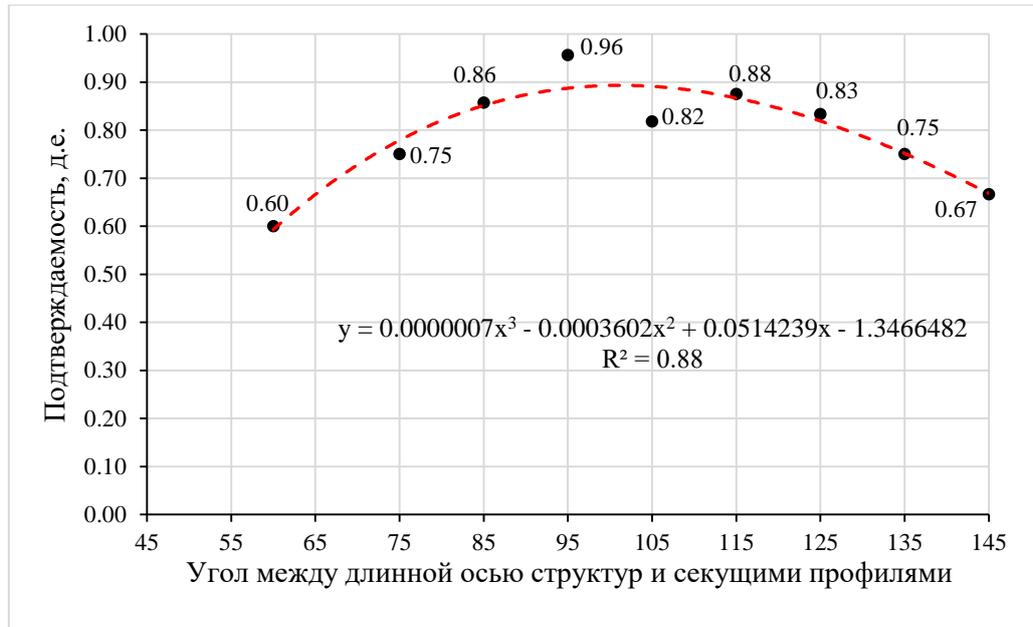


Рисунок 2.21 – Зависимость подтвержденности структур от угла между длинной осью и секущими их профилями [101]

При оценке качества подготовки объектов сейсморазведкой, надежной считается структура, у которой прогнозная амплитуда A как минимум в два раза превышает среднеквадратичную погрешность σ_H [136]. По представленному графику (см. Рис. 2.20) с ростом величины параметра A/σ_H , определяемого отношением амплитуды структур к среднеквадратичной погрешности возрастает коэффициент подтвержденности структур. Коэффициент корреляции логарифмической функцией достаточно высокий ($r = 0.73$). Зависимость подтвержденности структур от параметра A/σ_H выражается следующей формулой:

$$y = \frac{e^{(1,865 \frac{A}{\sigma_H} - 1,896)}}{e^{(1,865 \frac{A}{\sigma_H} - 1,896)} + 1}. \quad (16)$$

Влияние параметра отношения амплитуды к площади структур имеет обратную связь с подтвержденностью, что объясняется разбросом величины площади всех структур. Как видно на графике, наблюдается большая дисперсия отклонений фактических значений коэффициента подтвержденности (см. Рис. 2.20). Почти треть структур от объема выборки характеризуются площадями более 10 км^2 , с экспонентным возрастанием размеров до максимальной площади 98 км^2 . Для надежной оценки влияния параметра A/S на эффективность подготовки структур сейсморазведкой построен график, включающий наиболее представительную статистически однородную выборку структур площадью до 10 км^2 (Рис. 2.23). При отношении амплитуды к площади структур от 5 и более отмечается достаточно высокая подтвержденность структур (0,7 и выше). Данный параметр напрямую влияет на эффективность подготовки структур к бурению.

Коэффициент корреляции логарифмической функцией $r = 0.93$. Зависимость подтверждаемости структур от параметра A/S выражается следующей формулой:

$$y = 0.2486 \ln\left(\frac{A}{S}\right) + 0.2882 \quad (17)$$

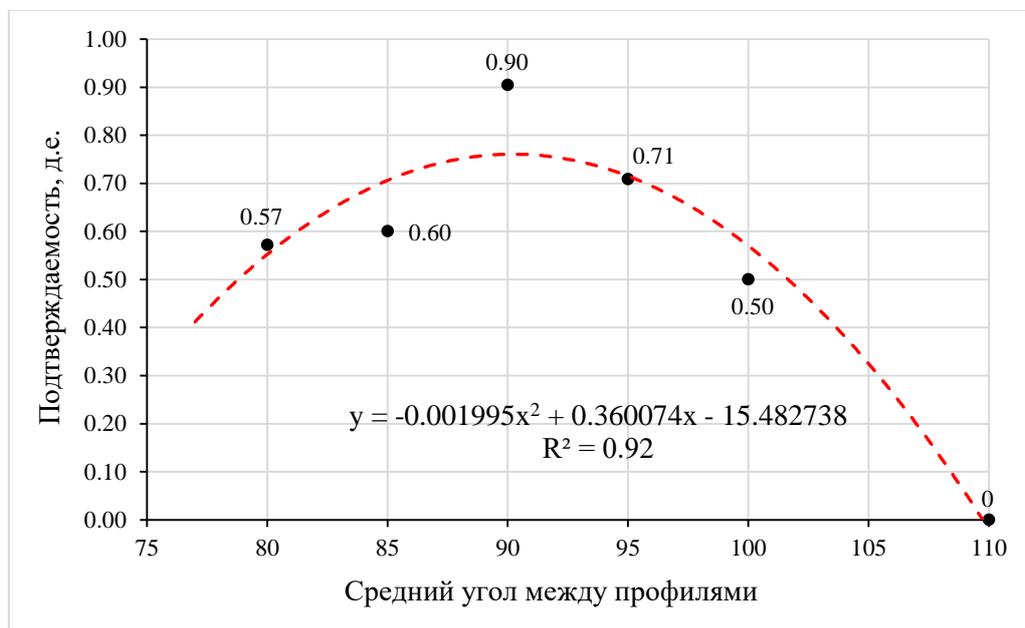


Рисунок 2.22 – Зависимость подтверждаемости структур от среднего угла между профилями регулярной сети наблюдений [101]

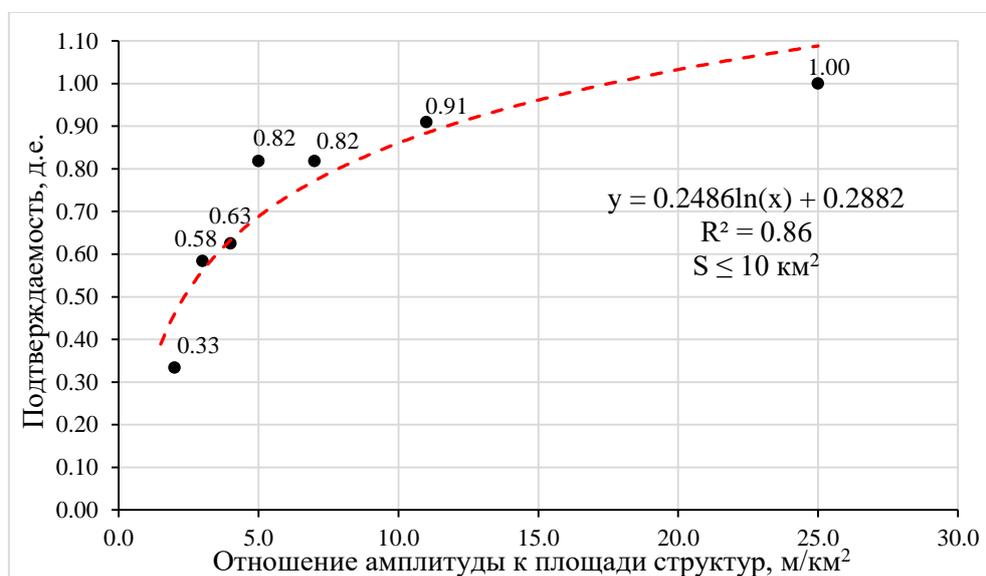


Рисунок 2.23 – Зависимость подтверждаемости структур от отношения амплитуды к площади (класс структур площадью до 10 км^2) [101]

Также была выполнена оценка влияния отношения плотности сети профилей к площади структур. На показанном графике с увеличением данного параметра величина коэффициента подтверждаемости уменьшается, что также, как и в случае оценки влияния параметра A/S объясняется разбросом величины площади всех структур (см. Рис. 2.20). В классе структур площадью до 10 км^2 прослеживается тенденция роста их подтверждаемости с повышением

плотности сети профилей. При соотношении v/S более 1,4 подтверждаемость структур повышается до 0,8 и более (Рис. 2.24). Данный параметр также напрямую влияет на эффективность подготовки структур к бурению. Коэффициент корреляции равен 0.94. Зависимость подтверждаемости структур от параметра v/S выражается следующей формулой:

$$y = 0.1927 \ln\left(\frac{v}{S}\right) + 0.7578 \quad (18)$$

Влияние на эффективность ГРП могут оказывать и случайные успехи в открытии месторождений УВ, геологическое строение. Так, в пределах Среднеобской НГО, на ранних этапах освоения в 1960 – 1970-е годы были открыты залежи в таких крупных многопластовых месторождениях, как Самотлорское, Лянторское, Малобалыкское, Федоровское, и приуроченных к высокоамплитудным антиклинальным структурам. Говоря о степени разведанности, даже близкорасположенные территории исследований могут резко отличаться. Опыт показывает, что при повышении разведанности территорий показатели эффективности ГРП сначала растут, а затем последует их снижение. С учетом воздействия всех факторов, определяющих геологические условия необходимые для наличия залежей УВ, эффективность геологоразведочных работ в пределах разных изучаемых территорий будет существенно различаться, даже при использовании близких по параметрам технологий сейсморазведочных работ на поисковом этапе.

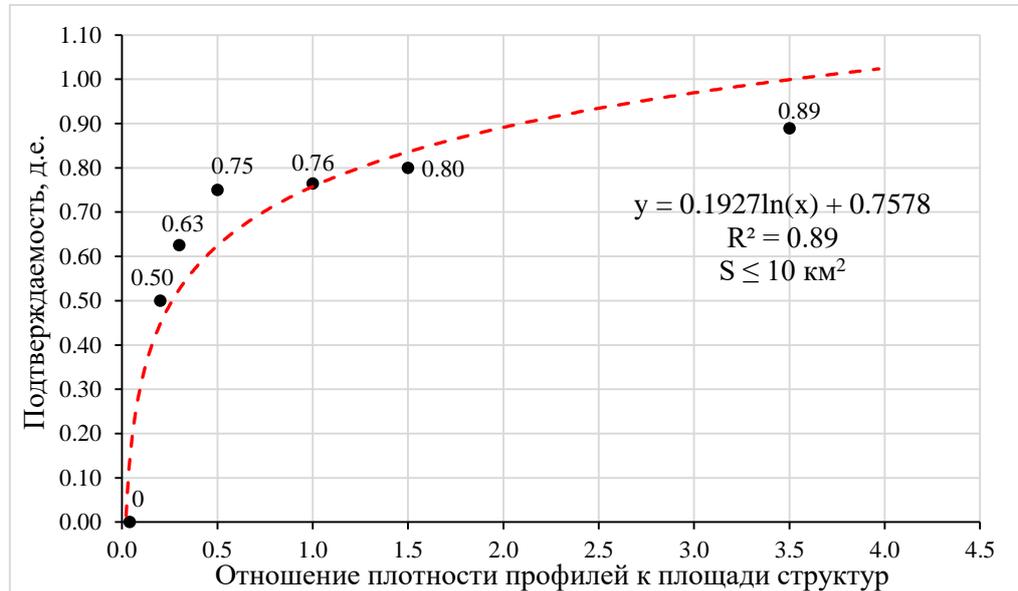


Рисунок 2.24 – Зависимость подтверждаемости структур от отношения плотности профилей к площади (класс структур площадью до 10 км²) [101]

Поэтому из вышесказанного следует, что необходимо оценивать геологическую эффективность поисков месторождений нефти и газа с позиции обоснования оптимальных технологических решений путем повышения точности и достоверности результатов

сейсморазведочных работ. За исследуемый период с 1970 – 2016 на территории Среднеобской нефтегазоносной области были проведены региональные и поисковые сейсморазведочные работы методом МОГТ-2D, отмечено применение невзрывных источников возбуждения, полевых цифровых регистрирующих систем, методики работ ВСП, осуществляются сейсморазведочные работы повышенной кратности [5].

На достоверность результатов сейсморазведочных работ по подготовке структур к бурению, в частности на точность структурных построений влияет верхняя часть разреза (ВЧР), особенно на площадях северных районов Западной Сибири [89]. В Пермском крае, где подготавливаются сейсморазведкой все чаще малоамплитудные структуры, эффективность подготовки структур в значительной мере зависит от различных условий, одним из которых наиболее значимым установлено что является сложность строения ВЧР (для Башкирского свода выше влияние чем для структур Бымско-Кунгурской впадины) [44]. Проблема учета влияния верхней части разреза в Среднем Приобье по сейсмическим данным имеет свои особенности, связанные с изменением геологических и поверхностных условий, что затрудняет стандартную работу по корректному учету поверхностных неоднородностей и в конечном итоге может привести к неоднозначным геологическим результатам, объективно рассматривалась во многих работах [72, 78, 79, 80]. Отчасти, системы наблюдений МОВ-ОГТ направлены на изучение строения глубоких горизонтов, а не границ ВЧР, создавая некоторый дефицит информации о ней [72]. Далее, в Таблице 2.2 представлены результаты по сопоставлению показателей априорных оценок качества сейсморазведочных работ геофизических предприятий ОАО «Хантымансийскгеофизика», ОАО «Тюменнефтегеофизика» и ЗАО «Башнефтегеофизика» в период 1970–2016 гг. [90]. По каждой структуре определены коэффициенты качества сейсморазведочных работ ($K_{\text{кач}}$), учета верхней части разреза ($K_{\text{вчр}}$), прогнозной оценки погрешности структурных построений, а также площади структур. Высокие значения коэффициентов подтверждаемости структур ($K_{\text{подтв}}$) говорят в целом об эффективном применении технологии и методики сейсморазведочных работ организаций ОАО «Тюменнефтегеофизика» и ЗАО «Башнефтегеофизика» при подготовке к бурению структур, однако для малоамплитудных и малоразмерных по площади структур, находящихся на грани разрешающей способности сейсморазведки МОГТ-2D требуется дальнейшее технико-методическое совершенствование [90].

По тектонической приуроченности в пределах структур крупного ранга в количественном соотношении подтвержденные малоамплитудные структуры не тяготеют четко к одному классу (Таблица 2.3). По форме удлиненности локальные структуры больше сконцентрированы в пределах Нижневартовского свода (коэффициент удлинения в диапазоне 1.72-8.67), Сургутского

свода (коэффициент удлинения изменяется в диапазоне 1.36-8.33) и Пякупурского мегапрогиба с коэффициентами удлинения структур в диапазоне 1.58-7.25.

Таблица 2.2 – Сводная характеристика степени качества подготовки малоамплитудных структур опоискованных бурением по геофизическим компаниям

<i>Организация</i>	<i>Средний коэффициент учета ВЧР</i>	<i>Средняя точность структурных построений, м</i>	<i>Средний коэффициент качества</i>	<i>Площади структур, км²</i>	<i>K_{подтв}</i>
ЗАО "БНГФ"	1.00	3.9	0.95	5 - 21	0.75
ОАО "ТНГФ"	0.70	6.2	0.95	1.5 - 7.1	0.86
ОАО "ХМГ"	0.36	11.1	0.91	1.2 - 41.3	0.74

Таблица 2.3 – Количественное распределение малоамплитудных структур по приуроченности к тектонике и их подтверждаемость

<i>Тектоническая структура I-го порядка</i>	<i>Минимальная амплитуда, м</i>	<i>Максимальная амплитуда, м</i>	<i>Минимальная площадь, км²</i>	<i>Максимальная площадь, км²</i>	<i>Минимальный коэффициент Кудл</i>	<i>Максимальный коэффициент Кудл</i>	<i>K_{подтв}</i>
Нижневартовский свод	8	27	1.05	26.62	1.72	8.67	0.67
Пякупурский мегапрогиб	7	30	2.26	41.33	1.58	7.25	0.81
Северо-Вартовская мегатерраса	10	30	5.39	26.12	1.20	5.00	0.75
Сургутский свод	10	24	1.47	7.14	1.36	8.33	0.85
Юганская мегавпадина	7	26	1.31	22.44	1.26	4.40	0.67

2.6. Прогноз подтверждаемости структур

При ранжировании структур для глубокого поискового бурения следует учитывать качество подготовки их сейсморазведкой. Для этого необходимо определить геологические и геофизические параметры, влияющие на эффективность подготовки. Математическая статистика может использоваться для прогнозирования с использованием накопленных данных и снижения неопределенности по мере роста знаний. На хорошо изученных территориях из-за обилия информации наиболее подходят вероятностные и статистические методы, в то время как малоразмерные и малоамплитудные структуры требуют универсальных подходов к их поиску.

Поскольку достоверность прогноза структур зависит от большого числа параметров качества подготовки сейсморазведкой, целесообразно использовать методику многомерного регрессионного анализа. Многомерный регрессионный анализ проведен по 96 разбуренным

структурам амплитудой до 35 м с известными результатами подтверждаемости и полным набором всех оценок параметров [101].

Построение модели с множеством параметров начинается с определения влияния каждого из них в отдельности, а также оценки совокупного их воздействия на моделируемый показатель [4, 52, 69, 74, 149, 178].

Вначале были рассчитаны парные коэффициенты корреляции между параметрами для выполнения основного условия применения методики многомерного анализа – исключение параметров, находящихся между собой в точной функциональной линейной зависимости (коэффициент корреляции от 0.7 и выше), поскольку это может повлечь за собой неустойчивость и ненадежность оценок коэффициентов регрессии. В множественной регрессии приоритет отдается параметру, наиболее тесно связанному с результатом, но наименее связанному с другими параметрами, что показывает конкретное изучение сложных связей при независимости параметров.

В работах по анализу информативности показателей надежности выделения структур на разных территориях отмечается, что ни по одному отдельному параметру однозначно разделить структуры на подтвержденные и неподтвержденные не представляется возможным. На примере Бымско-Кунгурской впадины (Пермская область) для обоснования построения геолого-математических моделей прогноза подтверждаемости структур была применена методика линейного дискриминантного анализа с учетом разных сочетаний показателей, таких как амплитуда, площадь структуры, расчетная погрешность сейсмических построений, и др. по результатам которой удалось классифицировать структуры по степени подтверждаемости [182].

Для прогнозирования подтверждаемости структур от комплекса геолого-геофизических параметров использовался многомерный логистический регрессионный анализ [101]. В отличие от линейного дискриминантного анализа (ЛДА) логистическая регрессия обладает рядом преимуществ. Например, отсутствие однородности ковариаций, а также требования нормального распределения множества независимых переменных-параметров. Значимое преимущество использования логистической регрессии для исследований в данной работе – это возможность его применения при сильном различии в объемах выборок классов, что позволяет более надежно по сравнению с ЛДА решать задачу по распознаванию объектов при прогнозе, поскольку функция – нелинейная [101]. В многомерном регрессионном анализе участвовало 74 подтвержденных и 22 неподтвержденных структуры бурением. Объемы выборок: 77% и 23% соответственно.

Вероятность наступления события для некоторого случая (структура подтвердится или не подтвердится) рассчитывается по формуле:

$$P_c = \frac{e^z}{1+e^z}, \quad (19)$$

где $z = B_1X_1 + B_2X_2 + \dots + B_nX_n + a$, X – значения независимых переменных; B – коэффициенты, расчет которых является задачей бинарной логистической регрессии; a – константа (свободный член).

Построение уравнения множественной регрессии выполнялось посредством шагового регрессионного анализа. На первом шаге включается наиболее значимый параметр-предиктор с максимальным коэффициентом корреляции связи с зависимой переменной. Далее в уравнение последовательно (в порядке убывания значения коэффициента корреляции) включаются остальные параметры при условии, что коэффициент корреляции между зависимой и независимой переменной $r \geq 0,7$. Были вычислены коэффициенты корреляции влияния ряда геолого-геофизических параметров на подтверждаемость структур (табл. 2.4).

Вся выборка, включающая 96 локальных структур, наиболее изученных и опосредованных бурением, была разделена на два класса по величине площади структур. Первый класс ($S \leq 10$ км²) включает 71 структуру, второй класс ($S > 10$ км²) включает 25 структур (см. приложение С). Использование многомерного логистического регрессионного анализа позволяет выполнить разделение структур первого и второго классов на подтвержденные и неподтвержденные, учитывая множество геологических и геофизических параметров для обеспечения высочайшей статистической надежности построения прогнозных моделей. Были рассмотрены различные возможные многомерные регрессионные зависимости подтверждаемости структур от наборов параметров структур, систем наблюдений с использованием их разных сочетаний и количества в прогнозных уравнениях. Результаты приведены в таблицах 2.5 и 2.6. На основании статистического анализа для прогноза подтверждаемости структур выбраны прогнозные модели варианта 7.

Таблица 2.4 – Оценка влияния геолого-геофизических параметров на подтверждаемость структур

№ п/п	Параметр структуры, параметр системы наблюдений (обозначение)	Название параметра структуры, параметра системы наблюдений	Тип аппроксимирующей функции зависимости	Тип связи	Коэффициент корреляции r	Наличие парной корреляции и с другими параметрами ($r \geq 0.7$)
1	A, м	амплитуда структур	логарифмическая	прямая	0.90	-
2	S, км ²	площадь структур	логарифмическая	прямая	0.86	a ($r=0.94$), b ($r=0.73$)
3	ν , км/км ²	плотность профилей	логарифмическая	прямая	0.85	-
4	σ_H , м	среднеквадратичная погрешность	логарифмическая	обратная	0.82	-

5	a, км	длинная ось структур	логарифмическая	прямая	0.94	S (r = 0.94)
6	b, км	короткая ось структур	логарифмическая	прямая	0.36	S (r = 0.73)
7	a/b, д.е.	коэффициент удлинения структур	логарифмическая	прямая	0.85	-
8	$\alpha_{\text{ПР}}$, град.	угол между длинной осью структур и секущими профилями	полиномиальная	прямая и обратная	0.94	-
9	ϕ , град.	угол между профилями	полиномиальная	прямая и обратная	0.96	-
10	A/ σH , д.е.	отношение амплитуды структур к среднеквадратичной погрешности	логарифмическая	прямая	0.73	-
11	A/S, м/км ²	отношение амплитуды структур к площади структур	логарифмическая	прямая	0.93	-
12	v/S	отношение плотности профилей к площади структур	логарифмическая	прямая	0.94	-

Таблица 2.5 – Обоснование использования комплекса геолого-геофизических параметров при прогнозе подтверждаемости структур первого класса ($S \leq 10 \text{ км}^2$)

№ варианта модели прогноза	Включенные в модель параметры структур, системы наблюдений	Коэффициент детерминации R^2	Процент верно распознанных подтвержденных структур	Процент верно распознанных неподтвержденных структур	Общий процент верно распознанных структур
1	A, v/S, ϕ , σH , a/b	0.73	84.6	78.9	83.1
2	A, v/S, ϕ , σH , a/b, $\alpha_{\text{ПР}}$	0.73	86.5	84.2	85.9
3	A, v/S, ϕ , σH	0.59	90.4	52.6	80.3
4	A/S, v, ϕ , σH , $\alpha_{\text{ПР}}$	0.49	94.2	42.1	80.3
5	v/S, A/ σH , ϕ , $\alpha_{\text{ПР}}$	0.56	90.4	52.6	80.3
6	A, S, σH , v	0.56	90.4	47.4	78.9
7	A, S, σH , v, a/b, ϕ , $\alpha_{\text{ПР}}$	0.76	88.5	89.5	88.7

Таблица 2.6 – Обоснование использования комплекса геолого-геофизических параметров при прогнозе подтверждаемости структур второго класса ($S > 10 \text{ км}^2$)

№ варианта модели прогноза	Включенные в модель параметры структур, системы наблюдений	Коэффициент детерминации R^2 модели прогноза	Процент верно распознанных подтвержденных структур	Процент верно распознанных неподтвержденных структур	Общий процент верно распознанных структур
1	A, v/S, ϕ , σH , a/b	0.76	95.5	33.3	88.0
2	A, v/S, ϕ , σH , a/b, $\alpha_{\text{ГР}}$	0.76	95.5	33.3	88.0
3	A, v/S, ϕ , σH	0.71	95.5	0.0	84.0
4	A/S, v, ϕ , σH , $\alpha_{\text{ГР}}$	0.74	95.5	33.3	88.0
5	v/S, A/ σH , ϕ , $\alpha_{\text{ГР}}$	0.72	95.5	33.3	88.0
6	A, S, σH , v	0.69	90.9	0.0	80.0
7	A, S, σH , v, a/b, ϕ , $\alpha_{\text{ГР}}$	0.81	90.9	33.3	84.0

Формулы прогноза подтверждаемости структур $R_{\text{подтв}}$ соответственно для первого класса ($S \leq 10 \text{ км}^2$) и второго ($S > 10 \text{ км}^2$) классов [101]:

$$R_{\text{подтв}} = \frac{e^{0.168A + \frac{1.526a}{b} - 0.08S + 0.073v - 0.383\sigma H + 0.00646\alpha_{\text{ГР}} - 0.018\phi}}{1 + e^{0.168A + \frac{1.526a}{b} - 0.08S + 0.073v - 0.383\sigma H + 0.00646\alpha_{\text{ГР}} - 0.018\phi}} \quad (20)$$

$$R_{\text{подтв}} = \frac{e^{-0.007A + \frac{1.273a}{b} - 0.153S - 4.604v - 0.637\sigma H + 0.12157\alpha_{\text{ГР}} + 0.053\phi}}{1 + e^{-0.007A + \frac{1.273a}{b} - 0.153S - 4.604v - 0.637\sigma H + 0.12157\alpha_{\text{ГР}} + 0.053\phi}} \quad (21)$$

В случае, если значение вероятности подтверждаемости структур $R_{\text{подтв}} \geq 0,5$, прогнозируется высокая вероятность события, что структура подтвердится, если менее 0,5 – низкая вероятность (структура не подтвердится в таком случае). Коэффициент детерминации R^2 для прогнозной модели первого класса составил 0,76, для модели второго класса R^2 равен 0,81.

Далее представлены результаты распознавания при прогнозе структур первого класса по площади. Из общего числа неподтвержденных бурением структур, равного 19, по прогнозу признаны таковыми 17 (89.5%). Остальные две структуры называют "ложно отрицательными"; они были признаны моделью неподтвержденными. Из общего числа подтвержденных структур, равного 52, подтвердились прогнозом 46 (88.5%). Общая процентная доля правильно прогнозируемых структур составляет 88.7%.

Далее представлены результаты распознавания при прогнозе структур второго класса по площади. Из общего числа неподтвержденных бурением структур, в количестве трех, по прогнозу признаны только одна (33.3%). Остальные две структуры признаны моделью неподтвержденными. Из общего числа подтвержденных структур, равного 22, подтвердились прогнозом 20 (90.9%). Общая процентная доля правильно прогнозируемых структур составляет 84%.

Таким образом, разработанная методика прогноза подтверждаемости структур при их подготовке сейсморазведкой МОГТ-2D включает в себя следующие этапы:

1. Формирование выборки эталонных реальных объектов (структур), материал обучения, на котором будут определяться зависимости подтверждаемости структур от различных геолого-геофизических параметров, включающих параметры структур, систем наблюдений;
2. Изучение влияния геолого-геофизических параметров на подтверждаемость структур бурением, включая анализ распределений каждого отдельного параметра;
3. Проведение регрессионного анализа с построением графиков для установления зависимостей подтверждаемости структур от различных геолого-геофизических параметров с оценкой их связей и отбор среди них наиболее статистически-надежных параметров, влияющих на подтверждаемость структур;
4. Проведение многомерного регрессионного анализа для решения задачи по разделению эталонных структур на подтвержденные и неподтвержденные по комплексу геолого-геофизических параметров, оказывающих влияние на подтверждаемость структур;
5. Построение разных вариантов геолого-математических моделей прогноза подтверждаемости структур с пошаговым включением разных параметров и оценка качества статистической связи получаемых многофакторных уравнений. Критерии выбора модели для прогноза подтверждаемости структур – наибольшее качество прогноза (разделение структур на подтвержденные, неподтвержденные по комплексу параметров), высокая степень статистической надежности уравнений, адекватность эталонной и прогнозной выборок (возможность оценки на прогнозной выборке параметров используемой модели, геологическая аналогия, и др.).

Основные результаты по исследованию связи надежности подготовки структур сейсморазведкой с их подтверждаемостью изложены автором и соавторами в ряде публикаций [90, 91, 97, 101, 102].

2.7. Выводы по главе

По результатам анализа геолого-геофизических результатов поиска и разведки локальных структур можно констатировать, что на темпы падения эффективности сейсморазведочных работ наряду с объективными факторами оказывают влияние ряд следующих ошибок, представленных перечнем ниже:

1. Структурный фактор, контролирующий пространственное размещение залежей УВ на территории ХМАО в значительной степени себя исчерпал. Однако сейсморазведочные работы ориентированы преимущественно на выявление ловушек структурного типа. Основная часть невыявленных ресурсов, вероятно, приурочена к ловушкам неструктурного типа. Выявление неструктурных ловушек значительно сложнее, чем обнаружение антиклинальных складок.
2. В интервалах разреза, характеризующихся сложным поведением коллекторов, существующие методы не позволяют с достаточной достоверностью картировать границы литологического выклинивания или замещения коллекторов, что значительно снижает возможности подготовки неструктурных ловушек. Очевидно, назрела острая необходимость в целевой ориентации сейсмических работ на выявление неструктурных элементов (тектонических нарушений, границ выклинивания и замещения коллекторов и т.д.). Выделение зон распространения улучшенных коллекторов также важно для планирования поискового бурения. Решение поставленных задач особенно актуально в настоящее время, т. к. неструктурные факторы контроля пространственного размещения залежей УВ на территории ХМАО становятся доминирующими.

Устранение отмеченных выше недостатков позволит повысить эффективность сейсморазведочных работ по методике МОГТ-2D на поисковом этапе, улучшить структуру фонда перспективных объектов, приведя ее в соответствие реальным перспективам нефтегазоносности территории.

Полученные результаты анализа подтверждаемости структур на территории Среднего Приобья позволяют сделать следующие выводы:

- на эффективность сейсморазведочных работ наибольшее влияние оказывает морфология структур, определяющее значение оказывают амплитуда и соотношение длин осей. Благоприятные перспективы подтверждаемости связаны со структурами, величина амплитуды которых 10-25 м и соотношение размеров длинной и короткой осей – 3:1 и более (линейные структуры). Вероятность поиска таких структур в пределах области остается достаточно высокой;

- простое увеличение плотности сети сейсмопрофилей без совершенствования применяющихся геофизических технологий не эффективно для выявления и подготовки

малоамплитудных структур, необходимо больше внимания уделять повышению точности метода, горизонтальной и вертикальной разрешенности сейсморазведки.

Разработанная методика оценки подтверждаемости структур, подготовленных по данным сейсморазведочных работ МОГТ-2D, основанная на материале ретроспективного анализа изученных реальных объектов (структур), с учетом их геометрических размеров, 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 данной методике впервые учитываются коэффициент удлинения структур, характеризующий форму структур; геометрические характеристики сети сейсмических профилей – угол между длинной осью структур и секущими профилями, угол между профилями, влияющие на подтверждаемость структур. С целью повышения надежности прогноза рекомендуется продолжить исследования с выработкой дополнительных критериев надежности подготовки структур. Созданные в результате данной работы на основе ретроспективного анализа вероятностно-статистические модели прогноза подтверждаемости структур по комплексу геолого-геофизических параметров могут служить основой при разработке новых моделей вероятностно-статистической оценки надежности и критериев кондиционности подготовки структур к бурению на разных по геологическому строению площадях. Кроме того, вероятностно-статистические модели прогноза подтверждаемости структур могут использоваться в комплексной оценке перспектив нефтегазоносности структур, подготовленных сейсморазведкой МОГТ-2D и ранжировании их по степени перспективности до ввода в поисковое бурение.

3. Тектоника и нефтегазоносность локальных структур

3.1. Значение тектоники в исследовании нефтегазоносности локальных структур

Как уже было выше сказано, Среднеобская НГО – один из наиболее изученных геолого-разведочными работами нефтегазодобывающих регионов в пределах Западной Сибири. Значительное число выявленных залежей углеводородов (УВ) в этой области сосредоточено в пластово-сводовых ловушках антиклинального типа, и, кроме того, многие месторождения (Самотлорское, Федоровское и др.) относятся к многопластовым. Основные продуктивные нефтегазоносные комплексы – неокомский, баженовско-абалакский, васюганский и среднеюрский. В условиях высокой разведанности и освоенности недр особую трудность представляет обеспечение прироста запасов нефти и газа за счет поисков и разведки новых месторождений. К настоящему времени на большинстве разбуренных крупных антиклинальных структур уже выявлены месторождения УВ, поэтому основными объектами нефтепоисковых работ на территории Среднеобской НГО стали малоамплитудные и малоразмерные локальные структуры. Несмотря на то, что в регионе выявляются неантиклинальные ловушки с помощью применения методов сейсмостратиграфии, развития прикладных научно-исследовательских работ в этом направлении [84, 115, 137, 164, 192, 198, 241], анализа динамических параметров в комплексе с данными геофизических исследований скважин, изучение нефтегазоносности антиклинальных структур в пределах территории Среднеобской НГО (в особенности благоприятно то, что в количестве около сотни нефтеперспективных объектов связано с ловушками в резервуарах васюганского и баженовского НГК) остается одним из важнейших и приоритетных направлений поисков. Выявление закономерностей строения и размещения малоамплитудных антиклинальных структур, а также их отличия от более крупных локальных структур в южной части Западной Сибири, в частности на территории Среднего Приобья является весьма актуальной задачей.

Генерацию, миграцию и сохранение УВ определяют три главных фактора: тектонический, литологический и геохимический [4]. Для наличия залежей УВ необходимо сочетание всех трех. Ведущее значение тектонического фактора вытекает из характера пространственного размещения нефтегазоносных областей, районов и зон нефтегазонакопления во всех провинциях [187, 188]. В настоящей работе рассматривается тектонический фактор, влияющий на формирование и размещение локальных структур, залежей УВ в них, что важно при оценке ресурсов нефти и газа, а также при выборе наиболее перспективных зон для поиска месторождений. Кроме того, он оказывает влияние на геохимические, гидрогеологические, литофациальные изменения в пластовых резервуарах. Ведь именно одной из причин неполной подтверждаемости перспективных ресурсов является результативность опознания структур [9].

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, разделенные Ярсомовским прогибом, согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (под редакцией В.И. Шпильмана и др., 1998 г.) (Рисунок 3.1). На юге территория исследований ограничивается северной частью Юганской мегавпадины, на северо-востоке – Северо-Вартовской мегатеррассой и Пякупурским мегапрогибом.

3.2. Анализ влияния параметров морфологии структур на их нефтегазоносность

Особенности размещения нефтегазоносности в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне

Западно-Сибирский осадочный бассейн связан с воздействием триасового рифтогенеза [71, 76] и, как следствие, образовался путем нисходящих тектонических движений в результате деструкции земной коры, что определило формирование зон нефтегазоаккумуляции.

Изначально В.С. Сурковым, О.Г. Жеро и др. в Западной Сибири выделялось сравнительно малое число крупнейших грабен-рифтов [76], и только по мере дальнейшего освоения территории выявлено их широкое развитие. С точки зрения Н.Л. Добрецова [71], в Западной Сибири преобладает рассеянный рифтогенез. Всего выделено девять крупных грабен-рифтов, но число рифтоподобных структур и рифтов меньших размеров существенно выше, что и подчеркивает влияние так называемого рассеянного рифтогенеза (Рисунок 3.2).

По мнению разных ученых, грабен-рифты Западной Сибири формировались в течение палеозоя и мезозоя, в то время как регион был вовлечен в глобальный процесс раскола земной коры, охвативший большинство континентов и океанов Земли [2, 3, 76, 201, 205]. Рифты играли большую роль в тектоническом развитии регионов [6, 88, 153, 202, 204, 205].

Прежде всего следует отметить наличие взаимосвязи между аномалиями гравитационного и магнитного полей и структурами осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна, которая была установлена еще во второй половине прошлого столетия [58, 150, 195]. Характер таких совпадений наиболее подробно рассмотрен в статье В. Г. Смирнова [195], в которой было показано, что крупным отрицательным аномалиям гравитационного поля соответствуют крупные (первого порядка) антиклинальные структуры в осадочном чехле, а крупным положительным аномалиям – синклиналильные структуры того же порядка. Для более мелких положительных структур (второго и третьего порядка) взаимосвязь не так однозначна и, если в одних районах имеется четкое совпадение структур с гравитационными или магнитными аномалиями в различных их сочетаниях, то в других – такие совпадения отсутствуют.

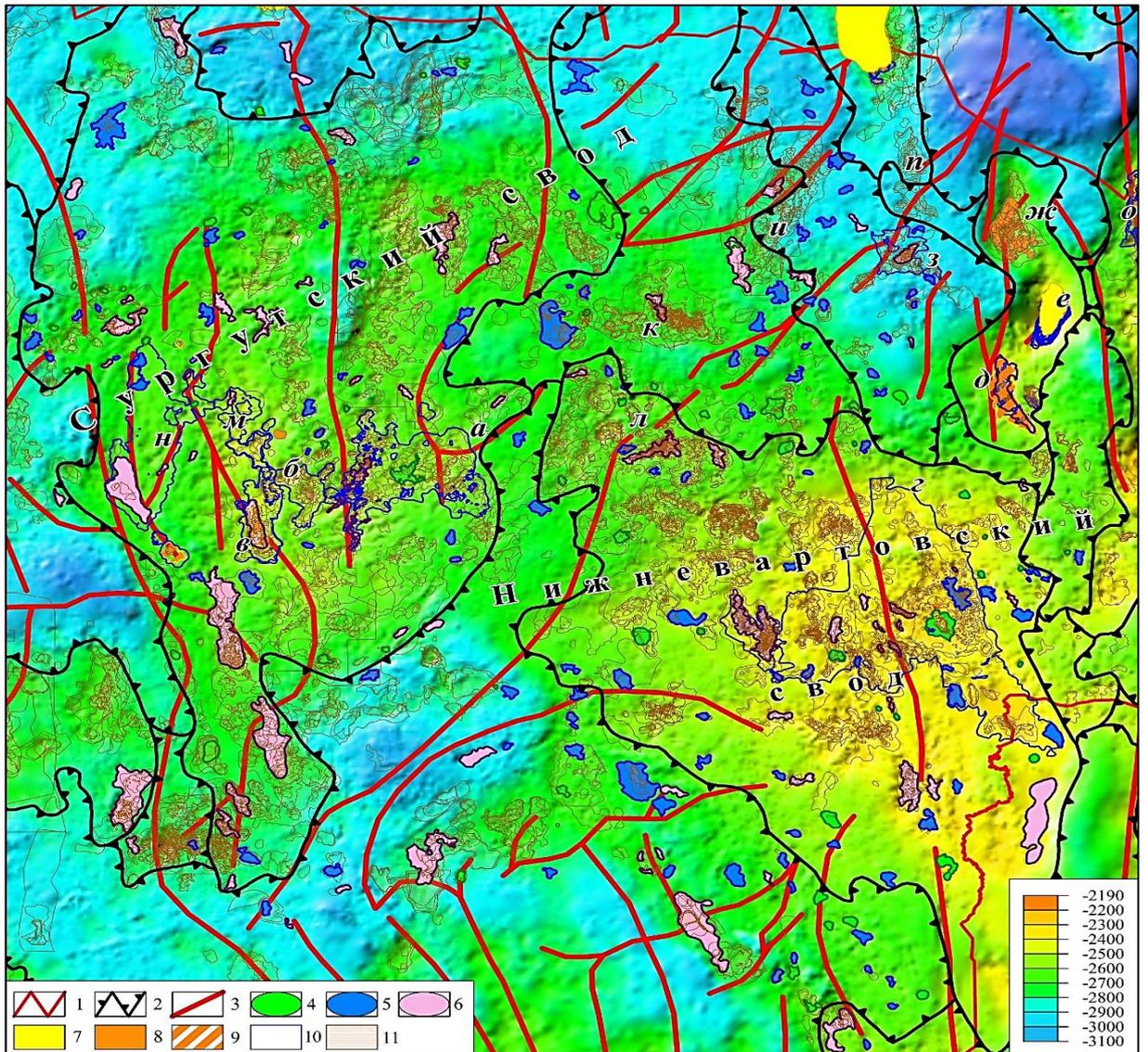
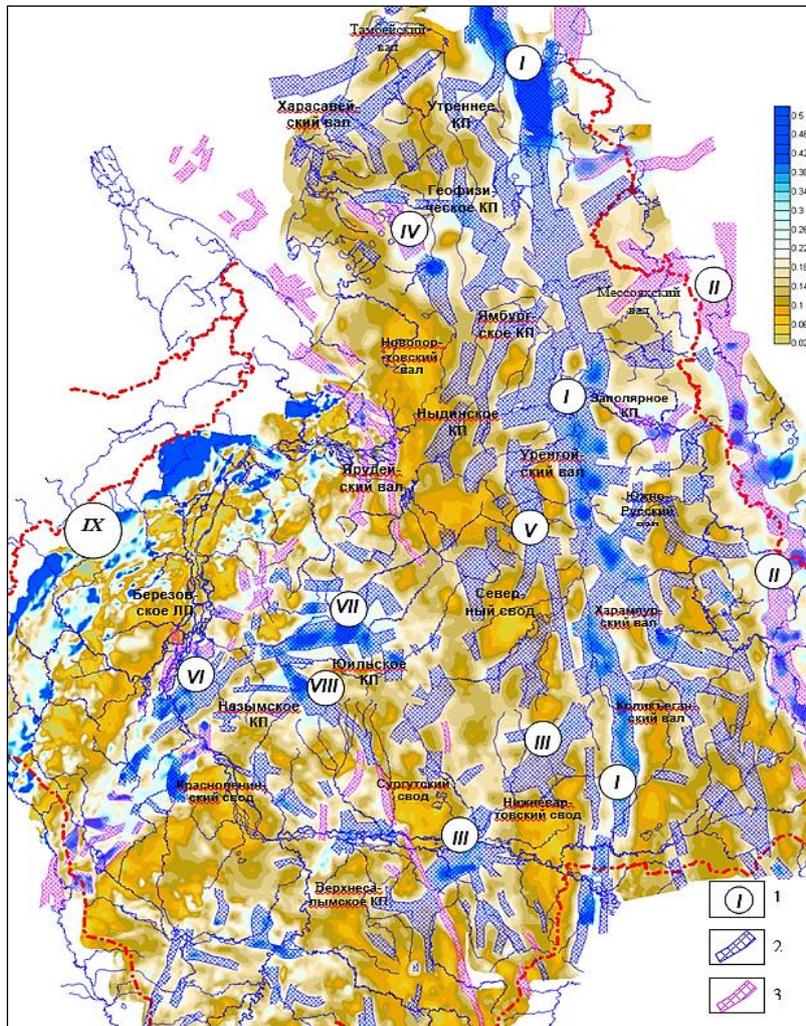


Рисунок 3.1 – Схема расположения локальных структур и структурная карта по отражающему горизонту «Б» на территории Среднего Приобья [94]: 1 – граница Ханты-Мансийского автономного округа – Югры; 2 – границы тектонических элементов I порядка; 3 – глубинные тектонические разломы; 4 – изометричные структуры; 5 – брахиантиклинальные структуры; 6 – линейные структуры; 7 – газовые залежи; 8 – газоконденсатные залежи; 9 – газонефтяные залежи; 10 – нефтегазоконденсатные залежи; 11 – нефтяные залежи.

Месторождения: а) Федоровское нефтегазоконденсатное; б) Яунлорское нефтегазоконденсатное; в) Быстринское нефтегазоконденсатное; г) Самотлорское нефтегазоконденсатное; д) Ваньеганское нефтегазоконденсатное; е) Варьеганское нефтегазоконденсатное; ж) Северо-Варьеганское газонефтяное; з) Западно-Варьеганское нефтегазоконденсатное; и) Повховское нефтяное; к) Ватьеганское нефтяное; л) Покачевско-Урьевское нефтяное; м) Вачимское нефтегазоконденсатное; н) Лянторское нефтегазоконденсатное; о) Тагринское нефтегазоконденсатное; п) Вынгапууровское нефтегазоконденсатное



- 1 - крупные грабен-рифты
 2 - положительные аномалии потенциальных полей (рифтогенные структуры)
 3 - положительные аномалии потенциальных полей (рифтоподобные структуры)

Наиболее крупные рифты:
 I – Уренгойско-Колтогорский
 II – Худосейский
 III – Аганский
 IV – Ямальский
 V – Хадуттейский
 VI – Шеркалинский
 VII – Казымский
 VIII – Кельсинский
 IX – Восточно-Уральская система рифтов

Рисунок 3.2 – Карта размещения грабен-рифтов Западной Сибири (цветная подложка – карта комплексного параметра потенциальных полей – нормированные и суммарные магнитное и гравитационное поля; И.В. Косарев) [168]

В гравитационном поле рифты, рифтоподобные структуры отображаются линейными осевыми аномалиями максимумов, в магнитном поле – аномалиями максимумов и минимумов, что связано с наличием эффузивных основных, ультраосновных пород, поступивших в земную кору с верхней мантии.

Не вдаваясь в различные точки зрения на генезис образования нефти и газа – осадочно-миграционная (В.П. Гаврилов, П. Зиглер, К.А. Клещев, Е.В. Кучерук, Л.Г. Кирюхин, С.П. Максимов и др.) либо абиогенная гипотезы (Б.М. Валяев, П.Н. Кропоткин, Д.И. Менделеев, Н.А. Кудрявцев и др.) глубинной нефти [207], многими учеными признается связь нефтегазоносности с рифтогенезом [37, 106, 158, 163, 222], определившим генерацию и вертикальную миграцию углеводородов, условия нефтегазонакопления. Вопросы миграции углеводородов, включая ее механизмы, роль в формировании залежей нефти и газа, освещались в трудах А.Н. Дмитриевского, В.Н. Бородкина, А.Ю. Белоносова, Р.И. Тимшанова и др. [11, 17, 67, 210].

Для Западной Сибири характерно четкое разделение на южную, нефтеносную и северную, преимущественно газоносную части, что обусловлено различиями в геологическом строении и тектоническим развитием этих двух частей бассейна, или так называемых «суббассейнов» (по М.Я. Рудкевичу). Так, северный суббассейн (газонефтеносный) испытывал более активное пострифтогенное погружение, чем южный, в нем преобладают в основном крупные линейные антиклинальные складки с большими амплитудами, которые получили значительный прирост (50-70 %) на неотектоническом (альпийском) этапе складчатости, в этот же период времени отмечалось и общее дифференцированное воздымание северной части бассейна. К линейным крупноамплитудным структурам северной части Западной Сибири приурочены в основном газовые, газоконденсатные залежи многопластовых месторождений (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Вынгапурское месторождения УВ).

Южный суббассейн (нефтеносный, или нефтегазоносный по М.Я. Рудкевичу), к которому и приурочена территория исследований центральных районов Западной Сибири, отмечается несущественно большим триас-юрским прогибанием, не было интенсивного неотектонического воздымания, но активность неотектонических движений (с увеличением плотности трещин) здесь отмечается. В осадочном чехле преобладающие структуры – это типичные платформенные брахиантиклинальные складки с относительно уменьшенными амплитудами, к которым приурочено большинство выявленных нефтяных залежей. В Среднем Приобье с брахискладками связаны к примеру такие месторождения как Самотлорское (Самотлорское локальное поднятие), Покачевско-Урьевское (Шаманная, Нивагальская, Ласъеганская структуры), Дружное (Дружное локальное поднятие), Асомкинское, Северо-Сургутское, и др. При этом граница между нефтеносными и газоносными землями – резкая, которая прослеживается по сводовой осевой части линейно-вытянутой неотектонической структуры – Сибирские Увалы.

Вопросу фазовой дифференциации территорий северного и южного суббассейнов Западной-Сибири уделяется пристальное внимание и остается актуальным [18, 22, 23, 25]. Многие ученые сводятся во мнении о неоген-антропогеновом возрасте основного числа современных залежей УВ. Через неотектонические движения, масштаб которых достигал 600-800 м, произошло фазовое разделение и перераспределение запасов нефти и газа по вмещающим резервуарам с образованием большего числа залежей.

По числу многозалежных месторождений УВ северный и южный суббассейны тоже отличаются: так, в северном, газоносном число многозалежных месторождений УВ значительно выше. Многозалежные месторождения сосредоточены на основном крупнейшем рифте региона – Уренгойско-Колтогорском, а также к наиболее северной его части – полуострову Ямал. В этих зонах число залежей углеводородов в разрезе осадочного чехла приближается к 30-50, на п-ове Ямал это газовые и газоконденсатные залежи (например, на месторождениях Тамбейской группы

– Южно-Тамбейском, Западно-Тамбейском, Тасийском, Северо-Тамбейском, Малыгинском месторождениях количество залежей в разрезе достигает 40-50), на Ванъеганском, Тюменском, Губкинском, Етыпурском и др. месторождениях на бортах Уренгойско-Колтогорского рифта количество нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей достигает 30-50. Нет сомнений в том, что такие месторождения сформировались за счет вертикальной миграции УВ.

Многочисленные открытия новых залежей УВ в юрско-меловом интервале разреза все больше внимания притягивали к изучению морфологии, тектоники локальных структур в связи с оценкой их нефтегазоносности.

Фактический материал и характеристика объектов исследования

Для разработки методики прогноза нефтегазоносности было выбрано 266 эталонных структур, вскрытых бурением поисково-разведочных скважин и закартированных сейсморазведкой по основному опорному отражающему горизонту (ОГ) «Б» (материал обучения) [94]. Из них 165 разбуренных структур – продуктивные (нефтегазоносные), на которых были открыты залежи УВ, и 39 – непродуктивные («пустые»), по которым бурение не выявило притоков УВ. Для выработки критериев нефтегазоносности использовались 204 эталонные структуры – 77 % от общего числа (материал обучения, приложение D). Выборка из 62 структур (23 %) – экзаменационные, не включенные в материал обучения, на которых были проведены поисково-разведочные работы (приложение E). На территории Среднеобской НГО выделяется около 100 подготовленных сейсморазведкой локальных структур по ОГ «Б», еще не введенных в поисковое бурение. Как видно на рис. 3.1, эталонные разбуренные структуры распределены хаотично в разных частях территории исследований. В число эталонных структур вошли такие крупные поднятия, как Самотлорское, Кустовое, Когалымское, Лосевое, Ван-Еганское, Северо-Покурское, Малоюганское, Лянторское, Южно-Конитлорское и др., а также более мелкие положительные структуры, изученные 1–4 скважинами, но детально оконтуренные 3D-сейсморазведкой.

Все локальные структуры подготавливаются сейсморазведкой к поисковому бурению по основным горизонтам, выдержанным в разрезе, в частности по Западной Сибири опорными отражающими горизонтами из которых являются горизонты Б (верхнеюрские отложения, кровля баженовской свиты), М (кровля нижнеаптских отложений), Г (верхнемеловые отложения, кровля сеномана). По данным отражающим горизонтам выполнен анализ морфологии достаточно изученных бурением антиклинальных структур. За общие характеристики морфологии по каждой структуре приняты сведения об их площади, амплитуде, а также длине вдоль короткой и длинной осей антиклинальных структур, полученной по материалам интерпретации данных сейсморазведки (использовались структурные карты по ОГ). Для более детальной характеристики тектонического строения, кроме выделения структур, были прослежены

глубинные тектонические разломы, для чего привлекались результаты интерпретации магниторазведки, гравиразведки и сейсморазведки по доюрскому фундаменту [96].

Наибольшее число залежей УВ на локальных структурах Западной Сибири выявлено в пластово-сводовых и структурно-литологических ловушках. При исследованиях с целью оценки продуктивности локальных структур, подготовленных к поисковому бурению, в первую очередь изучают особенности их морфологии. При картировании сейсморазведкой оцениваются основные морфологические параметры структур, такие как площадь, амплитуда, отношение длинной оси к короткой, наличие разломов и т. д. Это расширяет возможности оценки продуктивности структур и их ранжирования в зависимости от морфологических особенностей.

С учетом задачи прогноза для оценки нефтегазоносности локальных структур по ОГ Б оценено влияние морфологических параметров структур на их продуктивность: амплитуда, площадь, протяженность 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.

Форма удлинения структур

Все положительные структуры, закартированные по ОГ Б, были ранжированы по величине коэффициента удлинения $K_{удл}$ на следующие классы (Табл. 3.1):

- изометричные структуры (купола), $1 < K_{удл} < 2$;
- брахиантиклинальные структуры, $2 \leq K_{удл} < 3$;
- линейные структуры, $K_{удл} \geq 3$.

Разделение структур на классы по форме удлинения для оценки их нефтегазоносности выполнено в связи с особенностями различий в строении и тектоническом развитии южной и северной частей Западно-Сибирского бассейна, представленными выше. В осадочном чехле преобладающие структуры – типичные платформенные брахиантиклинальные складки с относительно уменьшенными амплитудами, испытавшие унаследованное тектоническое развитие, к которым приурочено большинство выявленных нефтяных залежей. Большинство локальных поднятий Среднего Приобья имеют форму куполов или брахиантиклиналей. Размеры их обычно не превышают 15–20 км в длину и 7–10 км в ширину, амплитуды по глубоким юрским горизонтам достигают 40–50 м. Снизу-вверх по разрезу антиклинальные складки быстро выглаживаются, иногда переходя в структурные носы по верхним горизонтам.

Таблица 3.1 – Количественное распределение структур по типам удлинения

Тип структуры по величине амплитуды	Количество структур по каждому типу удлинения			Общее количество структур
	изометричные	брахиантиклинальные	линейные	
крупноамплитудная	17	29	29	75
малоамплитудная	31	68	30	129
<i>Всего:</i>	<i>48</i>	<i>97</i>	<i>59</i>	<i>204</i>

Помимо типичных брахискладок, в Среднем Приобье выделяются линейные структуры, которые характеризуются повышенной продуктивностью и количеством залежей в разрезе. Такие структуры приурочены к разломам. Исследуемая для прогноза нефтегазоносности выборка эталонных разбуренных структур (материал обучения) по форме удлинения количественно распределяется следующим образом: 48 изометричных, из них 39 – продуктивные структуры и 9 – «пустые»; 97 брахиантиклинальных, из них 74 – продуктивные и 23 – «пустые»; 59 линейных, из них 52 – продуктивные и 7 – «пустые». Подробно результаты статистического анализа распределения продуктивности структур в зависимости от их морфологии на территории Среднего Приобья (Ханты-Мансийский авт. окр.) представлены в публикациях [94, 95]

Изучение различных параметров морфологии локальных структур А.Я. Эдельштейном и Г.И. Плавником [237] в связи с нефтегазоносностью в Среднем Приобье позволило сделать вывод, что на запасы месторождений УВ в большей степени влияют амплитуда и показатель геометрической сложности структурного плана. Однако проанализированные ими параметры структур, такие как площадь, амплитуда, периметр, не позволяют оценивать степень наличия залежи УВ.

Далее представлены результаты распределения размеров продуктивных структур – амплитуды и площади.

Амплитуда структур

К малоамплитудным структурам были отнесены 129 структур с величиной амплитуды до 25 м (минимальная амплитуда – 8 м), к высокоамплитудным структурам – 75 структур.

По всем классам структур характерна общая тенденция повышения процентного отношения продуктивных структур к общему количеству подтвержденных бурением с увеличением их амплитуды. Среди малоамплитудных с увеличением амплитуды до 25 м доля продуктивных структур в целом возрастает от 70 до 90 %. При росте амплитуды от 26 до 60 м и более число продуктивных структур увеличивается от 80 до 100 %. При поиске зависимостей их процента от общего числа разбуренных структур каждого класса удлиненности с изменением амплитуды прямые связи отмечаются для линейных и брахиантиклинальных структур (рис. 3.3).

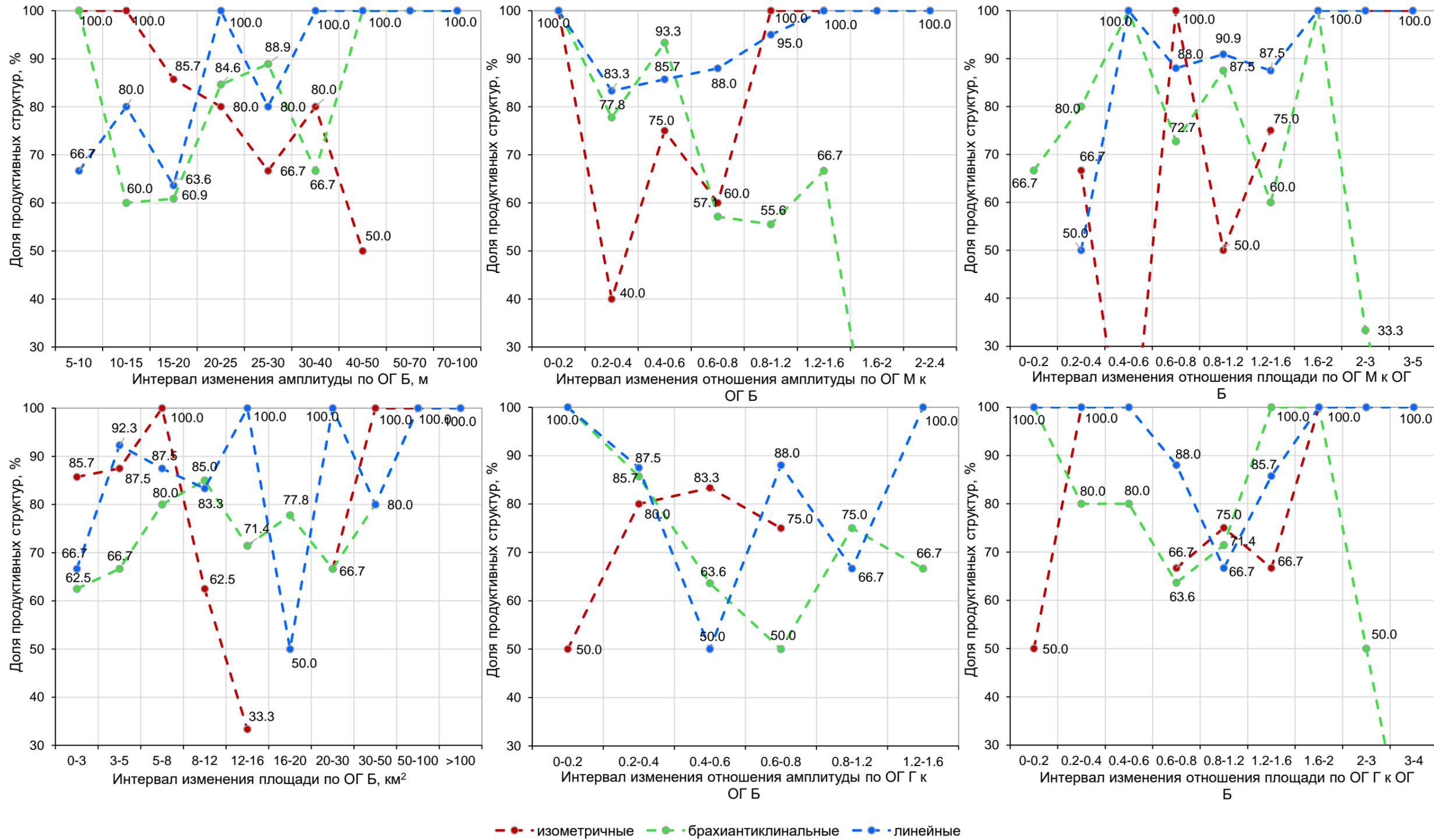


Рисунок 3.3 – Распределение продуктивности локальных структур разного типа формы удлинения по изменению их амплитуды, площади по ОГ Б, коэффициентам подобия амплитуды, площади по ОГ М, Г относительно ОГ Б

Значительное увеличение доли продуктивных структур характерно для линейных структур, малоамплитудные при этом значительно выше по продуктивности относительно изометричных и брахиморфных (см. Рис. 3.3). При сравнении количества залежей по разрезу в стратиграфическом интервале от неокома до сеномана по структурам разного типа удлинения было отмечено, что по линейным структурам число залежей в среднем в 4 раза больше (Рис. 3.4).

Площадь структур

Площадь, как и амплитуда, напрямую влияет на нефтегазоносность, контролируя насыщение ловушек УВ. По статистике результатов бурения, с ростом площади отмечается увеличение процента продуктивных структур от общего числа разбуренных структур каждого класса удлиненности. Среди малоамплитудных структур при увеличении площади от 0,5 до 12 км² число продуктивных повышается от 75 до 86 %. С ростом площади от 2 до 80 км² и выше оно возрастает от 79 до 100 %. При поиске зависимостей процента продуктивных структур разных классов удлиненности от их площади прямые связи также отмечаются для всех структур (см. Рис. 3.3). Значительное увеличение продуктивности характерно для линейных структур относительно изометричных и брахиморфных (см. Рис. 3.4).

Характеристики тектонической активности структур

По направленности тектонических движений, их динамики, механизм образования локальных структур различается, соответственно это отражается на их морфологии и нефтегазоносности. Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко при анализе истории тектонического развития структур I-III порядков амплитуда отмечалась главным параметром, характеризующим их динамику формирования.

В Западной Сибири, как отмечали ранее Рудкевич М.Я., Эдельштейн А.Я. и другие ученые, преобладают конформные структуры, которые испытали конседиментационное формирование с уменьшающейся вверх по разрезу амплитудой. Максимов Е.М. подчеркивал, что в Сургутском и Нижневартовском районах, где продуктивны отложения юры и неокома, развиты конформные конседиментационные структуры, рост которых продолжался до сеномана и эоцена [145]. Такие структуры формировались при отсутствии тектонических движений в процессе осадконакопления, вследствие неравномерного уплотнения пород при постепенном перекрытии все более мощными последующими накоплениями [68].

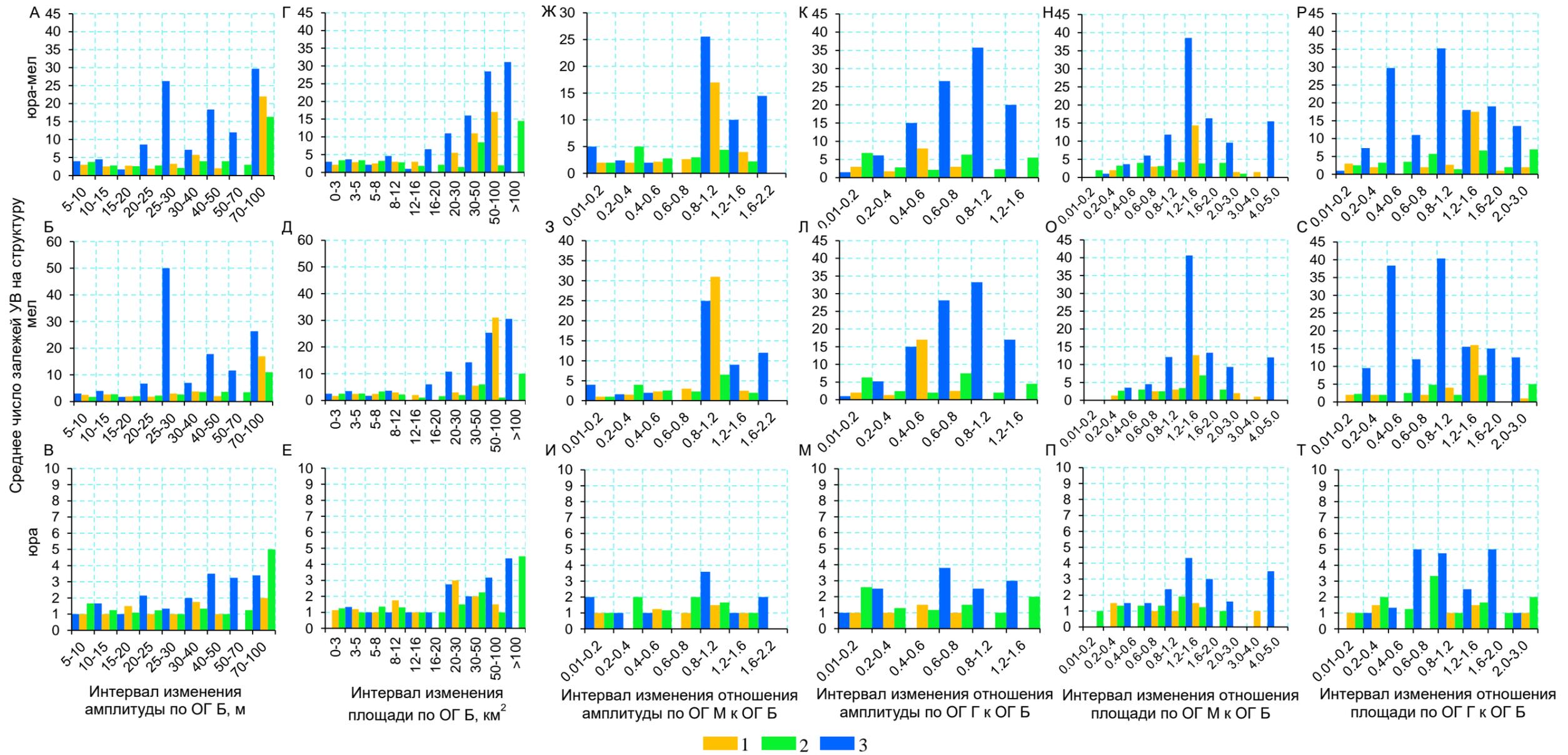


Рисунок 3.4 – Распределение количества залежей УВ в разрезе на структурах разных типов формы удлинения (1 – изометричные, 2 – брахиантклинали, 3 – линейные): по величине амплитуды структур ОГ Б (А-В), их площади (Г-Е), коэффициентам подобия структур по амплитуде ОГ М относительно ОГ Б (Ж-И), амплитуде ОГ Г относительно ОГ Б (К-М), коэффициентам подобия структур по площади ОГ М относительно ОГ Б (Н-П), площади ОГ Г относительно ОГ Б (Р-Т)

Накопленный фактический материал о структурно-тектоническом строении отложений осадочного чехла Западной Сибири свидетельствуют, что подавляющее большинство структур относится к унаследованному типу, образовавшихся в условиях длительного сохранения направленности вертикальных тектонических движений на всем протяжении их развития. Причем процесс формирования ряда структур, очевидно, продолжается и на современном этапе, хотя и в гораздо меньшей степени. Проведенный анализ морфологии локальных структур по опорным горизонтам подтверждает выводы о том, что на территории Среднеобской области прослеживаются в основном унаследованные антиклинальные структуры с увеличением их амплитуды и площади с глубиной, при этом отмечается выполаживание и раскрытие многочисленных структур по верхним горизонтам осадочного чехла – отражающим горизонтам М и Г. По соотношению структурных планов в вертикальном разрезе все структуры Западной Сибири можно разделить на погребенные, сквозные и навешанные [56, 116].

Погребенные структуры имеют максимальную амплитуду по кровле фундамента и нижней части осадочного чехла и близкую к нулю по верхним горизонтам. Часто в верхней части разреза над погребенными структурами формируется «структурная терраса», либо им отвечает моноклиналиное или субгоризонтальное залегание слоев. Структуры этого типа приурочены, как правило, к районам со слабой тектонической активностью в меловом-четвертичном периодах. Они широко распространены в западной и южной частях Западной Сибири.

Структуры сквозного типа прослеживаются по всему разрезу осадочного чехла от поверхности фундамента до верхних горизонтов. Они приурочены к тектонически активным районам и их образование, как правило, обусловлено унаследованными движениями блоков фундамента. Для сквозных структур, в отличие от погребенных характерно менее активное выполаживание вверх по разрезу. В Западной Сибири сквозные структуры тяготеют к зоне распространения рифтогенных прогибов (Уренгойско-Колтогорский, Хадуттейский, Аганский и др.).

Структуры навешанного типа выражены только по верхним горизонтам осадочного чехла и отсутствуют по нижним горизонтам и поверхности фундамента. В Западной Сибири они имеют весьма ограниченное распространение. Поднятия этого типа тяготеют к крыльевым частям крупных положительных структурных элементов: сводов, валов, мегавалов.

По соотношению структурных планов отражающих горизонтов Б, М, Г согласно общей классификации структур выделены 90 сквозные структуры, которые прослеживаются по всему разрезу осадочного чехла вплоть до горизонта Г, 79 погребенных структур, выделяющихся только в нижних горизонтах вплоть до горизонта Б (по верхним отражающим горизонтам М, Г им отвечает моноклиналиное залегание, структурный нос, либо объединение в более крупные положительные структуры), а также 35 структур, которые выражены по горизонтам Б, М, а по

верхнему горизонту Г отмечается их раскрытие в незамкнутые структуры (Таблица 3.2, Рисунок 3.5).

В ходе исследования выявлено также, что кроме структур, рост которых проявлялся на протяжении юрско-мелового этапа [23], выделяются структуры, испытавшие активный рост в нижне-верхнемеловой этап развития.

Таблица 3.2 – Морфологические характеристики структур по соотношению структурных планов в разрезе

Тип структур по соотношению структурных планов в разрезе	Минимальная амплитуда структур, м	Максимальная амплитуда структур, м	Средняя амплитуда структур, м	Минимальная площадь структур, км ²	Максимальная площадь структур, км ²	Средняя площадь структур, км ²
сквозные						
<i>крупноамплитудные</i>	26	105	48	4.28	226.40	52.72
изометричные	27	93	46	4.39	70.96	28.52
брахиантиклинальные	26	86	43	4.28	120.79	31.59
линейные	26	105	53	7.96	226.40	79.63
<i>малоамплитудные</i>	10	25	19	1.16	176.82	15.88
изометричные	10	25	20	1.16	29.90	8.18
брахиантиклинальные	11	24	18	2.49	55.76	12.29
линейные	12	25	20	3.04	176.82	35.86
погребенные						
<i>крупноамплитудные</i>	27	78	41	2.07	47.55	18.00
изометричные	27	77	38	2.07	40.88	18.16
брахиантиклинальные	27	78	42	3.32	47.55	20.09
линейные	27	72	46	4.82	32.41	15.10
<i>малоамплитудные</i>	8	25	17	1.07	29.81	5.90
изометричные	9	25	17	1.83	10.48	4.53
брахиантиклинальные	8	25	18	1.17	29.81	7.36
линейные	9	25	17	1.07	9.58	4.63
структуры по ОГ Б, М						
<i>крупноамплитудные</i>	27	59	40	2.61	23.59	11.61
изометричные	30	50	38	2.61	9.53	5.62
брахиантиклинальные	27	55	39	4.71	20.97	13.16
линейные	34	59	44	3.38	23.59	15.54
<i>малоамплитудные</i>	10	24	19	1.51	23.95	7.86
изометричные	15	23	19	1.51	15.10	8.32
брахиантиклинальные	10	24	18	2.05	13.78	7.46
линейные	10	22	18	4.07	23.95	8.57

Высокая степень изученности глубоким бурением и геофизическими методами территории исследований позволяет перейти к ранжированию структур по степени тектонической активности. Количественным критерием активизации роста структур в меловой период послужил расчет коэффициентов подобия по верхним горизонтам (кровля сеномана, апта) относительно нижнего горизонта (кровля верхней юры) по следующей формуле:

$$K_{\text{под}} = \frac{K_1}{K_2}, \quad (22)$$

где K_1 – амплитуда, площадь структур, оконтуренных по конкретному отражающему горизонту М или Г, K_2 – амплитуда, площадь структур по отражающему горизонту Б.

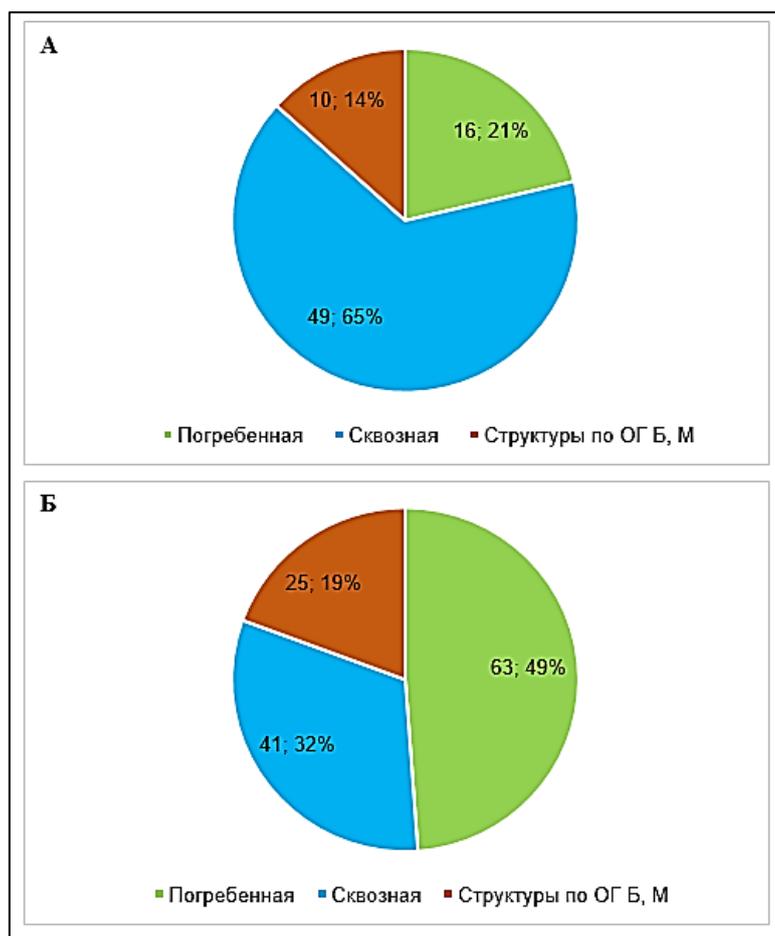


Рисунок 3.5 – Распределение локальных структур по соотношению структурных планов горизонтов: А) крупноамплитудные; Б) малоамплитудные

По величине коэффициентов подобия можно оценить степень сохранения амплитуды, площади структур снизу-вверх по разрезу осадочного чехла. Например, если у поднятия $K_{\text{под}}=0,2$ (или 20% в процентном выражении), это означает, что амплитуда поднятия по сеноману (апту) составляет только 20% от ее величины, определенной по кровле отложений верхней юры. Или по-другому: 20% прироста амплитуды обусловлены тектоническими движениями в период

активизации роста в позднем мелу - палеогене. Соответственно, 80% прироста остается на нижнемеловую эпоху.

Средние величины $K_{\text{под}}$ амплитуд по ОГ Б, М для малоамплитудных структур составляют 0.72, для крупных структур – 0.5, по ОГ Б, Г для малоамплитудных структур – 0.55, для крупных структур – 0.42. По типу соотношения структурных планов в разрезе осадочного чехла отмечено, что в выборке крупноамплитудных 53% структур являются сквозными, тогда как по малоамплитудным структурам в большей степени преобладают сквозные и погребенные структуры почти в равном количестве (при этом характерно увеличение доли погребенных малоамплитудных структур в 1.5 раза относительно типа структур с большими амплитудами). Видимо это вызвано снижением тектонической активности вертикальных подвижек тектонических блоков фундамента в зонах малоамплитудных структур, многие из которых относятся к самостоятельным, т.е. не входят в состав более крупных поднятий [225], и конседиментационный рост таких структур как следствие не столь продолжителен, как для подчиненных структур. На графиках заметно, что существенное повышение продуктивности и количества залежей с увеличением $K_{\text{под}}$ для горизонтов Б и М, Б и Г от 0.8 и выше характерно для класса линейных структур относительно других типов по форме (см. Рис. 3.3-3.4, Рисунок 3.6).

Помимо унаследованных структур в осадочном чехле от поверхности фундамента по направленности развития тектонических движений в общем массиве изученных структур выделяются новообразованные локальные структуры. Это структуры относительно позднего, молодого происхождения по отношению к структурному плану предшествующего этапа развития. Для новообразованных структур характерно то, что амплитуды по верхним меловым горизонтам (ОГ М, Г) близки к амплитудам по нижним горизонтам юры в осадочном чехле (ОГ Б). Рост таких структур происходил на фоне неотектонических перестроек структурных планов вследствие подвижек на границах рифтов и активизации сопутствующих разломов, формирующих складчатость в рельефе. Значительное число новообразованных структур по форме удлинения относятся к линейным, из которых 92% являются продуктивными. Средняя величина амплитуд таких разбуренных структур по опорному ОГ «Б» составляет соответственно – 30-35 м, площади в среднем изменяются от 10 до 60-70 км². Относительно высокое число залежей в разрезе линейных новообразованных структур в сравнении с другими классами форм удлинения изменяется от 9 до 100 (среднее – 25 залежей на структуру). При этом среднее число залежей УВ в меловом интервале в 3 раза превышает число залежей в юре. На карте видно, что очаги повышенного отношения амплитуд структур по ОГ М (ОГ Г) к ОГ Б ($K_{\text{под}}$ от 0,8 и более) тяготеют к границам выделенных глубинных разломов, с наибольшей концентрацией выявленных залежей УВ в разрезе в окрестностях, и таким образом свидетельствуют о

вертикальной миграции углеводородов по ним в пластово-сводовые ловушки новообразованных структур (см. Рис. 3.6).

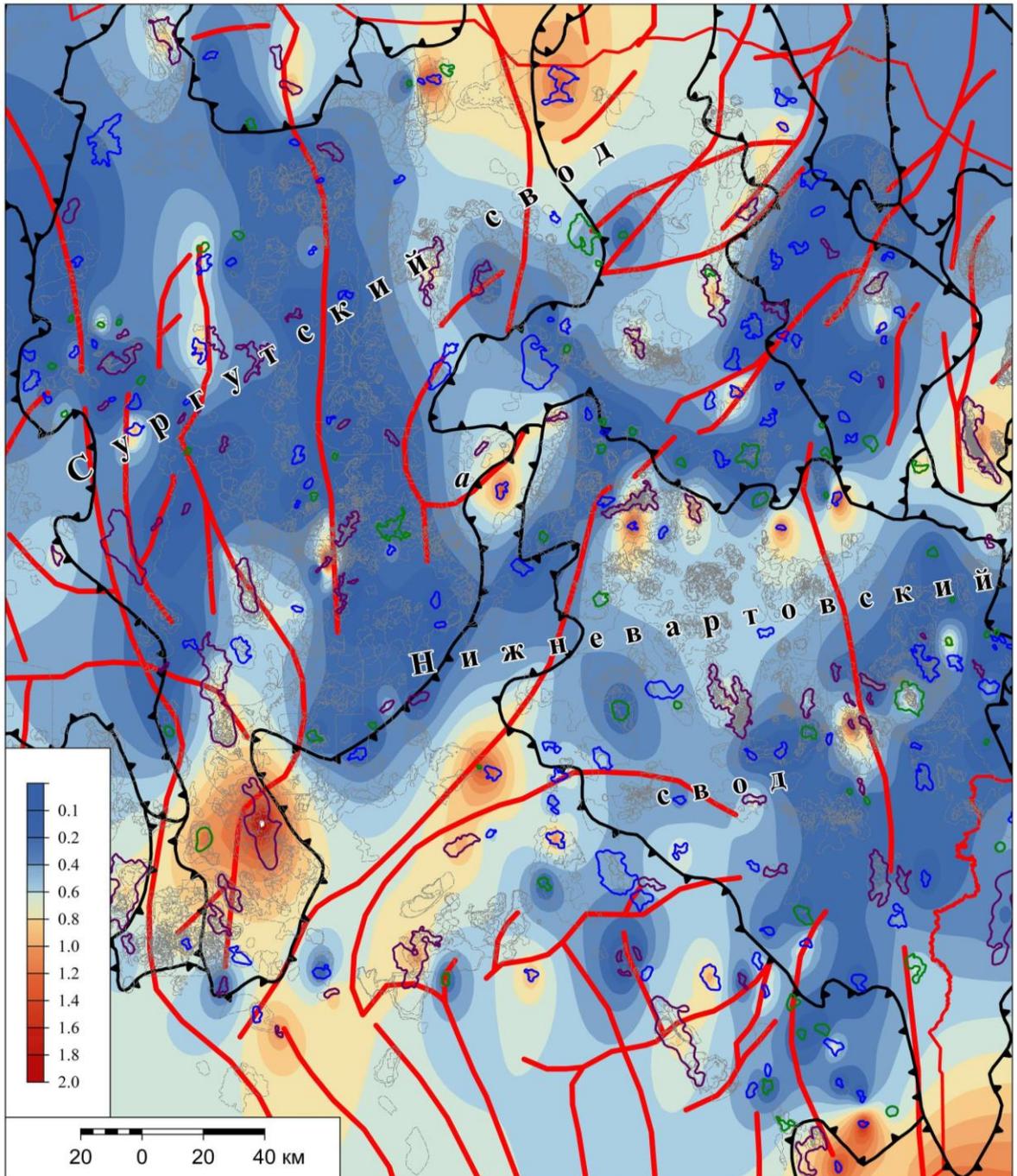


Рисунок 3.6 – Карта коэффициента соотношения амплитуд локальных структур по верхним меловым горизонтам (ОГ «М», «Г») к нижним юрским (ОГ «Б») (серым цветом – контуры залежей углеводородов; остальные условные обозначения см. рис. 3.1)

При изучении связи между неотектоническими движениями и нефтегазоносностью А.Н. Ласточкиным было отмечено, что новообразованные структуры, как активные в новейший тектонический этап развития, характеризуются ростом стратиграфического интервала продуктивности [140]. Структуры с повышенной величиной $K_{\text{под}}$ от 0.8 и более по амплитудам

отражающих горизонтов М, Г относительно горизонта Б были отнесены к типу новообразованных структур. Так, в северных районах Западной Сибири среди структур преобладают морфологически сложные, отличающиеся перестройкой структурных планов по разным горизонтам, при этом максимально выраженные по амплитуде, площади, объему по меловым, верхнеюрским горизонтам [131, 133]. На севере наряду с деформациями жесткого основания принимали участие боковые напряжения от периферийных геоблоков фундамента через флексуры его поверхности осадочному чехлу.

По результатам расчета коэффициента подобия $K_{\text{под}}$ была построена карта плотности залежей УВ со структурами на всю территорию Среднего Приобья Западной Сибири (Рисунок 3.7). На нее вынесены все участвующие в изучении поднятия, разделенные по значению $K_{\text{под}}$ на шесть классов.

К первому классу были отнесены структуры с минимальными значениями $K_{\text{под}} = 0 - 0,19$, формирование которых по сути уже завершилось к концу нижнего мела. К ним относятся Кульеганское, Встречное, Руфьеганское, Южно-Алехинское, Северо-Кочевское, Курраганское и др. поднятия. По типу они относятся к погребенным структурам, которые в постсеноманский период почти не проявляли признаков тектонической активности. Территориально они хаотично разбросаны по всей территории исследований, нет четкой закономерности их распространения.

Ко второму классу отнесены структуры с низкими значениями $K_{\text{под}} = 0,2-0,39$, которые свидетельствуют о слабой тектонической активности на завершающей стадии структурообразования в верхнем мелу – кайнозое. В такой обстановке формировались структуры сквозного типа. К этому классу относятся такие поднятия как Леванское, Акимкинское, Полуденное, Кустовое, Западно-Чистинное, Юрьевское и др. Поднятия располагаются как по периферии вдоль западной и восточной частей территории исследований, так и в его центральной части, и группируются в виде зон, вытянутых в субмеридиональном направлении. Одна из них протянулась на западе Сургутского свода от Южно-Балыкской до Лосевой структуры, другая – полосой на востоке Нижневартовского свода с юга от Западно-Чистинного на север до Западно-Вынгапурского.

Поднятия третьего класса, имеющие средние значения коэффициента подобия $K_{\text{под}} = 0,4 - 0,59$ являются структурами сквозного типа. Амплитуды поднятий по кровле сеномана составляют более половины от амплитуд по более глубоким горизонтам. В данном классе с относительно высокой тектонической активностью в постсеноманское время можно отнести такие поднятия как Мохтиковское, Южно-Островное, Северо-Алехинское, Новогоднее, Грибное, Южно-Покамасовское, Западно-Конитлорское, Нивагальское и др. В распространении структур какой-либо зональности не просматривается, они распределены почти равномерно по всей территории исследований.

К четвертому классу отнесены поднятия с повышенными значениями $K_{\text{под}} = 0,6-0,79$, которые показывают, что основной прирост амплитуд при формировании структур был получен в результате всплеска тектонической активности в середине верхнемеловой эпохи. Эти условия оказались благоприятными для формирования сквозных структур, рост которых мог продолжиться и на неотектоническом этапе. Повышенный коэффициент подобия установлен в пределах Восточно-Ледяного, Сыхтымского, Утлорского, Южно-Нежданного, Икилорского и др. поднятий. В территориальном отношении они приурочены в большей степени к западной и восточной частям территории исследований.

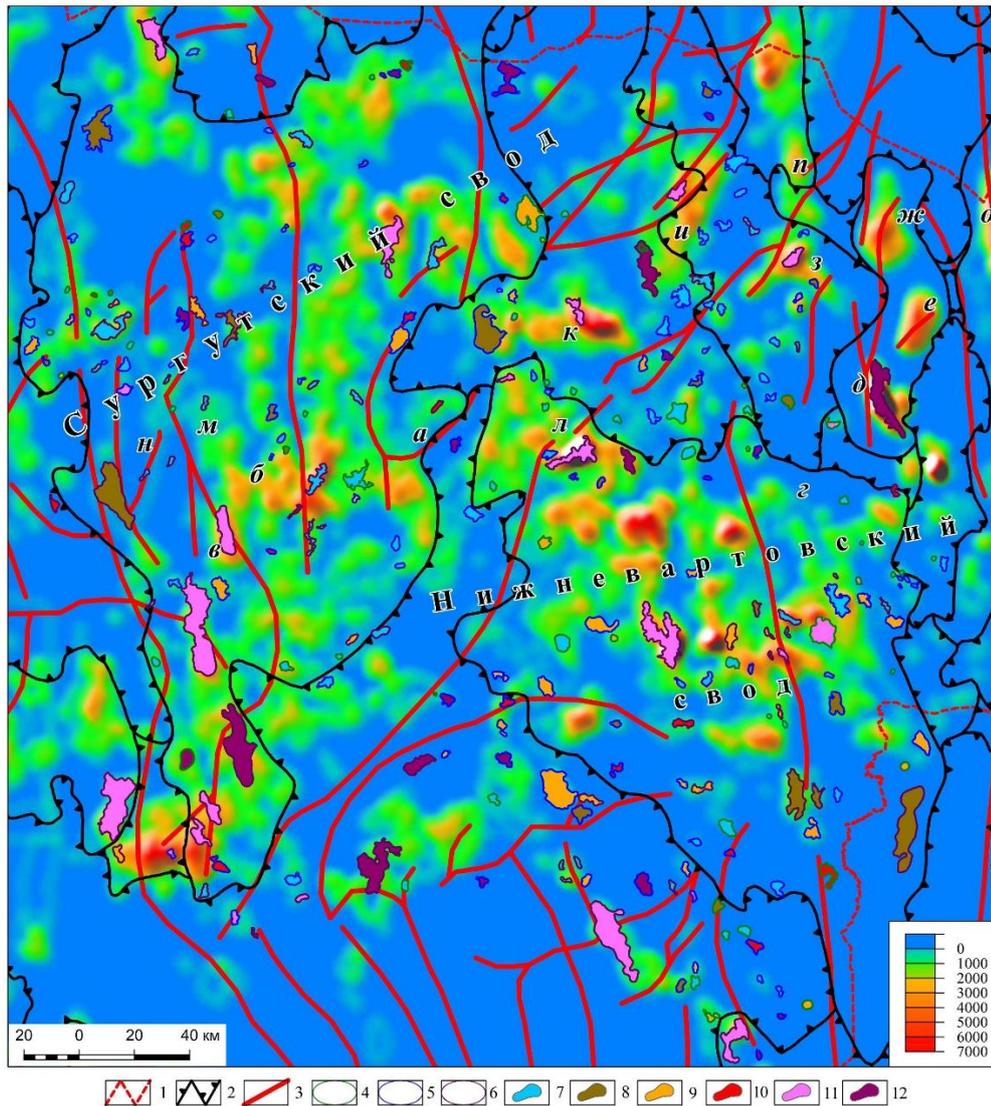


Рисунок 3.7 – Карта плотности залежей УВ и ранжирования структур по классам коэффициента подобия: 1 – граница Ханты-Мансийского автономного округа – Югры; 2 – границы тектонических элементов I порядка; 3 – глубинные тектонические разломы; 4 – изометричные структуры; 5 – брахиантклинальные структуры; 6 – линейные структуры; значения коэффициента подобия для поднятий: 7 - от 0 до 0,19; 8 - от 0,20 до 0,39; 9 - от 0,40 до 0,59; 10 - от 0,60 до 0,79; 11 - от 0,80 до 0,99; 12 - более 1,00 (буквенные обозначения на карте – см. Рис. 3.1, список месторождений УВ)

Пятый и шестой класс структур характеризуются значениями коэффициента подобия равными $K_{\text{под}} = 0,8-0,99$ и более 1,0. Такие высокие значения установлены для поднятий сквозного или навешанного типа, которые образовались в период верхнемеловой активизации и могут быть отнесены к новообразованным структурам. К поднятиям пятого и шестого класса относятся Восточно-Малобалыкская, Среднебалыкская, Солкинская, Малоюганская, Восточно-Тромъеганская, Мыхпайская др. структуры. Все поднятия тяготеют к зонам тектонических нарушений. Часть из них приурочена к Лянторскому глубинному разлому триасового заложения, расположенному вдоль западного склона Сургутского свода, другая часть – в зоне более восточных глубинных разломов (Аганский и Колтогорско-Уренгойский грабен-рифты), протянувшейся от Чистинного поднятия с юга через Губкинскую и Уренгойскую структуры на Среднеямальское поднятие. Больше половины структур данных классов относятся к линейным, и среди них максимальный процент новообразованных с высокой продуктивностью.

Как уже отмечалось выше, карта коэффициента подобия по амплитудам $K_{\text{под}}$, отражает степень тектонической активности Западно-Сибирской плиты на неотектоническом этапе. Согласно ей, на юго-западе территории повышенной активностью характеризуются участки в районе юго-запада территории с наиболее высокой плотностью и числом залежей УВ (район Среднебалыкской, Быстринской, Солкинской крупных структур), а также район Самотлорского месторождения. Наиболее высокой является активность вытянутой зоны вдоль Лянторского глубинного разлома.

Таким образом, статистически значительное повышение количества залежей УВ в юрско-меловом разрезе, высокая продуктивность подтверждают то, что линейные новообразованные структуры были подвержены повышенному тектоническому росту на неотектоническом этапе рифтогенеза на протяжении мелового периода (см. Рис. 3.3, 3.4, 3.6, 3.7). Линейные крупноамплитудные структуры относительно брахиантиклинальных и изометричных складок более интенсивно росли в течение юрского и мелового времени, поэтому стратиграфический интервал нефтегазоносности их значительно шире.

Из общего количества эталонных разбуренных структур 47 структур являются новообразованными. Кроме того, площади структур такого типа по вышележающим отложениям увеличиваются относительно кровли нижележающих отложений баженовской свиты, что отмечается и ростом продуктивности и количества залежей на линейных структурах (см. Рис. 3.3, 3.4), в группе новообразованных структур доля структур с величиной коэффициента подобия по площадям от 1.1 – 5 составляет 66%. Структуры со значительно большими площадями по верхним горизонтам выделяются также в северных районах Западной Сибири, которые относятся к типу навешанных структур [131, 133].

Ориентация структур

В Среднеобской нефтегазоносной области локальные структуры в ее восточной части территории имеют меридиональную и субмеридиональную ориентацию, в то время как в западной части - структуры имеют субмеридиональную ориентацию. В регионе имеются малоамплитудные, куполообразные поднятия, а также выделяются и более крупные линейные структуры, ориентированные меридионально с амплитудами до 75 метров и более. Распределение процентной доли продуктивных структур разной формы удлинения показывает значительное превышение доли продуктивных структур меридионального направления относительно широтного в среднем на 20-25%, особенно линейных структур – на 30% выше (Рисунок 3.8). Ранее, в 1975 г. при обобщении результатов комплексного изучения Западно-Сибирской плиты [65, 113] А.Э. Конторович, И.И.Нестеров, Ф.К. Салманов и др. ученые отмечали, что число нефтегазоносных структур в юрском и неокомском комплексе возрастает при приближении к тектоническим зонам глубинного строения земной коры – грабен-рифтам, при удалении от них более чем на 125 км – сокращается до минимума (отдельные случаи). Именно к ним пространственно приурочены линейные высокоамплитудные антиклинальные складки неотектонического воздействия в Западной Сибири (Рисунок 3.9). Большая часть таких структур (Уренгойский вал, Еты-Пуровское, Варьеганское, Ван-Еганское, Самотлорское и многие другие месторождения) сконцентрирована на Уренгойско-Колтогорском грабен-рифте с возрастанием количества высокоамплитудных антиклинальных линейно-вытянутых складок на север, где происходило более активное неотектоническое, постсеноманское воздымание территории, сопровождающееся масштабной вертикальной миграцией УВ-газов. С юга на север наблюдается подъем границы Мохоровичича с максимумом на системах рифтов, сопровождающийся увеличением толщин осадочных и вулканогенно-осадочных отложений [6].

Многие линейные антиклинальные складки расположены на бортах и других грабен-рифтов - Хадуттэйского (Медвежий вал, Губкинское, Комсомольское, Вынгапуровское и др. поднятия), Худосейского (Ванкорское, Тагульское и др.), Ямальского (Крузенштерновское, Бованенковское, Арктическое и др.).

По типу удлинения среди новообразованных структур преобладают брахиантиклинальные и линейные. Далее представлены некоторые примеры таких структур, особенности их строения.

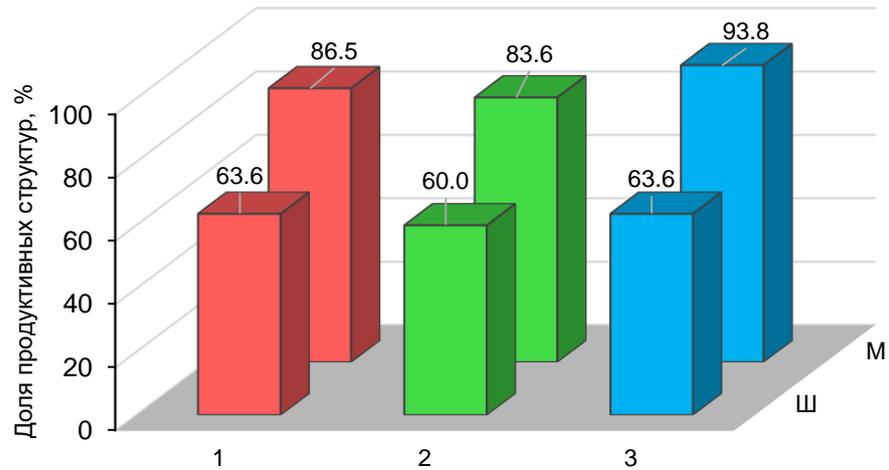


Рисунок 3.8 – Распределение продуктивности локальных структур по ориентировке длинных осей: М – меридиональное направление; Ш – широтное направление; 1 – изометричные структуры; 2 – брахиантклинальные структуры; 3 – линейные

Одноименная линейно вытянутая положительная структура Быстринского многопластового нефтегазоконденсатного месторождения. Амплитуда структуры по ОГ М составляет около 40 м (амплитуда структуры по ОГ Б – около 50 м). По кровле сеномана амплитуда поднятия достигает 35 м (Рис. 3.10). На структуре выявлено более 30 залежей углеводородов от юры (пласт ЮС₂) до нижнего мела (пласт АС₇), включая залежи нефти и газоконденсата в пластах группы АС₇-АС₉. По динамике тектонического развития Быстринская структура является новообразованной (на конец сеномана поднятию по ОГ Г соответствовал структурный нос по кровле юрских отложений амплитудой около 40 м).

Цепочка линейных антиклинальных складок (Акимкинская, Мохтиковская, Лесная и др.), к которым приурочены пластово-сводовые залежи нефти пластов АВ₁₋₃, Ю₁ Полуденного, Мохтиковского месторождений. Структуры по ОГ Г имеют амплитуды, достигающие 30-35 м. В конце сеноманского времени по кровле юрских отложений они имели амплитуды около 15-20 м, и являются новообразованными.

Другой пример - серия линейных новообразованных положительных структур (Среднебалыкская, Восточно-Малобалыкская, Мамонтовская и др.), к которым приурочены залежи нефти многопластовых (более 30-40 в разрезе) Малобалыкского, Усть-Балык-Мамонтовского, Среднебалыкского, Тепловского месторождений. Этаж нефтеносности охватывает от юры до нижнего мела (ачимовская толща, пласты группы БС, АС). Амплитуды структур по ОГ Г достигают 35-40 м (Рис. 3.11). Коэффициенты подобия по амплитудам структур

меняются от 0.7 и выше, на конец сеноманского времени по кровле юрских отложений им соответствовали структурные носы, либо незначительные структурные осложнения (Рис. 3.12). Структуры локализуются между тектоническими глубинными разломами. Многопластовый разрез и разломы в осадочном чехле могут свидетельствовать о глубинной флюидомиграции углеводородов.

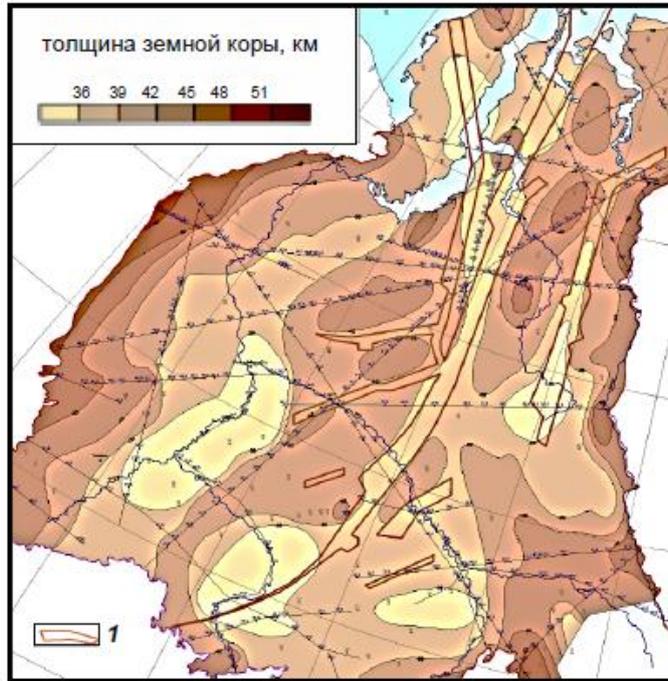


Рисунок 3.9 – Карта рельефа поверхности Мохоровичича (Западная Сибирь, под ред. В.С. Суркова, 2004 г.; 1 – контуры грабен-рифтов) [194]

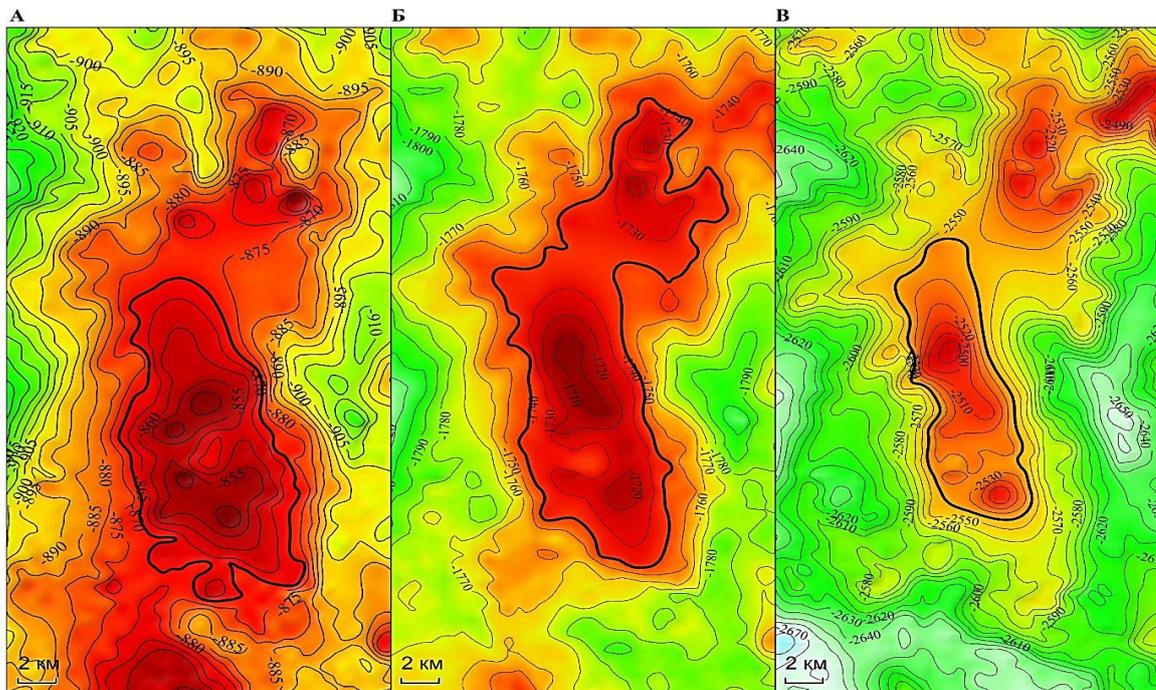


Рисунок 3.10 – Фрагменты карт изогипс ОГ Г (А), ОГ М (Б), ОГ Б (В), толстая черная линия – контур Быстринской структуры [92]

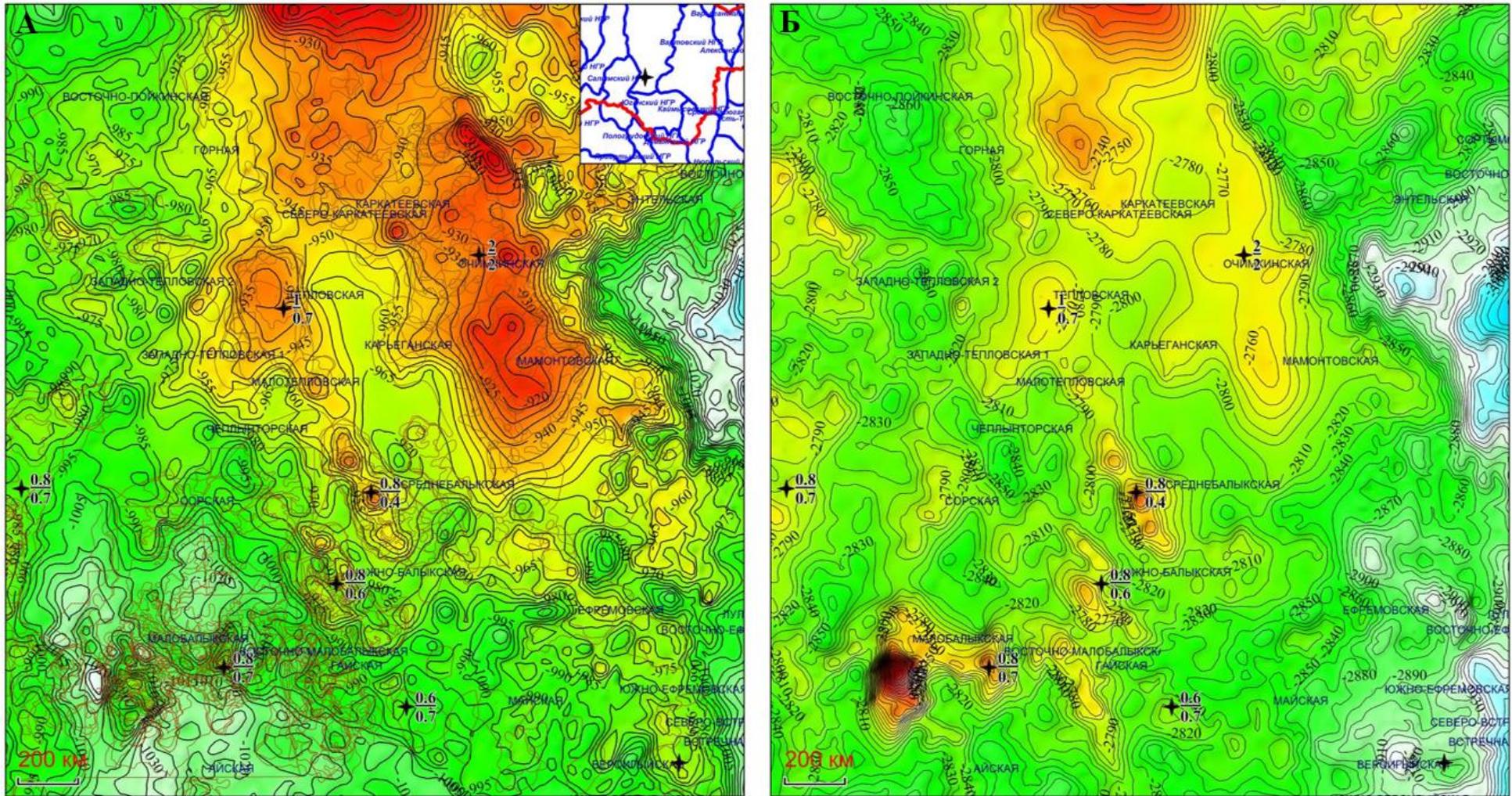


Рисунок 3.11 – Фрагменты структурных карт ОГ Г (А), ОГ Б (Б), коричневые линии – контуры залежей месторождений УВ (значками показаны коэффициенты подобия по амплитудам структур ОГ М/ОГ Б – числитель, ОГ Г/ОГ Б – знаменатель)

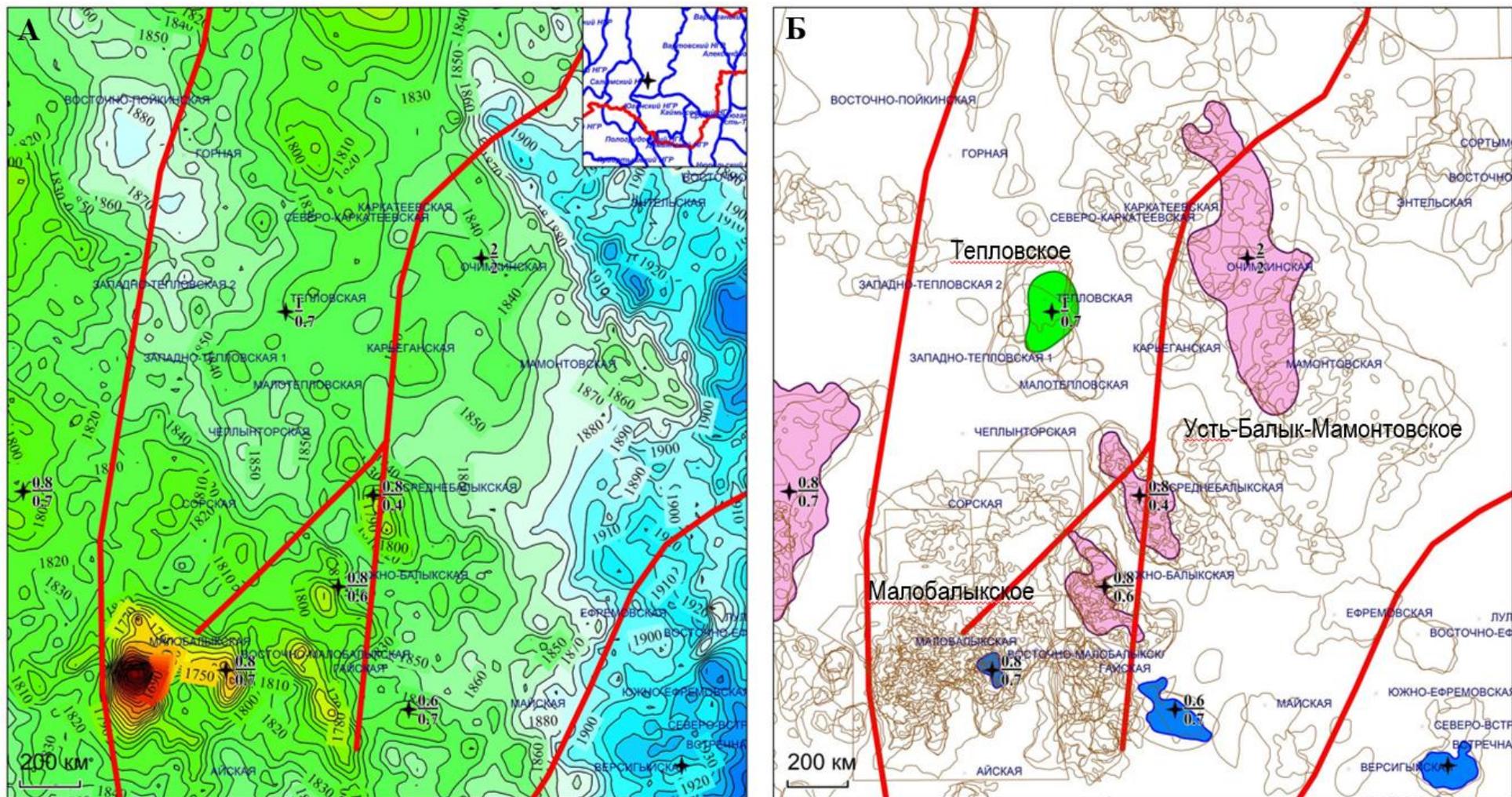


Рисунок 3.12 – Фрагмент карты изопачит между ОГ Г и ОГ Б (А), карты залежей месторождений УВ (Б)

В юго-западной части Сургутского НГР по результатам проведенных сейсморазведочных работ МОГТ-3D сп 14/00-01 выделяется линейная антиклинальная структура Западно-Малобалыкского месторождения, в геолого-тектоническом плане приуроченная к Малобалыкской мегаседловине. По соотношению амплитуд, площадей в верхних горизонтах к нижним в разрезе данная структура относится к типу новообразованных. Так, по ОГ Б амплитуда структуры составляет 20 м, по ОГ М – 18 м, коэффициент подобия между ОГ М и Б по амплитуде – 0.9, при этом площадь по разрезу снизу-вверх увеличилась с 14.3 км² до 32.6 км², т.е. возросла в 2.3 раза (Приложение F). По ОГ Г (кровля сеномана) структурное поднятие размыкается к северу, и сокращается до малоразмерного на гипсометрическом уровне -990 м. В контуре структуры прослеживается 10 нефтяных залежей, приуроченных к 5 продуктивным пластам – АС₄⁰⁻², БС₂, БС₈⁰⁻¹, Ач1, Ач2. Согласно карте разломно-блокового строения центральной части Западно-Сибирской плиты и рельефа доюрского основания [5] в этой части территории структура локализуется между тектоническими линеаментами глубинного происхождения, и сама площадь Западно-Малобалыкского месторождения осложнена тектоническими нарушениями. Многопластовый разрез и разломы в осадочном чехле могут свидетельствовать о глубинной флюидомиграции углеводородов.

В пределах северного борта Покачевской вершины по результатам интерпретации сейсморазведочных работ ООО «ТНГ-Групп» в плане выделяется Придорожная малоамплитудная структура (Приложение G). Коэффициент удлинения антиклинальной складки составляет 5.6, структура по форме линейная. По динамике тектонического развития структура является новообразованной, величина амплитуды снизу-вверх по разрезу изменяется от 10 м (ОГ Б) до 9 м (ОГ М), при этом площадь структуры увеличивается от 9 км² до 23 км², в 2.6 раз. Выше, на структурном плане по ОГ Г структура исчезает. В контуре структуры прослеживается 7 нефтяных залежей Покачевско-Урьевского месторождения, приуроченных к 5 продуктивным пластам – АВ₈^{2А}, АВ₈^{2Б}, БВ₀, БВ₄, ЮВ₁¹. По результатам испытаний максимальный приток нефти дебитом 245 т/сут получен из пласта БВ₄. Площадь работ осложнена тектоническими нарушениями. Велика вероятность того, что нефтегазоносность структур на данной площади обусловлена влиянием глубинных процессов.

В пределах Самотлорского месторождения выделяется цепочка субмеридионально-вытянутых линейных антиклинальных структур, сформированных дизъюнктивной тектоникой, контрастно выраженных в структурном плане (Приложение H). Амплитуды локальных поднятий широко варьируют, в среднем изменяясь от 15 м (Мартовская группа структур) до 75 м (Белозерная). Структурная поверхность по отражающему горизонту Б в большей степени конформно повторяет рельеф поверхности доюрского фундамента по отражающему горизонту А. Многие локальные структуры сохранили свою амплитудную выразительность. Основной этап

роста структур приходится на среднеюрскую эпоху с последующим затуханием. Часть из них по тектоническому развитию относятся к новообразованным. Территория в районе Самотлорского месторождения испытала активное воздымание, тренд суммарных амплитуд неоген-четвертичных тектонических движений менялся в пределах 65-75 м. Наиболее значительная тектоническая активизация произошла на рубеже турона-палеогена, что привело к ускоренному росту Самотлорского поднятия. Этаж нефтегазоносности начинается с юрских отложений и заканчивается сеноманом верхнего мела. Большинство залежей Самотлорского месторождения по фазовому состоянию нефтяные, но есть и газовые шапки в пластово-сводовых, массивных нефтяных залежах пластов ПК₉, ПК₁₁, ПК₁₃, ПК₁₅, ПК₁₆, ПК₁₇, АВ₁₋₅.

3.3. Анализ влияния тектонических разломов на нефтегазоносность структур

Разломы земной коры представляют собой распространенные в континентальной и океанической коре геологические объекты, которые сопровождают разнообразные эндогенные процессы Земли, такие как вулканизм, рудообразование, дегазация недр, гидротермальные проявления, вторичные преобразования пород и др.

Одни тектонические разломы выступают экранами пластовых резервуаров, приводят к разрушению залежей УВ, другие наоборот – как наиболее проницаемые участки земной коры, проводники флюидных систем.

Наиболее значимый критерий перспектив нефтегазоносности по отношению к нефтегазоносности площадей – это наличие тектонических разломов, как считали Н.А. Кудрявцев, В.П. Гаврилов, один из основных критериев нефтегазоносности (второй по значимости по Н.А. Кудрявцеву). Первым по значимости для любых районов Н.А. Кудрявцев считал перспективность проницаемых горизонтов, залегающих ниже тех, для которых уже установлены нефте- или газопроявления, независимо от наличия органического вещества в составе. Зоны нефтегазонакопления, включающие месторождения углеводородов, располагаются в зонах глубинных разломов, которые, по сути, и объединяют всю зону дробления земной коры.

По определению, глубинные разломы - это дизъюнктивные структуры глубокого заложения, проникающие в нижние горизонты земной коры, а иногда и в верхнюю мантию и разделяющие дифференциальнодвигающиеся сегменты земной коры (термин советского ученого Пейве А.В., 1945 г. [171]), т.е. представляют собой поверхности и узкие зоны раздела между подвижными, разнородными по вещественному составу тектоническими блоками земной коры, характеризуются большой мощностью, но кроме того имеют значительную ширину, достигающую десятки километров. Это наиболее проницаемые участки земной коры, выступающие вертикальными путями глубинной флюидомиграции, к которым приурочены

цепочки месторождений нефти и газа, что геологически обосновывается обширным фактографическим материалом в пределах нефтегазоносных земель разных континентов Земли [122].

Согласно абиогенной теории нефтидогенеза предполагается, что глубинные разломы поставляют УВ из верхней части мантии Земли [120, 121, 122, 123, 124, 197, 228, 229, 230, 231, 232].

Вывод Кудрявцева Н.А., доказывающий именно связь зон глубинных тектонических разломов с месторождениями нефти и газа, важен в поисках залежей УВ. За последующие годы анализ новых геолого-геофизических материалов по площадям осадочных бассейнов, включающими гигантские месторождения УВ, подтверждает вышесформулированные Н.А. Кудрявцевым закономерности [121, 83, 108, 118, 228, 231]. Все многозалежные месторождения УВ осложнены дизъюнктивными дислокациями. Дизъюнктивная тектоника, линеаменты обозначают области высоких притоков углеводородов в стратиграфических комплексах, таким образом напрямую влияя на нефтегазоносность [7, 160]. На протяжении всего освоения Западной Сибирской нефтегазоносной провинции более полное изучение глубоких горизонтов, доюрского фундамента позволило выявить глубинные разломы земной коры, отражающиеся в геофизических полях, в структурных поверхностях. Бурением глубоких скважин были выявлены многочисленные рифтовые системы, ограниченные глубинными разломами, заполненные мощными толщами триасовых магматических пород – базальтов. Тектонические разломы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции проникают через рифтовые зоны, сформированные в триасовое время [76]. Независимо от мнения о генезисе образования нефти и газа рифтовые долины поставляли углеводороды в пластовые резервуары, в месторождения. В рифтовых зонах сконцентрирован наибольший ресурсный потенциал УВ, выше количество залежей в разрезе на структурах. Образование рифтов сопровождалось растяжением земной коры, широким развитием трещиноватости, что благоприятно сказывалось на повышении проницаемости пород.

Линейные положительные аномалии магнитного и гравитационного полей Земли (Рисунок 3.13), приурочены к областям развития основных и ультраосновных типов горных пород грабен-рифтового комплекса триасового возраста (В.С. Сурков), обусловлены их внедрением в земную кору, насыщением трещин и создают фон сильной намагниченности.

В данной работе на основе результатов интерпретации магниторазведки, гравиразведки и сейсморазведки по доюрскому фундаменту были уточнены и закартированы глубинные тектонические разломы (Рисунок 3.14, см. Рис. 3.1) [96]. Актуализированные цифровые модели крупнейших глубоких разломов в пределах центральных районов Западной Сибири создавались на основе анализа тектонических, структурных карт, в том числе с привлечением карт градиентов

интерпретации данных сейсморазведки (метод отраженных волн в варианте общей глубинной точки 2D, 3D, региональные работы) и геолого-геофизических разрезов [77, 170]. В целом основные глубинные разломы практически полностью совпадают с закартированными по результатам авторских работ, приведенных выше, кроме оперяющих второстепенных (субрегиональных) разломов, выделенных в большом количестве.

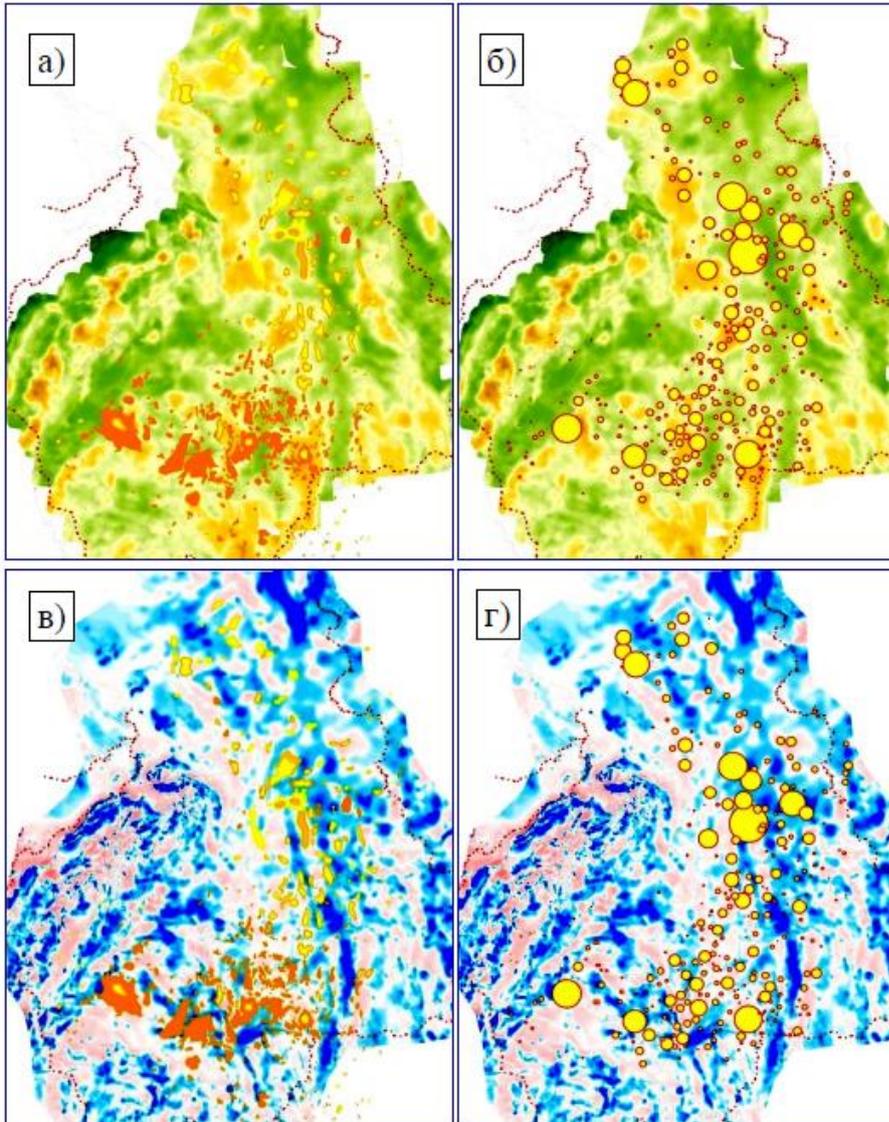


Рисунок 3.13 – Аномальные гравитационное (а, б) и магнитное (в, г) поля Западной Сибири с контурами месторождений нефти (оранжевый цвет) и газа (желтый цвет) и газа, их запасы (отмечены кружками, размеры которых пропорциональны величине суммарных запасов УВ, по А.А. Нежданову) [81]

На карты градиентов магнитного и гравитационного полей сплошными толстыми линиями нанесены крупные глубинные разломы (Рисунок 3.15). Наиболее перспективные из них те, что разделяют триасовые рифты, заполненные базальтами, поскольку рассекают земную кору, проникая в мантию, и переносят в потоках значительные объемы углеводородных флюидов – исходного вещества, необходимого для накопления нефти и газа. Как можно видеть по картам

градиентов полей, разрывные нарушения хорошо прослеживаются. Можно заметить, что многие крупные многопластовые месторождения УВ тяготеют к зонам с высокими значениями градиентов, особенно в западной части территории (Лянторское, Мамонтовское и др.). Отмечается определенная приуроченность месторождений-гигантов к шарнирным линиям больших градиентов перепада толщин продуктивных свит [219].

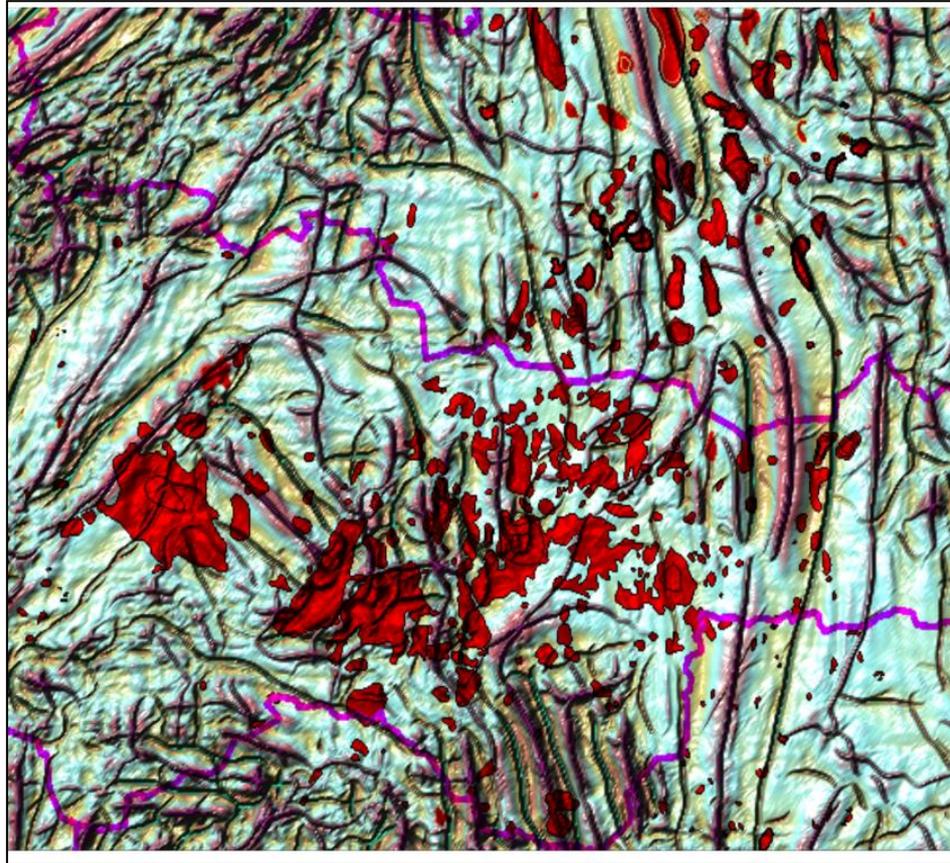


Рисунок 3.14 – Фрагмент карты осей прослеживания аномалий магнитного поля [194]. Красным цветом показаны контуры месторождений УВ

По материалам интерпретации сейсморазведки, большая часть тектонических нарушений в пределах площадей локальных структур ориентирована субмеридионально. А.Н. Ласточкин в 1974 г., оценивая влияние разрывных нарушений на пространственное распределение залежей нефти и газа, отметил отличие в ориентировке длинных осей продуктивных и «пустых» структур [140]. Так, для продуктивных структур характерно субмеридиональное направление, в то время как «пустые», в примерно одинаковой степени, представлены как ортогонально (в том числе широтно), так и диагонально ориентированными формами.

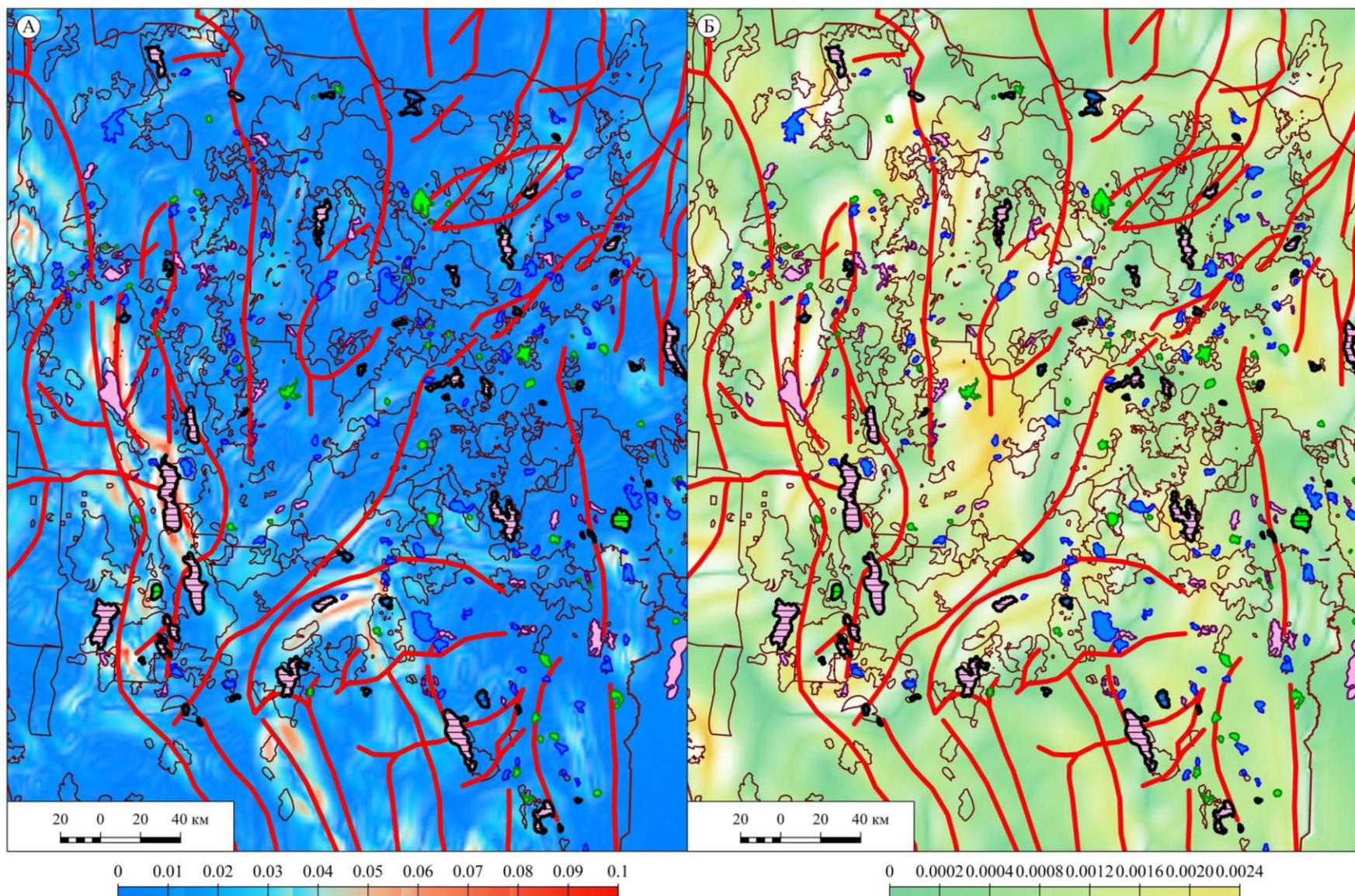


Рисунок 3.15 – Карты градиентов магнитного (А) и гравитационного (Б) полей Среднего Приобья, контуры антиклинальных структур по ОГ Б (черным цветом со штриховкой отмечены новообразованные структуры, см. остальные условные обозначения к Рисунку 3.1)

По мнению Ю.В. Филипповича, субмеридиональный Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт (Уренгойско-Самотлорский волновой пакет, по Ю.В. Филипповичу), представляющий собой зону тектонических напряжений, в большей степени отражает направление общего напряжения изгиба Западно-Сибирской геосинеклизы [220]. В западной части ближе к борту Аганского грабен-рифта примыкает Федоровское поднятие, в пределах которого амплитуды локальных структур постепенно затухают к западу по мере удаления от грабен-рифта, осложненного преимущественно тектоническими разломами высоких порядков, что подчеркивает структуроформирующую роль глубинных разломов, выделенных по результатам интерпретации магнитного поля. Активные подвижки вдоль разломов приводят к возникновению флексурных перегибов слоев в осадочном чехле, а мелкие блоки фундамента при их движении индуцируют образование локальных поднятий [39, 40].

Динамика тектонического развития играла большую роль в нефтегазообразовании посредством влияния разломов [35, 36, 37, 38, 39, 40]. На севере Западной Сибири, с более активной тектоникой и наибольшей степенью рифтогенеза отмечается больше месторождений УВ, чем для юга – где тектонические процессы протекали менее интенсивно.

Сквозные разломы могут приводить к вертикальной миграции углеводородов как внутри, так и между осадочными комплексами, пластовыми резервуарами и ведут, таким образом, к формированию залежей нефти и газа, включая верхние части разреза [30, 75].

Проявление разломной тектоники на месторождениях нефти и газа в рифтовых зонах обусловлено активными процессами глубинной флюидомиграции, обеспечивающими подпитку пластовых резервуаров новыми углеводородами. Воздействие процессов флюодинамики и внедрение глубинных углеводородных потоков в пласты через разломы приводит к образованию трещиноватых зон деструкции (по Р.М. Бембелю – очаги субвертикальных зон деструкции, прослеживаемые от палеозоя до дневной поверхности), которые, в свою очередь, формируют поле рассеянных волн на площадях месторождений. Высокая проникающая способность глубинной флюидомиграции, достигающей земной поверхности, гидросферы и атмосферы связана с природной кусковатостью всех горных пород. Так называемое явление природной кусковатости [190], или фрустумации [173], суть которого заключается в следующем: горные породы под действием напряжений (сверхвысоких флюидных давлений) способны разделяться на отдельные агрегаты, по границам которых возможна фильтрация флюидов. После снятия напряжений (давлений) породы консолидируются под действием горного давления [190]. Вертикальная миграция углеводородов приводила к общему подъему поверхности (неотектонические движения), что сопровождалось увеличением растяжения осадочного чехла, флюидных давлений, уменьшением горного давления, и в результате происходило раскрытие трещин. Прекращение поступления флюидов на общем фоне тектонического опускания территории – вело

к возрастанию сжатия осадочного чехла, горного давления, трещины закрывались, и породы становились слабопроницаемыми для поступающих флюидов. В волновой картине зоны трещиноватости, к которым приурочены тектонические разломы, отображаются аномалиями сейсмической записи, переходящими вниз по разрезу от осадочных отложений чехла к фундаменту и ниже, формируя на своем пути флюидопроводящие каналы [15, 155, 156, 172, 211, 212, 213, 214]. В этих зонах отмечается повышенное содержание углекислоты, битумов, сероводорода, метана, редкоземельных элементов, радиоактивных (уран, торий) элементов, что приводит к значительному изменению физических свойств вмещающих пород.

Активность неотектонических движений в южном суббассейне Западной Сибири, включающего территорию Среднего и Широкого Приобья, проявилась увеличением пластовой температуры, что привело к разрушению первичных залежей нефти с их миграцией вверх. При отсутствии большого количества метана, больше характерного для северного суббассейна, транспортирующим нефть по глубинным разломам являлся именно углекислый газ, образованный с водой при термическом разрушении первичных нефтяных залежей. Прямая количественная связь содержания карбонатов и нефтегазоносности, определяющая обогащение продуктивных пластов относительно водоносных терригенно-карбонатными породами, с присутствием мощных карбонатизированных прослоев нефтеносных песчаников свидетельствуют об этом процессе [98, 103].

Таким образом, приведенные данные косвенно подтверждают явление вертикальной флюидомиграции по этим тектонически-активным зонам с глубинного источника недр. На многих площадях месторождений УВ центральных районов Западной Сибири выявлены и закартированы многочисленные дизъюнктивные дислокации вертикального и горизонтального смещения [12, 13, 60, 61, 62], берущие начало с фундамента, сформированные в результате растяжений земной коры в пределах рифтов. Структуры горизонтального сдвига (СГС) - серии кулисообразных тектонических разломов типа сброс-взброс, надежно картируемые сейсморазведкой МОГТ-3D, связаны с высокопроницаемыми зонами разуплотнения пород и флюидомиграции в них углеводородов с последовавшей неотектонической активизацией [209]. Продолжая теоретические положения Н.А. Кудрявцева о миграции нефти и газа через глубинные разломы, генезис формирования залежей УВ в Западной Сибири Ахмед Иссакович объяснял в частности миграцией флюидов через развитые системы трещин СГС [208, 209]. Роль тектонических сдвигов блоков фундамента в нефтегазоносности А.И. Тимурзиев в своих работах доказывал на обширном материале большого количества крупнейших месторождений нефти и газа, осложненных сериями тектонических нарушений [209]. В Среднем Приобье примером высокодислоцированных разломных зон с горизонтальными поперечными сдвигами могут служить залежи пласта ЮВ₁ Северо-Хохряковского нефтяного месторождения [144]. Серия

сдвигов на площади месторождения оперяет главный субрегиональный Вахско-Бахилловский тектонический сдвиг. Проявление горизонтальной сдвиговой тектоники зафиксировано на площадях Чистинного и Ютымского месторождений [224].

Рифты, к которым и приурочены глубинные разломы, имеют наибольшие деформации и флюидопроницаемость на бортах, т.е. характеризуются в их пределах зонами максимальной неоднородности. На месторождениях УВ флюидопроницаемость проявляется в волновом поле на разрезах рассеянных волн (РВ) (Приложения J-M). Интенсивные аномалии РВ прослеживаются по разрезам в интервалах юрско-неокомских залежей АчЗ-4-Ач8 Северо-Кочевского, залежей БС₁₀, Ач9-Ач12, Ю₁ Кочевского (Приложение J), залежей БВ₈, БВ₉, Ач1-Ач5, Ю₁ Малоюганского (Приложение K), залежей БС₁-БС₄, БС₁₀-БС₂₀, ЮС₂¹ Усть-Балык-Мамонтовского (Приложения L-M) многопластовых месторождений. Миграция нефти на Кочевском месторождении в пласт БС₁₀ через нижезалегающие клиноформные резервуары ачимовской толщи и горизонт Ю₁ васюганской свиты подтверждается наличием тектонических нарушений, трещиноватых зон деструкции по керну начиная с фундамента, что обуславливается их местоположением в Покурском грабен-рифте [175]. Зоны повышенной трещиноватости, сформированные глубинными разломами, которые на сейсмических разрезах выделяются по смещению осей синфазности отражающих горизонтов, ухудшению качества волновой картины, ухудшению когерентности, увеличению амплитуд рассеянных волн и прочим признакам, являются одним из типов флюидодинамических структур. Отображаемые на картах и графиках аномалии магнитного и потенциального полей в области закартированных глубинных разломов на уровне поверхности доюрского фундамента свидетельствуют о том, что такие разломы разделяют разнородные магнитоактивные тектонические блоки и, по сути, рассекают земную кору (вплоть до мантии), а значит, являются проводящими каналами миграции и разгрузки углеводородных флюидов в пластовые резервуары осадочного чехла и заполняют ловушки структур.

В целом на территории продуктивные крупноамплитудные структуры располагаются ближе к грабен-рифтам: на северо-востоке это Северо-Варьеганская, Варьеганская, Ваньеганская крупные линейные структуры, расположенные на бортах Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта с залежами газа, газоконденсата в верхних пластах осадочного чехла. Значительное число высокопродуктивных линейных структур (в основном новообразованных) приурочено к Лянторскому глубинному разлому триасового заложения (Аганский рифт), расположенному вдоль западного склона Сургутского свода (см. Рис. 3.1, 3.15).

Число залежей УВ на локальных структурах зависит от положения крупных поднятий по отношению к рифтам и зонам их пересечения. Довольно высокая продуктивность локальных структур, прежде всего линейных, в большей степени обусловлена приразломным положением,

образующем повышенную трещиноватость. Исследование истории формирования структур северной части Александровского свода, который граничит на западе с крупной линейной надрифтовой депрессией – Колтогорским мегапрогибом, установило, что наиболее перспективны для формирования значительных количеств УВ антиклинальные ловушки, сформированные и осложненные кайнозойскими тектоническими разломами, секущими весь осадочный чехол [87].

Влияние тектонических нарушений на нефтегазоносность структур исследовалось в работах многих авторов [35, 45, 49]. Связь глубинных разломов с нефтегазоносностью Западной Сибири изучалась Гавриловым В.П., Конторовичем А.Э., Неждановым А.А. [161, 162, 193], Астафьевым Д.А., Скоробогатовым В.А., и др. отечественными учеными. В.П. Маркевич при изучении дизъюнктивных дислокаций в осадочном чехле отмечал, что региональные глубинные разломы, ограничивающие трюги – крупные грабенообразные структуры, играли большую роль не только в формировании структурных планов различных районов Западно-Сибирской низменности, но и решающую роль в миграции углеводородов, в формировании их залежей и, по всей вероятности, имели место явления неоднократного перераспределения запасов нефти и газа в осадочном чехле [148]. А.А. Неждановым обосновывается влияние глубинных разломов на нефтегазоносность с позиций концепции флюидодинамики [162].

Более ранние исследования выявили, что при удалении от рифтогенных структур и сопровождающих их глубинных разломов более, чем на 60–70 км, месторождения формируются крайне редко [168]. На территории районов Среднего Приобья из количественного распределения продуктивности структур (доля продуктивных структур каждого класса удлиненности от всех продуктивных структур) по интервалам удаления расстояний от глубинных тектонических разломов следует, что в целом для каждого типа формы удлиненности сохраняется высокий процент продуктивности (71,4–100 %).

При сопоставлении количества продуктивных структур, а также их процентного соотношения по каждому классу удлиненности отмечается существенное различие по линейным структурам – рост числа продуктивных структур по мере их приближения к глубинным разломам. Разл с максимумом в интервале 0 – 2,5 км (Табл. 3.3, Рис. 3.16). На приведенном рисунке четко прослеживается зависимость продуктивности структур от удалений до разломов. Количество изометричных и брахиантиклинальных продуктивных структур не зависит от расстояний до разломов. Наибольший процент продуктивных структур на ближайших расстояниях (0–2,5 км) среди всех классов формы удлиненности статистически установлен по линейным (см. Рис. 3.16). Значительное увеличение среднего числа залежей в разрезе на структуру характерно для класса линейных, с максимумом на расстоянии 5–10 км до разломов и резким спадом до минимума на

расстояниях 30–40 км, что можно считать пределом влияния глубинных разломов на нефтегазоносность (см. Рис. 3.16).

Таблица 3.3 – Количественное распределение продуктивности классов удлиненности структур по интервалам изменения расстояний до глубинных разломов

Рразл, км	изометричные		брахиантиклинальные		линейные		суммарное кол-во	
	Продуктивные	% продуктивных структур по классу удлинения	Продуктивные	% продуктивных структур по классу удлинения	Продуктивные	% продуктивных структур по классу удлинения	Все продуктивные	%
0-2.5	3	9.4	9	28.1	20	62.5	32	19.6
2.5-5	5	17.9	13	46.4	10	35.7	28	17.2
5-10	10	24.4	19	46.3	12	29.3	41	25.2
10-15	9	30.0	16	53.3	5	16.7	30	18.4
15-30	9	37.5	12	50.0	3	12.5	24	14.7
30-40	2	25.0	4	50.0	2	25.0	8	4.9
Всего:	38	23.3	73	44.8	52	31.9	163	100

Линейные локальные структуры со значительно высоким числом залежей УВ в разрезе являются высокопродуктивными из-за вертикальной миграции углеводородов вдоль глубоких разломов в рифтовых зонах. Недостаточно большое число структур на больших расстояниях ограничивает анализ влияния разломов на нефтегазоносность. Для дальнейшего изучения нефтегазоносности при поиске количественных закономерностей следует привлекать существенно больший объем геолого-геофизической информации, включая сейсмический материал: структурные карты, временные разрезы и др.

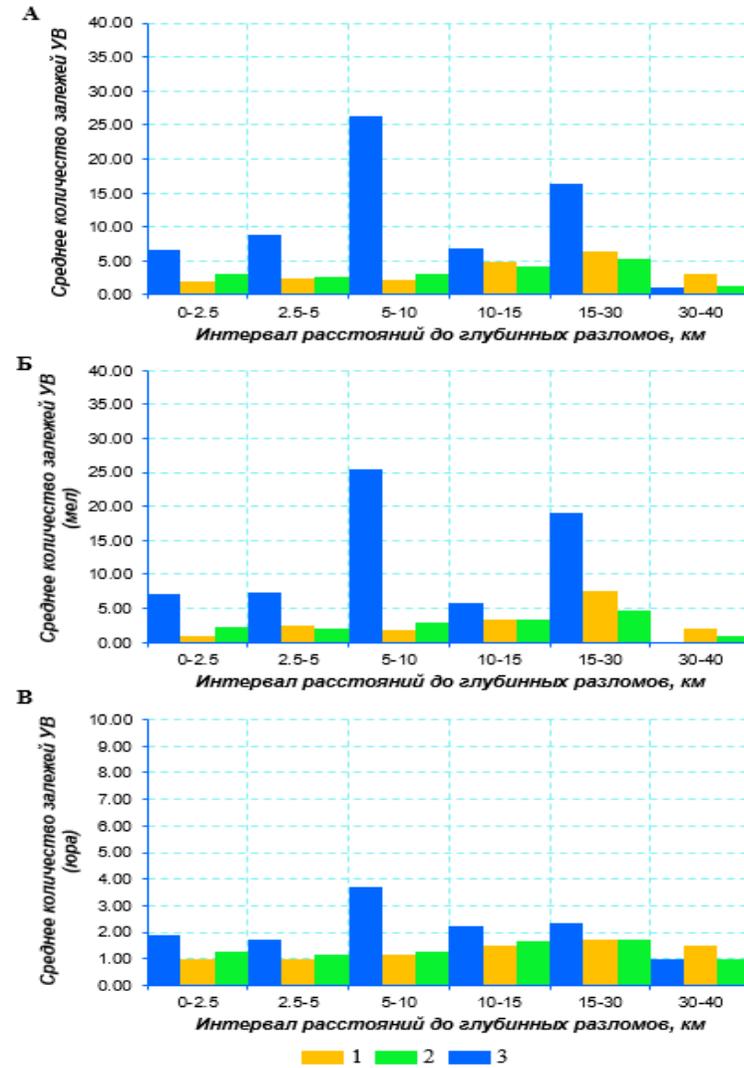
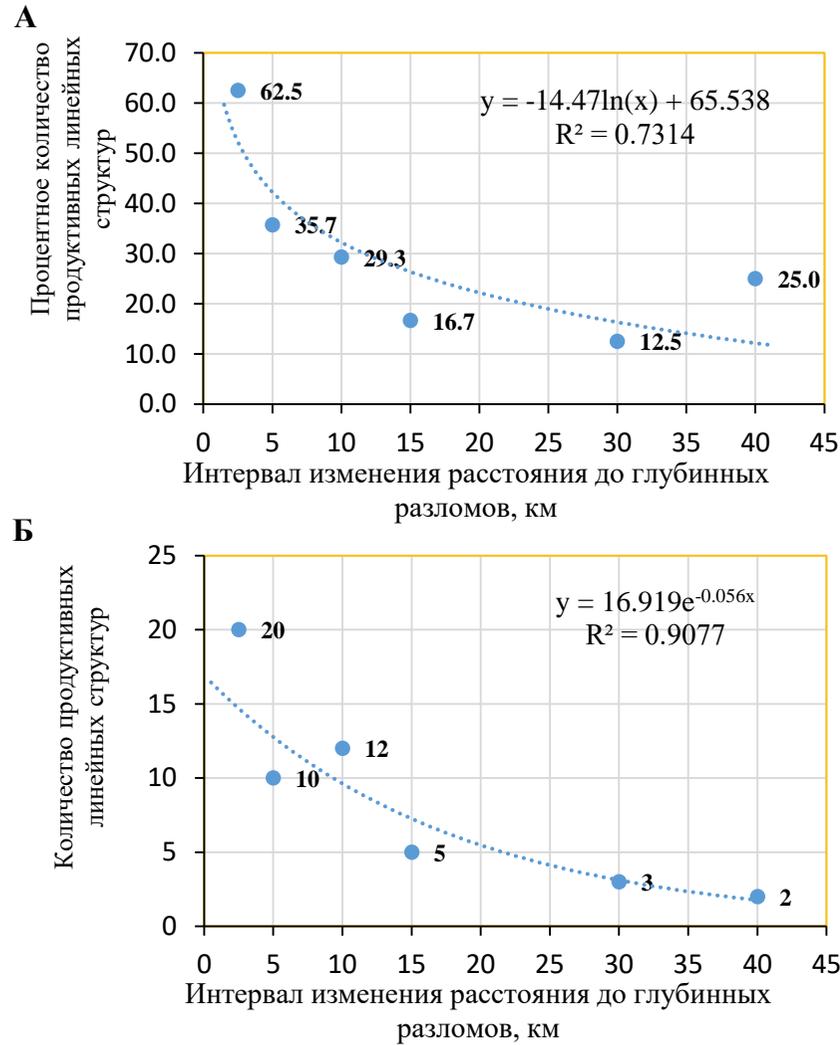


Рисунок 3.16 – Зависимости доли продуктивных линейных структур и их количества от расстояния до глубинных разломов (слева) и количественное распределение среднего числа залежей УВ (справа) в разрезе по классам формы удлиненности структур от интервалов расстояний до глубинных разломов: 1 – изометричные; 2 – брахиантиклинальные, 3 - линейные

Кроме того, анализировалась связь плотности продуктивных структур, вычисляемой отношением числа структур к размеру элементарной ячейки, по каждому классу формы удлинения с расстоянием до глубинных разломов. Каких-либо количественных закономерностей не установлено.

Сходная тенденция изменения продуктивности локальных структур с дизъюнктивными тектоническими нарушениями установлена и в других наиболее изученных регионах. Так, например, в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне по результатам морфологического анализа значительное количество месторождений УВ связано со структурами с коэффициентом удлинения больше трех, осложненными тектоническими нарушениями [28]. По распределению продуктивных структур 60% газовых месторождений связано с линейными структурами, но такая же тенденция прослеживается и для нефтяных месторождений (43%) [28]. Для данной территории характерны разновозрастные глубинные разломы и значительное увеличение числа месторождений УВ и структур, приуроченных к таким разломам. Глубина погружения фундамента в Тимано-Печорском НГБ достигает 15-17 км.

На территориях Волго-Уральской НГП, Прикаспийской провинций отмечается взаимосвязь удаления от разломов с интервалом нефтегазоносности; месторождения с большим содержанием УВ-газов располагаются ближе к региональным разломам, также увеличиваются количество структур и их размеры [41]. При этом крупные структуры выделяются на расстоянии 5 км, средние и мелкие месторождения УВ характеризуются максимумом нахождения до 5 км, далее их число закономерно уменьшается.

3.4. Прогноз продуктивности структур

Прогноз нефтегазоносности локальных структур проводится в условиях разной степени геолого-геофизической изученности территорий и постепенной актуализации информации о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности отдельных районов. Характер и достоверность исходных фактических данных во многом определяют результаты прогнозов. Значительный вклад в развитие методического обеспечения локального прогноза нефтеносности локальных структур внесли М.Д. Белонин, Н.Я. Кунин, С.Н. Чуйков, А.М. Волков, И.И. Нестеров, Г.И. Плавник, Л.Г. Судат, В.И. Шпильман, В.Я. Воробьев, В.И. Галкин, С.В. Галкин и другие.

На практике исследователи предлагали разные приемы и методики оценки продуктивности структур – как графические, так и математически формализованные, с обработкой информации. С момента выявления первых месторождений УВ в Березовском районе Западной Сибири структурные и тектонические факторы рассматривались как главные при

оценке перспектив нефтегазоносности и поисковых работах. На примере анализа размещения газовых залежей Березовского района в 1964 г. Ф.Г. Гурари и др. предложили метод изоконтактов (равных отметок водонефтяного и газовойдяного контактов), основная суть которого заключалась в следующем: локальная структура оценивалась как перспективная, если гипсометрическое положение кровли пласта было выше уровня плоскости изоконтактов, в противном случае она считалась водоносной [65]. Была проведена оценка 179 локальных поднятий [65]. Успешность такого прогноза по результатам поискового бурения оказалась достаточно высокой – около 80 %. В 1969 г. М.Я. Рудкевич при анализе продуктивных локальных поднятий с залежами УВ и водоносных выявил качественную связь нефтегазоносности со структурами определенного типа: «Высокоперспективными, обладающими широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности являются структуры древнего заложения, непрерывного и относительно равномерного конседиментационного роста в юрском и меловом периодах и энергичного активного роста в позднеолигоцен-неогеновое время» [189].

В 1972 г. С.П. Максимов и др. предложили метод минимальных амплитуд, по которому ниже определенного критического значения амплитуды структура не может содержать промышленную залежь [146]. В работе В.И. Шпильмана и Г.И. Плавника приведена формула для оценки влияния структурных условий на нефтегазоносность поднятий, позволяющая выделять для бурения перспективные структуры нефтегазоносного района [234]. В 1981 г. результаты анализа информативности разных морфологических показателей для более 1000 опоскованных структур разных регионов СССР, включая Западную Сибирь, в комплексе позволили Н.Я. Кунину сделать следующий вывод: «не может быть сформулирована какая-либо универсальная закономерность, пригодная для оценки вероятности продуктивности локальных поднятий в зависимости от морфологических параметров» [136]. В целом он отмечает следующие тенденции:

- повышение доли продуктивных структур при росте их площади;
- преимущественная продуктивность локальных подготовленных структур по величине амплитуды;
- удаленность от региональных разломов по-разному влияет на вероятность продуктивности структур в различных регионах;
- повышение продуктивности структур с приближением к разломам на склонах крупных линейных поднятий и в зонах залегания фундамента на глубинах 4–5 км и более.

Особо отмечалось, что по степени удлиненности в Западной Сибири более других (с вероятностью 50 %) продуктивны структуры изометричные и сильно вытянутые (отношение длинной оси к короткой от 3 до 10) [136].

В продолжение работ по исследованию влияния морфологических параметров на продуктивность структур в 1991 г. В.И. Галкин проанализировал значительный материал по более 1000 месторождений и «пустых» структур разных нефтегазоносных провинций, включая Западно-Сибирскую [43]. Основным выводом: размещение месторождений УВ существенно предопределяется морфологическими структурными факторами. В качестве показателей, контролируемых углеводородное насыщение ловушек структур, использовались амплитуда A , площадь S , интенсивность A/\sqrt{S} , размеры большой и короткой осей, расстояние до региональных тектонических разломов и др. При увеличении амплитуды вероятность наличия залежи в целом повышается, особенно при значениях свыше 80 м. Влияние площади и тектонической напряженности на продуктивность структур неоднозначно. В диссертационной работе И.Л. Левинзона по северной части Западной Сибири прогноз нефтегазоносности структур в юрской части разреза базировался на статистическом анализе структурно-тектонических критериев, ввиду их значительного влияния [141]. В их числе проанализированы такие параметры, как геометрические размеры структур (амплитуда, площадь, длины большой и короткой осей), структурный контроль (положение локальной структуры в пределах крупной структуры I-го порядка), амплитуды неотектонических движений, удаленность структур до региональных разломов, и др. [141]. Так, средняя величина амплитуды нефтегазоносных структур значимо выше, чем у непродуктивных. Кроме того, в диссертационной работе выведено, что с уменьшением удалений локальных поднятий до ближайших региональных разломов вероятность нефтегазоносности структур значимо повышается. А вот параметр изометричности структур (соотношение длин короткой и большой осей) оказался малоинформативным.

Ни один из рассмотренных параметров, включая морфологию локальных структур, а также удаления от глубинных разломов не позволяет выполнить разделение выборки эталонных структур на два класса – продуктивные и «пустые». В приложении N представлены корреляционные диаграммы попарных графиков морфологических параметров и расстояний до глубинных разломов по каждому классу структур формы удлинения.

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

$$ПР_k = \frac{ПР_Ф + ПР_A + ПР_S + ПР_O + ПР_{разл}}{5}, \quad (23)$$

где $ПР_Ф$ – 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 [94].

Оценка продуктивности структур $ПР_Ф$ по форме удлинения

$$ПР_{\Phi} = \frac{\sum \text{продуктивных структур класса удлинения}}{\sum \text{всех вскрытых бурением структур класса удлинения}}. \quad (24)$$

Для линейных структур $ПР_{\Phi}$ составляет 0,88, для брахиантиклинальных – 0,76, для изометричных – 0,81.

Оценка продуктивности структур $ПР_A$ по амплитуде A для каждого класса

Для брахиантиклинальных структур прогнозное уравнение имеет следующий вид:

$$ПР_A = \frac{e^{0,053A}}{1+e^{0,053A}}. \quad (25)$$

Коэффициент детерминации R^2 для данной модели составил 0,49 (рис. 3.17).

По линейным структурам прогнозное уравнение выражено следующей формулой:

$$ПР_A = \frac{e^{0,085A}}{1+e^{0,085A}}. \quad (26)$$

Коэффициент детерминации R^2 для модели составил 0,73 (см. рис. 3.17).

Для изометричных структур $ПР_A = 0,81$, продуктивность принята равной величине $ПР_{\Phi}$ данного класса, поскольку выборка структур по статистике недостаточно представительна.

Оценка продуктивности структур $ПР_S$ по площади S для каждого класса

Для брахиантиклинальных структур получена логистическая регрессионная модель, выраженная уравнением:

$$ПР_S = \frac{e^{0,079S}}{1+e^{0,079S}}. \quad (27)$$

Коэффициент детерминации R^2 для данной модели составил 0,50 (см. рис. 3.17).

Для линейных структур получена логистическая регрессионная модель, выраженная уравнением:

$$ПР_S = \frac{e^{0,085S}}{1+e^{0,085S}}. \quad (28)$$

Коэффициент детерминации R^2 для модели составил 0,56 (см. рис. 3.17).

Для изометричных структур $ПР_S = 0,81$, прогнозная зависимость статистически ненадежная, имеет слабый коэффициент линейной корреляции ($r = 0,36$). Продуктивность принята равной величине $ПР_{\Phi}$ данного класса.

Оценка продуктивности структур $ПР_O$ по ориентации для каждого класса

Показатель продуктивности структур по ориентировке длинных осей (направлению) оценивается следующей формулой:

$$ПР_O = \frac{\sum \text{продуктивных структур класса удлинения}}{\sum \text{всех вскрытых бурением структур класса удлинения}}. \quad (29)$$

Меридиональное направление:

- линейные структуры – $ПР_O = 0,94$;
- брахиантиклинальные структуры – $ПР_O = 0,84$;
- изометричные структуры – $ПР_O = 0,86$.

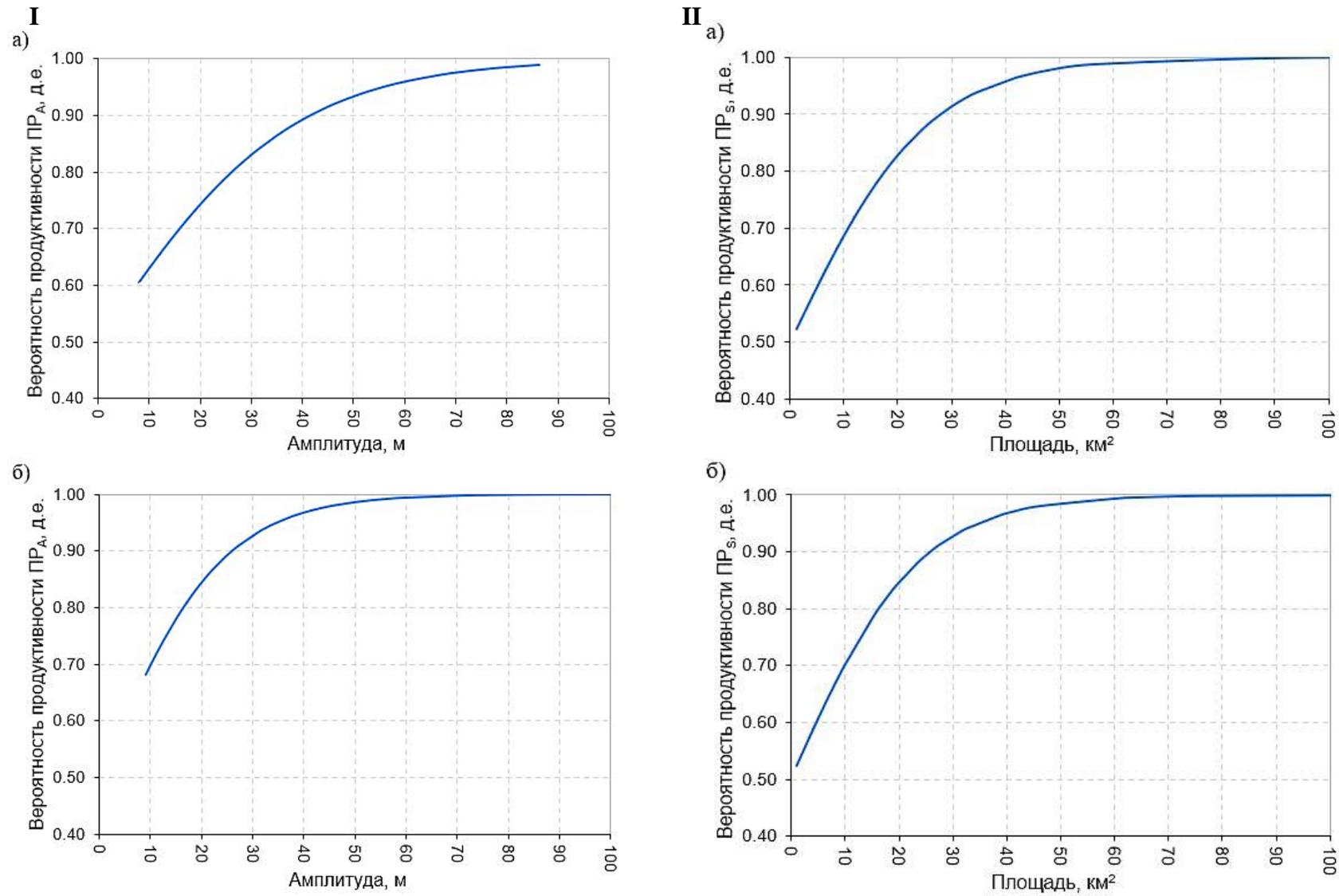


Рисунок 3.17 – Прогнозные модели показателей продуктивности структур в зависимости от амплитуды (I), площади (II) по ОГ Б: а) брахiantиклиналиные; б) линейные [94]

Широтное направление:

- линейные структуры – $ПР_0 = 0,64$;
- брахиантиклинальные структуры – $ПР_0 = 0,60$;
- изометричные структуры – $ПР_0 = 0,64$.

Оценка продуктивности структур $ПР_{разл}$ по удалениям от глубинных тектонических разломов для каждого класса

Продуктивность брахиантиклинальных и изометричных структур ввиду выявленного неоднозначного влияния разломов по статистической выборке оценивается формулой:

$$ПР_{разл} = \frac{\sum \text{продуктивных структур класса удлинения}}{\sum \text{всех продуктивных структур}}; \quad (30)$$

- брахиантиклинальные структуры – $ПР_{разл} = 0,45$;
- изометричные структуры – $ПР_{разл} = 0,23$.

Прогноз показателя продуктивности линейных структур от разломов оценивается по формуле (рис. 3.18):

$$ПР_{разл} = -0,145 \ln R_{разл} + 0,6554. \quad (31)$$

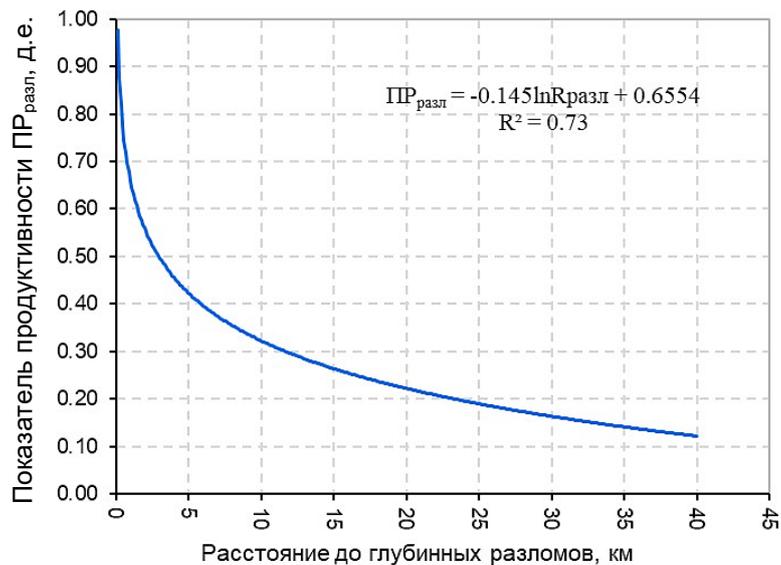


Рисунок 3.18 – Прогнозная модель продуктивности линейных структур в зависимости от расстояния до глубинных тектонических разломов [94]

Для разделения эталонных структур на продуктивные и «пустые» в каждом классе формы удлиненности количественно введены следующие условные граничные значения комплексной продуктивности на основе обобщения расчетов величины $ПР_к$ по всем структурам, при которых эмпирически достигается максимальная эффективность распознавания (подтверждаемость прогноза 70 % и более):

- **линейные:** $ПР_к \geq 0,76$ – продуктивные, $ПР_к < 0,76$ – «пустые»;
- **брахиантиклинальные:** $ПР_к \geq 0,68$ – продуктивные, $ПР_к < 0,68$ – «пустые»;

– **изометричные:** $ПР_k \geq 0,70$ – продуктивные, $ПР_k < 0,70$ – «пустые».

На рис. 3.19 представлены 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 %).

Также, на рис. 3.19 приведены 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 %).

Таким образом, в отличие от существующих методов, перечисленных ранее, разработанная методика оценки нефтегазоносности с учетом комплекса вероятностно-статистических зависимостей и критериев впервые позволяет дать формализованный прогноз продуктивности структур, в том числе широко распространенных малоамплитудных в центральных районах Западной Сибири. Важно отметить, что последняя работа по вероятностно-статистической оценке нефтегазоносности локальных структур с применением дискриминантного анализа выполнялась на других территориях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Фроловская и Надым-Пурская НГО) [43]. Кроме того, в разработанной методике впервые учитывается комплексно с другими морфологическими показателями параметр ориентации по направлению длинных осей структур, который значительно влияет на оценку продуктивности любой структуры по морфологии. Разделение значительного массива подтвержденных бурением локальных структур по морфологическим классам степени удлиненности впервые предоставило возможность формализовать прогноз продуктивности по параметрам отдельно для каждого класса исходя из специфики тектонического строения и позволяет дать предварительную оценку перспектив их нефтегазоносности до постановки бурения. Например, подготовленные к бурению линейные локальные структуры с самой высокой расчетной вероятностью $ПР_k$ определяют наличие глубинных разломов, что повышает перспективы выявления многозалежных месторождений УВ.

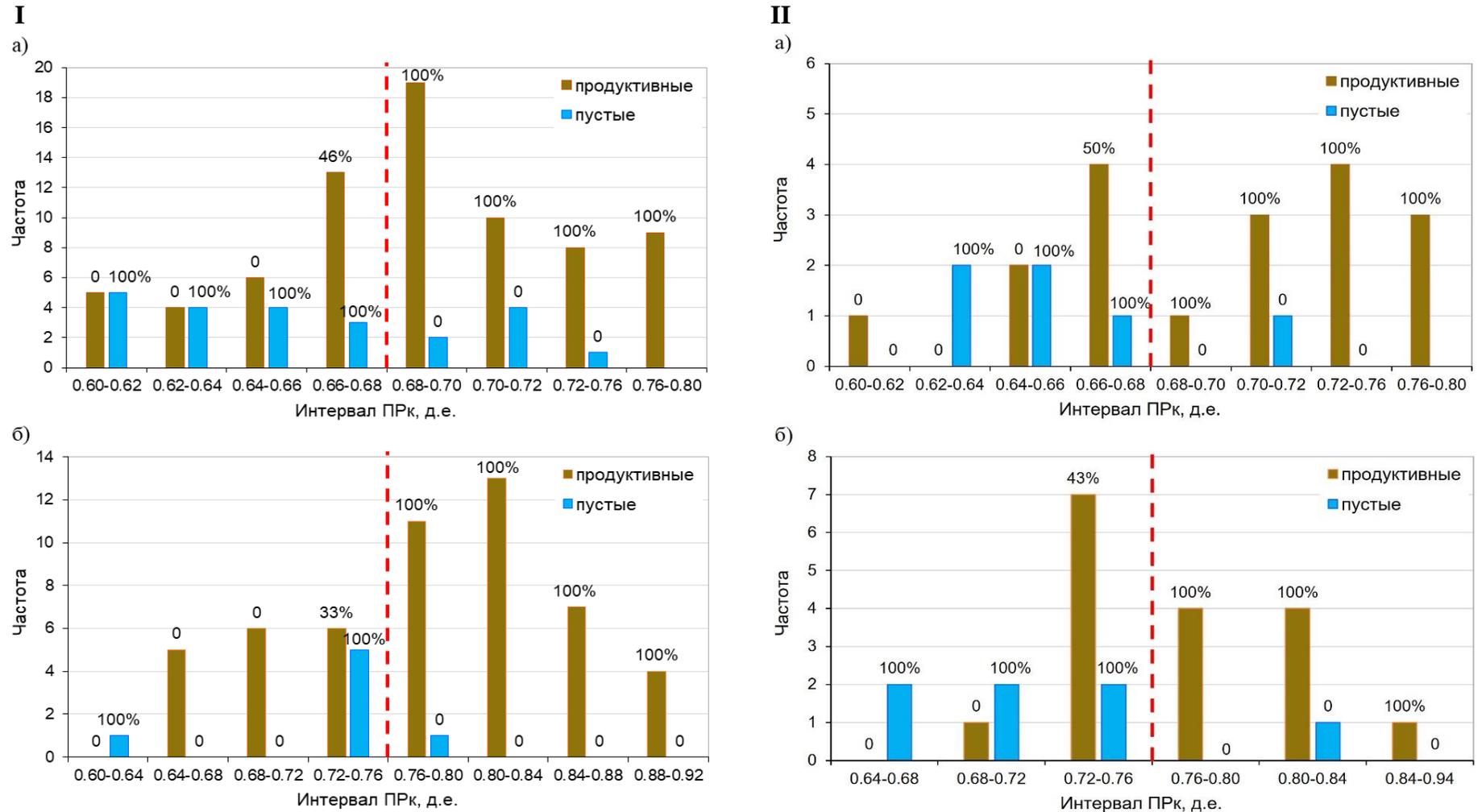


Рисунок 3.19 – Гистограммы распределения эталонных структур (материал обучения) – I, экзаменационных структур – II по интервалам прогнозной комплексной продуктивности (ПК) структур: а) брахиантиклинальных; б) линейных. Красным пунктиром показаны граничные значения ПК, разделяющие «пустые» и продуктивные структуры; в процентах – доля верно распознанных структур в каждом интервале изменения ПК

3.5. Выводы по главе

Таким образом, проведенный анализ морфологии структур, их тектоники, в частности приуроченности к крупным тектоническим глубинным разломам, обосновывает вывод о том, что успешность ГРП при поисках нефтяных и газовых месторождений повышается по мере приближения антиклинальных структур к крупным тектоническим глубинным разломам. Большинство локальных поднятий в Среднем Приобье, контролирующих нефтяные месторождения – по типу унаследованные, сквозные с юрским временем роста [23]. Наибольшее количество опосредованных бурением новообразованных структур, с которым связано повышение продуктивности и числа выявленных залежей УВ в юрско-меловом интервале по форме удлинения относится к типу линейных структур относительно широко развитых брахиантиклинальных и менее распространенных изометричных складок [92]. 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. Фактическое распределение залежей УВ свидетельствует о глубинной модели нафтидогенеза. Перспективы открытия многопластовых месторождений УВ в решающей степени зависят от плотности разрывных нарушений и наличия зон высокой трещиноватости пород, для уверенного картирования которых нужно повышать разрешенность метода, применять на площади работ сейсморазведку по методике МОГТ-3D.

Разработанная 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 %. Для повышения надежности прогноза целесообразно привлечение дополнительных критериев, оценивающих индивидуальные геологические особенности строения территории. Созданные в результате данной работы вероятностно-статистические модели и критерии прогноза нефтегазоносности структур могут служить теоретической основой при разработке новых методов локального прогноза для конкретных геологических территорий с учетом специфики их строения в пределах центральных районов Западной Сибири. Основные результаты исследований автора, изложенные выше, подробно описаны в публикациях [94, 95, 96].

4. Комплексный прогноз перспектив нефтегазоносности структур

4.1. Разработка методики оценки нефтегазоносности структур на основе учета их подтверждаемости и продуктивности

Важное значение имеют методики прогноза нефтегазоносности, основанные на эмпирическом и теоретическом моделировании свойств объектов. Широко используется разработка вероятностно-статических моделей с использованием математического аппарата на различных по геологическому строению территориях. Так, в работах Галкина В.И., Галкина С.В. [42, 43, 53] и других исследователей [117] учет значительного объема накопленной геолого-геофизической информации по реальным объектам позволил посредством пошагового многомерного регрессионного анализа разработать методики оценки перспектив нефтегазоносности с использованием комплексных критериев при ранжировании структур на территории Пермского края, включая Волго-Уральскую НПП. В Западной Сибири на территории Надым-Пур-Тазовского междуречья локальный прогноз с применением метода Байеса и линейного дискриминантного анализа показал достаточно высокую эффективность распознавания (близкую к 80%) нефтяных и «пустых» объектов в нижне-среднеюрском НГК [47]. Общим в данных работах являлось создание научно-обоснованных вероятностно-статистических методов прогноза нефтегазоносности структур при поисках нефтегазовых месторождений, включая анализ существующих представлений об условиях формирования залежей углеводородов в основных НГК; установление информативных критериев, определяющих перспективы нефтегазоносности локальных структур; и, как конечная задача, разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности и их практическая апробация на площадях.

В данной работе для прогноза нефтегазоносности структур используется комплексный подход, включающий оценку их подтверждаемости по сейсмическим данным и возможной продуктивности по параметрам морфологии и расстояниям до глубинных тектонических разломов. Основные факторы, значительно влияющие на нефтегазоносность структур – это их морфология и тектоника. Количественная оценка нефтегазоносности структур, подготовленных к глубокому бурению, в большей степени, основывается на морфологических характеристиках объекта, а именно их геометрических размерах - площади, амплитуде и др. по отражающему горизонту, ближайшему в разрезе или непосредственно приуроченному к геологическому. Все локальные структуры подготавливаются к глубокому бурению по опорному отражающему горизонту Б, ближайшему к регионально продуктивному резервуару Ю₁, в котором выявлено

большинство месторождений УВ в Среднем Приобье. Именно по данному горизонту далее приведено описание и основные результаты исследований.

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

Разработка методики комплексной оценки нефтегазоносности включает следующие основные этапы:

1) изучить особенности геологического строения и нефтегазоносности отложений на территории путем комплексного анализа данных сейсморазведки МОГТ-2D, поисково-разведочного бурения, данных 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.

Для разработки методики комплексной оценки нефтегазоносности была сформирована выборка в количестве 100 эталонных разбуренных локальных структур, ранее подготовленных сейсморазведкой МОГТ-2D по опорному отражающему горизонту Б в период с 1975 – 2021 годы, с полной оценкой всех геолого-геофизических параметров [93] (приложение Р).

Нефтегазоносность структур предлагается оценивать на основе комплексного показателя перспектив нефтегазоносности структуры $ПР_n$, определяющего степень перспективности структуры, по следующей формуле:

$$ПР_n = P_{\text{подтв}} * ПР_k, \quad (32)$$

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

Прежде всего сначала для ретроспективной оценки показателя $P_{\text{подтв}}$ на основе многомерного логистического анализа целесообразно разбить эталонную выборку на 2 класса по площади ($S \leq 10 \text{ км}^2$ и $S > 10 \text{ км}^2$).

Формулы прогноза вероятности подтверждаемости структур $P_{\text{подтв}}$ для первого класса ($S \leq 10 \text{ км}^2$) и второго класса ($S > 10 \text{ км}^2$) были представлены в главе 2 (Раздел 2.6, см. стр. 79).

Далее, все локальные структуры, закартированные по ОГ Б, были разделены по *величине коэффициента удлинения $K_{\text{удл}}$* на *три класса*:

- изометричные структуры (купола), $1 < K_{\text{удл}} < 2$;
- брахиантиклинальные структуры, $2 \leq K_{\text{удл}} < 3$;
- линейные структуры, $K_{\text{удл}} \geq 3$.

В количественном отношении выделенные эталонные структуры распределяются следующим образом: 27 изометричных, 41 брахиантиклинальных, 32 линейных.

Для разделения эталонных структур на нефтегазоносные (продуктивные) структуры, в которых открыты залежи УВ, и «пустые» структуры без притока УВ в скважинах, по комплексу параметров морфологии структур, удалений от глубинных тектонических разломов в каждом классе формы удлиненности с учетом установленных граничных значений по формуле выполнялся расчет показателя комплексной продуктивности $ПР_{\text{к}}$ (Раздел 3.4, см. стр. 121).

По комплексному показателю оценки нефтегазоносности структур $ПР_{\text{н}}$, с учетом показателей их подтверждаемости $P_{\text{подтв}}$ и продуктивности $ПР_{\text{к}}$, эталонные структуры на основании статистического анализа были разбиты на *три класса по степени перспективности нефтегазоносности* – высокоперспективные, перспективные и неперспективные (Табл. 4.1, Рис. 4.1). К классу неперспективных относятся структуры с оценкой $P_{\text{подтв}} < 0.5$ и (или) оценкой $ПР_{\text{к}}$ меньшей, чем граничное значение комплексной продуктивности для конкретного класса формы удлинения. Красным цветом в таблице 4.1 отмечены пороговые значения подтверждаемости и продуктивности структур, ниже которых структуры не подтверждаются, «пустые». Классификация структур по величине комплексного показателя перспектив нефтегазоносности структуры $ПР_{\text{н}}$ с учетом граничных значений их подтверждаемости и продуктивности представлена в таблице 4.1. Результаты распознавания структур каждого класса по форме удлинения при комплексном прогнозе по отмеченным граничным критериям в целом достаточно высокие (эффективность прогноза достигает 68% и выше, Табл. 4.2).

Таблица 4.1 – 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
брахиантиклинальная	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

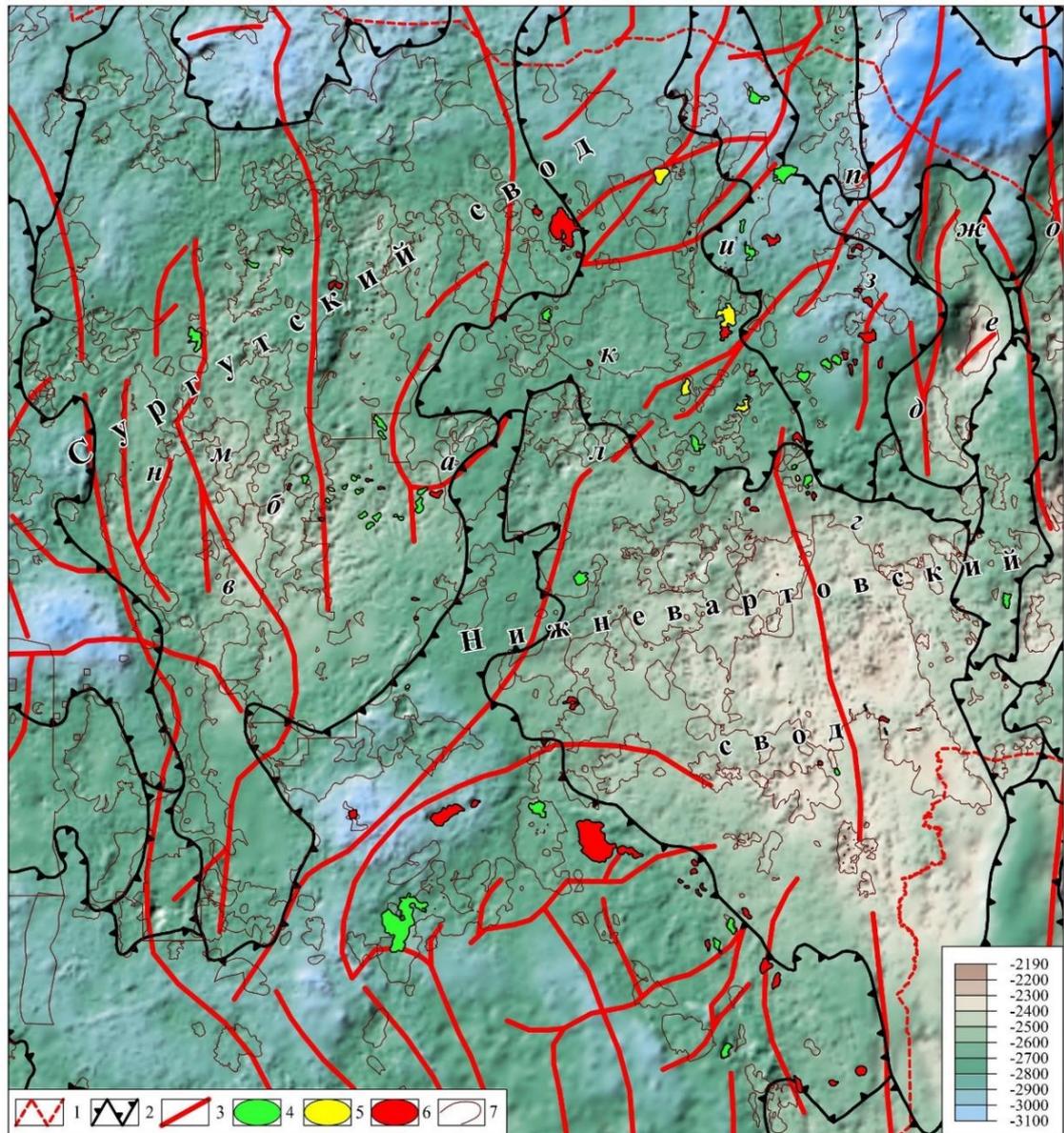


Рисунок 4.1 – Структурная карта по ОГ Б и контуры эталонных структур для комплексного прогноза нефтегазоносности [93]: 1 – граница Ханты-Мансийского автономного округа – Югры; 2 – границы тектонических элементов I порядка; 3 – глубинные тектонические разломы; 4 – высокоперспективные структуры; 5 – перспективные структуры; 6 – неперспективные структуры; 7 – контуры месторождений УВ; Месторождения нефти, газоконденсата (углеводородного сырья): а) Федоровское нефтегазоконденсатное; б) Яунлорское 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) Покачевско-Урьевское нефтяное; м) Вачимское нефтегазоконденсатное; н) Лянторское нефтегазоконденсатное; о) Тагринское нефтегазоконденсатное; п) Вынгапуровское нефтегазоконденсатное

Таблица 4.2 – Результаты классификации эталонных структур по критериям комплексной оценки перспектив нефтегазоносности

изометричная (количество - 27)

Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности / границы класса по интервалам показателей $R_{\text{подтв}}$, PR_K , PR_H	Количество продуктивных подтвержденных прогнозом структур	Количество продуктивных подтвержденных бурением структур	Количество «пустых» подтвержденных прогнозом структур	Количество «пустых» неподтвержденных бурением структур	Процент верно распознанных продуктивных подтвержденных бурением структур	Процент верно распознанных «пустых» неподтвержденных бурением структур
высокоперспективная	5	6	-	-	83.3	-
перспективная	3	4	-	-	75.0	-
неперспективная	1	9	6	8	11.1	75.0

общий процент верно распознанных продуктивных подтвержденных бурением структур - 47%

общий процент верно распознанных «пустых» неподтвержденных бурением структур - 75%

брахиантиклинальная (количество - 41)

Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности / границы класса по интервалам показателей $R_{\text{подтв}}$, PR_K , PR_H	Количество продуктивных подтвержденных прогнозом структур	Количество продуктивных подтвержденных бурением структур	Количество «пустых» подтвержденных прогнозом структур	Количество «пустых» неподтвержденных бурением структур	Процент верно распознанных продуктивных подтвержденных бурением структур	Процент верно распознанных «пустых» неподтвержденных бурением структур
высокоперспективная	17	17	-	-	100.0	-
перспективная	4	4	-	-	100.0	-
неперспективная	0	10	9	10	0.0	90.0

общий процент верно распознанных продуктивных подтвержденных бурением структур - 68%

общий процент верно распознанных «пустых» неподтвержденных бурением структур - 90%

линейная (количество - 32)

Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности / границы класса по интервалам показателей $R_{\text{подтв}}$, PR_K , PR_H	Количество продуктивных подтвержденных прогнозом структур	Количество продуктивных подтвержденных бурением структур	Количество «пустых» подтвержденных прогнозом структур	Количество «пустых» неподтвержденных бурением структур	Процент верно распознанных продуктивных подтвержденных бурением структур	Процент верно распознанных «пустых» неподтвержденных бурением структур
высокоперспективная	12	12	0	1	100.0	0.0
перспективная	-	-	-	-	-	-
неперспективная	0	8	10	11	0.0	90.9

общий процент верно распознанных продуктивных подтвержденных бурением структур - 60%

общий процент верно распознанных «пустых» неподтвержденных бурением структур - 83%

4.2. Результаты прогноза перспектив нефтегазоносности структур

На рисунке 4.2 показаны неразбуренные прогнозные локальные структуры с перспективными ловушками УВ, отранжированные по степени перспективности нефтегазоносности в пределах центральных районов Западной Сибирской НГП (по данным ХМАО НАЦ РН им. В.И. Шпильмана). С данными структурами связывается не раскрытый углеводородный потенциал Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Всего на рисунке 4.2 представлено 98 структур, подготовленных к поисковому бурению по ОГ Б. Площади структур, подготовленных к бурению сейсморазведкой, ранжируются в достаточно широком диапазоне – от 0,79 до 81,3 км². По всем структурам оценены ресурсы УВ категории Д₀, Д₁ и поставлены на гос. баланс РФ. Результаты комплексного прогноза нефтегазоносности неразбуренных локальных структур приведены в приложении Q.

По степени перспективности неразбуренные структуры количественно распределяются в следующем соотношении: 26 высокоперспективных, 26 перспективных и 46 неперспективных.

Высокоперспективные структуры характеризуются высокими показателями подтверждаемости и продуктивности, которые, соответственно, изменяются в диапазонах 0.77-1 и 0.68-0.85. Комплексный показатель перспектив нефтегазоносности структур варьирует в интервале от 0.55 до 0,80. Данные прогнозные структуры в тектоническом отношении больше приурочены к глубинным разломам. По форме удлинения 62% структур – линейные. Наиболее высокую оценку перспектив с точки зрения потенциала нефтегазоносности в порядке убывания величины комплексного показателя PP_n имеют Южно-Ингунская 2, Нежданная 1, Южно-Сардаковская, Южно-Нежданная, Ближняя, Усть-Котухтинская, Чехлонейская, Восточно-Икилорская структуры, подготовленные к бурению сейсморазведкой МОВ ОГТ 2D (Табл. 4.3) [93]. Перечисленные структуры по форме являются линейными антиклинальными складками и расположены вблизи глубинных тектонических разломов, на расстояниях от 1.7 до 7 км. Величина комплексного показателя перспектив нефтегазоносности PP_n по ним изменяется от 0.75 до 0.80, амплитуда и площадь соответственно в диапазоне 18-27 м и 3.5-29 км². Вероятность подтверждаемости $P_{подтв}$ вышеприведенных структур по сейсмическим данным близка к 1. При этом следует отметить, что наиболее высокоперспективные структуры, характеризуемые повышенными амплитудами 25-29 м, имеют ниже оценку комплексного показателя нефтегазоносности (0.75-0.76), чем структуры Южно-Ингунская 2, Нежданная 1, Южно-Сардаковская, Южно-Нежданная, у которых амплитуда не превышает 20 м (см. Табл. 4.3). Это обстоятельство объясняется разной удаленностью структур от глубинных тектонических разломов.

Перспективные структуры характеризуются значениями показателей $R_{подтв}$ и PR_k в диапазонах 0,5 – 0,77 и 0,68 – 0,87, соответственно. Величина PR_n изменяется в диапазоне от 0,35 до 0,54. Среди оцененных структур данной категории перспективности по форме удлинения уже значительно меньше линейных структур (5 из 26), возросло число брахиантеклинальных до 12 и изометричных до 9.

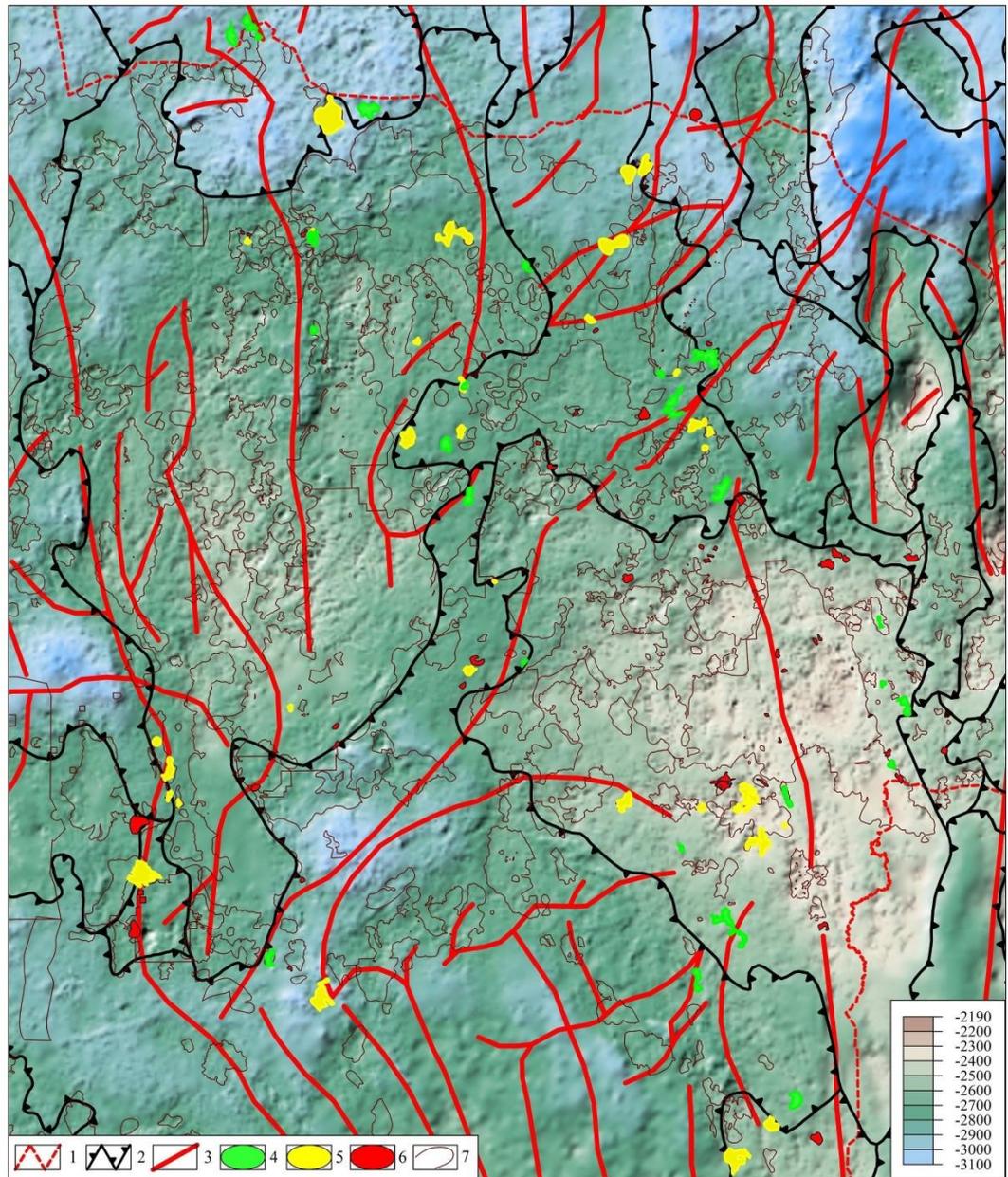


Рисунок 4.2 – Структурная карта по ОГ Б и контуры перспективных подготовленных к поисковому бурению структур [93]: 1 – граница Ханты-Мансийского автономного округа – Югры; 2 – границы тектонических элементов I порядка; 3 – глубинные тектонические разломы; 4 – высокоперспективные структуры; 5 – перспективные структуры; 6 – неперспективные структуры; 7 – контуры месторождений УВ.

Таблица 4.3 – Результаты комплексной оценки нефтегазоносности по наиболее высокоперспективным структурам

Локальная структура	Число ловушек в разрезе	Возможные продуктивные пласты	Амплитуда, м	Площадь, км ²	$R_{\text{подтв}}$	$PP_{\text{к}}$	$PP_{\text{н}}$
Южно-Ингунская 2	3	Ач6, Ю1-1, Ю2	20	13.3	1.00	0.80	0.80
Нежданная 1	3	Ач, Ю1, Ю2-4	21	20.9	1.00	0.80	0.80
Южно-Сардаковская	2	Ю1-1, Ю2	20	29.2	0.98	0.80	0.79
Южно-Нежданная	2	Ач, Ю2-4	20	11.8	1.00	0.79	0.79
Ближняя	4	Ю0, Ю1-1, Ю2	25	5.0	1.00	0.76	0.76
Усть-Котухтинская	3	БВ8-8, Ач2, Ю1-1	18	16.4	0.97	0.78	0.76
Чехлонейская	1	Ю7-9	27	8.7	1.00	0.76	0.75
Восточно-Икилорская	1	БС11-2	25	3.5	0.99	0.76	0.75
Кульеганская	1	Ю1-1	29	3.0	0.99	0.76	0.75
Ингольская	1	Ач	20	12.3	0.93	0.80	0.75
Хабушевская-Восточная	3	Ю0, Ю1, Ю2	20	7.0	0.97	0.76	0.74

С повышенным потенциалом нефтегазоносности выделяются площади с рядом высокоперспективных, перспективных структур с ловушками УВ к юго-востоку от Повховского нефтяного месторождения, поблизости от крупного Аганского грабен-рифта, осложненного глубинными разломами. На юге Сургутского свода благоприятными перспективами нефтегазоносности характеризуется площадь Западно-Усть-Балыкского нефтяного месторождения, и окружающие его локальные структуры «спутники».

Неперспективные структуры характеризуются показателями подтверждаемости и продуктивности, которые соответственно изменяются в диапазонах 0-0.99 и 0.60-0.77. Величина комплексного показателя перспектив нефтегазоносности структур $PP_{\text{н}}$ изменяется в диапазоне от 0 до 0.70. При этом 12 структур получили завышенную оценку $PP_{\text{н}}$ от 0,36 до 0,70, что объясняется погрешностью методики, и данные структуры отнесены к категории неперспективных, поскольку оценки показателей $R_{\text{подтв}}$ и $PP_{\text{к}}$ по ним ниже, чем граничные (см. Табл. 4.1). По прогнозу подтверждаемости 28% структур из общего количества неперспективных оценены с вероятностью больше 0.5, однако по показателю комплексной продуктивности они «пустые». Большая часть неперспективных структур удалена от глубинных разломов на расстояниях в среднем 14 км.

4.3. Выводы по главе

Разработанная 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. Использование установленных вероятностно-статистических критериев оценки нефтегазоносности позволяет выделять среди подготовленных к бурению структур наиболее перспективные, что позволит избежать или существенно сократить риск разбуривания малоперспективных объектов, повысить эффективность ГРП и подтверждаемость бурением, обеспечить прирост запасов промышленных категорий. С целью повышения надежности прогноза целесообразно привлечение дополнительных критериев, оценивающих индивидуальные геологические особенности строения территории. Созданные в результате данной работы вероятностно-статистические модели и критерии прогноза нефтегазоносности структур могут служить, теоретической основой при разработке новых методов локального прогноза для конкретных геологических территорий с учетом специфики их строения в пределах центральных районов Западной Сибири.

На основании комплексного показателя оценки нефтегазоносности структур с учетом критериев их подтверждаемости и продуктивности выполнено разделение подготовленных сейсморазведкой структур 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 ГРП 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. Рекомендуется проводить сейсморазведочные работы по технологии 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 МОВ ОГТ 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 сокращений и условных обозначений

- $K_{\text{вчр}}$ – коэффициент учета верхней части разреза;
 $K_{\text{кач}}$ – коэффициент качества сейсморазведочных работ;
 $K_{\text{под}}$ – коэффициент подобия структур по верхнему отражающему горизонту относительно нижнего;
 $K_{\text{подтв}}$ – коэффициент подтверждаемости структур бурением;
 $K_{\text{удл}}$ – коэффициент удлинения структур;
 $K_{\text{усп}}$ – коэффициент успешности бурения;
 $P_{\text{подтв}}$ – вероятность подтверждаемости структуры по данным сейсморазведки;
 $PR_{\text{к}}$ – показатель комплексной продуктивности структуры;
 $PR_{\text{н}}$ – комплексная вероятность перспектив нефтегазоносности структуры;
 $PR_{\text{ф}}$ – показатель продуктивности структуры по форме удлинения;
 $PR_{\text{А}}$ – показатель продуктивности структуры по амплитуде;
 PR_{S} – показатель продуктивности структуры по площади;
 $PR_{\text{О}}$ – показатель продуктивности структуры по направлению ориентировки длинных осей;
 $PR_{\text{разл}}$ – показатель продуктивности структуры по расстоянию до глубинных тектонических разломов;
- ВЧР – верхняя часть разреза;
 ГИС – геофизические исследования скважин;
 ГРР – геологоразведочные работы;
 ЛЛ – литологически-экранированные ловушки;
 ЛУ – лицензионный участок;
 МОВ – метод отраженных волн;
 МОГТ – метод общей глубинной точки;
 НГК – нефтегазоносный комплекс;
 НГО – нефтегазоносная область;
 НГП – нефтегазоносная провинция;
 НГПК – нефтегазоносный подкомплекс;
 НГР – нефтегазоносный район;
 НФН – нераспределенный фонд недр;
 ОГ – отражающий сейсмический горизонт;
 РВ – рассеянные сейсмические волны;
 СЛ – антиклинальные ловушки;

СЛЛ – структурно-литологические ловушки;

СТЛ – структурно-тектонические ловушки;

УВ – углеводороды;

Список литературы**Опубликованная**

1. Ананьев, А.М. Новые оценочные критерии качества подготовки локальных поднятий к глубокому бурению / А.М. Ананьев, Т.В. Гилязова, А.М. Чинарев // Георесурсы. – 2002. – № 2[10] – С. 40-44.
2. Аплонов, С.В. Геодинамика глубоких осадочных бассейнов / С.В.Аплонов. – СПб: Изд-во Санкт-Петербургского университета, 2000. – 60 с.
3. Аплонов, С.В. Геофизический анализ эволюции литосферы / С.В. Аплонов. – СПб: Изд-во Санкт-Петербургского университета, 1998. – 90 с.
4. Арабаджи, М.С. Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности на основе системного подход / М.С. Арабаджи, В.С. Мильничук // Геология нефти и газа. – 1992. – № 7. – С. 10-15.
5. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова и др. Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. 148 с.
6. Афанасьев, Ю.Т. Нефтегазоносность больших глубин / Ю.Т. Афанасьев, Ю.С. Кувыкин, Н.Е. Оводов [и др.] – М. : Недра, 1980. – 119 с.
7. Афонин, Д.Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин / Д.Г. Афонин // Бурение и нефть. – 2008. – № 9. – С. 22-25.
8. Бакиров, А.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев, Г.Т. Юдин. – Москва : Высшая Школа, 1976. – 416 стр.
9. Бакиров, А.А. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Г.А. Габриэлянц [и др.] – М. : Недра, 2012. – 412 с.
10. Белонин, М.Л. Количественные методы регионального и локального прогноза нефтегазоносности : диссертация. ... доктора. геол.-мин. наук : 04.00.17 / Белонин Михаил Данилович. – Санкт-Петербург, 1997. – 104 с.
11. Белоносов, А.Ю. Новые подходы в проведении геохимических нефтепоисковых исследований / А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов // Горные ведомости. - 2011. - № 6(85). - С. 104-110.
12. Бембель, Р.М. Активные проявления геосолитонной дегазации Земли в сейсмологии, в геофизических и геохимических материалах / Р.М. Бембель, А.Р. Бембель, В.М. Мегеря // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 4. – С. 69-76.

13. Бембель, Р.М. Геосолитонная концепция образования месторождений нефти и газа в районе Сургутского свода, перспективы её применения / Р.М. Бембель, С.Р. Бембель // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 4. - С. 12-15.
14. Бененсон, В.А. О перспективах нефтегазоносности палеозойских отложений Ханты-Мансийского приобья / В.А. Бененсон, В.С. Бочкарев, В.Г. Остапенко // ВНИИОЭНГ, серия: Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1985. – М. – вып. 9.
15. Бондаренко, П.М. Прогноз зон природной трещиноватости в продуктивных отложениях Западно-Урьевской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования / П.М. Бондаренко, В.В. Захаров, М.Ю. Зубков и др. // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2004. – № 14. – С. 23-30.
16. Бондарик, Г.К. Инженерно-геологические изыскания / Г.К. Бондарик, Л.А. Ярг – М. : «КДУ», «Добросвет», 2018.
17. Бородкин, В.Н. Представление об условиях формирования залежей УВ и их связи с фазовым и физико-химическим составом углеводородных систем / В.Н. Бородкин // Горные ведомости. – 2004. – № 7. – С. 60-78.
18. Бочкарев, В.С. Кратонизация фундамента, аркогенез и этапы активизации Западно-Сибирской геосинеклизы / В.С. Бочкарев // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности : Материалы II всероссийской научной конференции (Тюмень, 27-29 апреля 2010 г.). – Новосибирск : Академическое изд-во «Гео», 2010. – С. 17-21.
19. Бочкарев, В.С. Новые данные о фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы и их геологическое значение / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, И.В. Касьянов [и др.] // Горные ведомости. – 2019. – № 1(161). – С. 4-21.
20. 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.
21. Бочкарев, В.С. Тектоника и геодинамика Западно-Сибирской платформы / В.С. Бочкарев, И.И. Нестеров (мл.), Д.А. Огнев, И.В. Касьянов // VII Чтения памяти член-корр. РАН С.Н. Иванова : материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 70-летию основания Уральского отделения Российского минералогического общества. – Екатеринбург : Изд-во ИГГ УрО РАН, 2018. – С. 34-35.
22. Бочкарев, В.С. Тектонические и геодинамические аспекты нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы / В.С. Бочкарев, Д.А. Огнев, И.В. Касьянов // Проблемы тектоники континентов и океанов : материалы 51 (LI) тектонического совещания. – М.: ГЕОС, 2019. – Т. I. – С. 78-82.

23. 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.
24. Брехунцов, А.М. Об экономике и технологии поисков нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири / А.М. Брехунцов, Ю.П. Бевзенко // Геология нефти и газа. – 2000. - № 3 – С. 58-62.
25. Брехунцов, А.М. Особенности строения зоны сочленения Арктического и Урало-Монгольского складчатых поясов с реликтами океанических структур / А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, А.Н. Шадрин // Тектоника современных и древних океанов и их окраин : материалы XLIX Тектонического совещания, посвященного 100-летию академика Ю.М. Пушарского. – Москва: Изд-во ГЕОС, 2017. – Т. 1. – С. 58-62.
26. Буялов, Н.И. Методика прогнозирования нефтегазоносности / Н.И. Буялов // Геология нефти и газа. – 1977. – № 11 – С. 12-17.
27. Буялов, Н.И. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности / Н.И. Буялов, Л.М. Бурштейн, С.А. Винниковский [и др.] - М. : Недра, 1990. – С. 8-17.
28. Вахнин, М. Г. Анализ морфологических свойств и нефтегазоносности локальных структур Тимано-Печорского НГБ с использованием геоинформационной системы : автореферат диссертации. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Вахнин Михаил Геллерович – Сыктывкар, 2011. – 19 с.
29. Введение в теорию классификаций / Ю.А. Воронин. – Новосибирск : ВЦ СО АН СССР, 1982. – 194 с.
30. Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа : труды ЗапСибНИГРИ. – Москва : Недра, 1968. – 275 с.
31. Волков, А.М. Использование алгоритмов распознавания образов для разделения поднятий на газоносные и водоносные (на примере Березовского района Западной Сибири) / А.М. Волков // Труды ЗапСибНИГРИ. – Тюмень, 1968. – Вып. 18. – С. 33-57.
32. Волков, В.А. Выделение и характеристика перспективных объектов нижней и средней юры на территории Западной Сибири / В.А. Волков, А.Г. Мухер, Л.В. Смирнов и др. // Вестник недропользователя. – 2018. – № 29. – С. 14-41.
33. Воронин, Ю.А. Теория классифицирования и её приложения / Ю.А. Воронин. – Новосибирск : Наука, 1985. – 261 с.
34. Вышемирский, В.С. Палеозойские нефти в Западной Сибири / В.С. Вышемирский, Е.Ф. Доильницын, А.П. Перцева // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1973. – № I. – С. 33-35.
35. Гаврилов, В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления / В.П. Гаврилов. – М. : Недра, 1975. – 272 с.

36. Гаврилов, В.П. Геодинамика и нефтегазообразование / В.П. Гаврилов. – М. : Природа, 1985. – 246 с.
37. Гаврилов, В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия / В.П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 1998. – № 6. – С. 2-12.
38. Гаврилов, В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа / В.П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 41-47.
39. Гаврилов, В.П. Общая и региональная геотектоника / В.П. Гаврилов. – М. : Недра, 1986. – 184 с.
40. Гаврилов, В.П. Происхождение нефти / В.П. Гаврилов. – М. : Наука, 1986. – 176 с.
41. Галкин, В.И. Влияние разломов на нефтегазоносность локальных структур / В.И. Галкин, М.Э. Мерсон, Б.В. Никулин // Геология нефти и газа. – 1993. – № 2. – С. 16-18.
42. Галкин, В.И. Использование вероятностных моделей нефтегазоносности в целях ранжирования перспективных структур, находящихся в пределах Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей / В.И. Галкин, О.А. Мелкишев, С.В. Варушкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 1. – С. 23-30.
43. Галкин, В.И. Научное обоснование методов прогноза нефтегазоносности локальных структур : автореферат диссертации. ... доктора. геол.-мин. наук : 04.00.17 / Галкин Владислав Игнатьевич. – Москва, 1991. – 39 с.
44. Галкин, В.И. О необходимости учета геолого-тектонических условий при подготовке структур к глубинному бурению сейсморазведкой / В.И. Галкин, А.В. Растегаев // Вестник ПНИПУ. – 2000. – № 3. – С. 13-18.
45. Галкин, В.И. О роли разломов в нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Надым-Пурской НГО / В.И. Галкин, И.Л. Левинзон, О.А. Маршаев // Геология месторождений полезных ископаемых: Межвузовский сборник научных трудов. – Пермь : Изд-во ПГТУ, 1997. – С. 49-52.
46. Галкин, В.И. Оценка кондиционности структур, подготовленных сейсморазведкой / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.В. Галкин // Наука производству. – 2002. – № 4. – С. 26.
47. Галкин, В.И. Оценка перспектив нефтегазоносности юрских отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.В. Галкин [и др.] // Вестник ПНИПУ. – 1999. – № 2. – С. 36-42.
48. Галкин, В.И. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности / В.И. Галкин, Ю.А. Жуков, М.А. Шишкин. – Екатеринбург : УрО РАН, 1990. – 108 с.

49. Галкин, В.И. Прогноз нефтегазоносности ниже- и среднекаменноугольных отложений на локальных структурах северо-восточной части Волго-Урала / В.И. Галкин, Н.А. Лядова, С.В. Галкин. – Пермь : Изд-во ПГТУ, 1996. – 91 с.
50. Галкин, В.И. Прогнозирование нефтегазоносности локальных структур в Прикамье / В.И. Галкин, Н.А. Лядова, Ю.А. Жуков // Известия вузов. Горный журнал. – 1994. – №9. – С. 28-34.
51. Галкин, В.И. Разработка геолого-математических моделей для прогноза нефтегазоносности сложно построенных структур в девонских терригенных отложениях / В.И. Галкин, Н.Е. Соснин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 28–31.
52. Галкин, С.В. Вероятностный прогноз геологических рисков при поисках месторождений нефти и газа / С.В. Галкин. – М. : Книжный мир, 2009. – 221 с.
53. Галкин, С.В. Оценка эффективности подготовки структур сейсморазведкой и прогноз перспектив их нефтегазоносности (на примере Пермского Прикамья) : автореферат диссертации. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 / Галкин Сергей Владиславович. – Пермь, 1998. – 24 с.
54. Галушкин, Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю.И. Галушкин. – М. : Научный мир, 2007. – 456 с.
55. Гачегов, Е.В. Уточнение перспектив нефтеносности новых площадей на основании результатов бурения первых поисковых скважин / Е.В. Гачегов, А.Н. Шайхутдинов // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : Сборник докладов XXII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2019. – Т. 1. – С. 48-61.
56. Геологический словарь. – М. : Недра, 1978. – Т. 1, 2. – 486 с.
57. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта АВ₁ (АВ₁¹⁺²+АВ₁³) Самотлорского месторождения) / под ред. К. Е. Закревского. – Тюмень : Вектор Бук, 2017. – 314 с.
58. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов [и др.]. – М. : Недра, 1975. – 680 с.
59. Гертнер, Х. Об определении рациональной плотности сейсмических наблюдений по величине зоны Френеля / Х. Гертнер, Г. Климммер // Доклады II научного семинара стран членов СЭВ по нефтяной геофизике. Сейсморазведка. – Москва, 1982. – Т. 1. – С. 339-353.
60. Гогоненков, Г.Н. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири / Г.Н. Гогоненков, А.С. Кашик, И.А. Тимурзиев // Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С. 3-11.
61. Гогоненков, Г.Н. Количественные оценки систем сдвиговых дислокаций в Западной Сибири / Г.Н. Гогоненков, И.А. Тимурзиев, С.С. Эльманович // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 3. – С. 4-11.

62. Гогоненков, Г.Н. Пластические деформации осадочного чехла Западной Сибири в зонах горизонтальных сдвигов фундамента / Г.Н. Гогоненков, Л.А. Некрасова, И.А. Тимурзиев // Геология нефти и газа. – 2011. – № 3. – С. 55-62.
63. Горбунов, П.А. Прогнозирование зон нефтегазоносности северных и арктических районов Западной Сибири на основе палеотектонических критериев : диссертация к. г.-м. н. Тюмень: Изд-во ТИУ, 2020. – 135 с.
64. Гришин, Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа / Ф.А. Гришин. – М. : Недра, 1985. – 277 с.
65. Гурари, Ф.Г. О влиянии тектонического фактора на нефтегазоносность / Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев // Тектоника мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты : Труды СНИИГГиМС. – 1971. – вып. 100. – С. 116-142.
66. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии (в 2 -х книгах) / Дж.С. Девис. – М. : Недра, 1990. – 745 с.
67. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ и их парагенезисы / А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев [и др.] // материалы Всероссийской конференции (г. Москва, 22-25 апреля 2008 г.) – Москва : Изд-во ГЕОС, 2008. – 625 с.
68. Дедеев, В.А. Происхождение структур земной коры / В.А. Дедеев, П.К. Куликов. – Л. : Наука, 1989. – 264 с.
69. Дементьев, Л.Ф. Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии / Л.Ф. Дементьев, М.А. Жданов, А.Н. Кирсанов. – М. : Недра, 1988. – 255 с.
70. Дизъюнктивная тектоника Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев [и др.]. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1970. – 93 с.
71. Добрецов, Н.Л. Динамика нефтегазоносных бассейнов в Арктике и сопредельных территориях как отражение мантийных плюмов и рифтогенеза / Н.Л.Добрецов, О.П. Полянский, В.В. Ревердатто, А.В. Бабичев // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, – № 8. – С. 1145-1161.
72. Долгих, Ю.Н. Комплексная адаптивная технология кинематической инверсии данных сейсморазведки в условиях неоднородной верхней части разреза: диссертация д. г.-м. н. Тюмень: Изд-во ТИУ, 2017. – 306 с.
73. Долгих, Ю.Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР / Ю.Н. Долгих. – Москва: «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – 212 с.
74. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Г. Смит. – М. : Изд-во «Финансы и статистика», 1986. – Том 1. – 124 с.

75. Дюнин, В.И. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация: учеб. Пособие / В.И. Дюнин, А.В. Корзун. – Москва : Научный мир, 2003. – 98 с.
76. Жеро, О.Г. Тектоника доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозоя и триас-юрских отложений: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 04.00.17 / Жеро Олег Генрихович. – Новосибирск, 1984. – 492 с.
77. Жилина, И.В. Нефтегазоносность верхнеюрских и меловых отложений Западной Сибири и дизъюнктивная тектоника / И.В. Жилина, Р.О. Кузнецов // Актуальные проблемы нефти и газа: научное сетевое издание. – 2022. – Вып. 4(39). – С. 58-67.
78. Завьялов, В.А. Компенсация аномалий, вызванных влиянием ЗМС и ВЧР, по работам 3D в Среднем Приобье / В.А. Завьялов // Геофизика. – 2004. – № 5. – С. 14-15.
79. Завьялов, В.А. Об учете неоднородностей верхней части разреза по данным сейсморазведки в Широтном Приобье / В.А. Завьялов // Геофизика. – 2004. – № 6. – С. 6-11.
80. Завьялов, В.А. Целесообразность и необходимость переобработки материалов МОВ ОГТ прошлых лет на современном этапе / В.А. Завьялов // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : Материалы XV окружной научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2012. – С. 19-26.
81. Загоровский, Ю.А. Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири : диссертация ... кандидата. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Загоровский Юрий Алексеевич. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2017. – 201 с.
82. Задоенко, А.Н. Особенности этапов и стадий геологоразведочных работ при поисках, картировании и подготовке ловушек углеводородов на территории Среднего Приобья / А.Н. Задоенко, С.Г. Кузменков С.Г., В.Ф. Панов // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2003. – Вып. № 10. – С. 14-21.
83. Иванов, К.С. К вопросу о глубинном происхождении нефти Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири / К.С. Иванов, В.Г. Кучеров, Ю.Н. Федоров. – Тюмень: ЗапСибНИИГГ, 2008. – С. 160-173.
84. Игошкин, В.П. Сейсмостратиграфический анализ неокомских отложений северных и западных районов Широтного Приобья в связи с поиском и разведкой сложнопостроенных залежей нефти : автореферат диссертации. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Игошкин Владимир Петрович. – Москва, 1992. – 20 с.
85. Икон, Е.В. Потенциально пропущенные залежи среднеюрского НГК на территории ХМАО-Югры / Е.В. Икон, Л.М. Захарова // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: материалы XXIII окружной научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2020. – С. 203-210.

86. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). – М. : ВНИИГеофизика, 1984. – 39 с.
87. Калинин, А.Ю. Тектоника и нефтегазоносность северной части Александровского свода / А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев // Новосибирск : Интерэкспо Гео-Сибирь, 2014. – С. 10-21.
88. Карус, Е. В. Глубинное строение Западной Сибири / Е.В. Карус, Г.А. Габриэлянц, В.М. Ковылин, Н.М. Чернышев // Советская геология. – 1984. – № 5. – С. 75-85.
89. Касьянов, В.В. Прогноз зон напряженного состояния по кинематическим характеристикам наземной и скважинной сейсморазведки / В.В. Касьянов, Д.Г. Таужнянский, И.В. Касьянов // Геомодель-2009 : сборник докладов XI Международной научно-практической конференции. – Геленджик, 2009.
90. 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.
91. 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.
92. 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.
93. 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.
94. 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.
95. 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.
96. 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.

97. 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). – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_24/kasyanov.pdf (дата обращения: 12.04.2019).
98. Касьянов, И.В. Особенности проявления карбонатизации пластов в связи с нефтеносностью на территории Среднего Приобья в Западной Сибири / И.В. Касьянов // Наумовские чтения : сборник тезисов докладов II научно-практической конференции молодых ученых и специалистов (Тюмень, 16-19 сентября 2019 г.). – Тюмень: Экспресс, 2019. – С. 60-63.
99. Касьянов, И.В. Оценка надежности выделения сейсморазведкой ловушек Кельсилорской и Мувенлорской структур / И.В. Касьянов // Горные ведомости. – Тюмень, 2018. – № 6(160). – С. 74-82.
100. 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.
101. 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.
102. 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.
103. 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.
104. Киселев, В.С. Плотность сети профилей и надежность объектов при выявлении и подготовке под глубокое бурение нефтегазоперспективных структур / В.С. Киселев // Прикладная геофизика. – М. : Недра, 1986. – Вып. 114. – С. 74-86.
105. Клещев, К.А. Проект «Положения об этапах и стадиях геолого-разведочных работ / К.А. Клещев, П.Т. Савинкин, В.И. Пороскун [и др.] // Геология нефти и газа. – 1995. - № 1. – С. 25-29.

106. Клещев, К.А. Условия нефтегазонакопления на платформах и в складчатых областях с позиций тектоники плит / К.А. Клещев, В.С. Шеин // Геология нефти и газа. – 1984. – № 4. – С. 20-29.
107. Ковалев, В.Ф. Подземные воды Среднего Зауралья и Северного Зауралья и вопросы нефтегазоносности / В.Ф. Ковалев // Труды Горно-геологического института УфАН. – Свердловск, 1960. – Вып 47. – 140 с.
108. Козлов, С.В. Глубинная углеводородная парадигма – основа эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ / С.В. Козлов // 3-и Кудрявцевские чтения : материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти. – Москва : ЦГЭ, 2014. – С. 1-5.
109. Кондратович, Ю.В. Обнаружение и картирование неантиклинальных ловушек по данным сейсморазведки / Ю.В. Кондратович // Разведочная геофизика. Обзор ВНИИ экон. минер. Сырья и геол.-разв. работ. – Москва : ВИЭМС, 1984.
110. Конторович, А.Э. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты.- В кн.: Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.А. Олли, В.И. Виджаков [и др.]. – Новосибирск, 1980. – С. 4-21.
111. Конторович, А.Э. Имитационное математическое моделирование стохастических процессов как инструмент количественной оценки нефтегазоносности / А.Э. Конторович, В.Р. Лившиц // Геология нефти и газа. – № 12. – 1988. – С. 48-51.
112. Конторович, А.Э. Имитационное моделирование процесса поисков месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, В.Р. Лившиц // Геология и геофизика. – 1988. – № 5. – С. 3-17.
113. Конторович, А.Э. Современные подходы к оценке перспектив нефтегазоносности. В кн. Применение математических методов и ЭВМ для решения задач нефтяной геологии / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.Б. Леонтович // Новосибирск : Труды СНИИГГиМС, 1972. – Вып. 138. – 146 с.
114. Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
115. Корнев, В.А. Прогнозирование ловушек для залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным: На примере осадочного чехла Западной Сибири : диссертация ... доктора. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Корнев Владимир Александрович. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2002. - 407 с.
116. Косыгин, Ю.А. Тектоника / Ю.А. Косыгин. - М. : Недра, 1983. – 462 с.
117. Кошкин, К.А. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки перспектив нефтегазоносности пластов Тл2-б и Бб Пожвинского участка / К.А. Кошкин // Вестник

- Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17. – № 1. – С. 4–16. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.1
118. Краюшкин, В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти / В.А. Краюшкин. - Киев: Наукова думка. – 1984. – 176 с.
119. Кремер, Н.Ш. Теория вероятностей и математическая статистика: учебник для студентов вузов, обучающихся по экономическим специальностям. 3-е изд., перераб. и доп. / Н.Ш. Кремер. – М. : Юнити-Дана, 2010. – 551 с.
120. Кропоткин, П.Н. Глубинные разломы и дегазация Земли. - В кн.: Тектоническое развитие земной коры и разломы / П.Н. Кропоткин, Б.М. Валяев. – М. : Наука, 1979. – С. 257-267.
121. Кудрявцев, Н.А. Генезис нефти и газа / Н.А. Кудрявцев. – Л. : Недра, 1973. – 216 с.
122. Кудрявцев, Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения / Н.А. Кудрявцев. – Л. : Гостоптехиздат, 1963. – 220 с.
123. Кудрявцев, Н.А. Против органической гипотезы происхождения нефти / Н.А. Кудрявцев // Нефтяное хозяйство. – 1951. – № 9. – С. 17-24.
124. Кудрявцев, Н.А. Состояние вопроса о генезисе нефти на 1966 г. / Н.А. Кудрявцев. - Генезис нефти и газа. – М. : Недра, 1966. – С. 262-292.
125. Кузнецов, И.М. Анализ фонда локальных объектов нераспределенного фонда недр по территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / И.М. Кузнецов, Г.И. Копылов // Материалы IX конференции молодых специалистов. – Новосибирск, 2009. – 553 с.
126. Кузнецов, И.М. Некоторые методологические аспекты ревизии фонда подготовленных к бурению объектов / И.М. Кузнецов // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – 2009. - № 29. – С. 50-55.
127. 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.
128. 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.
129. Кузнецов, И.М. Оценка достоверности прогноза ловушек различных типов / И.М. Кузнецов // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – 2015. - № 27. – С. 40-46.
130. Кузьменков, С.Г. Методологическое обеспечение поисков и подготовки нефтегазоперспективных объектов неантиклинального типа на основе сейсмогеологических

- исследований: На примере Среднего Приобья Западной Сибири : автореферат диссертации. ... доктора геол.-мин. наук : 25.00.12 / Кузьменков Станислав Григорьевич. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2005. – 24 с.
131. Кунин, Н.Я. Классификация локальных структур севера Западной Сибири и закономерности размещения меловых поднятий / Н.Я. Кунин, Б.Н. Луценко // Геология нефти и газа. – 1988. – № 3. – С. 8-14.
132. Кунин, Н.Я. Методика поисков месторождений нефти и газа / Н.Я. Кунин / под ред. Н.Я. Кунина. – Москва : Труды ВНИГНИ, 1977. – Вып. 203.
133. Кунин, Н.Я. Особенности выраженности структур севера Западной Сибири по отражающему горизонту Б / Н.Я. Кунин, Б.Н. Луценко // Геология нефти и газа. – 1988. – № 9. – С. 36-40.
134. Кунин, Н.Я. Оценка кондиционности подготовки структур к глубокому бурению по данным сейсморазведки / Н.Я. Кунин // Геология нефти и газа. – 1975. – № 5. – С. 24-30.
135. Кунин, Н.Я. Оценка точности сейсмических построений при подготовке структур по сопоставлению с данными глубокого бурения / Н.Я. Кунин // Геология нефти и газа. – 1975. – № 2. – С. 41-50.
136. Кунин, Н.Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа / Н.Я. Кунин. – М. : Недра, 1981. – 304 с.
137. Кунин, Н.Я. Современное состояние сейсмостратиграфии и проблемы ее использования при изучении нефтегазоносности Западной Сибири / Н.Я. Кунин // Сейсмостратиграфические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – Алма-Ата : Наука, 1988. – С. 139-158.
138. Кунин, Н.Я. Эффективность подготовки нефтегазоносных структур к глубокому бурению в Западной Сибири по данным сейсморазведки и пути ее повышения / Н.Я. Кунин, Л.Ш. Гиршгорн, Т.Б. Красильникова [и др.] – Обзор ВИЭМС. Сер. регион. развед. и промысл. геофиз, 1977. – С. 24-45.
139. Куркин, А.А. Уточнение перспектив нефтегазоносности востока Ямала на основе детальной модели геологического развития : диссертация. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Куркин Александр Анатольевич. – Тюмень, 2019. – 219 с.
140. Ласточкин, А.Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа / А.Н. Ласточкин. – Ленинград : Недра. Труды ВНИГРИ. – 1974. - Вып. 327. – 68 с.
141. Левинзон, И.Л. Локально-зональный прогноз нефтегазоносности юрских отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья : автореферат диссертации. ... кандидата геол.-мин. наук : 04.00.17 / Левинзон Иосиф Липатьевич. – Пермь: ПНИПУ, 1998. – 23 с.
142. Левянт, В.Б. Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири / В.Б. Левянт, В.Л. Шустер // Экспозиция нефть, газ. – 2010. – № 2. – С. 7-9.

143. Лыжин, Е.А. Ключевые геологические риски пля / Е.А. Лыжин, Е.А. Булгакова, Н.В. Насонова, Е.Л. Лазарь // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 6. – С. 18-23.
144. Макарова, К.С. Влияние сдвиговых зон на продуктивность скважин Северо-Хохряковского месторождения / К.С. Макарова // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : материалы XIX окружной научно-практической конференции. - Ханты-Мансийск, 2016. – Т. 1. – С. 137-145.
145. Максимов, Е.М. Моделирование платформенных структур на примере Западно-Сибирской плиты / Е.М. Максимов // Известия вузов, сер. Геология и разведка. – 1984. – № 5. – С. 22-27.
146. Максимов, С.П. О минимальной амплитуде структурных ловушек, способных аккумулировать скопления нефти и газа в платформенных условиях / С.П. Максимов, В.А. Киров, В.Н. Ларкин // Докл. АН СССР. – 1972. – Т. 205. – № 6. – с. 1436-1438.
147. Малов, С.В. Проведение вероятностной оценки перспективных ресурсов углеводородов с целью повышения эффективности ГРП на примере Когалымского региона ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / С.В. Малов, Л.В. Саратинян, И.И. Хакимов // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : Сборник докладов XXII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2019. – Т. 1. – С. 78-83.
148. Маркевич, В.П. Особенности геологического развития и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / В.П. Маркевич // Сборник Проблемы сибирской нефти. – Новосибирск : Изд-во Сибирского отделения АН СССР, 1963. – С. 29-46.
149. Математические методы и ЭВМ в поисково-разведочных работах / А.С. Арабаджи, Э.А. Бакиров, В.С. Мильмичук [и др.]. – М. : Недра, 1984. – 264 с.
150. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. чл.-корр. АН СССР В.С. Суркова. – М. : Недра, 1991. – 287 с.
151. Методические рекомендации к технической инструкции по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ / А.В. Липилин. – Москва : Министерство природных ресурсов нефти, 2002. – 342 стр.
152. Методические указания по критериям кондиционности и подтверждаемости объектов, подготавливаемых сейсморазведкой под глубокое поисково-разведочное бурение. – М. : Миннефтепром, ИГиРГИ, ЦГЭ, 1983. – 8 с.
153. Милановский, Е.Е. Рифтовые зоны континентов / Е.Е. Милановский. – М. : Недра, 1976.
154. Морошкин, А.Н. Исследование влияния плотности сейсмопрофилирования 2D на ошибки структурных построений (на примере Башкирского свода) / А.Н. Морошкин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 26-31.

155. Муслимов, Р.Х. Моделирование разработки нефтяных месторождений с учетом их переформирования на поздней стадии и подпитки глубинными углеводородами / Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 56-60.
156. Муслимов, Р.Х. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты / Р.Х. Муслимов, И.Ф. Глумов, И.Н. Плотникова, В.А. Трофимов, Д.К. Нургалиев // Геология нефти и газа (спецвыпуск). – 2004. – С. 43-49.
157. Мухер, А.Г. Сейсмогеологическая модель строения и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений Юганско-Колтогорской зоны / А.Г. Мухер, Н.И. Добрынина, А.А. Сидоров [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : Материалы XIX окружной научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2016. – Т. 1. – С. 89-111.
158. Мясникова, Г.П. Закономерности размещения скоплений нефти и газа в различных геодинамических зонах земного шара / Г.П. Мясникова // Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр : Тезисы докладов I Всесоюзной конференции. – Москва, 1986. – С. 456-457.
159. Наливкин, В.Д. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности слабоизученных крупных территорий / В.Д. Наливкин, М.Д. Белонин, В.С. Лазарев // Советская геология. – 1976. – № 1. – С. 37-44.
160. Нассонова, Н.В. Геодинамический контроль нефтегазоносности сдвиговыми дислокациями на востоке Западной Сибири / Н.В. Нассонова, М.А. Романчев // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 8-14.
161. Нежданов, А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. – М. : Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.
162. Нежданов, А.А. Глубинная модель нафтидогенеза (на примере Западной Сибири) / А.А. Нежданов // Новые идеи в геологии нефти и газа. – М. : Изд-во МГУ, 2019. – С. 340-344.
163. Нежданов, А.А. Рифтогенная модель Западно-Сибирского бассейна как основа прогноза новых зон нефтегазоаккумуляции / А.А. Нежданов // Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов : Тезисы докладов международного симпозиума (Москва, 18-23 мая 1992 г.). – Москва, 1992. – С. 104.
164. Нежданов, А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ : автореферат диссертации. ... доктора. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Нежданов Алексей Алексеевич. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2004. – 44 с.

165. Олейник, Е.В. Анализ закономерностей строения баженовской свиты в связи с нефтегазоносностью клиноформной части неокотских отложений на территории ХМАО : диссертация канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Олейник Елена Владимировна. – Тюмень: ТИУ, 2019. – 154 с.
166. Олейник, Е.В. Ресурсная база углеводородов территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и пути ее развития / Е.В. Олейник, С.Г. Кузьменков, М.В. Новиков, Е.Е. Оксенойд, Л.М. Захарова, Е.В. Икон, В.Г. Поповская // Георесурсы. – 2023. – № 1(25). – С. 60-66.
167. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты / М. Я. Рудкевич [и др.]. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1970. – 177 с.
168. Падерин, Н.Ю. Комплексование сейсморазведочной и геоморфологической информации для повышения достоверности выявления нефтегазоперспективных структур / Н.Ю. Падерин, И.В. Косарев // Геофизические методы локального прогноза нефтегазоносности в Западной Сибири : Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1989. – С. 105-111.
169. Панов, В.Ф. Проблемы, особенности и перспективы картирования ловушек углеводородов в Среднем Приобье на современном этапе / В.Ф. Панов, С.Г. Кузьменков, И.С. Муртаев, В.Г. Савин, О.И. Змановская // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2002. – Вып. № 11.
170. Пантелейко, И.А. Модель разломно-блокового строения доюрского основания Тромъеган-Аганского междуречья в связи с перспективами нефтегазоносности / И.А. Пантелейко, Е.В. Рочева, А.А. Качкин // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : Материалы XXII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2019. – Т. 1. – С. 151-159.
171. Пейве, А.В. Глубинные разломы и их роль в строении и развитии земной коры / А.В. Пейве. – Избр. труды, М. : Наука, 1990. – Т. 1. – 352 с.
172. Плотникова, И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты / И.Н. Плотникова // Георесурсы. – 2004. – № 1 (15). – С. 40.
173. Поваренных, М.Ю. Фрустумация (фрагментация, кусковатость, образование «элементарной ячейки») – впервые выявленное свойство горных пород / М.Ю. Поваренных // Теория, история, философия и практика минералогии : материалы IV Международного минералогического семинара. – Сыктывкар, 2006. – С. 66-67.
174. Поляков, А.А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш.М. Мурзин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Т.7 – №4. – 2012. – С. 1-29.
175. Попов, И.П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений: учебное пособие / И.П. Попов. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2013. – 320 с.

176. Проблемы подготовки объектов и выявления мелких месторождений нефти в условиях высокой степени изученности территорий / Исхаков И.А., Лозин Е.В., Масагутов Р.Х. [и др.] // Сб. науч. трудов «Проблемы и перспективы геологического изучения и освоения мелких нефтяных месторождений». – Ижевск, 2002. – С. 70-73.
177. Путилов, И.С. Научное обоснование вероятностно-статистических методов прогноза нефтегазоносности структур в условиях высокоизученных территорий : автореферат диссертации. ... доктора тех. наук : 25.00.12 / Путилов Иван Сергеевич. – Пермь: ПНИПУ, 2016. – 36 с.
178. Путилов, И.С. Особенности использования новых критериев при прогнозе нефтегазоносности структур различных тектонических элементов Пермского края / И.С. Путилов, В.И. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 4-7.
179. Пятунина, Е. В. Анализ эффективности подготовки структур и прогноз нефтегазоносности верхнедевонско-нижнекаменноугольной толщи юго-востока Пермского Прикамья : автореферат диссертации. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Пятунина Екатерина Владимировна. – Пермь, 2009. – 22 с.
180. Рабинович, А.А. Использование коэффициентов успешности и подтверждаемости при анализе и прогнозировании геологоразведочных работ / А.А. Рабинович // Геология нефти и газа. – 1990. – № 1. – С.
181. Растегаев, А.В. Научное обоснование методов прогноза подтверждаемости структур, подготовленных сейсморазведкой к глубокому нефтепоисковому бурению : автореферат диссертации. ... доктора геол.-мин. наук : 04.00.17 / Растегаев Александр Васильевич. – Пермь, 2000. – 42 с.
182. Растегаев, А.В. Прогнозирование подтверждаемости структур, подготовленных сейсморазведкой, на примере Бымско-Кунгурской впадины / А.В. Растегаев // Вестник ПГТУ. Нефть и газ. – 2000. – № 3. – С. 3-8.
183. Ровнин, Л.И. Шаимское месторождение нефти в Тюменской области / Л.И. Ровнин // Геология нефти и газа. – 1960. – № 1. – С. 41-45.
184. Розин, Б.Б. Теория распознавания образов в экономических исследованиях / Б.Б. Розин. – М. : Статистика, 1973. – 224 с.
185. Ростовцев, Н.Н. Некоторые вопросы тектоники Западно-Сибирской низменности / Н.Н. Ростовцев // Геология и геофизика. – 1966. – № 1. – С. 3-9.
186. Роуз, П.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами / П.Р. Роуз // М. – Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011 – 304 с.

187. Рудкевич, М.Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М.Я. Рудкевич [и др.]. – М. : Недра, 1988. – 308 с.
188. Рудкевич, М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности / М.Я. Рудкевич. – М. : Недра, 1974. – 184 с.
189. Рудкевич, М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности / М.Я. Рудкевич. – Москва : Недра, 1969. – 278 с.
190. Садовский, М.А. Естественная кусковатость горной породы / М.А. Садовский // ДАН СССР. – 1979. – Т. 247. – Вып. 4. – С. 829-831.
191. Салманов, Ф.К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа / Ф.К. Салманов. – М. : Недра, 1974. – 280 с.
192. Сейсмостратиграфический и палеогеоморфологический анализы клиноформных комплексов с целью прогноза перспективных объектов / Н.Я. Кунин, М.В. Проничева, Г.Н. Саввинова [и др.] // Прогноз месторождений нефти и газа. – М. : ВНИГНИ, 1989. – С. 15-72.
193. Семинский, К.Ж. Специфика проявления разломов в платформенном чехле: результаты применения тектонофизического подхода к исследованию Тамбейского месторождения углеводородов (п-ов Ямал) / К.Ж. Семинский, Ю.П. Бурзунова, А.И. Мирошниченко [и др.] // Геодинамика и тектонофизика. – 2021. – Т. 12. – № 4. – С. 969-991.
194. Смирнов, А.С. Геолого-геофизические особенности картирования рифтогенных структур Западной Сибири / А.С. Смирнов // Геодинамика и минерагения Северной Евразии : материалы VI Междунар. науч. конф., посвящ. 50-летию Геол. ин-та им. Н.Л. Добрецова СО РАН, 300-летию РАН, 100-летию Респ. Бурятия и 10-летию науки и технологий. – Улан-Удэ : БГУ им. Доржи Банзарова, 2023. – С. 481-484.
195. Смирнов, В.Г. Аномалии гравитационного и магнитного полей как поисковые критерии структур чехла Западно-Сибирской плиты (в границах Тюменской области) / В.Г. Смирнов // Геофизические методы в изучении геологического строения и разведке месторождений нефти и газа Тюменской области. – М. : Недра, 1970. – С. 3-10.
196. Соколов, А.В. Ретроспективный анализ эффективности поисково-разведочных работ на предприятиях «Главтюменьгеология» в 1960–1990 гг. в Широком Приобье как основа планирования поисково-разведочного бурения / А.В. Соколов // Георесурсы. – 2023. – № 1 (25). – С. 36-44.
197. Субботин, С.И. Верхняя мантия и глубинная нефть / С.И. Субботин // Сборник трудов «Проблемы происхождения нефти». – Академия наук Украинской ССР. Институт геологических наук. – Киев : Наукова Думка, 1966. – С. 52-62.
198. Судакова, В.В. Прогнозирование ловушек нефти и газа на основе комплексного анализа материалов сейсморазведки и бурения на территории Сургутского свода : автореферат

- диссертации. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Судакова Валентина Владиславовна. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2005. – 24 с.
199. Судат, Л.Г. Подтверждаемость перспективных ресурсов ХМАО-Югры / Л.Г. Судат, Н.Н. Большакова, Е.И. Микова // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : Материалы XV окружной научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2012. – Т. 1. – С. 122-128.
200. Сургутский нефтеносный район. Тюмень, Труды ЗапСибНИГНИ. – вып.19. – 1968. – 239 с.
201. Сурков, В.С. Консолидированная кора платформенных областей Сибири / В.С. Сурков, А.И. Варламов, А.С. Ефимов, М.П. Гришин, В.Л. Кузнецов, В.С. Старосельцев, В.И. Лотышев, Л.В. Смирнов // Разведка и охрана недр. – 2007. – № 8. – С. 3-9.
202. Сурков, В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков. – М. : Недра, 1986. – 149 с.
203. Сурков, В.С. Перспективы поисков нефти в палеозойских и ниже-среднеюрских отложениях Мансийской синеклизы / В.С. Сурков, А.А. Трофимук, О.Г. Жеро [и др.] // Геология и геофизика. – 1983. – Л. I. – С. 16-24.
204. Сурков, В.С. Складчатые системы и структуры доюрского фундамента. Палеозой юго-востока Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, О.Г. Жеро, Л.В. Смирнов. – Новосибирск: Наука, 1984. – 70 с.
205. Сурков, В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, О.Г. Жеро. – М. : Недра, 1981. – 143 с.
206. Тарасов, Е.А. Локальный прогноз для «старых» нефтегазодобывающих регионов страны / Е.А. Тарасов, В.В. Ананьев // Геология нефти и газа. – 2004. – № 3. – С. 30-36.
207. Тимурзиев, А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе возрождения теории неорганического происхождения нефти и реализации в России национального проекта «Глубинная нефть» / А.И. Тимурзиев // Горные ведомости. – 2018. – № 5(159). – С. 20-30.
208. Тимурзиев, А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и разведки глубокозалегающих месторождений углеводородов / А.И. Тимурзиев, Г.Н. Гогоненков // Вести газовой науки. - 2012. - № 1 (9). - С. 68-84.
209. Тимурзиев, А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): автореферат дис. на соискание уч. степени док. геол.-минер. наук / А.И. Тимурзиев. – М. : МГУ, 2009. – 40 с.

210. Тимшанов, Р.И. Динамика концентраций ароматических углеводородов C6-C8 в приповерхностных средах в связи с прямыми геохимическими поисками залежей нефти / А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, Р.И. Тимшанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 4. – С. 44-48.
211. Трофимов, В.А. Кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи «старых» месторождений – добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов / В.А. Трофимов // Георесурсы. – 2013. – № 4 (54). – С. 65-67.
212. Трофимов, В.А. Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений: гипотезы и факты / В.А. Трофимов // Георесурсы. – 2009. – № 1(29). – С. 46-48.
213. Трофимов, В.А. Новые подходы к прогнозированию локализации пер-спективных на углеводороды объектов в глубокозалегающих горизонтах Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций / В.А. Трофимов // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2014. – № 2. http://oilgasjournal.ru/vol_10/trofimov.pdf (дата обращения: 13.07.2021).
214. Трофимов, В.А. Новый подход к решению проблем поисков нефти в палеозое Западной Сибири / В.А. Трофимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 12. – С. 9-15.
215. Ту, Дж. Принципы распознавания образов / Дж. Ту, Р. Гонсалес. – М. : Мир, 1978. – 411 с.
216. Туренко, С.К. Использование пакета программ ПЛЭКС для выбора сетей наблюдений геофизическими методами / С.К. Туренко, В.Д. Борцов // Вычислительные методы в геологоразведке : сборник научных трудов. Под ред. Воронина Ю.А. – Новосибирск, 1986. – С. 143-157.
217. Туренко, С.К. Использование пакета программ ПЛЭКС для исследования сетей наблюдений при выделении плоских объектов (контуров) / С.К. Туренко // Вычислительные методы в геологоразведке: сборник научных трудов. Под ред. Воронина Ю.А. – Новосибирск, 1986. – С. 133-141.
218. Туренко, С.К. Теоретическое обеспечение ретроспективного анализа систем наблюдений в геологоразведке за счет моделирования на ЭВМ / С.К. Туренко. – Препринт, 1984.
219. Успенская, Н.Ю. Месторождения-гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности их формирования / Н.Ю. Успенская // Геология нефти и газа. – 1972. – № 8. – С. 1-8.
220. Филиппович, Ю.В. Новая концепция тектонического строения фундамента и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / Ю.В. Филиппович // Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 51-62.

221. Фокин, А.Н. Риски и неопределенности в геологоразведочном процессе / А.Н. Фокин // Новатор. – 2011. – № 43. – С. 8-12.
222. Хаин, В.Е. Общая геотектоника / В.Е. Хаин. – М. : Недра, 1964. – 479 с.
223. Хафизов, Ф.З. Анализ запасов нефти / Ф.З. Хафизов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 360 с.
224. Чернова, Г.А. Вещественный состав и нефтегазоносность доюрских отложений Юганской впадины / Г.А. Чернова, А.В. Тугарева, Н.И. Добрынина // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры : Сборник докладов XX научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2017. – Т. 2. – С. 122-138.
225. Чуйков, С.Н. Закономерности дискретного распределения структур в Западной Сибири / С.Н. Чуйков, В.И. Шпильман // Геология нефти и газа. – 1992. – № 3. – С. 11-14.
226. Шарифуллина, Е.А. Анализ и пути повышения эффективности освоения лицензионных участков в пределах среднеобской нефтегазоносной области // автореферат диссертаци. ... кандидата геол.-мин. наук : 25.00.12 / Шарифуллина Елена Алексеевна. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2004. – 21 с.
227. Шатров, С.В. Оценка ресурсов углеводородов на основе совместного моделирования вероятностных и объемных характеристик поисковых объектов // автореферат диссертаци. ... кандидата геол.-мин. наук : 25.00.12 / Шатров Сергей Викторович. – Уфа : Изд-во ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2018. – 21 с.
228. Шахновский, И.М. Научные последствия ошибочных представлений о процессах нефтегазообразования / И.М. Шахновский // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 3. – С. 14-22.
229. Шахновский, И.М. Некоторые дискуссионные проблемы нефтяной геологии / И.М. Шахновский // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2003. – № 2. – С. 14-22.
230. Шахновский, И.М. Происхождение нефтяных и газовых месторождений / И.М. Шахновский // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2002. – № 3. – С. 16-24.
231. Шахновский, И.М. Происхождение нефтяных углеводородов / И.М. Шахновский. – М. : Геос, 2001. – 72 с.
232. Шахновский, И.М. Формирование залежей нефти и газа во вторичных резервуарах / И.М. Шахновский // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 3. – С. 16-21.
233. Шпильман, В.И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири / В.И. Шпильман, Л.А. Солопахина, В.И. Пятков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 1999. – Т. 1. – С. 96-115.

234. Шпильман, В.И. Теоретическая оценка влияния структурных условий на нефтегазоносность поднятий / В.И. Шпильман, Г.И. Плавник // В сб. : Нефть и газ Тюмени. Тюмень, 1971. – № 9. – С. 19-22.
235. Шумейкин, А.С. Методика оценки перспектив нефтегазоносности на основе комплексного анализа данных геофизических исследований и ДЗЗ : автореферат диссертации. ... канд. техн. наук : 25.00.10 / Шумейкин Алексей Сергеевич. – Москва: Изд-во МГРИ-РГГРУ, 2012. – 30 с.
236. Шустер, В.Л. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири / В.Л. Шустер, С.А. Пунанова // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 2. – С. 337-345.
237. Эдельштейн, А.Я. Классификация локальных поднятий центральных районов Западно-Сибирской низменности. - Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности локальных поднятий Среднего Приобья и севера Западно-Сибирской плиты по структурному фактору / А.Я. Эдельштейн, Г.И. Плавник // Под ред. д.г.-м.н., проф. М.Я.Рудкевича. Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 47. Тюмень, 1971. – С. 142-151.
238. Южаков, А.Л. Многоуровневое вероятностно-статистическое моделирование для прогноза нефтегазоносности локальных структур визейских отложений южной части Пермского края : диссертация канд. тех. наук : 1.6.11 / Южаков Алексей Леонидович. – Пермь: ПНИПУ, 2023. – 133 с.
239. Ясович, Г.С. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений Западной Сибири / Г.С. Ясович, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова // Геология нефти и газа. – 1987. – № 9. – С. 23-27.
240. Yarus, J.M. Stochastic modeling and geostatistics / J.M. Yarus // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.

Фондовая

241. Разработка сейсмогеологических основ прогноза неантиклинальных ловушек и залежей углеводородов Западной Сибири и методики комплексирования геолого-геофизической информации для повышения достоверности выявления нефтегазоперспективных объектов : отчет о НИР / Ответственный исполнитель А.А. Нежданов. – Тюмень : ЗапСибНИИгеофизика, 1990. – 940 с.

Список рисунков

- Рисунок 1.1 – Схема геолого-геофизической изученности исследуемой территории (толстой синей линией отмечен контур территории исследований) 10

Рисунок 1.2 – Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В.И.Шпильмана и др., 1998 г.) [233].....	12
Рисунок 1.3 – Схема нефтегазоносности территории исследований (составлена автором по данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана).....	16
Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей ГРП на территории ХМАО-Югры в период с 2001 по 2021 г. [166]	29
Рисунок 2.2 – Динамика прироста запасов нефти за счет поисково-разведочного бурения территории ХМАО-Югры в период с 2000 по 2021 г. [166].....	29
Рисунок 2.3 – Динамика объемов сейсморазведочных работ на территории ХМАО-Югры в период с 2000 по 2021 г. [166].....	31
Рисунок 2.4 – Распределение причин полученных результатов бурения по ловушкам [102] ...	37
Рисунок 2.5 – Ранжировка результатов бурения ловушек по приуроченности к структурам (после бурения) [102]	39
Рисунок 2.6 – Динамика распределения опосредованных ловушек по периодам подготовки сейсморазведкой:	40
Рисунок 2.7 – Соотношение подготавливаемых под поисковое бурение антиклинальных и неантиклинальных ловушек по годам [169]	41
Рисунок 2.8 – Новобыстринское месторождение, пласт ЮС ₂ [85]	48
Рисунок 2.9 – Ретроспективный анализ эффективности ГРП для территории Широного Приобья (ХМАО – Югра) [196]	52
Рисунок 2.10 – Региональная структурная карта по отражающему горизонту «Б» с расположением локальных структур [101].....	56
Рисунок 2.11 – Немтянская неподтвержденная структура по ОГ Ю ₁ : А – контур подготовленной к бурению структуры; Б – неподтверждение объекта бурением скважины.....	58
Рисунок 2.12 – Новогурьяхская неподтвержденная структура по ОГ Б, выкопировка из структурного плана (по материалам ОАО «Хантымансийскгеофизика» сп 7/04-05 Егурьяхской).	58
Рисунок 2.13 – Количественное распределение морфологических параметров локальных структур (ОГ Б, Ю ₁): А, Б – амплитуды подтвержденных и неподтвержденных структур; В, Г – площади подтвержденных и неподтвержденных структур	60
Рисунок 2.14 – Зависимости подтверждаемости структур от основных параметров структур, параметров системы наблюдений при подготовке сейсморазведкой МОГТ-2D [91].....	61
Рисунок 2.15 – Графики размеров структур до (прогнозные, синие столбики) и после (фактические, красные столбики) бурения скважин: А – площадей структур; Б – амплитуд структур (ось Х – номер структуры)	64
Рисунок 2.16 – Пример результатов поискового бурения на перспективной структуре [147]	65
Рисунок 2.17 – Характер распределения площадей локальных структур (красная линия – граничное значение площади 10 км ²) [101].....	67
Рисунок 2.18 – Зависимость подтверждаемости структур площадью до 10 км ² от плотности сейсмических профилей [101].....	67
Рисунок 2.19 – Зависимость подтверждаемости структур площадью более 10 км ² от плотности сейсмических профилей [101].....	67
Рисунок 2.20 – Зависимости подтверждаемости структур от соотношений параметров структур, систем наблюдений [101]	70
Рисунок 2.21 – Зависимость подтверждаемости структур от угла между длинной осью и секущими их профилями [101]	71
Рисунок 2.22 – Зависимость подтверждаемости структур от среднего угла между профилями регулярной сети наблюдений [101].	72
Рисунок 2.23 – Зависимость подтверждаемости структур от отношения амплитуды к площади (класс структур площадью до 10 км ²) [101]	72
Рисунок 2.24 – Зависимость подтверждаемости структур от отношения плотности профилей к площади (класс структур площадью до 10 км ²) [101]	73

Рисунок 3.1 – Схема расположения локальных структур и структурная карта по ОГ Б на территории Среднего Приобья [94].....	85
Рисунок 3.2 – Карта размещения грабен-рифтов Западной Сибири (цветная подложка – карта комплексного параметра потенциальных полей – нормированные и суммарные магнитное и гравитационное поля; И.В. Косарев) [168]	86
Рисунок 3.3 – Распределение продуктивности локальных структур разного типа формы удлинения по изменению их амплитуды, площади по ОГ Б, коэффициентам подобия амплитуды, площади по ОГ М, Г относительно ОГ Б.....	91
Рисунок 3.4 – Распределение количества залежей УВ в разрезе на структурах разных типов формы удлинения (1 – изометричные, 2 – брахиантиклинальные, 3 – линейные): по величине амплитуды структур ОГ Б (А-В), их площади (Г-Е), коэффициентам подобия структур по амплитуде ОГ М относительно ОГ Б (Ж-И), амплитуде ОГ Г относительно ОГ Б (К-М), коэффициентам подобия структур по площади ОГ М относительно ОГ Б (Н-П), площади ОГ Г относительно ОГ Б (Р-Т)	93
Рисунок 3.5 – Распределение локальных структур по соотношению структурных планов горизонтов: А) крупноамплитудные; Б) малоамплитудные	96
Рисунок 3.6 – Карта коэффициента соотношения амплитуд локальных структур по верхним меловым горизонтам (ОГ «М», «Г») к нижним юрским (ОГ «Б»).....	98
Рисунок 3.7 – Карта плотности залежей УВ и ранжирования структур по классам коэффициента подобия.....	100
Рисунок 3.8 – Распределение продуктивности локальных структур по ориентировке длинных осей: М – меридиональное направление; Ш – широтное направление; 1 – изометричные структуры; 2 – брахиантиклинальные структуры; 3 – линейные	103
Рисунок 3.9 – Карта рельефа поверхности Мохоровичича (Западная Сибирь, под ред. В.С. Суркова, 2004 г.; 1 – контуры грабен-рифтов) [194]	104
Рисунок 3.10 – Фрагменты карт изогипс ОГ Г (А), ОГ М (Б), ОГ Б (В), толстая черная линия – контур Быстринской структуры [92].....	104
Рисунок 3.11 – Фрагменты структурных карт ОГ Г (А), ОГ Б (Б), коричневые линии – контуры залежей месторождений УВ (значками показаны коэффициенты подобия по амплитудам структур ОГ М/ОГ Б – числитель, ОГ Г/ОГ Б – знаменатель)	105
Рисунок 3.12 – Фрагмент карты изопахит между ОГ Г и ОГ Б (А), карты залежей месторождений УВ (Б).....	106
Рисунок 3.13 – Аномальные гравитационное (а, б) и магнитное (в, г) поля Западной Сибири с контурами месторождений нефти (оранжевый цвет) и газа (желтый цвет) и газа, их запасами (отмечены кружками, размеры которых пропорциональны величине суммарных запасов УВ, по А.А. Нежданову) [81].....	110
Рисунок 3.14 – Фрагмент карты осей прослеживания аномалий магнитного поля [194]. Красным цветом показаны контуры месторождений УВ	111
Рисунок 3.15 – Карты градиентов магнитного (А) и гравитационного (Б) полей Среднего Приобья, контуры антиклинальных структур по ОГ Б (черным цветом со штриховкой отмечены новообразованные структуры, см. остальные условные обозначения к Рисунку 3.1)	112
Рисунок 3.16 – Зависимости доли продуктивных линейных структур и их количества от расстояния до глубинных разломов (слева) и количественное распределение среднего числа залежей УВ (справа) в разрезе по классам формы удлиненности структур от интервалов расстояний до глубинных разломов: 1 – изометричные; 2 – брахиантиклинальные, 3 - линейные	118
Рисунок 3.17 – Прогнозные модели показателей продуктивности структур в зависимости от амплитуды (I), площади (II) по ОГ Б: а) брахиантиклинальные; б) линейные [94]	123
Рисунок 3.18 – Прогнозная модель продуктивности линейных структур в зависимости от расстояния до глубинных тектонических разломов [94]	124

Рисунок 3.19 – Гистограммы распределения эталонных структур (материал обучения) – I, экзаменационных структур – II по интервалам прогнозной комплексной продуктивности (ПР _к) структур: а) брахиантиклинальных; б) линейных.....	126
Рисунок 4.1 – Структурная карта по ОГ Б и контуры эталонных структур для комплексного прогноза нефтегазоносности [93]	132
Рисунок 4.2 – Структурная карта по ОГ Б и контуры перспективных подготовленных к поисковому бурению структур [93]	135

Список таблиц

Таблица 2.1 – Количественное распределение прогнозируемых ловушек разного типа на структурах по результатам бурения в нефтегазоносных комплексах с оценками коэффициента подтверждаемости структур, коэффициента успешности	41
Таблица 2.2 – Сводная характеристика степени качества подготовки малоамплитудных структур опойскованных бурением по геофизическим компаниям	75
Таблица 2.3 – Количественное распределение малоамплитудных структур по приуроченности к тектонике и их подтверждаемость.....	75
Таблица 2.4 – Оценка влияния геолого-геофизических параметров на подтверждаемость структур.....	69
Таблица 2.5 – Обоснование использования комплекса геолого-геофизических параметров при прогнозе подтверждаемости структур первого класса ($S \leq 10 \text{ км}^2$).....	78
Таблица 2.6 – Обоснование использования комплекса геолого-геофизических параметров при прогнозе подтверждаемости структур второго класса ($S > 10 \text{ км}^2$).....	79
Таблица 3.1 – Количественное распределение структур по типам удлинения.....	90
Таблица 3.2 – Морфологические характеристики структур по соотношению структурных планов в разрезе.....	95
Таблица 3.3 – Количественное распределение продуктивности классов удлиненности структур по интервалам изменения расстояний до глубинных разломов	117
Таблица 4.1 – Классификация эталонных структур, ранжированных по степени их перспективности (комплексная вероятность перспектив нефтегазоносности)	131
Таблица 4.2 – Результаты классификации эталонных структур по критериям комплексной оценки перспектив нефтегазоносности.....	133
Таблица 4.3 – Результаты комплексной оценки нефтегазоносности по наиболее высокоперспективным структурам	136

Список приложений

Приложение А – Оценка результатов проведения геологоразведочных работ по ловушкам локальных структур, выделенных и подготовленных сейсморазведкой МОГТ 2D	167
Приложение В – Неподтверждение группы ловушек горизонта Ю ₁ на моноклинали, выделенных сейсморазведочными работами МОГТ 2D.....	181
Приложение С – Геолого-геофизические параметры локальных структур, систем наблюдений МОГТ 2D для выполнения анализа подтверждаемости локальных структур	182
Приложение D – Параметры морфологии и геотектонического положения эталонных локальных структур для анализа продуктивности	186
Приложение Е – Параметры морфологии и геотектонического положения экзаменационных локальных структур для проверки прогноза продуктивности.....	192

Приложение F – Пример новообразованной структуры в пределах Западно-Малобалыкского нефтяного месторождения: А – структурный план по ОГ М; Б – структурный план по ОГ Г; В – структурный план по ОГ Б	194
Приложение G – Пример придорожной новообразованной структуры (Покачевско-Урьевское нефтяное месторождение): А – структурный план по ОГ М; Б – структурный план по ОГ Г; В – структурный план по ОГ Б	195
Приложение H – Фрагмент структурной карты по доюрскому фундаменту на территории Самотлорского месторождения (подписи на карте – названия локальных структур) [57].....	196
Приложение J – Отображение глубинного тектонического разлома в волновом поле и выявление проводящих деструктивных зон в районе Кочевского нефтяного месторождения .	197
Приложение K – Отображение глубинных тектонических разломов в волновом поле и выявление проводящих деструктивных зон в районе Малоюганского нефтяного месторождения	198
Приложение L – Отображение глубинных тектонических разломов в волновом поле и выявление проводящих деструктивных зон в районе Усть-Балык Мамонтовского нефтяного месторождения	199
Приложение M – Отображение глубинных тектонических разломов в волновом поле и выявление проводящих деструктивных зон вдоль регионального профиля 15840090 с выделением Солкинской продуктивной структуры в прибортовой части грабен-рифта.....	200
Приложение N – Корреляционные поля параметров изометричных (I), брахиантиклинальных (II) и линейных (III) структур.....	201
Приложение P – Геолого-геофизические параметры эталонных локальных структур, систем наблюдений для оценки нефтегазоносности.....	202
Приложение Q – Геолого-геофизические параметры неразбуренных локальных структур, систем наблюдений для комплексного прогноза перспектив нефтегазоносности	205

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А (справочное)

Оценка результатов проведения геологоразведочных работ по ловушкам локальных структур, выделенных и подготовленных сейсморазведкой МОГТ 2D

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
1	АЙКАЕГАНСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
2	АЙКАЕГАНСКАЯ	БС12	нет	0	СЛ	отрицательный результат по ГИС	неокомский
3	АЙСКАЯ	АЧ	да	2	СЛ	открыта залежь	ачимовский
4	АЙСКАЯ	АС4-5	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
5	АЛЛЮРНАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
6	АЛЫМСКАЯ	АЧ	да	2	н/д	открыта залежь	ачимовский
7	АТАЙСКАЯ	АС4-5	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
8	АТАЙСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	ачимовский
9	АТАЧЕВСКАЯ	Ю1/1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
10	БИРЮЗОВАЯ	АВ1-2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
11	БИРЮЗОВАЯ	БВ6-7	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
12	БИРЮЗОВАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
13	БИРЮЗОВАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
14	БЫСТРИНСКАЯ	БС1	нет	0	н/д	отрицательный результат - получена вода	неокомский
15	БЫСТРИНСКАЯ	Ю2	нет	0	н/д	непромышленные притоки	среднеюрский
16	ВЕРХЕНАДЫМСКАЯ	БС1	да	2	СЛ	открыта залежь	неокомский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
17	ВЕРХЕНАДЫМСКАЯ	АЧ4	да	4	СЛЛ	открыта залежь	ачимовский
18	ВЕРХЕНАДЫМСКАЯ	Ю0	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	баженовско-абалакский
19	ВЕРХНЕСЫХТЫМСКАЯ	БС8	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
20	ВЕРХНЕСЫХТЫМСКАЯ	БС9	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
21	ВОСТОКИНСКАЯ 2	АЧ3	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
22	ВОСТОЧНО-ВЕРХЕНАДЫМСКАЯ	БС9	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
23	ВОСТОЧНО-ВЫИНТОЙСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	отсутствие коллектора	васюганский
24	ВОСТОЧНО-ВЫИНТОЙСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	отсутствие коллектора	ачимовский
25	ВОСТОЧНО-ГАЛЬНАДСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	ачимовский
26	ВОСТОЧНО-ГАЛЬНАДСКАЯ	Ю10	нет	0	СЛЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	нижнеюрский
27	ВОСТОЧНО-ГРИБНАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	ачимовский
28	ВОСТОЧНО-ЕРМАКОВСКАЯ	Ю1/1	да	1	н/д	открыта залежь	васюганский
29	ВОСТОЧНО-ЕРМАКОВСКАЯ	Ю1/2	нет	0	н/д	нет данных	васюганский
30	ВОСТОЧНО-КАРТУРСКАЯ	АС11	да	2	н/д	открыта залежь	неокомский
31	ВОСТОЧНО-КИЕВСКАЯ 1	БС8	нет	0	СЛЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
32	ВОСТОЧНО-КИЕВСКАЯ 1	Ю2-4	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	среднеюрский
33	ВОСТОЧНО-КИЕВСКАЯ 1	Ю10	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	нижнеюрский
34	ВОСТОЧНО-ЛАРТЕЛЬСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
35	ВОСТОЧНО-ЛАРТЕЛЬСКАЯ	БС15	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат по ГИС	неокомский
36	ВОСТОЧНО-ЛАРТЕЛЬСКАЯ	АЧ1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
37	ВОСТОЧНО-ЛАРТЕЛЬСКАЯ	АЧ2	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
38	ВОСТОЧНО-ЛУКЪЯВИНСКАЯ	АС9	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
39	ВОСТОЧНО-МОХОВАЯ	Ю0	нет	0	СЛ	непромышленные притоки	баженовско-абалакский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
40	ВОСТОЧНО-МОХОВАЯ III	Ю2	да	1	ЛЛ	открыта залежь	среднеюрский
41	ВОСТОЧНО-НИКОЛЬСКАЯ	Ю1	да	2	СЛ	открыта залежь	васюганский
42	ВОСТОЧНО-НИКОЛЬСКАЯ	БВ10	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский
43	ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АС9	да	2	СЛ	открыта залежь	неокомский
44	ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
45	ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	Ю0	нет	0	СЛ	нет данных	баженовско-абалакский
46	ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	БС9	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
47	ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	БС9	нет	0	СЛЛ	малые размеры ловушки	неокомский
48	ВОСТОЧНО-ПОЛЕССКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	васюганский
49	ВОСТОЧНО-РОСЛАВЛЬСКАЯ	БВ8	да	2	СЛЛ	открыта залежь	неокомский
50	ВОСТОЧНО-РОСЛАВЛЬСКАЯ	АЧ	да	1	СЛЛ	открыта залежь	ачимовский
51	ВОСТОЧНО-РОСЛАВЛЬСКАЯ	БВ8	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
52	ВОСТОЧНО-РОСЛАВЛЬСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
53	ВОСТОЧНО-РОСЛАВЛЬСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	необходим пересмотр модели ловушки	ачимовский
54	ВОСТОЧНО-СЫХТЫМСКАЯ	АЧ1	нет	0	СЛЛ	непромышленные притоки	ачимовский
55	ВОСТОЧНО-СЫХТЫМСКАЯ	АЧ2	нет	0	СЛЛ	непромышленные притоки	ачимовский
56	ВОСТОЧНО-СЫХТЫМСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	находится в малоперспективной зоне	ачимовский
57	ВОСТОЧНО-СЫХТЫМСКАЯ	АС9-12	нет	0	СЛЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский
58	ВОСТОЧНО-ТАРХОВСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
59	ВОСТОЧНО-ТЮМЕНСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
60	ВОСТОЧНО-ТЮМЕНСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
61	ВОСТОЧНО-ТЮМЕНСКАЯ	БВ10	нет	0	СЛЛ	нет данных	неокомский
62	ВОСТОЧНО-ТЮМЕНСКАЯ	БВ10	нет	0	СЛЛ	нет данных	неокомский
63	ВОСТОЧНО-УНТЕРЛОРСКАЯ	Ю1	да	1	н/д	открыта залежь	васюганский
64	ВОСТОЧНО-УНТЕРЛОРСКАЯ	БС11	нет	0	н/д	нет данных	неокомский
65	ВОСТОЧНО-ЮКЪЯУНСКАЯ	АЧ	да	2	СЛ	открыта залежь	ачимовский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
66	ВОСТОЧНО-ЮКЪЯУНСКАЯ	Ю2-4	да	1	СЛ	открыта залежь	среднеюрский
67	ВОСТОЧНО-ЮКЪЯУНСКАЯ	АС9-10	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
68	ВОСТОЧНО-ЮРЬЕВСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	отсутствие коллектора	ачимовский
69	ВОСТОЧНО-ЮРЬЕВСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
70	ВОСТОЧНО-ЯНЧИНСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
71	ВОСТОЧНО-ЯНЧИНСКАЯ	БВ8	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
72	ВСТРЕЧНАЯ	БС11	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
73	ВСТРЕЧНАЯ	Ю2	да	1	СЛ	открыта залежь	среднеюрский
74	ВСТРЕЧНАЯ	БС11	нет	0	СЛ	пласт недоосвоен по результатам ГРП	неокомский
75	ГАЛЬНАДСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
76	ГАЛЬНАДСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
77	ГАЛЬНАДСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	среднеюрский
78	ГУСЛИНСКАЯ	Ю1/2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
79	ГУСЛИНСКАЯ	Ю11-12	нет	0	СЛ	отсутствие коллектора	нижнеюрский
80	ГУСЛИНСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	отсутствие коллектора	ачимовский
81	ЗАПАДНО-АМПУТИНСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
82	ЗАПАДНО-АХСКАЯ	АВ1-2	да	1	н/д	открыта залежь	неокомский
83	ЗАПАДНО-АХСКАЯ	БВ6-7	да	1	н/д	открыта залежь	неокомский
84	ЗАПАДНО-АХСКАЯ	АЧ	да	1	н/д	открыта залежь	ачимовский
85	ЗАПАДНО-БЕЛАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	васюганский
86	ЗАПАДНО-ВАНЬЕГАНСКАЯ	БВ9	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
87	ЗАПАДНО-ВАНЬЕГАНСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
88	ЗАПАДНО-ВАНЬЕГАНСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
89	ЗАПАДНО-ГУСЛИНСКАЯ	Ю1	да	4	н/д	открыта залежь	васюганский
90	ЗАПАДНО-ГУСЛИНСКАЯ	АЧ	нет	0	н/д	нет данных	ачимовский
91	ЗАПАДНО-ИНГОЛЬСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
92	ЗАПАДНО-КОНИТЛОРСКАЯ	АЧ1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
93	ЗАПАДНО-КОНИТЛОРСКАЯ	АЧ2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
94	ЗАПАДНО-КУЛИНТУРСКАЯ	БВ8	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
95	ЗАПАДНО-КУЛИНТУРСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
96	ЗАПАДНО-КУЛЬБЕГАНСКАЯ	Ю1/2	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	васюганский
97	ЗАПАДНО-КУЛЬБЕГАНСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	ачимовский
98	ЗАПАДНО-ЛИВАДИЙСКАЯ	Ю1	да	1	СЛЛ	открыта залежь	васюганский
99	ЗАПАДНО-ЛИВАДИЙСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат по ГИС	ачимовский
100	ЗАПАДНО-ЛИВАДИЙСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	отсутствие коллектора	ачимовский
101	ЗАПАДНО-ЛОСЕВАЯ	АС9	нет	0	СЛ	отрицательный результат по ГИС	неокомский
102	ЗАПАДНО-ЛОСЕВАЯ	БС4	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат по ГИС	неокомский
103	ЗАПАДНО-ЛОСЕВАЯ	Ю0	нет	0	ЛЛ	отрицательный результат - получена вода	баженовско-абалакский
104	ЗАПАДНО-ЛОСЕВАЯ	Ю2	нет	0	СЛЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	среднеюрский
105	ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКАЯ	Ю0	нет	0	СЛ	нет данных	баженовско-абалакский
106	ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
107	ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКАЯ	Ю10	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	нижнеюрский
108	ЗАПАДНО-МИНЧИМКИНСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	нет данных	ачимовский
109	ЗАПАДНО-НОВОАГАНСКАЯ	БВ8	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
110	ЗАПАДНО-НОВОАГАНСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	непромышленные притоки	васюганский
111	ЗАПАДНО-ОКУНЕВАЯ	Ю1/1	да	1	н/д	открыта залежь	васюганский
112	ЗАПАДНО-ОКУНЕВАЯ	АВ1-2	нет	0	н/д	отрицательный результат по ГИС	неокомский
113	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АС9	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
114	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АС9	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
115	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	ачимовский
116	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	отрицательный результат по ГИС	среднеюрский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
117	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
118	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	БС8	нет	0	ЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
119	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	БС8	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
120	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	БС8	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
121	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	БС7	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
122	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АС10	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
123	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АС7	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
124	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АС7	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
125	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АС7	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
126	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АС4	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
127	ЗАПАДНО-ПЕРЕВАЛЬНАЯ	АС4	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
128	ЗАПАДНО-ПОКАМАСОВСКАЯ (СЕВ.-ЗАП)	БВ6-7	да	1	н/д	открыта залежь	неокомский
129	ЗАПАДНО-САПОРКИНСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
130	ЗАПАДНО-САПОРКИНСКАЯ	БС9	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
131	ЗАПАДНО-САПОРКИНСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
132	ЗАПАДНО-ТЫНКУЛЬСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	ачимовский
133	ЗАПАДНО-ТЫНКУЛЬСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	васюганский
134	ЗАПАДНО-ТЮШАМСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
135	ЗАПАДНО-ТЮШАМСКАЯ	БВ8	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
136	ЗАПАДНО-УГУТСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
137	ЗАПАДНО-УГУТСКАЯ	Ю2	да	1	СЛ	открыта залежь	среднеюрский
138	ЗАПАДНО-УСТЬБАЛЫКСКАЯ	Ю2	да	2	СЛ	открыта залежь	среднеюрский
139	ЗАПАДНО-ФЕДОРОВСКАЯ	Ю2	да	1	ЛЛ	открыта залежь	среднеюрский
140	ЗАПАДНО-ЧИСТИННАЯ	Ю1	да	2	СЛ	открыта залежь	васюганский
141	ЗАПАДНО-ЧИСТИННАЯ	АЧ	да	2	СЛЛ	открыта залежь	ачимовский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
142	ЗАПАДНО-ЧИСТИННАЯ	БВ10	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат по ГИС	неокомский
143	ИГЛОРСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
144	ИГЛОРСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	нет данных	среднеюрский
145	ИГЛОРСКАЯ	АЧ4	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	ачимовский
146	ИГЛОРСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	ачимовский
147	ИГЛОРСКАЯ	БС8	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
148	ИГЛОРСКАЯ	АС9	нет	0	ЛЛ	нет данных	неокомский
149	ИГЛОРСКАЯ	АС7	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский
150	ИШМАЕВСКАЯ	БВ9	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский
151	ИШМАЕВСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	васюганский
152	КАТЮНИНСКАЯ	БВ8	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
153	КАТЮНИНСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
154	КАУРАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
155	КОВРОВАЯ	АС11	нет	0	н/д	нет данных	неокомский
156	КОИМСАПСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
157	КОИМСАПСКАЯ	Ю0	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	баженовско-абалакский
158	КОИМСАПСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	среднеюрский
159	КОИМСАПСКАЯ	Ю2-4	нет	0	СЛ	отрицательный результат по ГИС	среднеюрский
160	КУЛИНТУРСКАЯ	БВ8	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
161	КУЛИНТУРСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
162	КУЛИНТУРСКАЯ	АЧ1	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	ачимовский
163	КУМСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
164	КУРРАГАНСКАЯ	АЧ	да	1	СЛЛ	открыта залежь	ачимовский
165	ЛЕКЛОРСКАЯ	БС10	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
166	ЛЕРМОНТОВСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
167	ЛИВАДИЙСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	нет данных	васюганский
168	ЛИВАДИЙСКАЯ	Ю11	нет	0	СЛ	нет данных	нижнеюрский
169	ЛИВАДИЙСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	нет данных	среднеюрский
170	ЛОСЕВАЯ	АС10	нет	0	СЛЛ	нет данных	неокомский
171	ЛОСЕВАЯ	АС12	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
172	ЛЯНТОРСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	ачимовский
173	МАЛОБАЛЫКСКАЯ	АЧ3	да	2	СЛ	открыта залежь	ачимовский
174	МАЛОБАЛЫКСКАЯ	АС4	нет	0	СЛЛ	пласт недоосвоен по результатам ГРП	неокомский
175	МАЛОБАЛЫКСКАЯ	Ю5-6	нет	0	н/д	пласт недоосвоен по результатам ГРП	среднеюрский
176	МАЛОБАЛЫКСКАЯ	Ю7-9	нет	0	СЛЛ	пласт недоосвоен по результатам ГРП	среднеюрский
177	МАЛОБЫСТРИНСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	среднеюрский
178	МАЛОГУРЬЯХСКАЯ	БВ8	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
179	МАЛОГУРЬЯХСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
180	МАЛОЛЕКЛОРСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
181	МАЛОЛЕКЛОРСКАЯ	Ю2-4	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
182	МАЛОПОКАЧЕВСКАЯ	Ю1/1	да	4	СЛЛ	открыта залежь	васюганский
183	МАЛОПОЛУДЕННАЯ	АВ1-2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
184	МАЛОЮРЬЛОРСКАЯ	АЧ3	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
185	МАЛОЮРЬЛОРСКАЯ	АЧ2	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
186	МИНЧИМКИНСКАЯ	АЧ1	нет	0	СЛЛ	нет данных	ачимовский
187	МИШАЕВСКАЯ	Ю1	да	2	СЛЛ	открыта залежь	васюганский
188	МИШАЕВСКАЯ	БВ0	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
189	МОХТИКОВСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	нет данных	ачимовский
190	МОХТИКОВСКАЯ	БВ8	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
191	НЕМТЯХСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	нет данных	васюганский
192	НИЖНЕЮРЬЛОРСКАЯ	АЧ6	да	1	СЛЛ	открыта залежь	ачимовский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
193	НИЖНЕЮРЬЛОРСКАЯ	АЧ5	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
194	НИКИТИНСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	васюганский
195	НИКИТИНСКАЯ	БВ8	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
196	НИКОЛЬСКАЯ	Ю1	да	2	СЛ	открыта залежь	васюганский
197	НОВОКУЛЬБЕГАНСКАЯ	Ю1	нет	0	н/д	нет данных	васюганский
198	НОВОКУЛЬБЕГАНСКАЯ	БВ10	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
199	НОВОКУЛЬБЕГАНСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
200	НОВОЛЕДЯНАЯ	БВ10	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
201	НОВОЛЕДЯНАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
202	НОВОНАДЫМСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	нет данных	ачимовский
203	НОВОНАДЫМСКАЯ	АС7-8	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
204	НОВООРТЪЯГУНСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
205	НОНГЪБЕГАНСКАЯ	АЧ	да	3	СЛЛ	открыта залежь	ачимовский
206	НЯТЛОНГСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	непромышленные притоки	ачимовский
207	НЯТЛОНГСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	по результатам испытаний притока не получено	васюганский
208	ОМБИНСКАЯ	БС10-1	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
209	ПИЛОТСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	ачимовский
210	ПИЛОТСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	васюганский
211	ПИЛОТСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	среднеюрский
212	ПОЛЕВАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
213	ПЫТЯРСКАЯ 2	Ю2	нет	0	СЛ	малые размеры ловушки	среднеюрский
214	РОСЛАВЛЬСКАЯ	Ю1/1	да	2	СЛЛ	открыта залежь	васюганский
215	САВУЙСКАЯ	АЧ1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
216	СЕВЕРО МИНЧИМКИНСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
217	СЕВЕРО МИНЧИМКИНСКАЯ	АЧ2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
218	СЕВЕРО-БЕЛЯЕВСКАЯ	Ю1	да	2	СЛ	открыта залежь	васюганский
219	СЕВЕРО-ВИРТСТЕЛОРСКАЯ	БВ8	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
220	СЕВЕРО-ВИРТСТЕЛОРСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
221	СЕВЕРО-ГАЛЬНАДСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
222	СЕВЕРО-ИНГОЛЬСКАЯ	Ю1	да	1	СЛЛ	открыта залежь	васюганский
223	СЕВЕРО-ИНГОЛЬСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	отрицательный результат по ГИС	ачимовский
224	СЕВЕРО-КАРЬЯУНСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
225	СЕВЕРО-КУЛЬЕГАНСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
226	СЕВЕРО-ЛЕКЛОРСКАЯ	БС10	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
227	СЕВЕРО-ЛЕКЛОРСКАЯ	АЧ	нет	0	н/д	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
228	СЕВЕРО-ЛЕКЛОРСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
229	СЕВЕРО-ЛЮБОВСКАЯ	БС1	нет	0	н/д	непромышленные притоки	неокомский
230	СЕВЕРО-ЛЮБОВСКАЯ	БС10	нет	0	н/д	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский
231	СЕВЕРО-ЛЮБОВСКАЯ	АЧ4	нет	0	н/д	нет данных	ачимовский
232	СЕВЕРО-ЛЯНТОРСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
233	СЕВЕРО-ЛЯНТОРСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	отрицательный результат - керн без признаков УВ	неокомский
234	СЕВЕРО-МИШАЕВСКАЯ	БВ0	нет	0	СЛЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
235	СЕВЕРО-НЕГУСЬЯХСКАЯ	Ю1	да	2	СЛ	открыта залежь	васюганский
236	СЕВЕРО-ОРТЪЯГУНСКАЯ	БС11	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
237	СЕВЕРО-ПОКАМАСОВСКАЯ	Ю1	да	1	СЛЛ	открыта залежь	васюганский
238	СЕВЕРО-СУТЛЫМКИНСКАЯ	Ю1	нет	0	н/д	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	васюганский
239	СЕВЕРО-ТАНЕЕВСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
240	СЕВЕРО-ТУЛЬЕГАНСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	васюганский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
241	СЕВЕРО-ТУЛЬЕГАНСКАЯ	БВ10	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский
242	СЕВЕРО-ТУТЛИМСКАЯ	АС9	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
243	СЕВЕРО-ТУТЛИМСКАЯ	БС8	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
244	СЕВЕРО-ТУТЛИМСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
245	СЕВЕРО-ТУТЛИМСКАЯ	АС7	нет	0	СЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский
246	СЕВЕРО-ТЫНКУЛЬСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
247	СЕВЕРО-ТЫНКУЛЬСКАЯ	БВ6-7	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
248	СЕВЕРО-УРЬЕВСКАЯ	БВ8	да	1	н/д	открыта залежь	неокомский
249	СЕВЕРО-ФОБОССКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
250	СЕВЕРО-ЮРЬЕВСКАЯ	БС10	нет	0	СЛЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
251	СЕВЕРО-ЮРЬЛОРСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	нет данных	васюганский
252	СЕЛИВОНИКСКАЯ	Ю1	да	4	СЛЛ	открыта залежь	васюганский
253	СИНГЪЯГУНСКАЯ	Ю0	нет	0	СЛ	нет данных	баженовско-абалакский
254	СИНГЪЯГУНСКАЯ	БС9	нет	0	СЛЛ	нет данных	неокомский
255	СРЕДНЕ-БАЛЫКСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	пласт недоосвоен по результатам ГРП	среднеюрский
256	СРЕДНЕ-БАЛЫКСКАЯ	Ю9	нет	0	СЛ	пласт недоосвоен по результатам ГРП	среднеюрский
257	СРЕДНЕ-БАЛЫКСКАЯ	Ю10	нет	0	СЛЛ	пласт недоосвоен по результатам ГРП	нижнеюрский
258	СРЕДНЕГУРЬЯХСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
259	СРЕДНЕГУРЬЯХСКАЯ	БВ8	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
260	СРЕДНЕКУЛЬЕГАНСКОЕ	БВ10	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
261	СРЕДНЕКУЛЬЕГАНСКОЕ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
262	СРЕДНЕКУЛЬЕГАНСКОЕ	Ю2-4	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
263	СРЕДНЕСЫХТЫМСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
264	СРЕДНЕСЫХТЫМСКАЯ	БС9	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
265	СРЕДНЕСЫХТЫМСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
266	СРЕДНЕЮГАНСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский

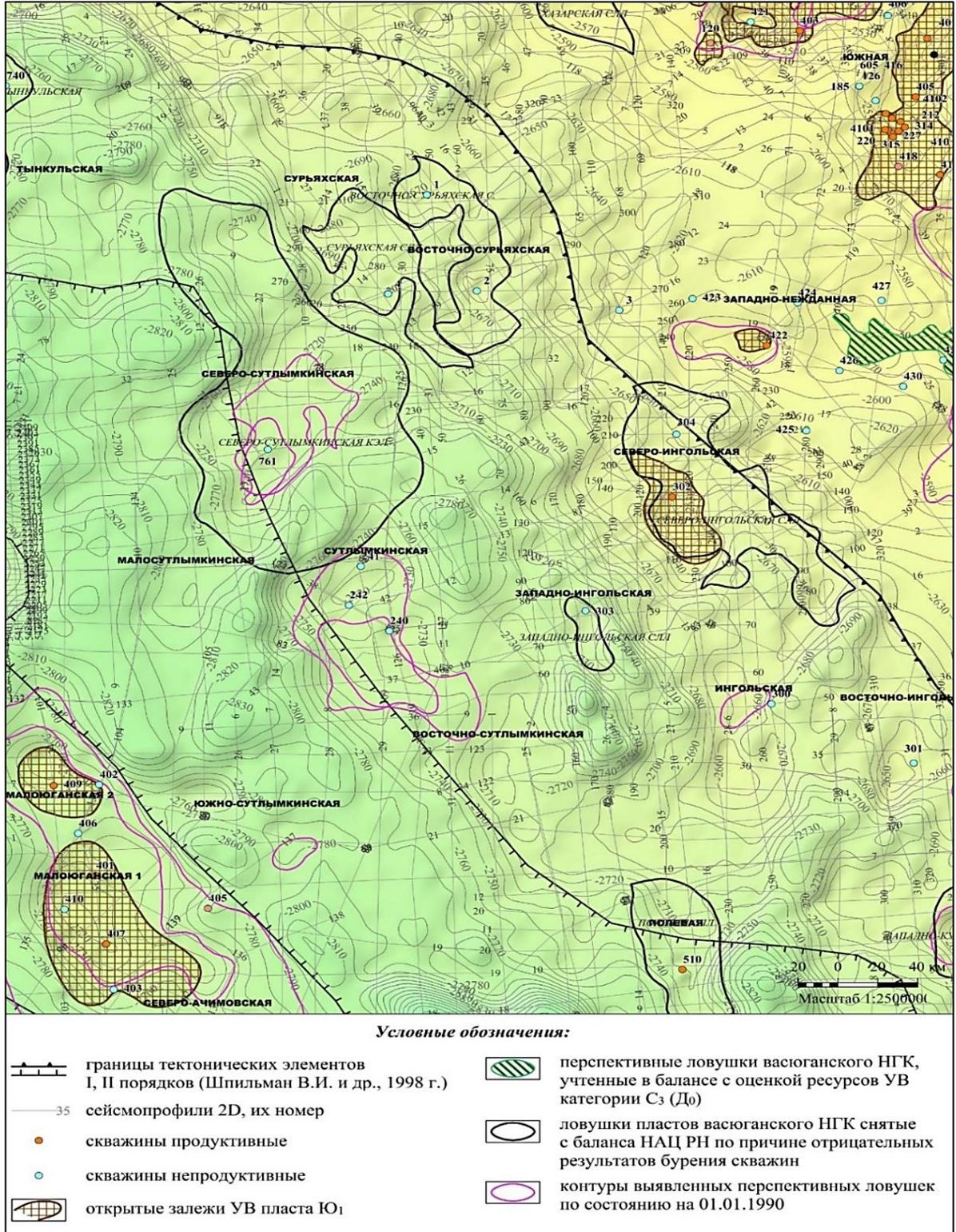
№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
267	СРЕДНЕЮГАНСКАЯ	Ю2	да	1	СЛ	открыта залежь	среднеюрский
268	СУРЬЯХСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	васюганский
269	СУРЬЯХСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	васюганский
270	СЫХТЫМСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
271	ТАЕЖНАЯ	БВ6-7	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
272	ТЕВЛИНСКАЯ	БС10	да	3	СЛЛ	открыта залежь	неокомский
273	ТОКАЙСКАЯ	Ю2	да	1	СЛ	открыта залежь	среднеюрский
274	ТОКАЙСКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
275	ТЫЙЛОРСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
276	ТЮШАМСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат по ГИС	васюганский
277	УЗУНСКАЯ	Ю1	да	3	СЛЛ	открыта залежь	васюганский
278	УЛАНОВСКАЯ	Ю1/1	да	1	н/д	открыта залежь	васюганский
279	УНТЕРЛОРСКАЯ	Ю1	да	2	н/д	открыта залежь	васюганский
280	ФЕДОРОВСКАЯ	Ю1	да	2	СЛ	открыта залежь	васюганский
281	ФОБОССКАЯ	Ю1	да	1	СЛ	открыта залежь	васюганский
282	ХАЗАРСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
283	ХАЗАРСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
284	ХАЗАРСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛЛ	нет данных	васюганский
285	ХОРЛОРСКАЯ	БС1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
286	ХОРЛОРСКАЯ	Ю2	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
287	ЧАРСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
288	ЧЕПЛЫНТОРСКАЯ	Ю2-4	да	2	СЛ	открыта залежь	среднеюрский
289	ЧЕПЛЫНТОРСКАЯ	АЧ3	да	4	СЛ	открыта залежь	ачимовский
290	ЧЕХЛОНЕЙСКАЯ	БВ10	да	1	н/д	открыта залежь	неокомский
291	ЧЕХЛОНЕЙСКАЯ	АЧ2	да	1	н/д	открыта залежь	ачимовский
292	ЧЕХЛОНЕЙСКАЯ	Ю1/1	да	1	н/д	открыта залежь	васюганский
293	ЧЕХЛОНЕЙСКАЯ	Ю1/2	да	1	н/д	открыта залежь	васюганский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
294	ЧЕХЛОНЕЙСКАЯ	АВ1-2	нет	0	н/д	нет данных	неокомский
295	ЧЕХЛОНЕЙСКАЯ	АЧ1	нет	0	н/д	нет данных	ачимовский
296	ШАХЪЯГУНСКАЯ	БС11	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
297	ЭНТЕЛЬСКАЯ	БС10	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
298	ЭНТЕЛЬСКАЯ	БС11	нет	0	СЛ	нет данных	неокомский
299	ЮЖНО-АЛЕХИНСКАЯ	АЧ	да	2	СЛ	открыта залежь	ачимовский
300	ЮЖНО-АЛЕХИНСКАЯ	АС11	да	1	СЛ	открыта залежь	неокомский
301	ЮЖНО-АЛЕХИНСКАЯ	АЧ2	да	1	СЛЛ	открыта залежь	ачимовский
302	ЮЖНО-АЛЕХИНСКАЯ	АЧ4	да	1	СЛЛ	открыта залежь	ачимовский
303	ЮЖНО-АЛЕХИНСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
304	ЮЖНО-ЕФРЕМОВСКАЯ	БС10	нет	0	СЛ	переинтерпретация при уточнении сейсморазведки	неокомский
305	ЮЖНО-ЕХАМПИЙСКАЯ	АС9	нет	0	СЛ	отрицательный результат по ГИС	неокомский
306	ЮЖНО-ЕХАМПИЙСКАЯ	Ю0	нет	0	СЛ	отрицательный результат по ГИС	баженовско-абалакский
307	ЮЖНО-КИНЯМИНСКАЯ	АЧ	да	2	СЛ	открыта залежь	ачимовский
308	ЮЖНО-КИНЯМИНСКАЯ	БВ9	нет	0	СЛЛ	нет данных	неокомский
309	ЮЖНО-КИНЯМИНСКАЯ	Ю10	нет	0	СЛЛ	отсутствие коллектора	нижнеюрский
310	ЮЖНО-КУЛЬЕГАНСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
311	ЮЖНО-КУЛЬЕГАНСКАЯ	БВ10	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	неокомский
312	ЮЖНО-КУЛЬЕГАНСКАЯ	Ю2-4	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	среднеюрский
313	ЮЖНО-КУЛЬЕГАНСКАЯ	АЧ	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	ачимовский
314	ЮЖНО-ТАЛЬЯНСКАЯ	Ю1	нет	0	н/д	неподтверждена бурением сейсморазведка	васюганский
315	ЮЖНО-ТЮМЕНСКАЯ	Ю1	нет	0	СЛ	отрицательный результат - получена вода	васюганский
316	ЮЖНО-ТЮМЕНСКАЯ	БВ10	нет	0	СЛЛ	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский
317	ЮЖНО-ЮРЬЕВСКАЯ	Ю2	да	1	н/д	открыта залежь	среднеюрский
318	ЮЖНО-ЮРЬЕВСКАЯ	АС8-9	нет	0	н/д	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский
319	ЮЖНО-ЮРЬЕВСКАЯ	Ю1	нет	0	н/д	неподтверждена бурением сейсморазведка	васюганский

№ по порядку	Локальная структура	Пласт	Наличие залежи УВ	Количество залежей УВ	Тип ловушки	Результат оценки ловушки после проведения ГРП	Нефтегазоносный комплекс
320	ЮЖНО-ЯРКАЯ	Ю1	да	1	СЛЛ	открыта залежь	васюганский
321	ЯУНЛОРСКАЯ	Ю1	да	2	н/д	открыта залежь	васюганский
322	ЯУНЛОРСКАЯ	Ю2-4	да	1	н/д	открыта залежь	среднеюрский
323	ЯУНЛОРСКАЯ	БС10	нет	0	н/д	неподтверждена бурением сейсморазведка	неокомский

Приложение В
(справочное)

Неподтверждение группы ловушек горизонта Ю₁ на моноклинали, выделенных сейсморазведочными работами МОГТ 2D



Приложение С
(справочное)

Геолого-геофизические параметры локальных структур, систем наблюдений МОГТ 2D для выполнения анализа подтверждаемости локальных структур

№ по порядку	Локальная структура	Отражающий горизонт	A, м	S, км ²	a, км	b, км	A/S, м/км ²	a/b	σН, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	A/σН	v/S	Класс структуры по площади для прогноза R _{подтв}	R _{подтв}	Подтверждаемость структуры по горизонту	Подтверждаемость прогноза R _{подтв}	Использование в многомерном регрессионном анализе
1	Ампутинская	Б	13	3.10	3.40	0.50	4.19	6.80	8.9	1.82	84	81	1.46	0.59	первый	1.00	да	да	да
2	Братская 1	Б	8	4.39	3.90	0.70	1.82	5.57	42.0	2.69	74	79	0.19	0.61	первый	0.00	нет	да	да
3	Братская 2	Б	10	6.45	5.20	1.20	1.55	4.33	42.0	3.10	103	91	0.24	0.48	первый	0.00	нет	да	да
4	Братская 3	Б	8	3.33	3.20	0.70	2.40	4.57	42.0	2.83	-	-	0.19	0.85	-	-	н/д	-	нет
5	Братская 4	Б	8	3.19	3.30	0.60	2.51	5.50	42.0	2.99	-	-	0.19	0.94	-	-	н/д	-	нет
6	Восточная 4	Б	5	0.97	2.10	0.30	5.15	7.00	9.0	3.44	103	88	0.56	3.55	первый	1.00	да	да	да
7	Восточная 6	Б	23	4.28	1.93	0.70	5.37	2.75	11.0	2.10	127	91	2.09	0.49	первый	0.94	да	да	да
8	Восточная 7	Б	8	1.05	2.60	0.30	7.62	8.67	5.0	2.87	105	95	1.60	2.73	первый	1.00	да	да	да
9	Восточно-Голевая	Б	20	1.83	1.38	0.80	10.93	1.73	12.0	4.91	113	90	1.67	2.68	первый	0.67	да	да	да
10	Восточно-Грибная 1	Б	6	1.55	2.10	0.80	3.87	2.63	10.8	2.07	120	76	0.56	1.34	первый	0.58	нет	нет	да
11	Восточно-Грибная 2	Б	6	0.55	0.90	0.80	10.91	1.13	10.8	1.49	140	96	0.56	2.71	первый	0.10	нет	да	да
12	Восточно-Дружная	Б	13	2.33	2.58	1.90	5.58	1.36	8.7	2.40	121	99	1.49	1.03	первый	0.48	да	нет	да
13	Восточно-Ермаковская III	Б	27	2.07	1.56	1.30	13.04	1.20	5.0	2.04	118	90	5.40	0.99	первый	0.97	да	да	да
14	Восточно-Ингольская 1	Б	27	12.96	3.22	1.80	2.08	1.79	7.9	1.54	88	93	3.42	0.12	второй	0.97	да	да	да
15	Восточно-Ингольская 2	Б	21	10.72	5.90	1.80	1.96	3.28	7.9	1.39	67	93	2.66	0.13	второй	0.98	да	да	да
16	Восточно-Котухтинская	Б	21	29.81	9.00	4.50	0.70	2.00	6.7	0.51	88	75	3.13	0.02	второй	1.00	да	да	да
17	Восточно-Лартельская	Б	31	4.84	2.00	1.00	6.40	2.00	4.2	1.61	136	89	7.38	0.33	первый	1.00	да	да	да
18	Восточно-Моховая	Б	32	4.98	4.00	1.10	6.43	3.64	11.0	1.24	102	71	2.91	0.25	первый	1.00	да	да	да
19	Восточно-Моховая I	Б	35	10.06	5.50	1.50	3.48	3.67	11.0	1.77	99	75	3.18	0.18	второй	0.98	да	да	нет
20	Восточно-Моховая V	Б	21	7.14	3.70	2.40	2.94	1.54	16.0	1.95	55	84	1.31	0.27	первый	0.14	нет	да	да
21	Восточно-Полеская	Б	12	3.59	3.20	1.30	3.34	2.46	5.6	2.27	110	95	2.14	0.63	первый	0.92	да	да	да
22	Восточно-Рославльская	Б	20	7.34	4.31	2.10	2.72	2.05	8.9	1.97	116	84	2.25	0.27	первый	0.87	да	да	да
23	Восточно-Рославльская 2	Б	24	8.04	4.00	2.00	2.99	2.00	9.0	1.96	118	86	2.67	0.24	первый	0.91	да	да	да
24	Восточно-Сукуръяунская II	Б	16	3.95	3.60	0.80	4.05	4.50	8.4	2.59	119	87	1.90	0.66	первый	1.00	да	да	да
25	Восточно-Сурьяхская	Б	14	2.56	3.00	0.80	5.47	3.75	10.2	2.82	100	90	1.37	1.10	первый	0.96	да	да	да
26	Восточно-Сурьяхская 2	Б	15	2.59	3.00	0.80	5.79	3.75	10.2	2.85	100	90	1.47	1.10	первый	0.97	да	да	да
27	Восточно-Унтерлорская	Б	16	1.75	2.50	0.30	9.14	8.33	3.0	3.00	95	92	5.33	1.71	первый	1.00	да	да	да
28	Восточно-Унтерлорская 2	Б	22	1.64	2.50	0.40	13.41	6.25	3.0	3.06	94	92	7.33	1.87	первый	1.00	да	да	да
29	Восточно-Чистинная 1	Б	15	8.98	5.00	2.30	1.67	2.17	15.0	0.93	136	90	1.00	0.10	первый	0.21	нет	да	да
30	Винтойская	Ю1	27	48.31	9.30	4.30	0.56	2.16	-	0.51	-	-	-	0.01	-	-	нет	-	нет
31	Гальнадская	Б	15	6.86	3.40	2.70	2.19	1.26	16.2	3.10	60	101	0.93	0.45	первый	0.03	нет	да	да
32	Грибная	Б	40	62.39	5.76	3.20	0.64	1.80	9.3	0.57	93	77	4.30	0.01	второй	0.34	да	нет	нет
33	Егур-Яхская	Б	30	8.66	6.53	2.50	3.46	2.61	11.5	0.20	95	86	2.61	0.02	первый	0.95	да	да	да
34	Западно-Ампутинская	Б	9	3.49	3.24	0.70	2.58	4.63	9.0	1.63	85	81	1.00	0.47	первый	0.98	да	да	да
35	Западно-Вынгапурская	Б	28	16.25	5.33	1.80	1.72	2.96	16.0	1.00	100	95	1.75	0.06	второй	0.97	да	да	да
36	Западно-Ингольская	Б	19	6.78	3.69	1.10	2.80	3.35	7.9	2.40	99	88	2.41	0.35	первый	0.98	да	да	да
37	Западно-Ингольская 2	Б	31	3.82	3.60	0.70	8.12	5.14	7.9	2.47	99	88	3.92	0.65	первый	1.00	да	да	да
38	Западно-Котухтинская	Б	18	19.31	5.40	3.70	0.93	1.46	13.0	0.68	67	89	1.38	0.04	второй	0.56	нет	нет	да

№ по порядку	Локальная структура	Отражающий горизонт	A, м	S, км ²	a, км	b, км	A/S, м/км ²	a/b	σН, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	A/σН	v/S	Класс структуры по площади для прогноза R _{подтв}	R _{подтв}	Подтверждаемость структуры по горизонту	Подтверждаемость прогноза R _{подтв}	Использование в многомерном регрессионном анализе
39	Западно-Курраганская	Б	18	12.58	7.20	3.00	1.43	2.40	13.0	1.53	88	95	1.38	0.12	второй	0.80	да	да	да
40	Западно-Кыпишитская	Б	16	2.32	2.80	0.80	6.90	3.50	23.0	1.67	126	101	0.70	0.72	первый	0.14	нет	да	да
41	Западно-Могутлорская	Б	22	11.95	4.68	1.80	1.84	2.60	19.6	0.91	93	90	1.12	0.08	второй	0.67	да	да	да
42	Западно-Сардаковская	Б	14	21.16	3.90	1.90	0.66	2.05	1.5	2.59	82	78	9.33	0.12	второй	0.62	да	да	да
43	Западно-Сурмятинская I	Б	12	2.01	2.80	0.90	5.97	3.11	3.5	2.05	87	86	3.43	1.02	первый	0.99	да	да	да
44	Западно-Тынкульская	Ю1	41	27.66	7.50	3.80	1.48	1.97	17.8	0.84	-	-	2.30	0.03	-	-	да	-	нет
45	Западно-Тюшаминская	Б	24	6.37	2.54	1.20	3.77	2.12	23.0	1.27	137	94	1.04	0.20	первый	0.06	да	нет	да
46	Западно-Федоровская	Б	15	2.08	2.50	1.00	7.21	2.50	11.0	2.12	118	91	1.36	1.02	первый	0.77	да	да	да
47	Западно-Чистинная	Б	23	10.49	5.10	2.00	2.19	2.55	15.6	0.71	88	92	1.47	0.07	второй	0.98	да	да	да
48	Западно-Юльвиумская	Ю1	17	11.75	5.10	2.80	1.45	1.82	-	0.92	93	91	-	0.08	-	-	нет	-	нет
49	Иглорская	Б	30	35.93	7.29	2.70	0.83	2.70	12.5	0.36	123	90	2.40	0.01	второй	1.00	да	да	да
50	Икилорская	Ю1	55	40.99	11.30	2.70	1.34	4.19	-	0.52	-	-	-	0.01	-	-	да	-	нет
51	Ингольская	Ю1	40	50.31	11.00	3.10	0.80	3.55	17.8	0.74	-	-	2.25	0.01	-	-	н/д	-	нет
52	Катюнинская	Б	10	3.72	2.60	1.40	2.69	1.86	9.0	2.30	85	87	1.11	0.62	первый	0.48	да	нет	да
53	Катюнинская 2	Б	7	2.26	2.10	1.00	3.10	2.10	8.9	2.13	81	85	0.79	0.94	первый	0.48	нет	да	да
54	Кочевская	Ю1	66	53.05	13.10	1.90	1.24	6.89	-	0.62	-	-	-	0.01	-	-	да	-	нет
55	Курраганская	Ю1	45	97.53	14.30	5.80	0.46	2.47	11.5	0.48	-	-	3.91	0.00	-	-	да	-	нет
56	Лартельская	Б	20	40.66	7.57	2.20	0.49	3.44	14.0	0.85	91	90	1.43	0.02	второй	0.73	да	да	да
57	Локутинская	Б	21	12.62	6.48	2.70	1.66	2.40	12.0	0.56	88	87	1.75	0.04	второй	1.00	да	да	да
58	Лосевая	Ю1	52	78.75	17.10	2.10	0.66	8.14	-	0.43	-	-	-	0.01	-	-	да	-	нет
59	Луганская	Ю1	23	19.73	7.30	2.90	1.17	2.52	-	2.06	92	91	-	0.10	-	-	да	-	нет
60	Малоегурьяхская	Б	10	5.39	3.90	2.50	1.86	1.56	9.1	2.09	128	88	1.10	0.39	первый	0.39	да	нет	да
61	Малоугутская	Б	30	13.90	5.60	1.90	2.16	2.95	5.7	2.18	106	93	5.26	0.16	второй	1.00	да	да	да
62	Матолитотяйская	Б	10	4.96	4.50	1.00	2.02	4.50	1.5	1.97	88	85	6.67	0.40	первый	1.00	да	да	да
63	Мельниковская	Б	7	2.42	2.40	1.10	2.89	2.18	10.0	2.93	121	91	0.70	1.21	первый	0.46	да	нет	да
64	Меудекская	Ю1	44	4.90	2.90	1.70	8.98	1.71	11.0	2.26	-	-	4.00	0.46	-	-	да	-	нет
65	Меудекская 2	Б	31	4.67	3.00	1.50	6.64	2.00	11.0	2.23	61	95	2.82	0.48	первый	0.93	да	да	да
66	Миловидная	Б	21	8.57	1.55	0.70	2.45	2.21	10.0	1.30	78	85	2.10	0.15	первый	0.81	да	да	да
67	Моховая I	Б	35	4.90	3.00	1.40	7.14	2.14	11.0	1.92	48	95	3.18	0.39	первый	0.96	да	да	да
68	Моховая II	Б	18	3.16	3.40	0.70	5.70	4.86	11.0	3.32	93	71	1.64	1.05	первый	1.00	да	да	да
69	Моховая III	Б	36	4.81	3.00	1.40	7.49	2.14	11.0	1.83	53	95	3.27	0.38	первый	0.97	да	да	нет
70	Моховая IV	Ю1	21	4.86	4.60	0.80	4.32	5.75	11.0	2.25	-	-	1.91	0.46	-	-	н/д	-	нет
71	Немтяхская	Б	21	15.32	7.00	1.50	1.37	4.67	11.1	2.52	100	94	1.89	0.16	второй	0.87	нет	нет	да
72	Нивагальская	Б	18	14.43	3.04	1.70	1.25	1.79	15.1	0.65	91	94	1.19	0.05	второй	0.97	да	да	да
73	Нижнеафонькинская	Б	13	3.31	2.40	1.80	3.93	1.33	10.2	2.53	88	91	1.27	0.76	первый	0.30	нет	да	да
74	Нижнеафонькинская II	Б	16	3.29	2.00	1.80	4.86	1.11	11.0	2.55	100	91	1.45	0.78	первый	0.29	нет	да	да
75	Нижне-Икилорская	Ю1	13	21.94	6.90	3.40	0.59	2.03	-	0.83	87	89	-	0.04	-	-	да	-	нет
76	Нижнепокамасовская	Ю1	41	19.82	7.60	1.80	2.07	4.22	-	0.96	-	-	-	0.05	-	-	да	-	нет
77	Новоегурьяхская	Б	24	3.01	2.50	1.20	7.97	2.08	19.0	3.55	58	92	1.26	1.18	первый	0.21	нет	да	да
78	Новоегурьяхская II	Б	27	1.15	1.00	0.90	23.48	1.11	17.0	2.69	86	92	1.59	2.34	первый	0.22	нет	да	да
79	Новопокурская	Б	13	19.85	9.01	3.80	0.65	2.37	15.0	0.38	127	90	0.87	0.02	второй	1.00	да	да	да
80	Паллейская	Б	17	3.82	3.60	0.80	4.45	4.50	3.0	2.83	141	95	5.67	0.74	первый	1.00	да	да	да

№ по порядку	Локальная структура	Отражающий горизонт	A, м	S, км ²	a, км	b, км	A/S, м/км ²	a/b	σH, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	A/σH	v/S	Класс структуры по площади для прогноза R _{подтв}	R _{подтв}	Подтверждаемость структуры по горизонту	Подтверждаемость прогноза R _{подтв}	Использование в многомерном регрессионном анализе
81	Пилотская	Ю1	45	21.50	6.20	2.10	2.09	2.95	8.3	1.04	-	-	5.42	0.05	-	-	да	-	нет
82	Полевая	Ю1	35	49.14	12.00	3.70	0.71	3.24	7.9	1.73	-	-	4.43	0.04	-	-	н/д	-	нет
83	Полевая 2	Ю1	30	49.40	11.90	4.10	0.61	2.90	7.9	1.73	-	-	3.80	0.04	-	-	н/д	-	нет
84	Полесская	Б	9	3.60	2.20	1.70	2.50	1.29	8.0	2.38	107	92	1.13	0.66	первый	0.34	нет	да	да
85	Рославльская	Б	30	10.68	4.10	2.60	2.81	1.58	16.0	0.70	88	90	1.88	0.07	второй	0.90	да	да	да
86	Руфьеганская	Б	25	12.76	6.79	2.40	1.96	2.83	9.1	0.75	87	86	2.75	0.06	второй	1.00	да	да	да
87	Савуйская III	Б	22	9.58	6.40	1.40	2.30	4.57	3.0	2.70	142	95	7.33	0.28	первый	1.00	да	да	да
88	Северо-Виртстелорская	Б	11	7.52	2.86	1.30	1.46	2.20	9.1	2.19	92	83	1.21	0.29	первый	0.59	да	да	да
89	Северо-Егурьяхская	Б	24	1.66	1.90	1.00	14.46	1.90	12.0	4.63	113	90	2.00	2.79	первый	0.84	да	да	да
90	Северо-Ингольская	Б	19	9.88	3.50	1.40	1.92	2.50	7.9	2.36	107	87	2.41	0.24	первый	0.92	да	да	да
91	Северо-Ингольская 2	Б	15	6.31	4.20	1.30	2.38	3.23	7.9	2.68	109	87	1.90	0.42	первый	0.96	да	да	да
92	Северо-Капейтяхинская	Б	10	0.66	1.20	0.70	15.15	1.71	15.0	3.74	72	89	0.67	5.67	первый	0.09	нет	да	да
93	Северо-Кочевская	Ю1	13	71.31	16.40	3.40	0.18	4.82	-	0.64	-	-	-	0.01	-	-	да	-	нет
94	Северо-Курраганская	Ю1	40	54.81	11.80	3.90	0.73	3.03	11.5	0.51	-	-	3.48	0.01	-	-	н/д	-	нет
95	Северо-Минчимкинский стр. нос II	Б	13	2.04	1.08	0.40	6.37	2.70	6.8	3.47	84	94	1.91	1.70	первый	0.93	да	да	да
96	Северо-Ритшахская	Б	15	1.47	1.50	1.10	10.20	1.36	3.5	1.77	76	79	4.29	1.20	первый	0.91	да	да	да
97	Северо-Сардаковская (сев. купол)	Б	24	5.43	2.20	1.10	4.42	2.00	1.5	1.33	126	93	16.00	0.24	первый	1.00	да	да	да
98	Северо-Тынкульская	Б	19	18.15	9.11	1.50	1.05	6.07	17.8	1.03	93	98	1.07	0.06	второй	0.99	да	да	да
99	Снегирина	Ю1	60	30.10	9.20	2.90	1.99	3.17	19.5	0.62	-	-	3.08	0.02	-	-	да	-	нет
100	Средне-Ампутинская	Б	30	16.10	6.10	2.50	1.86	2.44	23.0	1.53	136	79	1.30	0.10	второй	0.37	нет	да	да
101	Среднекульеганская	Б	21	22.44	4.69	2.20	0.94	2.13	15.0	1.04	91	90	1.40	0.05	второй	0.65	да	да	да
102	структура без названия	Б	13	2.90	2.70	0.70	4.48	3.86	23.0	1.68	89	88	0.57	0.58	первый	0.14	нет	да	да
103	Сукурьяунская	Б	25	5.70	4.90	1.00	4.39	4.90	8.4	2.26	111	86	2.98	0.40	первый	1.00	да	да	да
104	Сурьяхская	Б	7	1.36	1.80	0.80	5.15	2.25	10.2	4.43	59	95	0.69	3.26	первый	0.40	нет	да	да
105	Сурьяхская 2	Б	15	1.31	1.40	1.30	11.45	1.08	11.0	4.64	101	95	1.36	3.54	первый	0.30	нет	да	да
106	Сухмитинская	Б	35	8.03	2.08	0.80	4.36	2.60	13.5	3.46	79	90	2.59	0.43	первый	0.96	да	да	да
107	Сыхтымская	Ю1	42	32.34	9.20	2.50	1.30	3.68	7.9	0.57	-	-	5.32	0.02	-	-	да	-	нет
108	Танеевская	Б	19	12.32	4.01	1.90	1.54	2.11	12.0	2.80	113	87	1.58	0.23	второй	0.18	да	нет	да
109	Тончинская II	Б	24	1.58	2.06	1.10	15.19	1.87	3.0	1.94	47	89	8.00	1.23	первый	0.99	да	да	да
110	Тончинская III	Ю1	25	2.05	2.10	1.10	12.21	1.91	3.0	2.31	-	-	8.33	1.13	-	-	да	-	нет
111	Унтерлорская	Б	17	3.58	3.00	0.40	4.75	7.50	3.0	3.14	76	92	5.67	0.88	первый	1.00	да	да	да
112	Унтерлорская II	Б	34	3.79	3.20	0.70	8.97	4.57	3.0	3.15	67	92	11.33	0.83	первый	1.00	да	да	да
113	Унтыгейская	Б	23	19.42	5.15	1.70	1.18	3.03	5.7	1.55	87	93	4.04	0.08	второй	1.00	да	да	да
114	Федоровская III	Б	32	1.90	2.20	0.60	16.84	3.67	11.0	2.23	50	93	2.91	1.17	первый	1.00	да	да	да
115	Федоровская IV	Б	34	1.85	1.80	1.20	18.38	1.50	12.0	3.25	123	94	2.83	1.76	первый	0.93	нет	нет	да
116	Федоровская VI	Б	13	1.63	1.90	0.80	7.98	2.38	6.8	2.35	112	90	1.91	1.44	первый	0.91	да	да	да
117	Хазарская	Ю1	41	21.96	7.00	3.20	1.87	2.19	8.6	0.89	-	-	4.77	0.04	-	-	да	-	нет
118	Чехлонейская I	Б	24	2.98	2.25	1.30	8.05	1.73	5.0	3.12	120	95	4.80	1.05	первый	0.98	да	да	да
119	Южно-Валонинская	Б	23	10.82	2.08	0.80	2.13	2.60	23.0	1.37	87	91	1.00	0.13	второй	0.02	да	нет	да
120	Южно-Капейтяхинская	Б	25	1.04	1.50	0.80	24.04	1.88	13.0	2.06	45	90	1.92	1.98	первый	0.70	да	да	да
121	Южно-Конитлорская	Ю1	75	184.69	30.00	3.70	0.41	8.11	-	0.52	-	-	-	0.00	-	-	да	-	нет

№ по порядку	Локальная структура	Отражающий горизонт	A, м	S, км ²	a, км	b, км	A/S, м/км ²	a/b	σН, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	A/σН	v/S	Класс структуры по площади для прогноза R _{подтв}	R _{подтв}	Подтверждаемость структуры по горизонту	Подтверждаемость прогноза R _{подтв}	Использование в многомерном регрессионном анализе
122	Южно-Кульеганская	Б	25	4.20	2.34	1.90	5.95	1.23	15.0	1.05	92	92	1.67	0.25	первый	0.27	да	нет	да
123	Южно-Луганская	Ю1	12	6.24	2.90	1.90	1.92	1.53	-	1.05	50	80	-	0.17	-	-	да	-	нет
124	Южно-Островная	Б	40	54.82	6.32	3.10	0.73	2.04	28.0	0.72	88	94	1.43	0.01	второй	0.00	да	нет	нет
125	Южно-Покамасовская	Ю1	55	93.85	14.00	5.60	0.59	2.50	-	0.62	-	-	-	0.01	-	-	н/д	-	нет
126	Южно-Угугская	Ю1	45	33.55	8.60	3.30	1.34	2.61	28.0	0.63	-	-	1.61	0.02	-	-	нет	-	нет
127	Южно-Янчинская	Б	25	39.02	10.40	3.70	0.64	2.81	11.5	0.59	-	-	2.17	0.02	-	-	да	-	нет
128	Юрьевская	Ю1	13	13.23	5.70	2.00	0.98	2.85	-	0.29	-	-	-	0.02	-	-	да	-	нет
129	Ягодная	Б	15	1.42	1.60	1.00	10.56	1.60	10.1	7.77	54	90	1.49	5.47	первый	0.57	да	да	да
130	Янчинская II	Б	12	22.68	5.20	2.00	0.53	2.60	9.1	1.59	91	89	1.32	0.07	второй	0.92	да	да	да

Приложение D
(справочное)

Параметры морфологии и геотектонического положения эталонных локальных структур для анализа продуктивности

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б		Амплитуда по ОГ Б, м	Амплитуда по ОГ М, м	Амплитуда по ОГ Г, м	Площадь по ОГ Б, км ²	Площадь по ОГ М, км ²	Площадь по ОГ Г, км ²	Отношение амплитуды по ОГ М к ОГ Б	Отношение амплитуды по ОГ Г к ОГ Б	Отношение площади по ОГ М к ОГ Б	Отношение площади по ОГ Г к ОГ Б	Коэффициент удлинения структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Число залежей УВ в юге	Число залежей УВ в МСЛУ	Суммарное число залежей УВ	Продуктивность юры	Продуктивность мела	Продуктивность	PR _Ф	PR _А	PR _С	PR _{разл}	PR _О	PR _К	Подтверждаемость прогноза PR _К
		Ориентировка длинной оси структуры	М																									
1	Агатова	Б	М	16	12	-	11.46	10.01	-	0.75	-	0.87	-	2.70	12.00	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.70	0.71	0.45	0.60	0.64	да
2	Акимкинская	Л	М	81	24	23	75.91	69.36	100.56	0.29	0.28	0.91	1.32	3.88	2.20	1	2	3	да	да	да	0.88	1.00	1.00	0.54	0.94	0.87	да
3	Аманьская	Л	М	32	36	28	24.18	21.51	31.39	1.11	0.86	0.89	1.30	4.52	20.77	1	11	12	да	да	да	0.88	0.94	0.89	0.22	0.94	0.77	да
4	Аманьская 2	Б	М	21	7	-	6.32	1.75	-	0.33	-	0.28	-	2.63	23.79	2	6	8	да	да	да	0.76	0.75	0.62	0.45	0.84	0.68	да
5	Белозерная	Б	М	78	-	-	47.55	-	-	-	-	-	-	2.20	23.00	6	16	22	да	да	да	0.76	0.98	0.98	0.45	0.84	0.80	да
6	Береговая	И	М	23	-	-	5.97	-	-	-	-	-	-	1.84	13.69	0	3	4	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
7	Бирюзовая	Б	Ш	19	6	5	6.53	4.64	3.95	0.32	0.26	0.71	0.61	2.16	5.20	0	2	2	нет	да	да	0.76	0.73	0.63	0.45	0.60	0.63	нет
8	Быстринская	Л	М	50	40	30	71.26	166.21	126.48	0.80	0.60	2.33	1.77	4.53	0.30	4	16	20	да	да	да	0.88	0.99	1.00	0.83	0.94	0.93	да
9	Валтойская	Б	М	14	-	-	6.16	-	-	-	-	-	-	2.57	3.13	0	1	2	нет	да	да	0.76	0.68	0.62	0.45	0.84	0.67	нет
10	Ваньеганская	Л	М	89	100	71	114.65	138.39	130.96	1.13	0.80	1.21	1.14	7.50	7.49	7	97	104	да	да	да	0.88	1.00	1.00	0.36	0.94	0.84	да
11	Васьягунская	Б	Ш	16	6	-	4.33	0.76	-	0.38	-	0.18	-	2.50	25.68	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.70	0.58	0.45	0.60	0.62	да
12	Верхнеосиплорская	И	М	23	7	7	6.63	2.42	4.88	0.30	0.30	0.36	0.74	1.70	13.20	0	1	1	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
13	Видная	И	М	11	-	-	3.99	-	-	-	-	-	-	1.44	20.26	1	5	6	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
14	Вонтлорская	И	Ш	30	23	-	2.61	2.43	-	0.77	-	0.93	-	1.57	7.06	0	3	4	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	нет
15	Восточная 6	Б	Ш	23	-	-	4.28	-	-	-	-	-	-	2.75	13.00	1	4	5	да	да	да	0.76	0.77	0.58	0.45	0.60	0.63	нет
16	Восточно-Асомкинская	Б	Ш	28	35	16	15.02	19.62	2.20	1.25	0.57	1.31	0.15	2.43	6.50	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.82	0.77	0.45	0.60	0.68	да
17	Восточно-Белозерная	Л	М	25	-	-	1.70	-	-	-	-	-	-	3.00	23.00	0	4	4	нет	да	да	0.88	0.89	0.54	0.20	0.94	0.69	нет
18	Восточно-Вонтлорская	И	М	21	5	-	2.26	1.00	-	0.24	-	0.44	-	1.43	13.02	0	0	0	нет	нет	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	нет
19	Восточно-Голевая	И	М	20	-	-	1.83	-	-	-	-	-	-	1.73	6.67	1	1	2	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
20	Восточно-Дружная	И	М	13	7	4	2.33	6.59	3.88	0.54	0.31	2.83	1.66	1.36	2.73	0	0	1	нет	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
21	Восточно-Ермаковская III	И	Ш	27	-	-	2.07	-	-	-	-	-	-	1.20	12.24	1	0	1	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	нет
22	Восточно-Ингольская 1	И	Ш	27	9	3	12.96	3.51	2.01	0.33	0.11	0.27	0.16	1.79	0.03	0	0	0	нет	нет	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
23	Восточно-Картурская	Б	М	23	5	-	4.64	1.99	-	0.22	-	0.43	-	2.53	1.60	1	2	3	да	да	да	0.76	0.77	0.59	0.45	0.84	0.68	да
24	Восточно-Картурская 2	И	М	18	10	7	2.91	3.46	4.07	0.56	0.39	1.19	1.40	1.53	6.84	0	0	0	нет	нет	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
25	Восточно-Конитлорская	Л	Ш	16	-	-	8.10	-	-	-	-	-	-	4.67	9.30	0	1	1	нет	да	да	0.88	0.80	0.67	0.33	0.64	0.66	нет
26	Восточно-Котухтинская	Б	Ш	21	-	-	29.81	-	-	-	-	-	-	2.00	5.00	0	2	2	нет	да	да	0.76	0.75	0.91	0.45	0.60	0.70	да
27	Восточно-Лартельская	Б	Ш	31	11	17	4.84	3.52	4.33	0.35	0.55	0.73	0.89	2.00	7.57	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.84	0.59	0.45	0.60	0.65	да
28	Восточно-Ледяная	Б	М	17	7	11	6.13	13.95	23.67	0.41	0.65	2.28	3.86	2.40	15.09	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.71	0.61	0.45	0.84	0.67	да
29	Восточно-Малая	Б	Ш	16	-	-	1.89	-	-	-	-	-	-	2.00	12.89	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.70	0.54	0.45	0.60	0.61	да
30	Восточно-Малобалыкская	Б	М	35	28	25	5.28	7.86	7.91	0.81	0.71	1.49	1.50	2.29	5.59	2	12	14	да	да	да	0.76	0.86	0.60	0.45	0.84	0.70	да
31	Восточно-Полесская	Б	Ш	12	15	-	3.59	1.18	-	1.25	-	0.33	-	2.46	10.67	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.65	0.57	0.45	0.60	0.61	да
32	Восточно-Рославльская	Б	М	20	-	-	7.34	-	-	-	-	-	-	2.05	13.75	1	1	3	да	да	да	0.76	0.74	0.64	0.45	0.84	0.69	да
33	Восточно-Сургутская 1	И	Ш	19	-	-	3.64	-	-	-	-	-	-	1.44	22.34	1	0	2	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	нет
34	Восточно-Сургутская 2	Л	М	26	14	10	7.96	8.01	7.65	0.54	0.38	1.01	0.96	3.71	26.90	1	0	2	да	нет	да	0.88	0.90	0.66	0.18	0.94	0.71	нет
35	Восточно-Тромъганская	Л	М	31	26	29	64.42	133.70	133.39	0.83	0.93	2.08	2.07	3.02	6.60	1	16	17	да	да	да	0.88	0.93	1.00	0.38	0.94	0.83	да
36	Встречная	Б	Ш	25	-	-	16.25	-	-	-	-	-	-	2.32	10.47	0	1	2	нет	да	да	0.76	0.79	0.78	0.45	0.60	0.68	да

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	Ориентировка длинной оси структуры	Амплитуда по ОГ Б, м	Амплитуда по ОГ М, м	Амплитуда по ОГ Г, м	Площадь по ОГ Б, км ²	Площадь по ОГ М, км ²	Площадь по ОГ Г, км ²	Отношение амплитуды по ОГ М к ОГ Б	Отношение амплитуды по ОГ Г к ОГ Б	Отношение площади по ОГ М к ОГ Б	Отношение площади по ОГ Г к ОГ Б	Коэффициент удлинения структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Число залежей УВ в юге	Число залежей УВ в межу	Суммарное число залежей УВ	Продуктивность юры	Продуктивность мела	Продуктивность	ПР _Ф	ПР _А	ПР _S	ПР _{разл}	ПР _О	ПР _к	Подтверждаемость прогноза ПР _к
37	Грибная	И	М	40	18	21	62.39	75.06	26.87	0.45	0.53	1.20	0.43	1.80	2.69	1	0	1	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
38	Егурьяхская	Б	М	30	47	27	8.66	8.72	7.60	1.57	0.90	1.01	0.88	2.61	9.60	1	2	3	да	да	да	0.76	0.83	0.66	0.45	0.84	0.71	да
39	Западно-Ампутинская	Л	М	9	-	-	3.49	-	-	-	-	-	-	4.63	4.50	1	1	2	да	да	да	0.88	0.68	0.57	0.44	0.94	0.70	нет
40	Западно-Варьеганская	Л	М	25	20	15	26.08	41.54	24.45	0.81	0.61	1.59	0.94	3.03	5.42	6	19	25	да	да	да	0.88	0.89	0.90	0.41	0.94	0.80	да
41	Западно-Вынгапурская	Б	М	28	9	5	16.25	2.25	1.40	0.32	0.18	0.14	0.09	2.96	9.35	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.82	0.78	0.45	0.84	0.73	да
42	Западно-Ингольская	Л	М	19	-	-	6.78	-	-	-	-	-	-	3.35	2.35	0	0	0	нет	нет	нет	0.88	0.83	0.64	0.53	0.94	0.77	нет
43	Западно-Конитлорская	Л	М	56	28	8	27.60	6.76	1.98	0.50	0.14	0.24	0.07	5.09	2.20	1	0	1	да	нет	да	0.88	0.99	0.91	0.54	0.94	0.85	да
44	Западно-Курраганская	Б	М	18	-	-	12.58	-	-	-	-	-	-	2.40	10.50	1	1	2	да	да	да	0.76	0.72	0.73	0.45	0.84	0.70	да
45	Западно-Мартовская	Л	М	22	-	-	3.60	-	-	-	-	-	-	4.00	3.00	1	3	4	да	да	да	0.88	0.87	0.58	0.50	0.94	0.75	нет
46	Западно-Мартовская 2	Л	М	19	9	-	5.03	6.65	-	0.47	-	1.32	-	4.17	2.40	1	3	4	да	да	да	0.88	0.83	0.61	0.53	0.94	0.76	да
47	Западно-Могутлорская	Б	М	22	11	-	11.95	8.54	-	0.50	-	0.71	-	2.60	3.80	1	1	2	да	да	да	0.76	0.76	0.72	0.45	0.84	0.71	да
48	Западно-Сардаковская	Б	М	14	-	-	21.16	-	-	-	-	-	-	2.05	9.75	1	2	3	да	да	да	0.76	0.68	0.84	0.45	0.84	0.71	да
49	Западно-Солкинская 2	Л	Ш	11	-	-	3.42	-	-	-	-	-	-	5.86	0.30	0	0	0	нет	нет	нет	0.88	0.72	0.57	0.83	0.64	0.73	да
50	Западно-Тынкульская	Б	Ш	36	13	8	26.44	19.58	19.64	0.36	0.22	0.74	0.74	2.15	3.00	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.87	0.89	0.45	0.60	0.71	нет
51	Западно-Тюшаминская	Б	М	24	9	-	6.37	5.02	-	0.38	-	0.79	-	2.12	3.36	2	2	4	да	да	да	0.76	0.78	0.62	0.45	0.84	0.69	да
52	Западно-Усть-Балыкская 2	И	М	30	-	-	7.16	-	-	-	-	-	-	1.58	3.50	0	2	3	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
53	Западно-Чистинная	Б	М	23	8	4	10.49	5.69	2.67	0.35	0.17	0.54	0.25	2.55	7.66	2	2	4	да	да	да	0.76	0.77	0.70	0.45	0.84	0.70	да
54	Западно-Чистинная 2	Б	М	17	6	8	5.67	4.14	7.75	0.35	0.47	0.73	1.37	2.67	8.89	2	0	2	да	нет	да	0.76	0.71	0.62	0.45	0.84	0.68	да
55	Западно-Чупальская	Л	М	17	19	12	4.03	2.03	0.98	1.12	0.71	0.50	0.24	6.00	1.60	0	0	1	нет	нет	да	0.88	0.81	0.58	0.59	0.94	0.76	да
56	Западно-Чухлорская	Б	М	22	-	-	6.59	-	-	-	-	-	-	2.80	12.42	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.76	0.63	0.45	0.84	0.69	да
57	Иглорская	Б	М	30	45	16	35.93	52.68	24.94	1.50	0.53	1.47	0.69	2.70	3.02	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.83	0.94	0.45	0.84	0.77	да
58	Икилорская 1	Б	М	47	20	10	41.83	26.18	20.27	0.43	0.21	0.63	0.48	2.50	1.80	1	3	5	да	да	да	0.76	0.92	0.96	0.45	0.84	0.79	да
59	Икилорская 2	Б	М	17	11	9	11.62	11.62	9.36	0.65	0.53	1.00	0.81	2.86	3.27	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.71	0.71	0.45	0.84	0.70	да
60	Ингольская	Б	М	20	16	14	9.92	49.59	34.46	0.80	0.70	5.00	3.48	2.70	1.50	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.74	0.69	0.45	0.84	0.70	нет
61	Камынская	И	Ш	17	-	-	3.69	-	-	-	-	-	-	1.59	9.00	0	0	0	нет	нет	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
62	Картурская	Б	М	40	16	8	19.68	25.91	14.24	0.40	0.20	1.32	0.72	2.68	6.50	0	2	3	нет	да	да	0.76	0.89	0.83	0.45	0.84	0.75	да
63	Коголымская	Л	М	53	47	19	73.97	305.26	140.27	0.88	0.36	4.13	1.90	5.70	14.30	6	15	21	да	да	да	0.88	0.99	1.00	0.27	0.94	0.82	да
64	Крючковская	Л	М	50	42	33	173.87	307.22	59.69	0.84	0.66	1.77	0.34	4.20	7.90	1	18	19	да	да	да	0.88	0.99	1.00	0.36	0.94	0.83	да
65	Кулунская	И	М	16	-	-	7.98	-	-	-	-	-	-	1.91	0.41	1	0	2	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
66	Кульеганская	Б	М	13	-	-	5.15	-	-	-	-	-	-	2.30	16.20	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.67	0.60	0.45	0.84	0.66	да
67	Кульеганская 2	Б	М	22	-	-	3.86	-	-	-	-	-	-	2.21	11.68	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.76	0.58	0.45	0.84	0.68	да
68	Курраганская	И	М	34	-	-	35.54	-	-	-	-	-	-	1.78	14.49	2	8	11	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
69	Кустовая	Б	М	86	29	15	118.12	117.65	71.70	0.33	0.17	1.00	0.61	2.87	14.97	8	16	24	да	да	да	0.76	0.99	1.00	0.45	0.84	0.81	да
70	Лартельская	Л	Ш	20	6	20	40.66	10.22	41.94	0.30	1.00	0.25	1.03	3.44	6.50	0	0	0	нет	нет	нет	0.88	0.85	0.97	0.38	0.64	0.74	да
71	Леванская	Л	М	44	9	8	9.46	4.68	3.32	0.20	0.18	0.50	0.35	4.00	5.10	1	1	2	да	да	да	0.88	0.98	0.69	0.42	0.94	0.78	да
72	Ледяная	Б	М	16	19	24	5.05	7.56	10.88	1.19	1.50	1.50	2.16	2.71	4.45	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.70	0.60	0.45	0.84	0.67	да
73	Леклорская	Л	Ш	27	23	30	16.80	20.84	21.21	0.85	1.11	1.24	1.26	4.69	1.94	0	0	0	нет	нет	нет	0.88	0.91	0.81	0.53	0.64	0.75	да
74	Лехатовская	Б	Ш	28	-	-	3.32	-	-	-	-	-	-	2.15	17.29	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.82	0.57	0.45	0.60	0.64	да
75	Локосовская	И	М	31	-	-	26.50	-	-	-	-	-	-	1.35	20.57	3	2	5	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
76	Локутинская	Б	Ш	21	-	-	12.62	-	-	-	-	-	-	2.40	15.90	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.75	0.73	0.45	0.60	0.66	да

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	Ориентировка длинной оси структуры	Амплитуда по ОГ Б, м	Амплитуда по ОГ М, м	Амплитуда по ОГ Г, м	Площадь по ОГ Б, км ²	Площадь по ОГ М, км ²	Площадь по ОГ Г, км ²	Отношение амплитуды по ОГ М к ОГ Б	Отношение амплитуды по ОГ Г к ОГ Б	Отношение площади по ОГ М к ОГ Б	Отношение площади по ОГ Г к ОГ Б	Коэффициент удлинения структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Число залежей УВ в юге	Число залежей УВ в межу	Суммарное число залежей УВ	Продуктивность юры	Продуктивность мела	Продуктивность	ПР _Ф	ПР _А	ПР _S	ПР _{разл}	ПР _О	ПР _к	Подтверждаемость прогноза ПР _к
77	Лосевая	Б	М	71	21	8	89.36	26.49	13.18	0.30	0.11	0.30	0.15	2.20	23.44	1	1	3	да	да	да	0.76	0.98	1.00	0.45	0.84	0.81	да
78	Луговая	Б	Ш	60	28	17	42.68	9.92	6.87	0.47	0.28	0.23	0.16	2.83	28.58	1	3	4	да	да	да	0.76	0.96	0.97	0.45	0.60	0.75	да
79	Лянторская	Л	М	105	37	24	149.99	119.44	77.83	0.35	0.23	0.80	0.52	3.74	0.70	1	2	3	да	да	да	0.88	1.00	1.00	0.71	0.94	0.91	да
80	Майская	Б	М	20	12	14	19.16	5.51	6.08	0.60	0.70	0.29	0.32	2.83	4.65	0	3	4	нет	да	да	0.76	0.74	0.82	0.45	0.84	0.72	да
81	Малоегурьяхская	И	М	10	-	6	5.39	-	1.26	-	0.60	-	0.23	1.56	5.35	1	2	3	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
82	Малоимилорская	Б	М	15	-	20	2.49	-	6.40	-	1.33	-	2.57	2.50	27.80	2	5	7	да	да	да	0.76	0.69	0.55	0.45	0.84	0.66	нет
83	Малоимилорская 2	И	М	18	-	-	2.38	-	-	-	-	-	-	1.27	31.70	2	4	6	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
84	Малокочевская	Б	Ш	16	2	-	2.05	2.01	-	0.13	-	0.98	-	2.67	0.80	1	1	2	да	да	да	0.76	0.70	0.54	0.45	0.60	0.61	нет
85	Маломегионская	Б	М	41	11	-	4.71	3.44	-	0.27	-	0.73	-	2.60	13.15	1	6	7	да	да	да	0.76	0.90	0.59	0.45	0.84	0.71	да
86	Малоюганская	Л	М	55	46	37	186.95	223.37	281.40	0.84	0.68	1.19	1.51	4.17	4.34	4	11	15	да	да	да	0.88	0.99	1.00	0.44	0.94	0.85	да
87	Мамонтовская	Л	М	22	47	35	176.82	294.25	250.60	2.16	1.63	1.66	1.42	4.89	6.70	3	17	20	да	да	да	0.88	0.86	1.00	0.38	0.94	0.81	да
88	Мартовская	Л	М	56	-	-	16.60	-	-	-	-	-	-	4.60	3.50	1	11	12	да	да	да	0.88	0.99	0.80	0.47	0.94	0.82	да
89	Меудекская	Б	М	30	10	13	4.28	3.48	2.39	0.33	0.43	0.81	0.56	2.42	11.44	1	2	5	да	да	да	0.76	0.83	0.58	0.45	0.84	0.69	да
90	Миловидная	Б	М	21	12	8	8.57	8.55	5.73	0.57	0.38	1.00	0.67	2.21	17.87	1	4	5	да	да	да	0.76	0.75	0.66	0.45	0.84	0.69	да
91	Могутлорская	Б	М	21	23	-	9.48	14.50	-	1.10	-	1.53	-	2.58	1.83	1	0	2	да	нет	да	0.76	0.75	0.68	0.45	0.84	0.70	да
92	Моховая	И	М	77	-	-	40.88	-	-	-	-	-	-	1.80	10.13	2	3	11	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
93	Мохтиковская	Б	М	51	22	12	24.44	20.42	14.20	0.43	0.24	0.84	0.58	2.14	10.84	2	0	2	да	нет	да	0.76	0.94	0.87	0.45	0.84	0.77	да
94	Мыхлорская	И	Ш	25	-	-	2.12	-	-	-	-	-	-	1.20	27.61	1	0	1	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	нет
95	Мыхпайская	Л	М	12	19	14	3.04	12.88	9.46	1.55	1.15	4.24	3.11	3.56	4.20	1	9	10	да	да	да	0.88	0.74	0.56	0.45	0.94	0.71	нет
96	Мыхпайская 1	Л	М	25	20	18	8.31	19.06	12.13	0.81	0.73	2.29	1.46	3.72	0.46	1	10	11	да	да	да	0.88	0.89	0.67	0.77	0.94	0.83	да
97	Нежданная	Б	Ш	22	4	-	7.10	6.26	-	0.18	-	0.88	-	2.47	10.00	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.76	0.64	0.45	0.60	0.64	нет
98	Нивагальская	И	М	18	9	-	14.43	9.64	-	0.50	-	0.67	-	1.79	9.57	1	2	3	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
99	Нижнепокамасовская	Б	М	15	6	4	11.24	3.25	3.00	0.40	0.27	0.29	0.27	2.20	6.33	2	2	4	да	да	да	0.76	0.69	0.71	0.45	0.84	0.69	да
100	Нижнесортымская	И	М	17	-	-	2.56	-	-	-	-	-	-	1.92	2.25	0	1	2	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
101	Новогодняя	Б	М	55	26	-	15.16	5.69	-	0.47	-	0.38	-	2.74	32.89	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.95	0.77	0.45	0.84	0.75	да
102	Новопокурская	Б	М	13	-	14	19.85	-	37.73	-	1.08	-	1.90	2.37	16.68	1	0	2	да	нет	да	0.76	0.67	0.83	0.45	0.84	0.71	да
103	Нонгъеганская	И	М	30	-	-	5.53	-	-	-	-	-	-	1.43	14.09	1	4	5	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
104	Омбинская	И	Ш	19	-	-	10.48	-	-	-	-	-	-	1.70	4.49	1	3	6	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	нет
105	Отдельная	Б	М	24	33	13	55.76	48.80	10.80	1.38	0.54	0.88	0.19	2.22	15.00	0	1	1	нет	да	да	0.76	0.78	0.99	0.45	0.84	0.76	да
106	Пилотская	И	М	23	7	-	15.10	3.92	-	0.30	-	0.26	-	1.80	6.00	0	0	0	нет	нет	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
107	Покачевская	Л	Ш	26	23	16	60.88	96.97	24.63	0.88	0.62	1.59	0.40	8.32	7.40	2	98	100	да	да	да	0.88	0.90	0.99	0.37	0.64	0.76	да
108	Полуденная	Л	М	39	11	-	19.63	16.05	-	0.29	-	0.82	-	3.62	3.40	0	1	1	нет	да	да	0.88	0.97	0.84	0.48	0.94	0.82	да
109	Придорожная	Л	Ш	10	9	-	8.96	23.23	-	0.90	-	2.59	-	5.58	10.75	1	5	6	да	да	да	0.88	0.70	0.68	0.31	0.64	0.64	нет
110	Руфьеганская	Б	М	25	-	-	12.76	-	-	-	-	-	-	2.83	23.78	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.79	0.73	0.45	0.84	0.71	да
111	Савуйская Ш	Л	М	22	-	-	9.58	-	-	-	-	-	-	4.57	3.90	0	1	3	нет	да	да	0.88	0.87	0.69	0.46	0.94	0.77	да
112	Самарская	Б	Ш	24	4	-	13.78	1.66	-	0.17	-	0.12	-	2.30	19.14	1	0	3	да	нет	да	0.76	0.78	0.79	0.45	0.60	0.68	да
113	Самотлорская	И	М	93	77	50	68.71	98.67	94.58	0.83	0.54	1.44	1.38	1.30	16.50	2	31	33	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
114	Северо-Алехинская	Л	Ш	22	10	-	5.03	4.81	-	0.45	-	0.96	-	4.10	11.97	1	1	3	да	да	да	0.88	0.87	0.61	0.30	0.64	0.66	нет
115	Северо-Ампутинская	Б	М	24	22	-	5.32	4.60	-	0.92	-	0.86	-	2.60	6.12	2	1	3	да	да	да	0.76	0.78	0.60	0.45	0.84	0.69	да
116	Северо-Ампутинская 2	Б	М	19	-	-	3.18	-	-	-	-	-	-	2.25	4.58	1	4	5	да	да	да	0.76	0.73	0.56	0.45	0.84	0.67	нет

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	Ориентировка длинной оси структуры	Амплитуда по ОГ Б, м	Амплитуда по ОГ М, м	Амплитуда по ОГ Г, м	Площадь по ОГ Б, км ²	Площадь по ОГ М, км ²	Площадь по ОГ Г, км ²	Отношение амплитуды по ОГ М к ОГ Б	Отношение амплитуды по ОГ Г к ОГ Б	Отношение площади по ОГ М к ОГ Б	Отношение площади по ОГ Г к ОГ Б	Коэффициент удлинения структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Число залежей УВ в юге	Число залежей УВ в межу	Суммарное число залежей УВ	Продуктивность юры	Продуктивность мела	Продуктивность	ПР _Ф	ПР _А	ПР _S	ПР _{разл}	ПР _О	ПР _к	Подтверждаемость прогноза ПР _к
117	Северо-Вирстелорская	Б	М	11	7	-	7.52	3.49	-	0.64	-	0.46	-	2.20	11.63	0	1	1	нет	да	да	0.76	0.64	0.64	0.45	0.84	0.68	да
118	Северо-Имилорская	Б	Ш	28	9	40	9.16	5.45	6.31	0.32	1.43	0.60	0.69	2.09	23.64	0	4	4	нет	да	да	0.76	0.82	0.67	0.45	0.60	0.66	нет
119	Северо-Имилорская 2	И	М	23	14	10	10.48	7.33	8.27	0.61	0.43	0.70	0.79	1.60	18.58	0	3	3	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
120	Северо-Ингольская	Б	М	19	11	11	9.88	10.13	6.04	0.58	0.58	1.03	0.61	2.50	3.60	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.73	0.69	0.45	0.84	0.69	да
121	Северо-Картурская	Б	М	22	-	-	9.51	-	-	-	-	-	-	2.26	13.77	0	1	1	нет	да	да	0.76	0.76	0.68	0.45	0.84	0.70	да
122	Северо-Картурская 2	Б	М	18	9	8	5.81	5.28	8.31	0.50	0.44	0.91	1.43	2.70	2.21	1	3	4	да	да	да	0.76	0.72	0.61	0.45	0.84	0.68	да
123	Северо-Киняминская	И	М	19	-	-	10.21	-	-	-	-	-	-	1.70	16.89	3	0	3	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
124	Северо-Кочевская	Л	М	59	7	-	23.59	10.82	-	0.12	-	0.46	-	3.04	7.17	2	6	8	да	да	да	0.88	0.99	0.88	0.37	0.94	0.81	да
125	Северо-Кочевская 2	Б	Ш	21	-	-	4.22	-	-	-	-	-	-	2.31	1.50	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.75	0.58	0.45	0.60	0.63	да
126	Северо-Кульеганская	Б	М	19	14	5	16.25	20.35	6.38	0.74	0.26	1.25	0.39	2.68	13.23	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.73	0.78	0.45	0.84	0.71	нет
127	Северо-Курраганская IV	И	М	15	6	-	1.51	3.29	-	0.40	-	2.18	-	1.33	7.53	0	2	2	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
128	Северо-Минчимкинская II	Б	М	13	-	-	2.04	-	-	-	-	-	-	2.70	10.99	1	0	3	да	нет	да	0.76	0.67	0.54	0.45	0.84	0.65	нет
129	Северо-Мишаевская	И	М	19	-	-	4.18	-	-	-	-	-	-	1.61	10.96	2	1	3	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
130	Северо-Муръяунская	И	М	35	-	-	9.45	-	-	-	-	-	-	1.77	12.94	0	0	0	нет	нет	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
131	Северо-Нонгъеганская	Б	М	22	-	-	5.47	-	-	-	-	-	-	2.67	21.25	1	2	3	да	да	да	0.76	0.76	0.61	0.45	0.84	0.68	да
132	Северо-Нонгъеганская 2	И	М	11	-	-	3.30	-	-	-	-	-	-	1.29	20.13	0	1	1	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
133	Северо-Покурская	Л	М	46	37	29	139.25	118.76	185.73	0.80	0.63	0.85	1.33	3.85	30.90	5	42	47	да	да	да	0.88	0.98	1.00	0.16	0.94	0.79	да
134	Северо-Родниковая	Б	М	16	22	13	12.83	13.61	8.19	1.38	0.81	1.06	0.64	2.90	6.38	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.70	0.73	0.45	0.84	0.70	нет
135	Северо-Сардаковская (северный купол)	Б	М	24	-	-	5.43	-	-	-	-	-	-	2.00	13.72	1	3	4	да	да	да	0.76	0.78	0.61	0.45	0.84	0.69	да
136	Северо-Сороминская 1	Б	М	21	-	-	3.02	-	-	-	-	-	-	2.50	36.84	1	1	2	да	да	да	0.76	0.75	0.56	0.45	0.84	0.67	нет
137	Северо-Сороминская 3	И	М	16	-	-	2.32	-	-	-	-	-	-	1.62	41.76	0	1	1	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
138	Северо-Сороминская 4	Б	М	13	-	-	1.17	-	-	-	-	-	-	2.13	39.00	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.67	0.52	0.45	0.84	0.65	да
139	Северо-Сороминская 5	И	М	10	-	-	2.25	-	-	-	-	-	-	1.91	38.79	1	1	2	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
140	Северо-Сороминская 8	Б	Ш	13	-	-	3.05	-	-	-	-	-	-	2.64	33.61	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.67	0.56	0.45	0.60	0.61	нет
141	Северо-Сороминская 9	Б	Ш	16	-	-	2.04	-	-	-	-	-	-	2.55	39.42	1	1	2	да	да	да	0.76	0.70	0.54	0.45	0.60	0.61	нет
142	Северо-Сургутская I	Л	М	20	-	-	6.31	-	-	-	-	-	-	3.10	0.80	0	2	3	нет	да	да	0.88	0.85	0.63	0.69	0.94	0.80	да
143	Северо-Сургутская II	Л	М	25	-	-	3.87	-	-	-	-	-	-	3.60	1.50	0	3	4	нет	да	да	0.88	0.89	0.58	0.60	0.94	0.78	да
144	Северо-Сургутская III	Л	Ш	15	-	-	2.12	-	-	-	-	-	-	3.70	4.70	0	1	2	нет	да	да	0.88	0.78	0.54	0.43	0.64	0.66	нет
145	Северо-Сургутская IV	Л	М	25	-	-	4.27	-	-	-	-	-	-	4.40	1.00	0	2	3	нет	да	да	0.88	0.89	0.59	0.66	0.94	0.79	да
146	Северо-Сыхтымская	И	Ш	28	22	13	8.67	13.37	5.85	0.79	0.46	1.54	0.67	1.95	1.00	0	0	0	нет	нет	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
147	Северо-Тарховская	Л	М	27	-	-	6.55	-	-	-	-	-	-	5.46	39.50	1	0	1	да	нет	да	0.88	0.91	0.64	0.12	0.94	0.70	нет
148	Северо-Тутлимская 2	Л	М	18	8	-	4.07	11.80	-	0.44	-	2.90	-	4.00	0.80	0	0	1	нет	нет	да	0.88	0.82	0.59	0.69	0.94	0.78	да
149	Северо-Тынкульская	Л	Ш	19	11	7	18.15	15.84	13.98	0.58	0.37	0.87	0.77	6.07	1.40	0	0	0	нет	нет	нет	0.88	0.83	0.82	0.59	0.64	0.75	да
150	Северо-Чистинная	И	М	19	8	11	10.19	3.13	2.60	0.42	0.58	0.31	0.26	1.30	9.21	2	0	2	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
151	Северо-Чупальская	Б	М	23	19	19	10.93	14.22	17.96	0.83	0.83	1.30	1.64	2.79	0.60	0	0	2	нет	нет	да	0.76	0.77	0.70	0.45	0.84	0.71	да
152	Северо-Юрьевская	Б	М	8	-	-	3.25	-	-	-	-	-	-	2.10	4.20	1	1	4	да	да	да	0.76	0.60	0.56	0.45	0.84	0.64	нет
153	Снегирина	И	М	46	30	31	27.48	25.42	25.50	0.65	0.67	0.93	0.93	1.90	4.50	0	0	0	нет	нет	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	нет
154	Солкинская	Л	М	75	61	50	226.40	263.16	379.15	0.81	0.67	1.16	1.67	5.32	0.49	5	27	32	да	да	да	0.88	1.00	1.00	0.76	0.94	0.92	да
155	Средне-Асомкинская	И	Ш	25	36	17	1.16	3.97	3.27	1.44	0.68	3.41	2.81	1.27	1.80	1	1	2	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	нет
156	Среднебалыкская	Л	М	56	45	24	38.91	60.92	18.07	0.80	0.43	1.57	0.46	4.12	0.81	0	15	15	нет	да	да	0.88	0.99	0.96	0.69	0.94	0.89	да

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	Ориентировка длинной оси структуры	Амплитуда по ОГ Б, м	Амплитуда по ОГ М, м	Амплитуда по ОГ Г, м	Площадь по ОГ Б, км ²	Площадь по ОГ М, км ²	Площадь по ОГ Г, км ²	Отношение амплитуды по ОГ М к ОГ Б	Отношение амплитуды по ОГ Г к ОГ Б	Отношение площади по ОГ М к ОГ Б	Отношение площади по ОГ Г к ОГ Б	Коэффициент удлинения структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Число залежей УВ в юге	Число залежей УВ в межу	Суммарное число залежей УВ	Продуктивность юры	Продуктивность мела	Продуктивность	ПР _Ф	ПР _А	ПР _S	ПР _{разл}	ПР _О	ПР _к	Подтверждаемость прогноза ПР _к
157	Среднекульеганская	Б	Ш	21	21	7	22.44	10.56	2.78	1.00	0.33	0.47	0.12	2.13	13.28	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.75	0.85	0.45	0.60	0.67	да
158	Сутлымкинская	Б	М	21	21	14	34.45	27.02	21.38	1.00	0.67	0.78	0.62	2.15	10.10	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.75	0.94	0.45	0.60	0.70	нет
159	Сухмитинская	Б	Ш	35	-	-	8.03	-	-	-	-	-	-	2.60	7.12	1	2	3	да	да	да	0.76	0.86	0.65	0.45	0.60	0.67	нет
160	Сыхтымская	Б	М	38	26	9	17.32	20.03	4.14	0.68	0.24	1.16	0.24	2.74	1.80	0	1	1	нет	да	да	0.76	0.88	0.80	0.45	0.84	0.75	да
161	Тальянская	Л	М	21	40	-	4.39	9.31	-	1.90	-	2.12	-	3.50	1.50	1	7	9	да	да	да	0.88	0.86	0.59	0.60	0.94	0.77	да
162	Тальянская 2	Л	М	9	-	-	1.07	-	-	-	-	-	-	3.30	4.50	0	0	0	нет	нет	нет	0.88	0.68	0.52	0.44	0.64	0.63	да
163	Танеевская	Б	М	19	-	7	12.32	-	4.69	-	0.37	-	0.38	2.11	9.23	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.73	0.73	0.45	0.84	0.67	нет
164	Тарховская	Б	Ш	27	13	-	20.97	4.32	-	0.48	-	0.21	-	2.19	40.39	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.81	0.84	0.45	0.60	0.69	да
165	Тепловская	И	М	10	12	7	29.90	37.80	35.28	1.20	0.70	1.26	1.18	1.95	10.77	0	4	6	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
166	Тончинская II	И	М	24	9	9	1.58	0.93	1.65	0.38	0.38	0.59	1.05	1.87	5.50	0	2	3	нет	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
167	Тутлимская	Л	М	34	6	-	3.38	3.44	-	0.18	-	1.02	-	3.50	2.70	0	2	2	нет	да	да	0.88	0.95	0.57	0.51	0.94	0.77	да
168	Унтыгейская	Л	М	23	46	30	19.42	188.94	93.66	2.02	1.30	9.73	4.82	3.03	8.64	9	0	9	да	нет	да	0.88	0.88	0.84	0.34	0.94	0.78	да
169	Усть-Котухтинская	Б	М	23	-	-	18.33	-	-	-	-	-	-	2.10	5.00	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.77	0.81	0.45	0.84	0.73	нет
170	Утлорская	Л	М	18	13	10	9.82	7.65	11.64	0.72	0.56	0.78	1.19	4.00	6.20	0	0	0	нет	нет	нет	0.88	0.82	0.70	0.39	0.94	0.75	да
171	Федоровская	Л	М	72	-	-	32.41	-	-	-	-	-	-	4.20	4.00	3	28	33	да	да	да	0.88	1.00	0.94	0.45	0.94	0.84	да
172	Хазарская	Б	М	26	12	8	7.20	10.44	7.17	0.46	0.31	1.45	1.00	2.20	5.86	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.80	0.64	0.45	0.84	0.70	да
173	Холмская	Б	М	8	-	-	19.62	-	-	-	-	-	-	2.16	17.95	0	1	2	нет	да	да	0.76	0.60	0.82	0.45	0.84	0.70	да
174	Чехлонейская I	И	М	24	4	6	2.98	1.00	4.14	0.17	0.25	0.34	1.39	1.73	7.10	1	1	2	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
175	Чистинная	Л	М	40	34	15	67.25	121.95	57.88	0.85	0.37	1.81	0.86	3.53	5.10	5	5	10	да	да	да	0.88	0.97	1.00	0.42	0.94	0.84	да
176	Щучья	И	Ш	23	19	15	10.04	11.43	10.30	0.83	0.65	1.14	1.03	1.90	12.94	1	0	1	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	нет
177	Южная	Л	Ш	37	16	13	15.48	12.87	7.45	0.43	0.34	0.83	0.48	4.16	11.80	1	0	1	да	нет	да	0.88	0.96	0.79	0.30	0.64	0.71	нет
178	Южно-Алехинская	Л	М	27	-	-	4.82	-	-	-	-	-	-	3.33	5.10	0	2	2	нет	да	да	0.88	0.91	0.60	0.42	0.94	0.75	нет
179	Южно-Алехинская 2	Б	Ш	14	-	-	2.02	-	-	-	-	-	-	2.10	5.00	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.68	0.54	0.45	0.60	0.61	да
180	Южно-Арматолитская	Л	М	20	17	-	23.95	16.52	-	0.84	-	0.69	-	3.26	1.19	2	7	9	да	да	да	0.88	0.85	0.88	0.63	0.94	0.84	да
181	Южно-Балыкская	Л	М	43	35	27	31.86	49.53	24.10	0.81	0.63	1.55	0.76	4.00	3.27	1	12	13	да	да	да	0.88	0.97	0.94	0.48	0.94	0.84	да
182	Южно-Валюнинская	Б	Ш	23	-	-	10.82	-	-	-	-	-	-	2.60	5.98	1	0	1	да	нет	да	0.76	0.77	0.70	0.45	0.60	0.66	нет
183	Южно-Вонтлорская	Б	М	16	-	-	3.00	-	-	-	-	-	-	2.82	4.48	0	3	3	нет	да	да	0.76	0.70	0.56	0.45	0.84	0.66	нет
184	Южно-Капейтахинская	И	М	17	11	7	5.16	16.69	4.68	0.65	0.41	3.23	0.91	1.70	6.53	1	0	1	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
185	Южно-Киняминская I	Л	М	11	-	-	4.17	-	-	-	-	-	-	3.00	2.40	2	0	2	да	нет	да	0.88	0.72	0.59	0.53	0.94	0.73	нет
186	Южно-Киняминская II	Л	Ш	11	-	-	4.35	-	-	-	-	-	-	3.90	2.50	2	2	4	да	да	да	0.88	0.72	0.59	0.52	0.64	0.67	нет
187	Южно-Киняминская V	Л	М	17	-	-	5.75	-	-	-	-	-	-	3.80	2.50	1	0	1	да	нет	да	0.88	0.81	0.62	0.52	0.94	0.75	нет
188	Южно-Конитлорская	Л	М	99	30	32	45.97	94.27	81.48	0.30	0.32	2.05	1.77	6.70	14.70	0	2	3	нет	да	да	0.88	1.00	0.98	0.27	0.94	0.81	да
189	Южно-Кочевская	Б	М	19	9	4	3.06	2.27	2.43	0.47	0.21	0.74	0.79	2.40	4.56	0	1	1	нет	да	да	0.76	0.73	0.56	0.45	0.84	0.67	нет
190	Южно-Кульеганская	И	Ш	25	26	-	4.20	8.84	-	1.04	-	2.11	-	1.23	8.68	0	0	0	нет	нет	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
191	Южно-Луговая	И	М	33	14	-	4.71	7.50	-	0.42	-	1.59	-	1.13	24.49	1	3	4	да	да	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
192	Южно-Нежданная	Б	Ш	20	15	8	6.80	8.62	3.38	0.75	0.40	1.27	0.50	2.06	0.03	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.74	0.63	0.45	0.60	0.64	да
193	Южно-Островная	Б	М	40	29	26	54.82	68.09	11.03	0.73	0.65	1.24	0.20	2.04	9.00	1	4	5	да	да	да	0.76	0.89	0.99	0.45	0.84	0.79	да
194	Южно-Покамасовская	Б	Ш	36	9	17	24.58	5.34	28.76	0.25	0.47	0.22	1.17	2.70	10.65	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.87	0.87	0.45	0.60	0.71	нет
195	Южно-Покамасовская 2	Б	Ш	10	7	-	11.96	12.44	-	0.70	-	1.04	-	2.25	1.40	3	3	6	да	да	да	0.76	0.63	0.72	0.45	0.60	0.63	нет
196	Южно-Покачевская	Б	Ш	13	19	-	4.39	7.14	-	1.46	-	1.62	-	2.14	13.69	1	3	4	да	да	да	0.76	0.67	0.59	0.45	0.60	0.61	нет

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	Ориентировка длинной оси структуры	Амплитуда по ОГ Б, м	Амплитуда по ОГ М, м	Амплитуда по ОГ Г, м	Площадь по ОГ Б, км ²	Площадь по ОГ М, км ²	Площадь по ОГ Г, км ²	Отношение амплитуды по ОГ М к ОГ Б	Отношение амплитуды по ОГ Г к ОГ Б	Отношение площади по ОГ М к ОГ Б	Отношение площади по ОГ Г к ОГ Б	Коэффициент удлинения структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Число залежей УВ в юве	Число залежей УВ в мелу	Суммарное число залежей УВ	Продуктивность юры	Продуктивность мела	Продуктивность	ПР _Ф	ПР _А	ПР _S	ПР _{разл}	ПР _О	ПР _к	Подтверждаемость прогноза ПР _к
197	Южно-Сардаковская	Б	М	17	-	-	8.11	-	-	-	-	-	-	2.39	4.50	1	2	4	да	да	да	0.76	0.71	0.65	0.45	0.84	0.68	да
198	Южно-Сардаковская 2	Б	Ш	21	-	-	6.64	-	-	-	-	-	-	2.29	0.08	1	0	2	да	нет	да	0.76	0.75	0.63	0.45	0.60	0.64	нет
199	Южно-Угутская	Б	Ш	12	12	-	9.08	14.45	-	1.00	-	1.59	-	2.30	5.18	0	0	0	нет	нет	нет	0.76	0.65	0.67	0.45	0.60	0.63	да
200	Юрьевская	Б	М	37	13	6	14.71	9.72	7.35	0.35	0.16	0.66	0.50	2.10	7.77	1	0	2	да	нет	да	0.76	0.88	0.76	0.45	0.84	0.74	да
201	Январская	Л	М	20	-	-	5.48	-	-	-	-	-	-	3.60	0.05	0	1	1	нет	да	да	0.88	0.85	0.61	1.09	0.94	0.87	да
202	Янчинская II	Б	М	12	-	-	22.68	-	-	-	-	-	-	2.60	8.63	1	2	3	да	да	да	0.76	0.65	0.86	0.45	0.84	0.67	нет
203	Яркая	И	М	25	-	-	4.58	-	-	-	-	-	-	1.37	2.70	1	0	1	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
204	Яхлорская	И	М	9	-	-	5.47	-	-	-	-	-	-	1.78	7.53	1	0	1	да	нет	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да

Тип формы удлинения структуры по ОГ Б: И – изометричная, Б – брахиантиклинальная, Л – линейная. Ориентировка длинной оси структуры: М – меридиональное направление, Ш – широтное направление.

Приложение Е
(справочное)

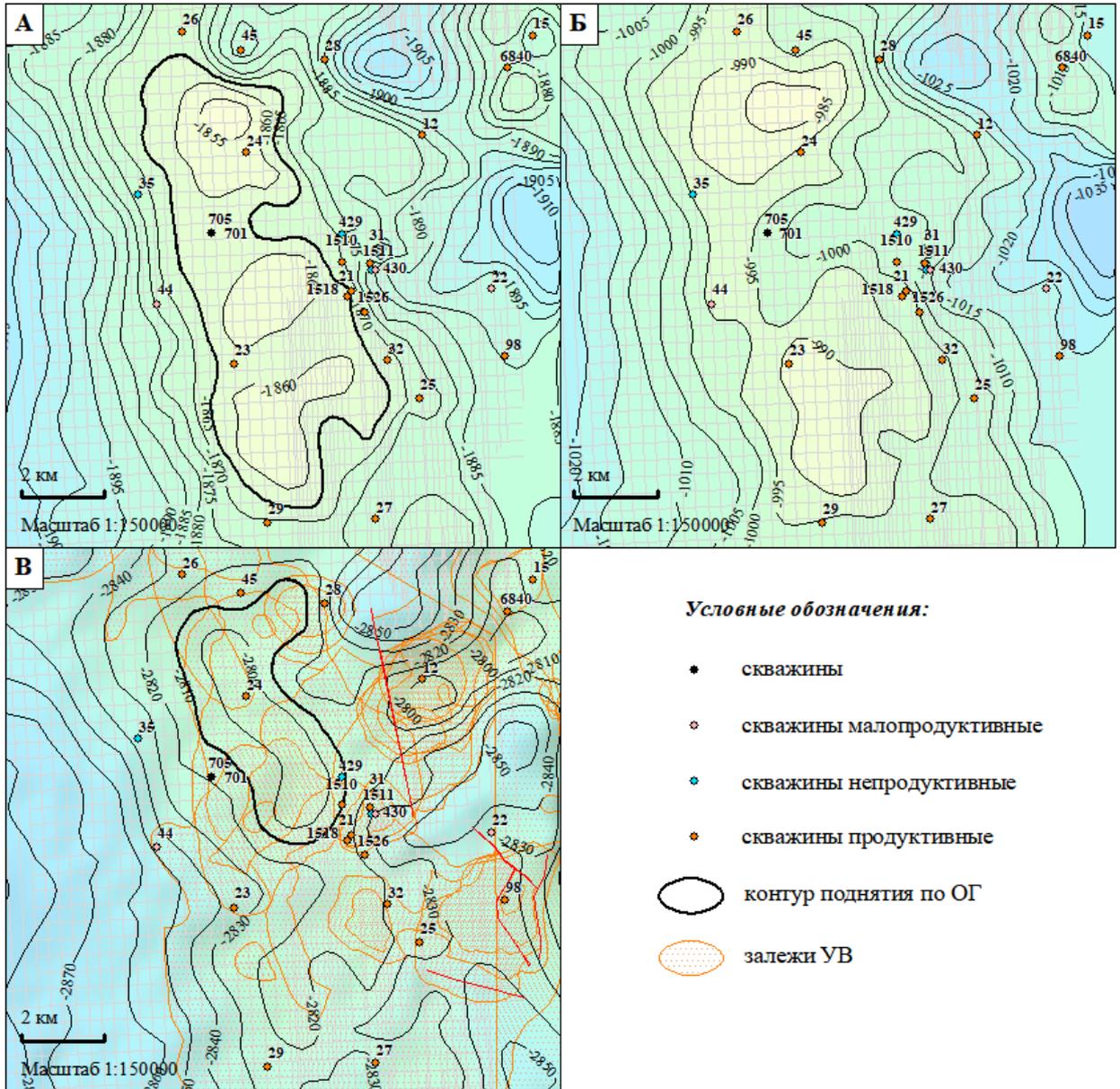
Параметры морфологии и геотектонического положения экзаменационных локальных структур для проверки прогноза продуктивности

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	Ориентировка длинной оси структуры	Амплитуда по ОГ Б, м	Площадь по ОГ Б, км ²	Длинная ось структуры, км	Короткая ось структуры, км	Коэффициент удлинения структуры по ОГ Б	Расстояние до глубинного разлома, км	Продуктивность	PP _Ф	PP _А	PP _S	PP _{разл}	PP _О	PP _к	Подтверждаемость прогноза PP _к
1	Алехинская	линейная	меридиональное	42	57.48	16.1	4.5	3.58	7.5	да	0.88	0.97	0.99	0.36	0.94	0.83	да
2	Аллюрная	брахиантиклинальная	широтное	21	16.27	6.4	3.1	2.06	15	нет	0.76	0.75	0.78	0.45	0.60	0.67	да
3	Атайская	линейная	меридиональное	19	10.24	6.2	1.9	3.26	4.9	да	0.88	0.84	0.70	0.42	0.94	0.76	да
4	Ватьеганская	линейная	меридиональное	17	24.90	10.9	2.4	4.54	20	да	0.88	0.80	0.89	0.22	0.94	0.75	нет
5	Востокинская	брахиантиклинальная	широтное	25	13.26	6.1	2.7	2.26	1	да	0.76	0.79	0.74	0.45	0.60	0.67	нет
6	Восточно-Ватинская	линейная	меридиональное	50	24.50	9.6	2.7	3.56	16	да	0.88	0.99	0.89	0.25	0.94	0.79	да
7	Восточно-Вынтойская	брахиантиклинальная	широтное	25	6.10	3.7	1.7	2.18	4.9	нет	0.76	0.79	0.62	0.45	0.60	0.64	да
8	Восточно-Комарьинская	брахиантиклинальная	меридиональное	29	8.34	5.1	1.8	2.83	8.9	да	0.76	0.82	0.66	0.45	0.84	0.71	да
9	Восточно-Сыхтымская	брахиантиклинальная	широтное	32	5.40	3.3	1.6	2.06	9.7	нет	0.76	0.84	0.60	0.45	0.60	0.65	да
10	Вылатская	линейная	широтное	20	11.75	7.6	1.6	4.75	7	нет	0.88	0.85	0.73	0.37	0.64	0.69	да
11	Западно-Аленкинская	линейная	меридиональное	80	168.85	32.1	6.2	5.18	27.5	да	0.88	1.00	1.00	0.17	0.94	0.80	да
12	Западно-Варенская	изометричная	меридиональное	17	2.51	2.4	1.3	1.85	3.8	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
13	Западно-Кульеганская	изометричная	меридиональное	18	6.29	3.3	2.1	1.57	3	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	нет
14	Западно-Кульеганская 2	изометричная	широтное	20	11.83	4.8	2.6	1.85	8.9	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
15	Западно-Савуйская	линейная	меридиональное	35	6.00	4.6	1.4	3.29	6.7	да	0.88	0.95	0.62	0.38	0.94	0.76	да
16	Западно-Сайгатинская	брахиантиклинальная	меридиональное	38	31.80	8.6	3.8	2.26	13	да	0.76	0.88	0.93	0.45	0.84	0.77	да
17	Западно-Сургутская 2	брахиантиклинальная	меридиональное	21	4.54	3.6	1.4	2.57	8.8	да	0.76	0.76	0.59	0.45	0.84	0.68	да
18	Западно-Чистинная 3	изометричная	меридиональное	24	10.90	5	2.6	1.92	10	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
19	Ишмаевская	изометричная	широтное	19	6.80	3.3	2.3	1.43	22.3	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
20	Кирьяхская	брахиантиклинальная	меридиональное	46	11.14	5.3	2.2	2.41	25.55	да	0.76	0.92	0.71	0.45	0.84	0.74	да
21	Ледовая	линейная	меридиональное	15	13.74	7.2	2	3.60	1.6	да	0.88	0.79	0.76	0.59	0.94	0.79	да
22	Маломегионская	изометричная	меридиональное	44	14.56	5	2.6	1.92	18.3	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
23	Малосавкинская	изометричная	широтное	17	1.82	1.9	1	1.90	35.7	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
24	Медведевская	брахиантиклинальная	меридиональное	54	28.37	9.5	3.6	2.64	27	да	0.76	0.95	0.90	0.45	0.84	0.78	да
25	Нежданная 1	изометричная	меридиональное	40	23.33	7.7	3.9	1.97	2.3	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
26	Нижневарттовская	брахиантиклинальная	меридиональное	66	32.24	9.2	4	2.30	11.2	да	0.76	0.97	0.93	0.45	0.84	0.79	да
27	Ореховская	линейная	широтное	33	15.31	7.7	2	3.85	5	да	0.88	0.94	0.79	0.42	0.64	0.73	нет
28	Покачевская 2	брахиантиклинальная	широтное	20	10.50	5.8	2.3	2.52	1	да	0.76	0.74	0.70	0.45	0.60	0.65	нет
29	Равенская	линейная	меридиональное	35	7.50	5.8	1.3	4.46	8	да	0.88	0.95	0.65	0.35	0.94	0.76	да
30	Ритшахская	брахиантиклинальная	широтное	12	5.06	3.5	1.5	2.33	32.4	да	0.76	0.66	0.60	0.45	0.60	0.61	нет
31	Сардаковская	линейная	меридиональное	26	24.15	9.8	2.8	3.50	4	да	0.88	0.90	0.89	0.45	0.94	0.81	да
32	Северо-Ватьеганская	линейная	меридиональное	31	78.29	20.8	3.5	5.94	5	да	0.88	0.93	1.00	0.42	0.94	0.83	да
33	Северо-Востокинская	изометричная	меридиональное	21	4.59	3	1.6	1.88	5.7	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
34	Северо-Вылатская	брахиантиклинальная	широтное	15	8.54	4.2	1.9	2.21	12.2	нет	0.76	0.69	0.66	0.45	0.60	0.63	да
35	Северо-Еловая	брахиантиклинальная	меридиональное	35	10.58	5.5	2	2.75	12.5	да	0.76	0.86	0.70	0.45	0.84	0.72	да
36	Северо-Леклорская	линейная	меридиональное	20	16.38	7.4	1.9	3.89	1.5	нет	0.88	0.85	0.80	0.60	0.94	0.81	нет

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	Ориентировка длинной оси структуры	Амплитуда по ОГ Б, м	Площадь по ОГ Б, км ²	Длинная ось структуры, км	Короткая ось структуры, км	Коэффициент удлинения структуры по ОГ Б	Расстояние до глубинного разлома, км	Продуктивность	PP _Ф	PP _А	PP _S	PP _{разл}	PP _О	PP _к	Подтверждаемость прогноза PP _к
37	Северо-Лесная	брахиантиклинальная	меридиональное	35	9.48	5.4	2.2	2.45	11	нет	0.76	0.86	0.68	0.45	0.84	0.72	нет
38	Северо-Новогодняя	изометричная	меридиональное	35	4.04	2.7	1.7	1.59	31.5	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	нет
39	Северо-Ореховская	брахиантиклинальная	меридиональное	19	6.07	4.6	1.6	2.88	19	да	0.76	0.73	0.62	0.45	0.84	0.68	да
40	Северо-Островная	брахиантиклинальная	меридиональное	28	27.31	8.2	3.6	2.28	2.5	да	0.76	0.81	0.90	0.45	0.84	0.75	да
41	Северо-Тончинская	брахиантиклинальная	меридиональное	60	6.04	3.8	1.9	2.00	5	да	0.76	0.96	0.62	0.45	0.84	0.73	да
42	Северо-Тутлимская	брахиантиклинальная	меридиональное	20	3.54	3	1.3	2.31	4.2	да	0.76	0.74	0.57	0.45	0.84	0.67	нет
43	Среднечерногорская	изометричная	широтное	34	1.55	1.63	1	1.63	35.2	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
44	Тайбинская	изометричная	меридиональное	26	3.06	2.5	1.4	1.79	0.1	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
45	Таплорская	линейная	меридиональное	19	7.56	5.3	1.3	4.08	10	да	0.88	0.83	0.66	0.32	0.94	0.73	нет
46	Удачная	линейная	меридиональное	20	14.28	6.2	2	3.10	5.8	да	0.88	0.85	0.77	0.40	0.94	0.77	да
47	Чехлонейская	линейная	меридиональное	19	5.40	5.5	1.1	5.00	7.5	да	0.88	0.83	0.61	0.36	0.94	0.72	нет
48	Чограйская	линейная	меридиональное	35	23.72	8.6	2.3	3.74	2.7	да	0.88	0.95	0.88	0.51	0.94	0.83	да
49	Щербаковская	линейная	широтное	18	6.67	4.4	1.4	3.14	18	нет	0.88	0.82	0.64	0.24	0.64	0.64	да
50	Южно-Аганская	брахиантиклинальная	меридиональное	23	10.42	4.9	1.9	2.58	25.3	да	0.76	0.77	0.69	0.45	0.84	0.70	да
51	Южно-Аганская 2	линейная	широтное	19	4.92	4.1	1.3	3.15	1	нет	0.88	0.84	0.60	0.66	0.64	0.72	да
52	Южно-Версигйская	линейная	широтное	18	7.84	4.8	1.6	3.00	4.8	да	0.88	0.83	0.66	0.43	0.64	0.69	нет
53	Южно-Востокинская	брахиантиклинальная	меридиональное	27	12.92	5.2	2.6	2.00	1.8	да	0.76	0.81	0.74	0.45	0.84	0.72	да
54	Южно-Киняминская III	брахиантиклинальная	широтное	19	10.57	4.7	2.3	2.04	2.4	нет	0.76	0.74	0.70	0.45	0.60	0.65	да
55	Южно-Конитлорская 2	линейная	широтное	21	6.01	4.5	1.1	4.09	17.2	нет	0.88	0.85	0.63	0.24	0.64	0.65	да
56	Южно-Курраганская	изометричная	меридиональное	52	16.31	5.7	3.3	1.73	13.2	да	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	да
57	Южно-Медведевская	изометричная	широтное	29	7.08	3	2.6	1.15	32.8	нет	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	да
58	Южно-Перевальная	брахиантиклинальная	широтное	28	7.27	5	1.8	2.78	6.5	да	0.76	0.82	0.64	0.45	0.60	0.65	нет
59	Южно-Рославльская	брахиантиклинальная	меридиональное	19	8.25	4.4	2.1	2.10	16	да	0.76	0.73	0.66	0.45	0.84	0.69	да
60	Южно-Ягунская	линейная	меридиональное	27	29.51	12.5	3.1	4.03	0.1	да	0.88	0.91	0.92	0.99	0.94	0.93	да
61	Ягодная	линейная	широтное	41	15.93	6.9	2.1	3.29	27.2	нет	0.88	0.97	0.79	0.18	0.64	0.69	да
62	Январская 2	линейная	меридиональное	17	5.00	4.3	1.4	3.07	6.3	нет	0.88	0.81	0.60	0.39	0.94	0.72	да

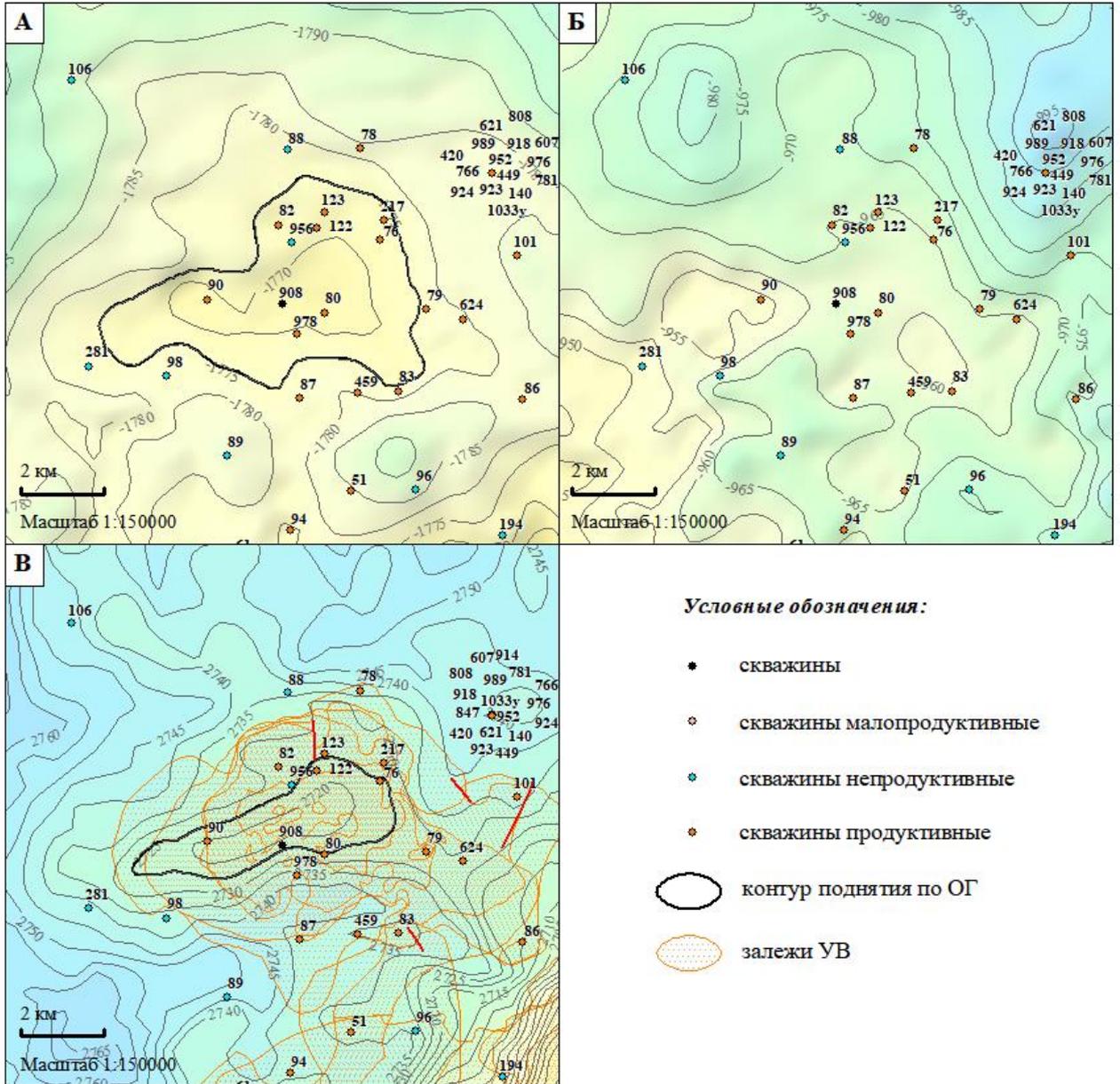
Приложение F
(справочное)

Пример новообразованной структуры в пределах Западно-Малобалыкского нефтяного месторождения: А – структурный план по ОГ М; Б – структурный план по ОГ Г; В – структурный план по ОГ Б



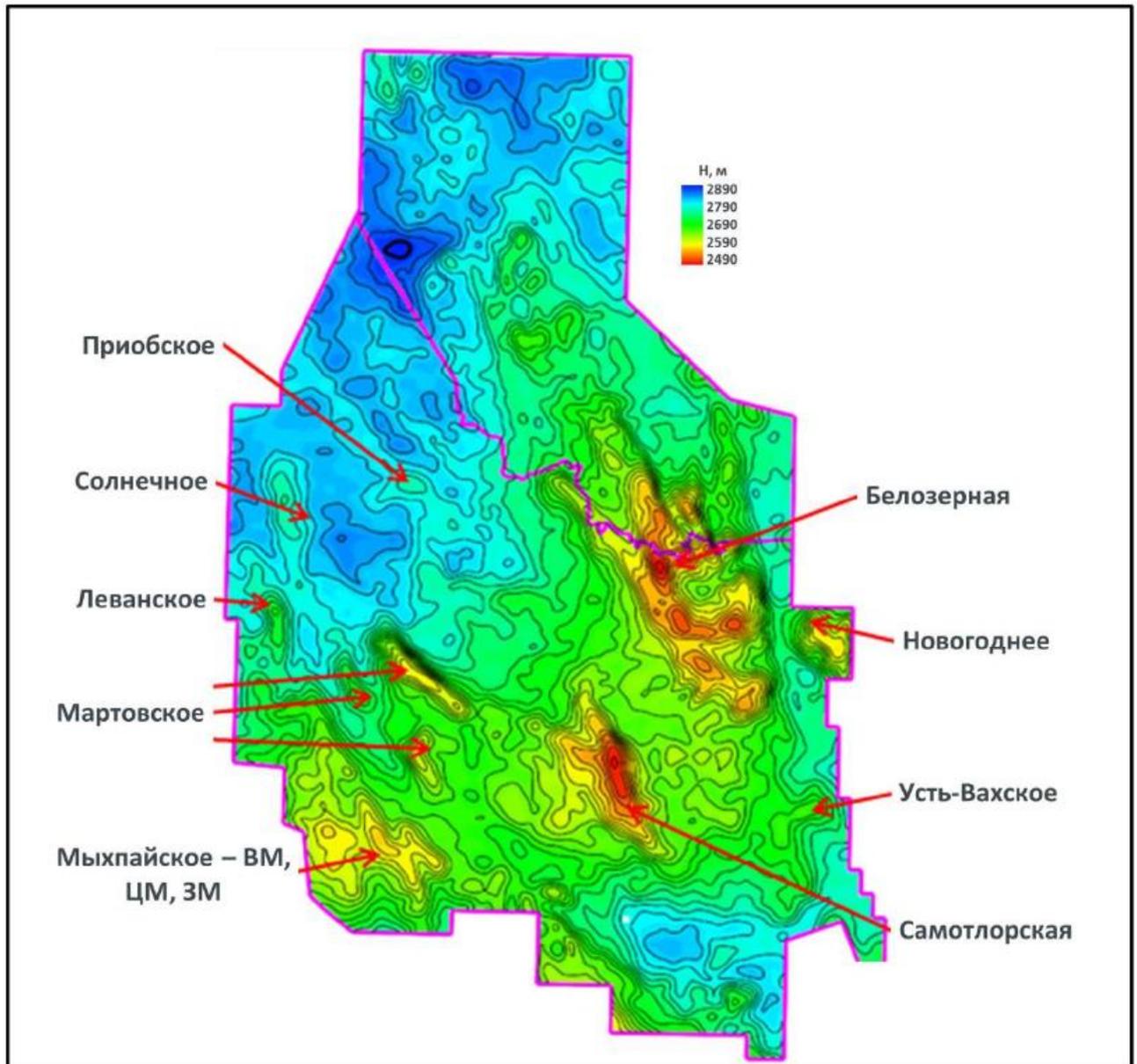
Приложение G
(справочное)

Пример придорожной новообразованной структуры (Покачевско-Урьевское нефтяное месторождение): А – структурный план по ОГ М; Б – структурный план по ОГ Г; В – структурный план по ОГ Б



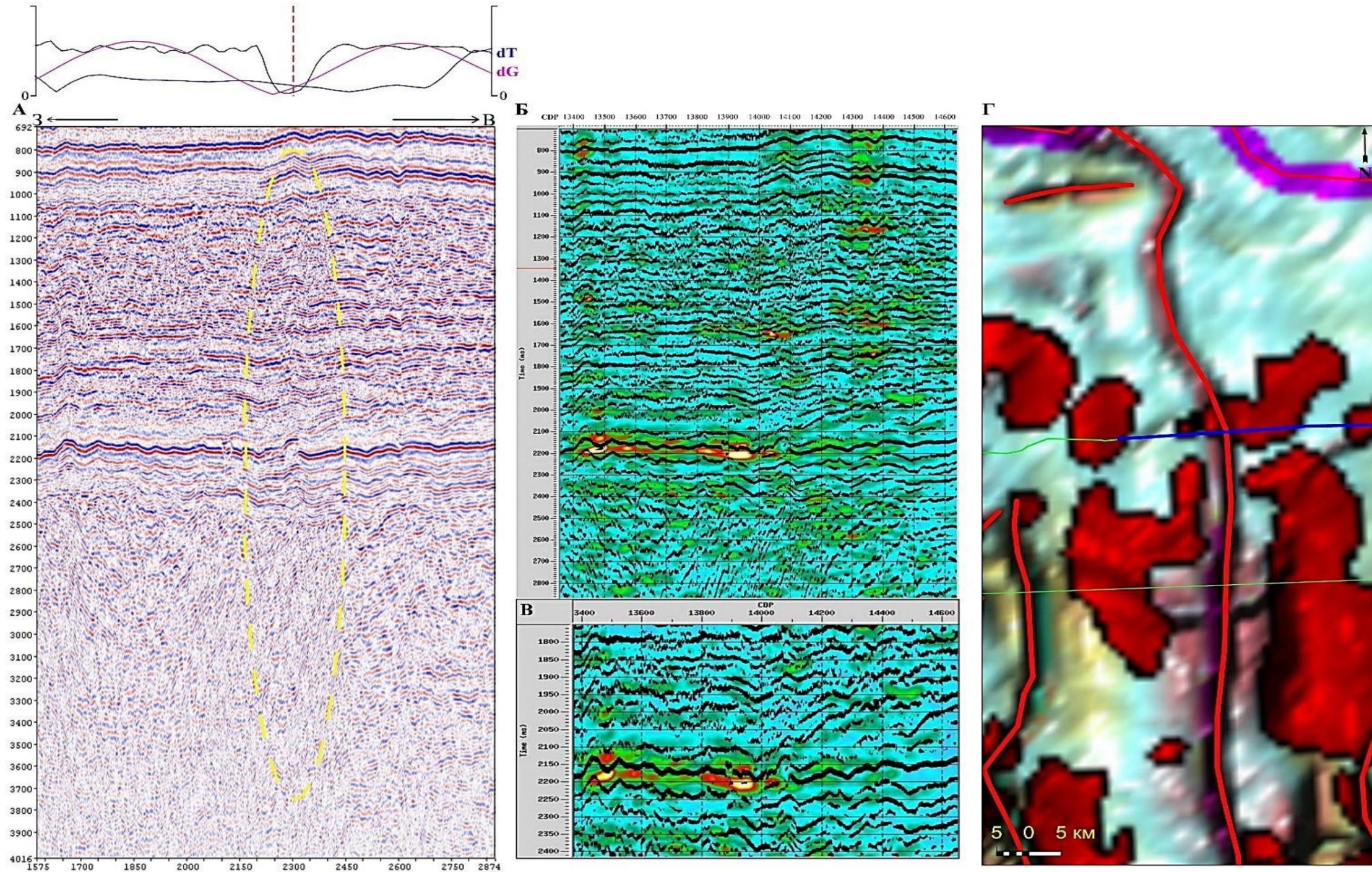
Приложение Н
(справочное)

Фрагмент структурной карты по доюрскому фундаменту на территории Самотлорского месторождения (подписи на карте – названия локальных структур) [57]



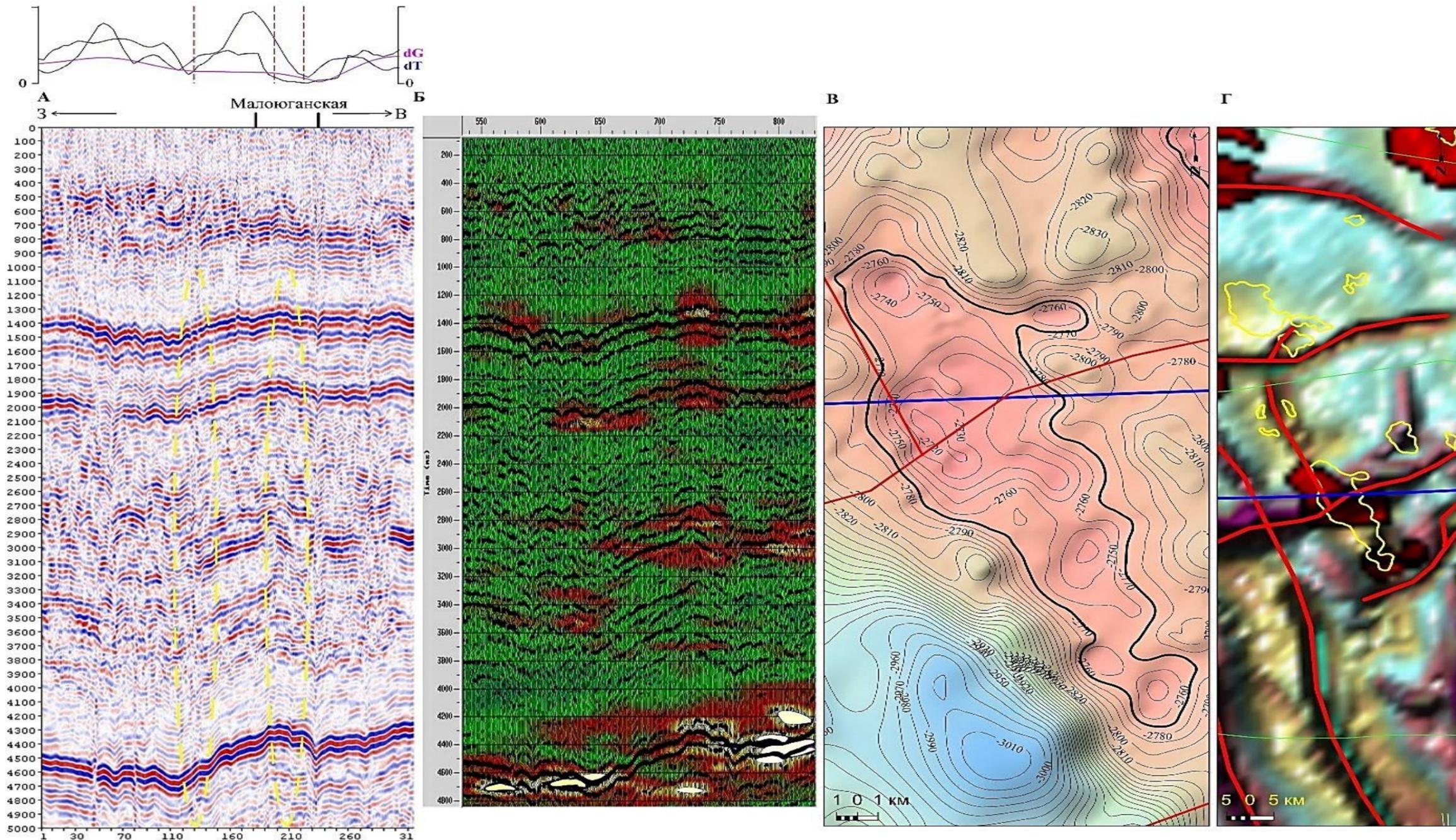
Приложение I
(справочное)

Отображение глубинного тектонического разлома в волновом поле и выявление проводящих деструктивных зон в районе Кочевского нефтяного месторождения (региональный профиль 14R, сверху графики изменения градиентов магнитного (dT) и гравитационного (dG) полей; черным цветом отмечена кривая экстремумов аномалий магнитного поля, красным пунктиром - проекция глубинного разлома) [96]: А - фрагмент временного сейсмического разреза; Б - разрез рассеянных волн (РВ); В - выделение зон с аномально высокими значениями амплитуд РВ в верхнеюрско-нижнеокомском интервале (пласт Ю₁, ачимовская толща); Г - фрагмент карты прослеживания осей аномалий магнитного поля с выделением глубинных тектонических разломов (красные линии), синим цветом показана линия разреза вдоль сейсмического профиля



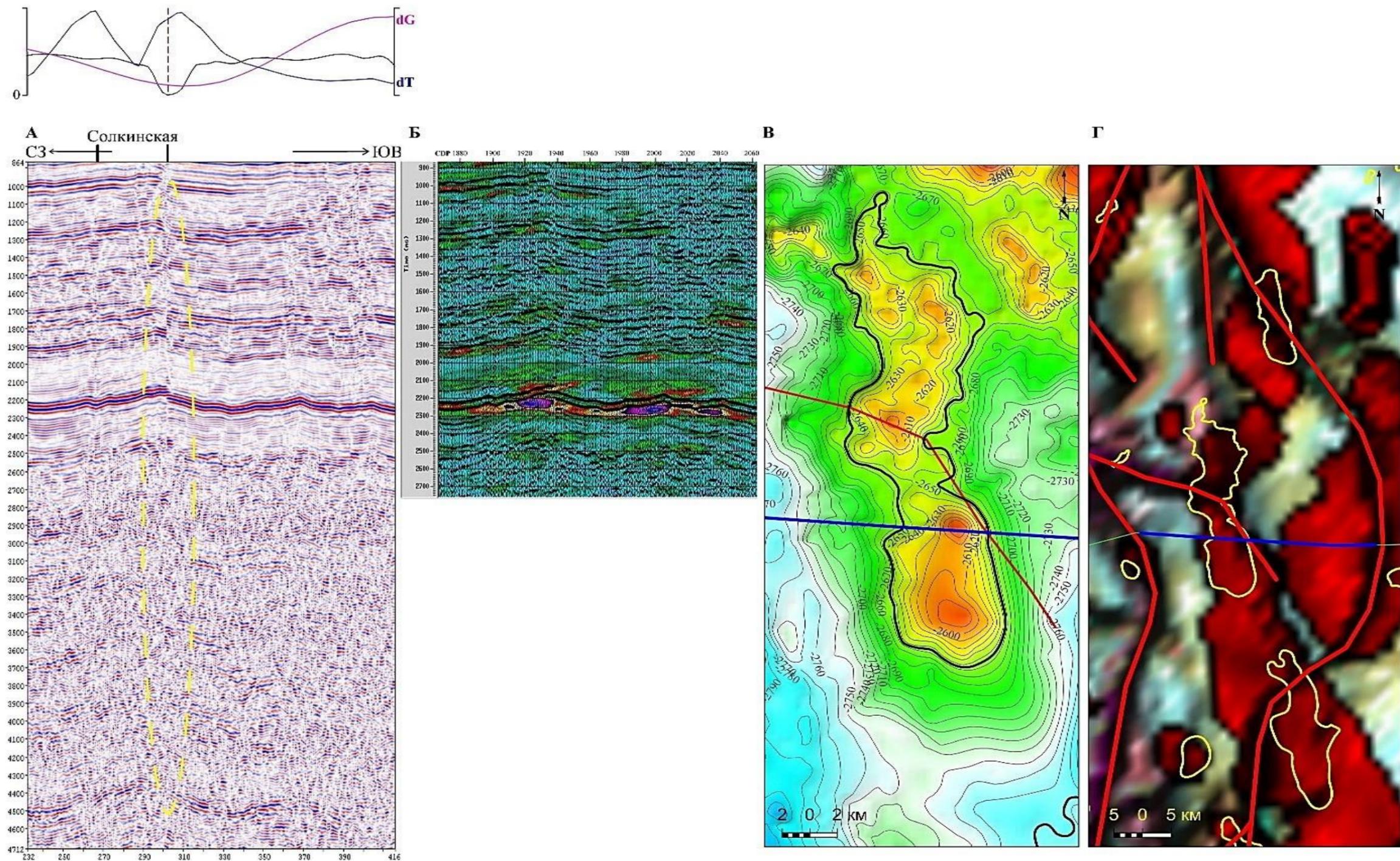
Приложение J
(справочное)

Отображение глубинных тектонических разломов в волновом поле и выявление проводящих деструктивных зон в районе Малоюганского нефтяного месторождения (региональный профиль 17800050, сверху графики изменения градиентов магнитного (dT) и гравитационного (dG) полей; черным цветом отмечена кривая экстремумов аномалий магнитного поля, красным пунктиром - проекции глубинных разломов) [96]: А - временной сейсмический разрез вкрест продуктивной Малоюганской структуры; Б - разрез рассеянных волн (РВ); В - фрагмент региональной структурной карты по ОГ Б; Г - фрагмент карты прослеживания осей аномалий магнитного поля с выделением глубинных тектонических разломов (красные линии), синим цветом показана линия разреза вдоль сейсмического профиля, желтым цветом - контуры локальных структур



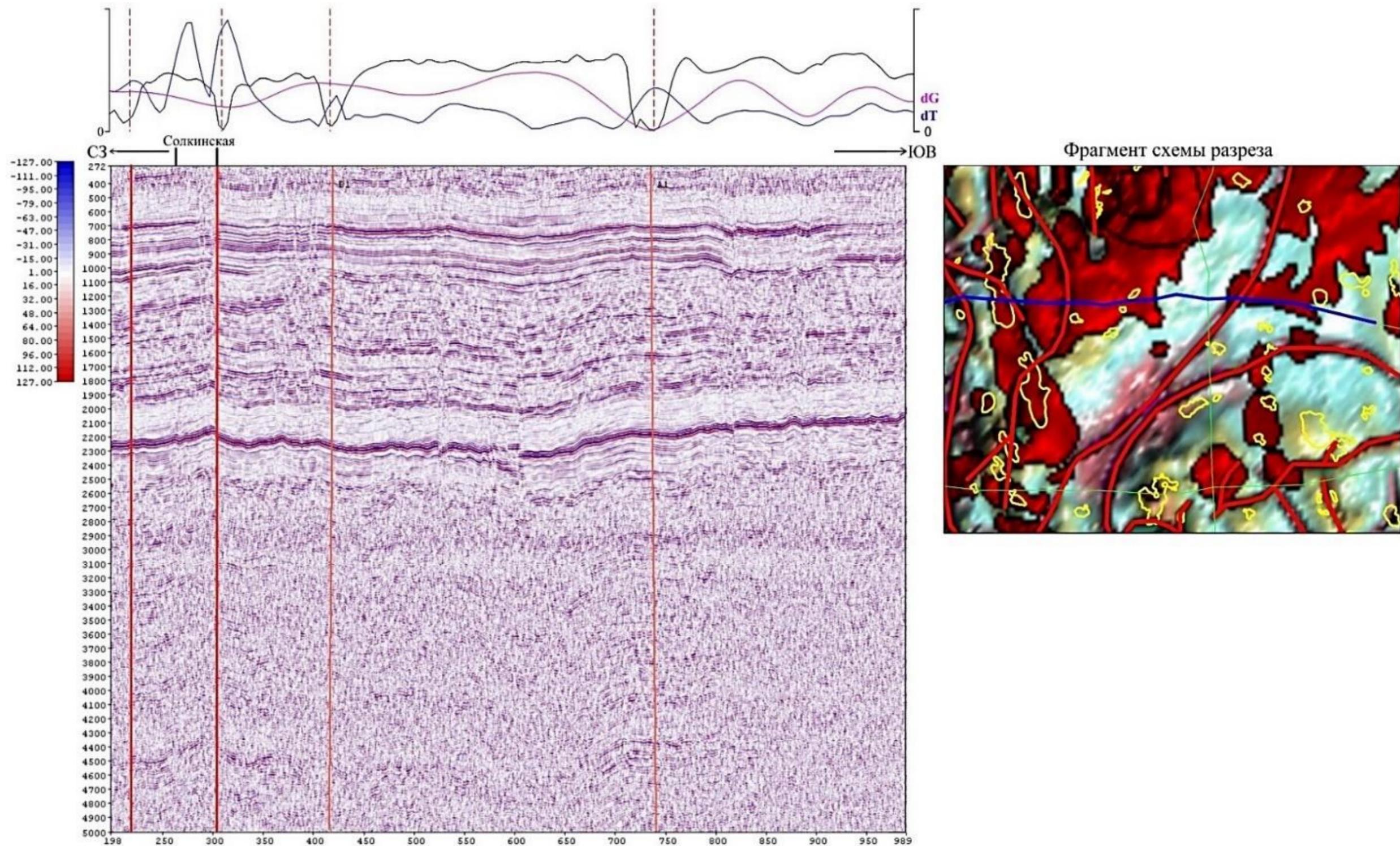
Приложение К
(справочное)

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) [96]: А - временной сейсмический разрез вкост продуктивной Солкинской структуры; Б - разрез рассеянных волн (РВ); В - фрагмент региональной структурной карты по ОГ Б; Г - фрагмент карты прослеживания осей аномалий магнитного поля с выделением глубинных тектонических разломов (красные линии), синим цветом показана линия разреза вдоль сейсмического профиля, желтым цветом - контуры локальных структур



Приложение L
(справочное)

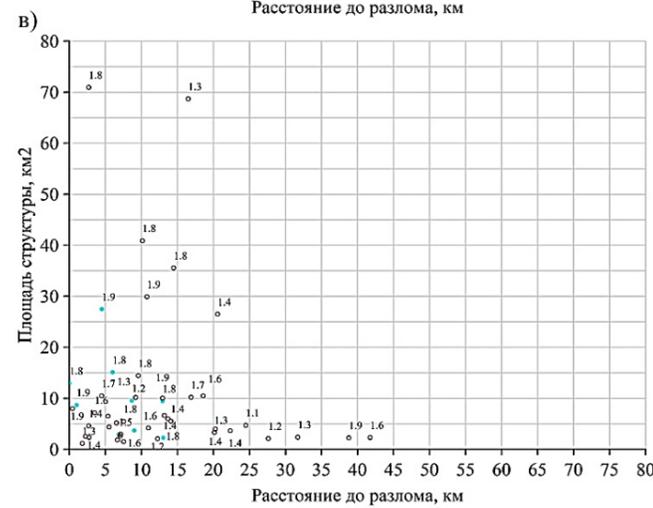
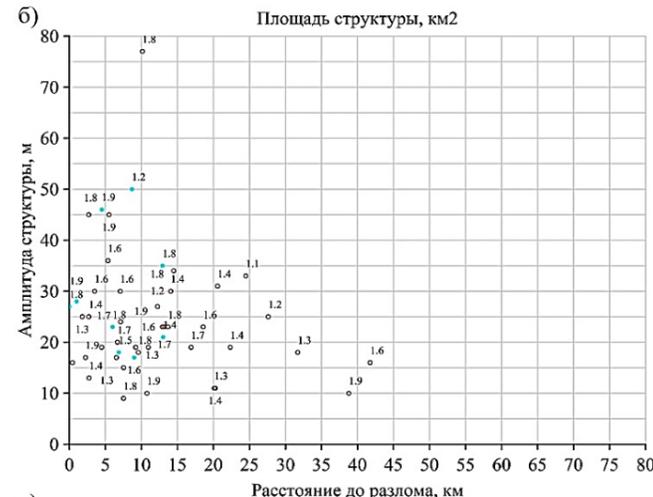
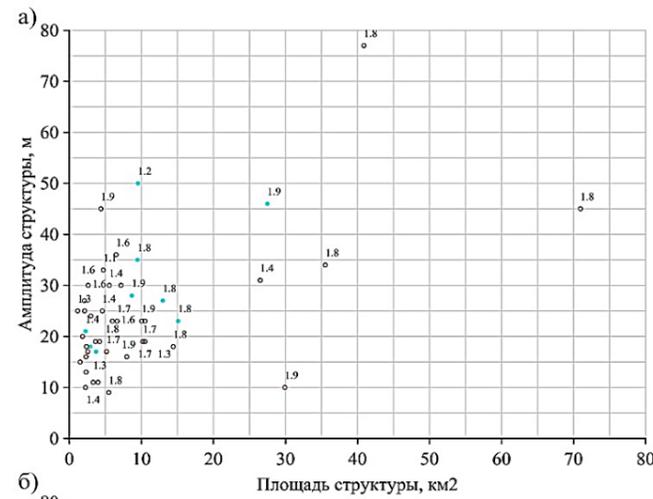
Отображение глубинных тектонических разломов в волновом поле и выявление проводящих деструктивных зон вдоль регионального профиля 15840090 с выделением Солкинской продуктивной структуры в прибортовой части грабен-рифта (сверху - графики изменения градиентов магнитного (dT) и гравитационного (dG) полей; черным цветом отмечена кривая экстремумов аномалий магнитного поля, красным пунктиром - проекции глубинных разломов; справа - фрагмент карты прослеживания осей аномалий магнитного поля с выделением глубинных тектонических разломов (красные линии), синим цветом показана линия разреза вдоль сейсмического профиля, желтым цветом - контуры локальных структур) [96]



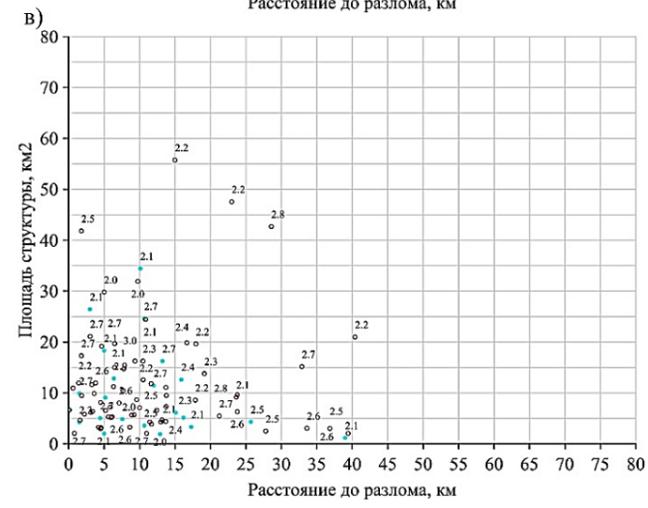
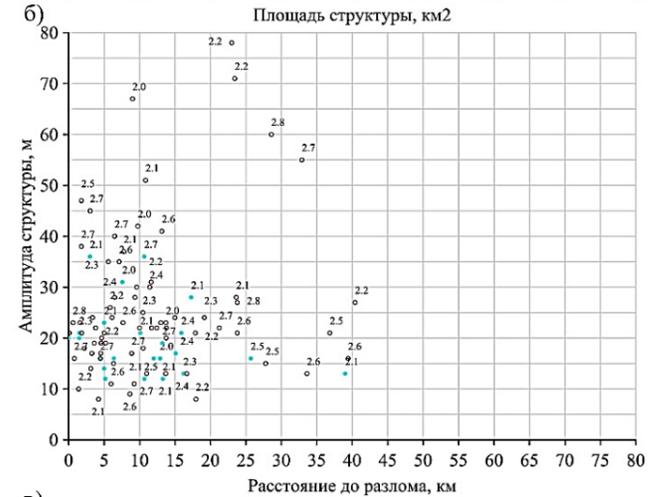
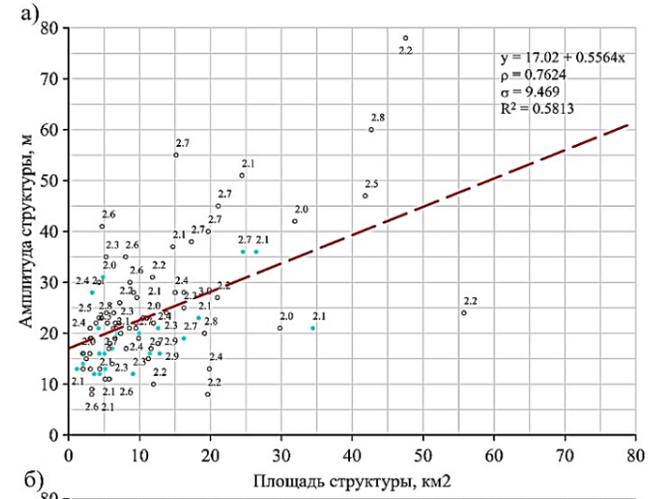
Приложение М
(справочное)

Корреляционные поля параметров изометричных (I), брахиантклинальных (II) и линейных (III) структур: а) между амплитудой A и площадью S ; б) между амплитудой A и расстоянием до глубинных разломов $R_{\text{разл}}$; в) между площадью S и расстоянием до глубинных разломов $R_{\text{разл}}$. (Ранжировка структур по продуктивности: коричневым цветом – продуктивные, голубым – «пустые»). Подписи точек на графиках – величина коэффициента удлинения структуры)

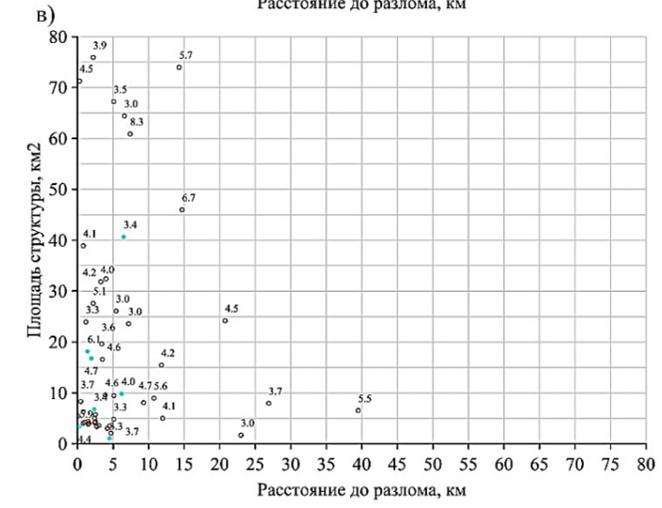
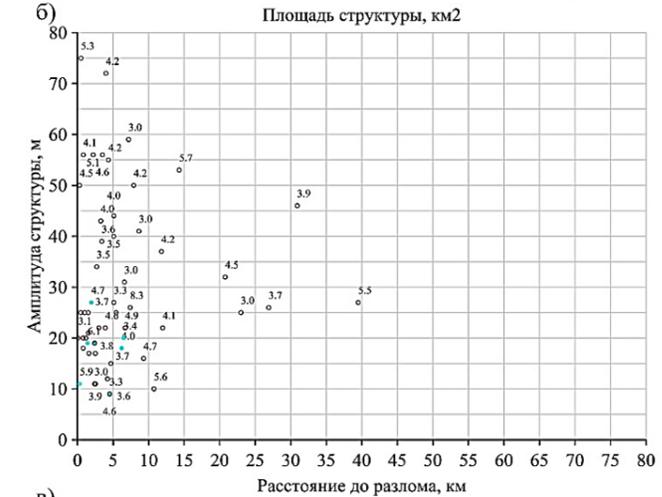
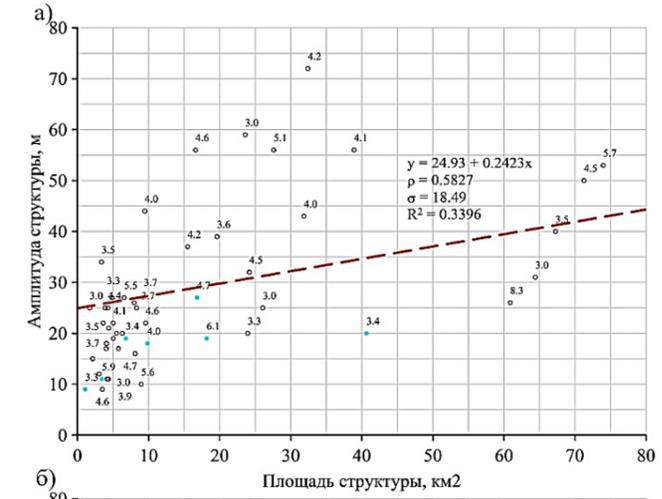
I



II



III



Приложение N
(справочное)

Геолого-геофизические параметры эталонных локальных структур, систем наблюдений для оценки нефтегазоносности

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	A, м	S, км ²	a, км	b, км	a/b	σН, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	Ориентировка длинной оси структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Продуктивность структуры	Класс структуры по площади для прогноза P _{подтв}	Подтверждаемость структуры по горизонту	P _{подтв}	Подтверждаемость прогноза P _{подтв}	PR _к	Подтверждаемость прогноза PR _к	PR _н	Подтверждаемость комплексного прогноза	Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности
1	Ампутинская	Л	13	3.10	3.40	0.50	6.80	8.9	1.82	84	81	М	5.00	нет	первый	да	1.00	да	0.71	да	0.71	да	НП
2	Братская 1	Л	8	4.39	3.90	0.70	5.57	42.0	2.69	74	79	Ш	13.20	нет	первый	нет	0.00	да	0.61	да	0.00	да	НП
3	Братская 2	Л	10	6.45	5.20	1.20	4.33	42.0	3.10	103	91	Ш	15.50	нет	первый	нет	0.00	да	0.62	да	0.00	да	НП
4	Восточная 4	Л	5	0.97	2.10	0.30	7.00	9.0	3.44	103	88	М	8.13	да	первый	да	1.00	да	0.66	нет	0.66	нет	НП
5	Восточная 6	Б	23	4.28	1.93	0.70	2.75	11.0	2.10	127	91	Ш	13.00	да	первый	да	0.94	да	0.63	нет	0.60	нет	НП
6	Восточная 7	Л	8	1.05	2.60	0.30	8.67	5.0	2.87	105	95	М	12.16	да	первый	да	1.00	да	0.66	нет	0.66	нет	НП
7	Восточно-Голевая	И	20	1.83	1.38	0.80	1.73	12.0	4.91	113	90	М	6.67	да	первый	да	0.67	да	0.70	да	0.47	да	П
8	Восточно-Грибная 1	Б	6	1.55	2.10	0.80	2.63	10.8	2.07	120	76	М	8.20	нет	первый	нет	0.58	нет	0.63	да	0.37	нет	НП
9	Восточно-Грибная 2	И	6	0.55	0.90	0.80	1.13	10.8	1.49	140	96	Ш	3.74	нет	первый	нет	0.10	да	0.66	да	0.07	да	НП
10	Восточно-Дружная	И	13	2.33	2.58	1.90	1.36	8.7	2.40	121	99	М	2.73	да	первый	да	0.48	нет	0.70	да	0.34	нет	НП
11	Восточно-Ермаковская III	И	27	2.07	1.56	1.30	1.20	5.0	2.04	118	90	Ш	12.24	да	первый	да	0.97	да	0.66	нет	0.64	нет	НП
12	Восточно-Ингольская 1	И	27	12.96	3.22	1.80	1.79	7.9	1.54	88	93	Ш	0.03	нет	второй	да	0.97	да	0.66	да	0.64	да	НП
13	Восточно-Ингольская 2	Л	21	10.72	5.90	1.80	3.28	7.9	1.39	67	93	М	7.00	нет	второй	да	0.98	да	0.75	да	0.74	да	НП
14	Восточно-Котухтинская	Б	21	29.81	9.00	4.50	2.00	6.7	0.51	88	75	Ш	5.00	да	второй	да	1.00	да	0.70	да	0.69	да	ВП
15	Восточно-Лартельская	Б	31	4.84	2.00	1.00	2.00	4.2	1.61	136	89	Ш	7.57	нет	первый	да	1.00	да	0.65	да	0.65	да	НП
16	Восточно-Моховая	Л	32	4.98	4.00	1.10	3.64	11.0	1.24	102	71	М	1.00	да	первый	да	1.00	да	0.80	да	0.80	да	ВП
17	Восточно-Моховая I	Л	35	10.06	5.51	1.50	3.67	11.0	1.77	99	75	М	1.50	да	второй	да	0.98	да	0.81	да	0.80	да	ВП
18	Восточно-Моховая V	И	21	7.14	3.70	2.40	1.54	16.0	1.95	55	84	М	2.70	да	первый	нет	0.14	да	0.70	да	0.10	да	НП
19	Восточно-Полесская	Б	12	3.59	3.20	1.30	2.46	5.6	2.27	110	95	Ш	10.67	нет	первый	да	0.92	да	0.61	да	0.56	да	НП
20	Восточно-Рославльская	Б	20	7.34	4.31	2.10	2.05	8.9	1.97	116	84	М	13.75	да	первый	да	0.87	да	0.69	да	0.60	да	ВП
21	Восточно-Рославльская 2	Б	24	8.04	4.00	2.00	2.00	9.0	1.96	118	86	М	9.31	да	первый	да	0.91	да	0.70	да	0.64	да	ВП
22	Восточно-Сукуръяунская II	Л	16	3.95	3.60	0.80	4.50	8.4	2.59	119	87	М	1.00	да	первый	да	1.00	да	0.77	да	0.77	да	ВП
23	Восточно-Сурьяхская	Л	14	2.56	3.00	0.80	3.75	10.2	2.82	100	90	М	14.00	нет	первый	да	0.96	да	0.68	да	0.66	да	НП
24	Восточно-Сурьяхская 2	Л	15	2.59	3.00	0.80	3.75	10.2	2.85	100	90	М	15.00	нет	первый	да	0.97	да	0.68	да	0.66	да	НП
25	Восточно-Унтерлорская	Л	16	1.75	2.50	0.30	8.33	3.0	3.00	95	92	Ш	10.00	да	первый	да	1.00	да	0.63	нет	0.63	нет	НП
26	Восточно-Унтерлорская 2	Л	22	1.64	2.50	0.40	6.25	3.0	3.06	94	92	Ш	8.00	да	первый	да	1.00	да	0.66	нет	0.66	нет	НП
27	Восточно-Чистинная 1	Б	15	8.98	4.99	2.30	2.17	15.0	0.93	136	90	М	2.10	нет	первый	нет	0.21	да	0.67	да	0.14	да	НП
28	Гальнадская	И	15	6.86	3.40	2.70	1.26	16.2	3.10	60	101	Ш	8.10	да	первый	нет	0.03	да	0.66	нет	0.02	нет	НП
29	Грибная	И	40	62.39	5.76	3.20	1.80	9.3	0.57	93	77	М	2.69	да	второй	да	0.34	нет	0.70	да	0.24	нет	НП
30	Егур-Яхская	Б	30	8.66	6.53	2.50	2.61	11.5	0.20	95	86	М	9.60	да	первый	да	0.95	да	0.71	да	0.68	да	ВП
31	Западно-Ампутинская	Л	9	3.49	3.24	0.70	4.63	9.0	1.63	85	81	М	4.50	да	первый	да	0.98	да	0.70	нет	0.69	нет	НП
32	Западно-Вынгапурская	Б	28	16.25	5.33	1.80	2.96	16.0	1.00	100	95	М	9.35	да	второй	да	0.97	да	0.73	да	0.71	да	ВП
33	Западно-Ингольская	Л	19	6.78	3.69	1.10	3.35	7.9	2.40	99	88	М	2.35	нет	первый	да	0.98	да	0.77	нет	0.75	нет	ВП
34	Западно-Ингольская 2	Л	31	3.82	3.60	0.70	5.14	7.9	2.47	99	88	М	5.00	нет	первый	да	1.00	да	0.75	да	0.75	да	НП
35	Западно-Котухтинская	И	18	19.31	5.40	3.70	1.46	13.0	0.68	67	89	М	0.50	да	второй	нет	0.56	нет	0.70	да	0.39	нет	П
36	Западно-Курраганская	Б	18	12.58	7.20	3.00	2.40	13.0	1.53	88	95	М	10.50	да	второй	да	0.80	да	0.70	да	0.56	да	ВП

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	A, м	S, км ²	a, км	b, км	a/b	σН, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	Ориентировка длинной оси структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Продуктивность структуры	Класс структуры по площади для прогноза R _{подтв}	Подтверждаемость структуры по горизонту	R _{подтв}	Подтверждаемость прогноза R _{подтв}	PR _к	Подтверждаемость прогноза PR _к	PR _н	Подтверждаемость комплексного прогноза	Класс структуры по степени перелектив нефтегазоносности
37	Западно-Кыпишитская	Л	16	2.32	2.80	0.80	3.50	23.0	1.67	126	101	Ш	5.30	да	первый	нет	0.14	да	0.66	нет	0.09	нет	НП
38	Западно-Могутлорская	Б	22	11.95	4.68	1.80	2.60	19.6	0.91	93	90	М	3.80	да	второй	да	0.67	да	0.71	да	0.48	да	П
39	Западно-Сардаковская	Б	14	21.16	3.90	1.90	2.05	1.5	2.59	82	78	М	9.75	да	второй	да	0.62	да	0.71	да	0.44	да	П
40	Западно-Сурмятинская I	Л	12	2.01	2.80	0.90	3.11	3.5	2.05	87	86	М	19.63	да	первый	да	0.99	да	0.66	нет	0.66	нет	НП
41	Западно-Тюшаминская	Б	24	6.37	2.54	1.20	2.12	23.0	1.27	137	94	М	3.36	да	первый	да	0.06	нет	0.69	да	0.04	нет	НП
42	Западно-Федоровская	Б	15	2.08	2.50	1.00	2.50	11.0	2.12	118	91	М	2.00	да	первый	да	0.77	да	0.68	да	0.53	да	П
43	Западно-Чистинная	Б	23	10.49	5.10	2.00	2.55	15.6	0.71	88	92	М	7.66	да	второй	да	0.98	да	0.70	да	0.69	да	ВП
44	Иглорская	Б	30	35.93	7.29	2.70	2.70	12.5	0.36	123	90	М	3.02	да	второй	да	1.00	да	0.77	да	0.77	да	ВП
45	Катюнинская	И	10	3.72	2.60	1.40	1.86	9.0	2.30	85	87	М	6.50	да	первый	да	0.48	нет	0.70	да	0.34	нет	НП
46	Катюнинская 2	Б	7	2.26	2.10	1.00	2.10	8.9	2.13	81	85	М	3.50	нет	первый	нет	0.48	да	0.64	да	0.31	да	НП
47	Лартельская	Л	20	40.66	7.57	2.20	3.44	14.0	0.85	91	90	Ш	6.50	нет	второй	да	0.73	да	0.74	да	0.55	да	НП
48	Локутинская	Б	21	12.62	6.48	2.70	2.40	12.0	0.56	88	87	Ш	15.90	нет	второй	да	1.00	да	0.66	да	0.66	да	НП
49	Малоегурьяхская	И	10	5.39	3.90	2.50	1.56	9.1	2.09	128	88	М	5.35	да	первый	да	0.39	нет	0.70	да	0.27	нет	НП
50	Малоугутская	Б	30	13.90	5.61	1.90	2.95	5.7	2.18	106	93	М	5.00	да	второй	да	1.00	да	0.73	да	0.72	да	ВП
51	Матолитотайская	Л	10	4.96	4.50	1.00	4.50	1.5	1.97	88	85	М	0.50	да	первый	да	1.00	да	0.78	да	0.78	да	ВП
52	Мельниковская	Б	7	2.42	2.40	1.10	2.18	10.0	2.93	121	91	М	23.40	да	первый	да	0.46	нет	0.64	нет	0.29	нет	НП
53	Меудекская 2	Б	31	4.67	3.00	1.50	2.00	11.0	2.23	61	95	М	13.00	да	первый	да	0.93	да	0.70	да	0.64	да	ВП
54	Миловидная	Б	21	8.57	1.55	0.70	2.21	10.0	1.30	78	85	М	17.87	да	первый	да	0.81	да	0.69	да	0.56	да	ВП
55	Моховая I	Б	35	4.90	3.00	1.40	2.14	11.0	1.92	48	95	М	10.00	да	первый	да	0.96	да	0.70	да	0.68	да	ВП
56	Моховая II	Л	18	3.16	3.40	0.70	4.86	11.0	3.32	93	71	М	1.00	да	первый	да	1.00	да	0.77	да	0.77	да	ВП
57	Моховая III	Б	36	4.81	3.00	1.40	2.14	11.0	1.83	53	95	М	12.00	да	первый	да	0.97	да	0.70	да	0.68	да	ВП
58	Немтяхская	Л	21	15.32	7.01	1.50	4.67	11.1	2.52	100	94	М	11.00	нет	второй	нет	0.87	нет	0.75	да	0.66	нет	НП
59	Нивагальская	И	18	14.43	3.04	1.70	1.79	15.1	0.65	91	94	М	9.57	да	второй	да	0.97	да	0.70	да	0.68	да	ВП
60	Нижнеафонькинская	И	13	3.31	2.39	1.80	1.33	10.2	2.53	88	91	Ш	7.71	нет	первый	нет	0.30	да	0.66	да	0.20	да	НП
61	Нижнеафонькинская II	И	16	3.29	2.00	1.80	1.11	11.0	2.55	100	91	Ш	4.59	нет	первый	нет	0.29	да	0.66	да	0.19	да	НП
62	Новоегурьяхская	Б	24	3.01	2.50	1.20	2.08	19.0	3.55	58	92	Ш	11.00	нет	первый	нет	0.21	да	0.63	да	0.13	да	НП
63	Новоегурьяхская II	И	27	1.15	1.00	0.90	1.11	17.0	2.69	86	92	Ш	9.00	нет	первый	нет	0.22	да	0.66	да	0.14	да	НП
64	Новопокурская	Б	13	19.85	9.01	3.80	2.37	15.0	0.38	127	90	М	16.68	да	второй	да	1.00	да	0.71	да	0.71	да	ВП
65	Паллейская	Л	17	3.82	3.60	0.80	4.50	3.0	2.83	141	95	М	1.00	да	первый	да	1.00	да	0.77	да	0.77	да	ВП
66	Полесская	И	9	3.60	2.19	1.70	1.29	8.0	2.38	107	92	М	12.00	нет	первый	нет	0.34	да	0.70	нет	0.24	нет	НП
67	Рославльская	И	30	10.68	4.11	2.60	1.58	16.0	0.70	88	90	М	19.00	да	второй	да	0.90	да	0.70	да	0.64	да	ВП
68	Руфьеганская	Б	25	12.76	6.79	2.40	2.83	9.1	0.75	87	86	М	23.78	да	второй	да	1.00	да	0.71	да	0.71	да	ВП
69	Савуйская III	Л	22	9.58	6.40	1.40	4.57	3.0	2.70	142	95	М	3.90	да	первый	да	1.00	да	0.77	да	0.77	да	ВП
70	Северо-Виртселорская	Б	11	7.52	2.86	1.30	2.20	9.1	2.19	92	83	М	11.63	да	первый	да	0.59	да	0.68	да	0.40	да	П
71	Северо-Егурьяхская	И	24	1.66	1.90	1.00	1.90	12.0	4.63	113	90	М	5.80	да	первый	да	0.84	да	0.70	да	0.59	да	ВП
72	Северо-Ингольская	Б	19	9.88	3.50	1.40	2.50	7.9	2.36	107	87	М	3.60	да	первый	да	0.92	да	0.69	да	0.64	да	ВП
73	Северо-Ингольская 2	Л	15	6.31	4.20	1.30	3.23	7.9	2.68	109	87	Ш	4.00	нет	первый	да	0.96	да	0.68	да	0.65	да	НП
74	Северо-Капейтахинская	И	10	0.66	1.20	0.70	1.71	15.0	3.74	72	89	Ш	2.97	да	первый	нет	0.09	да	0.66	нет	0.06	нет	НП
75	Северо-Минчимкинский стр. нос II	Б	13	2.04	1.08	0.40	2.70	6.8	3.47	84	94	М	10.99	да	первый	да	0.93	да	0.65	нет	0.61	нет	НП
76	Северо-Ритшахская	И	15	1.47	1.50	1.10	1.36	3.5	1.77	76	79	Ш	30.00	да	первый	да	0.91	да	0.66	нет	0.60	нет	НП

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	A, м	S, км ²	a, км	b, км	a/b	σН, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	Ориентировка длинной оси структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Продуктивность структуры	Класс структуры по площади для прогноза R _{подтв}	Подтверждаемость структуры по горизонту	R _{подтв}	Подтверждаемость прогноза R _{подтв}	PR _к	Подтверждаемость прогноза PR _к	PR _н	Подтверждаемость комплексного прогноза	Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности
77	Северо-Сардаковская (сев. купол)	Б	24	5.43	2.20	1.10	2.00	1.5	1.33	126	93	М	13.72	да	первый	да	1.00	да	0.69	да	0.69	да	ВП
78	Северо-Тынкульская	Л	19	18.15	9.11	1.50	6.07	17.8	1.03	93	98	Ш	1.40	нет	второй	да	0.99	да	0.75	да	0.75	да	НП
79	Средне-Ампутинская	Б	30	16.10	6.10	2.50	2.44	23.0	1.53	136	79	Ш	0.50	нет	второй	нет	0.37	да	0.67	да	0.25	да	НП
80	Среднекульеганская	Б	21	22.44	4.69	2.20	2.13	15.0	1.04	91	90	Ш	13.28	нет	второй	да	0.65	да	0.67	да	0.44	да	НП
81	структура без названия	Л	13	2.90	2.70	0.70	3.86	23.0	1.68	89	88	Ш	8.40	да	первый	нет	0.14	да	0.64	нет	0.09	нет	НП
82	Сукурьяунская	Л	25	5.70	4.90	1.00	4.90	8.4	2.26	111	86	М	4.00	да	первый	да	1.00	да	0.76	да	0.76	да	ВП
83	Сурьяхская	Б	7	1.36	1.80	0.80	2.25	10.2	4.43	59	95	Ш	12.43	нет	первый	нет	0.40	да	0.59	да	0.23	да	НП
84	Сурьяхская 2	И	15	1.31	1.40	1.30	1.08	11.0	4.64	101	95	Ш	11.00	нет	первый	нет	0.30	да	0.66	да	0.20	да	НП
85	Сухмитинская	Б	35	8.03	2.08	0.80	2.60	13.5	3.46	79	90	Ш	7.12	да	первый	да	0.96	да	0.67	нет	0.64	нет	НП
86	Танеевская	Б	19	12.32	4.01	1.90	2.11	12.0	2.80	113	87	М	9.23	да	второй	да	0.18	нет	0.67	нет	0.12	нет	НП
87	Тончинская II	И	24	1.58	2.06	1.10	1.87	3.0	1.94	47	89	М	5.50	да	первый	да	0.99	да	0.70	да	0.69	да	ВП
88	Унтерлорская	Л	17	3.58	3.00	0.40	7.50	3.0	3.14	76	92	М	1.00	да	первый	да	1.00	да	0.77	да	0.77	да	ВП
89	Унтерлорская II	Л	34	3.79	3.20	0.70	4.57	3.0	3.15	67	92	М	4.00	да	первый	да	1.00	да	0.76	да	0.76	да	ВП
90	Унтыгейская	Л	23	19.42	5.15	1.70	3.03	5.7	1.55	87	93	М	8.64	да	второй	да	1.00	да	0.78	да	0.78	да	ВП
91	Федоровская III	Л	32	1.90	2.20	0.60	3.67	11.0	2.23	50	93	М	3.00	да	первый	да	1.00	да	0.76	да	0.76	да	ВП
92	Федоровская IV	И	34	1.85	1.80	1.20	1.50	12.0	3.25	123	94	М	2.00	да	первый	нет	0.93	нет	0.70	да	0.66	нет	ВП
93	Федоровская VI	Б	13	1.63	1.90	0.80	2.38	6.8	2.35	112	90	Ш	0.20	да	первый	да	0.91	да	0.60	нет	0.55	нет	НП
94	Чехлонейская I	И	24	2.98	2.25	1.30	1.73	5.0	3.12	120	95	М	7.10	да	первый	да	0.98	да	0.70	да	0.69	да	ВП
95	Южно-Валюнинская	Б	23	10.82	2.08	0.80	2.60	23.0	1.37	87	91	Ш	5.98	да	второй	да	0.02	нет	0.66	нет	0.01	нет	НП
96	Южно-Капейтяхинская	И	25	1.04	1.50	0.80	1.88	13.0	2.06	45	90	М	2.00	да	первый	да	0.70	да	0.70	да	0.49	да	П
97	Южно-Кульеганская	И	25	4.20	2.34	1.90	1.23	15.0	1.05	92	92	Ш	8.68	нет	первый	да	0.27	нет	0.66	да	0.18	нет	НП
98	Южно-Островная	Б	40	54.82	6.32	3.10	2.04	28.0	0.72	88	94	М	9.00	да	второй	да	0.00	нет	0.79	да	0.00	нет	НП
99	Ягодная	И	15	1.42	1.60	1.00	1.60	10.1	7.77	54	90	М	24.00	да	первый	да	0.57	да	0.70	да	0.40	да	П
100	Янчинская II	Б	12	22.68	5.20	2.00	2.60	9.1	1.59	91	89	М	8.63	да	второй	да	0.92	да	0.67	нет	0.62	нет	НП

Тип формы удлинения структуры по ОГ Б: И – изометричная, Б – брахиантиклинальная, Л – линейная. Ориентировка длинной оси структуры: М – меридиональное направление, Ш – широтное

направление. Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности: НП – неперспективная, П – перспективная, ВП – высокоперспективная.

Приложение О
(справочное)

Геолого-геофизические параметры неразбуренных локальных структур, систем наблюдений для комплексного прогноза перспектив нефтегазоносности

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	A, м	S, км ²	a, км	b, км	a/b	σН, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	Ориентировка длинной оси структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Класс структуры по площади для прогноза R _{подтв}	R _{подтв}	PR _ф	PR _A	PR _S	PR _{разл}	PR _O	PR _K	PR _н	Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности
1	БЕЛОЗЕРНАЯ 1	Л	18	2.62	2.9	0.8	3.63	18	1.17	95	87	М	15.70	первый	0.63	0.88	0.82	0.56	0.26	0.94	0.69	0.44	НП
2	БЕЛОЗЕРНАЯ 2	Л	18	1.84	2.8	0.7	4.00	9	1.23	91	81	М	17.70	первый	0.99	0.88	0.82	0.54	0.24	0.94	0.68	0.68	НП
3	БЕРЕЗОВАЯ	И	18	2.62	1.9	1.4	1.36	10	0.65	97	91	М	14.66	первый	0.52	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.37	П
4	БИРЮЗОВАЯ	Б	23	17.00	7.7	2.7	2.85	10	2.37	95	94	М	4.12	второй	0.53	0.76	0.77	0.79	0.45	0.84	0.72	0.39	П
5	БЛИЖНЯЯ	Л	25	4.99	3.8	1.0	3.80	5	3.37	96	83	М	3.00	первый	1.00	0.88	0.89	0.60	0.50	0.94	0.76	0.76	ВП
6	БУТАТОВСКАЯ	И	16	2.14	1.9	1.0	1.90	16	2.59	84	94	Ш	26.17	первый	0.16	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	0.10	НП
7	ВЕРХНЕПОСЫЛЬТИМСКАЯ 1	Л	19	10.83	5.2	1.7	3.06	15	2.58	95	96	Ш	9.40	второй	0.06	0.88	0.84	0.72	0.33	0.64	0.68	0.04	НП
8	ВОСТОЧНО-АПЫНТОЙСКАЯ	Б	21	5.00	2.5	0.9	2.78	15	1.07	91	84	М	12.12	первый	0.68	0.76	0.75	0.60	0.45	0.84	0.68	0.47	П
9	ВОСТОЧНО-ВАТЬЕГАНСКАЯ	И	18	12.29	4.6	2.8	1.64	15	2.01	104	81	М	5.50	второй	0.15	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.10	НП
10	ВОСТОЧНО-ЕРМАКОВСКАЯ 1	И	15	1.72	2.0	1.1	1.82	12	4.42	107	81	М	9.20	первый	0.53	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.37	П
11	ВОСТОЧНО-ИКИЛОРСКАЯ	Л	25	3.52	5.5	1.7	3.24	8	1.77	82	91	М	2.97	первый	0.99	0.88	0.89	0.57	0.50	0.94	0.76	0.75	ВП
12	ВОСТОЧНО-ЛЕДЯНАЯ	И	18	12.70	4.6	3.0	1.53	20	1.41	104	96	М	7.47	второй	0.16	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.12	НП
13	ВОСТОЧНО-НЯТЛОНГСКАЯ	Б	20	24.98	7.2	2.9	2.48	12	0.83	99	87	Ш	27.46	второй	0.99	0.76	0.74	0.88	0.45	0.60	0.69	0.68	ВП
14	ВОСТОЧНО-ОРЕХОВСКАЯ	Б	20	4.26	3.0	1.4	2.14	12	3.77	73	93	М	11.66	первый	0.68	0.76	0.74	0.58	0.45	0.84	0.68	0.46	П
15	ВОСТОЧНО-ПОЛЕССКАЯ	И	10	1.61	1.4	1.0	1.40	18	3.70	79	83	М	8.65	первый	0.02	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.01	НП
16	ВОСТОЧНО-ПРАВДИНСКАЯ	И	20	29.33	7.0	3.9	1.79	19	2.63	108	94	М	2.00	второй	0.00	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.00	НП
17	ВОСТОЧНО-СОВЕТСКАЯ	Л	18	5.31	4.3	1.4	3.07	7	1.86	72	81	М	33.44	первый	0.98	0.88	0.83	0.61	0.15	0.94	0.68	0.67	НП
18	ВОСТОЧНО-СУРГУТСКАЯ	Л	19	7.13	3.7	0.8	4.63	11	3.03	85	93	М	20.60	первый	0.99	0.88	0.83	0.65	0.22	0.94	0.70	0.70	НП
19	ВЫИНТОЙСКАЯ	Б	28	36.00	7.9	2.7	2.93	5	1.87	74	96	М	7.38	второй	0.58	0.76	0.82	0.95	0.45	0.84	0.76	0.44	П
20	ЕРМАКОВСКАЯ III	Б	21	25.00	8.6	2.9	2.97	7	2.54	100	89	М	22.47	второй	0.62	0.76	0.75	0.88	0.45	0.84	0.74	0.46	П
21	ЗАПАДНО-ВЕРХНЕНАДЫМСКАЯ	Л	20	24.00	9.6	2.5	3.84	13	2.10	108	95	М	0.87	второй	0.78	0.88	0.85	0.88	0.68	0.94	0.85	0.66	ВП
22	ЗАПАДНО-КОТУХТИНСКАЯ	Л	26	25.00	10.5	3.3	3.18	8	2.42	95	88	Ш	0.58	второй	0.50	0.88	0.90	0.89	0.73	0.64	0.81	0.41	П
23	ЗАПАДНО-ЛЕДЯНАЯ	И	16	41.15	9.5	5.2	1.83	12	0.93	100	90	М	11.00	второй	0.71	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.50	П
24	ЗАПАДНО-САВКИНСКАЯ	Л	18	3.61	3.0	1.0	3.00	23	4.84	109	97	М	31.66	первый	0.10	0.88	0.82	0.58	0.15	0.94	0.67	0.07	НП
25	ЗАПАДНО-САИМСКАЯ	Б	20	4.76	3.1	1.4	2.21	10	4.32	72	90	М	31.40	первый	0.84	0.76	0.74	0.59	0.45	0.84	0.68	0.57	ВП
26	ЗАПАДНО-СОРОМИНСКАЯ	Л	18	2.05	3.2	0.5	6.40	21	4.52	77	96	М	36.77	первый	0.97	0.88	0.82	0.54	0.13	0.94	0.66	0.65	НП
27	ЗАПАДНО-УСТЬБАЛЫКСКАЯ	Л	23	30.02	8.5	2.0	4.25	14	1.78	98	90	М	0.70	второй	0.55	0.88	0.88	0.93	0.71	0.94	0.87	0.48	П
28	ЗАПАДНО-ЮЛЬВИУМСКАЯ	Б	17	13.06	5.1	2.5	2.04	15	0.90	83	84	М	14.19	второй	0.79	0.76	0.71	0.74	0.45	0.84	0.70	0.55	ВП
29	ЗАПАДНО-ЯГУНСКАЯ	И	21	3.36	1.8	1.2	1.50	11	0.57	100	87	М	3.46	первый	0.61	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.43	П
30	З-ДРУЖНЫЙ СТР. НОС	Л	16	1.93	2.9	0.8	3.63	18	1.48	96	89	М	10.00	первый	0.57	0.88	0.80	0.54	0.32	0.94	0.70	0.40	НП
31	ЗУЛИНСКАЯ	Б	25	6.20	3.6	1.7	2.12	15	2.89	83	83	М	0.28	первый	0.61	0.76	0.79	0.62	0.45	0.84	0.69	0.42	П
32	ИНГОЛЬСКАЯ	Л	20	12.31	8.2	1.7	4.82	15	2.00	100	97	М	1.50	второй	0.93	0.88	0.84	0.74	0.60	0.94	0.80	0.75	ВП
33	КЕДРОВАЯ	Б	11	1.19	1.8	0.9	2.00	20	0.65	86	97	Ш	13.20	первый	0.02	0.76	0.64	0.52	0.45	0.60	0.60	0.01	НП
34	КИРИЛОВСКАЯ	И	15	1.13	1.4	0.9	1.56	22	2.87	78	99	М	14.76	первый	0.01	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.01	НП
35	КОРОПЛОРСКАЯ	И	19	4.81	2.2	1.7	1.29	6	3.16	99	91	М	5.70	первый	0.85	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.60	ВП
36	КРАЙНЕ-УСТЬ-ВАХСКАЯ	Л	17	0.98	1.9	0.5	3.80	21	7.53	96	93	Ш	30.00	первый	0.53	0.88	0.81	0.52	0.16	0.64	0.60	0.32	НП
37	КУЛЬЕГАНСКАЯ	Л	29	2.95	3.2	1.0	3.20	11	0.92	96	88	М	3.00	первый	0.99	0.88	0.92	0.56	0.50	0.94	0.76	0.75	ВП

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	A, м	S, км ²	a, км	b, км	a/b	σН, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	Ориентировка длинной оси структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Класс структуры по площади для прогноза Р _{подтв}	Р _{подтв}	PP _ф	PP _A	PP _S	PP _{разл}	PP _O	PP _K	PP _H	Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности
38	ЛЕХАТОВСКАЯ	Б	13	4.73	2.9	1.0	2.90	16	3.61	97	99	Ш	18.00	первый	0.31	0.76	0.67	0.59	0.45	0.60	0.61	0.19	НП
39	ЛОР-ЕГАНСКАЯ	Б	24	2.49	1.9	0.9	2.11	9	1.54	72	95	М	40.00	первый	0.92	0.76	0.78	0.55	0.45	0.84	0.68	0.62	ВП
40	МАЙСКАЯ	Л	20	11.29	6.4	2.0	3.20	9	2.60	101	88	М	2.00	второй	0.81	0.88	0.84	0.72	0.55	0.94	0.79	0.64	ВП
41	МАЛАЯ	Б	11	2.94	2.5	1.0	2.50	16	1.19	107	95	М	5.70	первый	0.16	0.76	0.64	0.56	0.45	0.84	0.65	0.11	НП
42	МАЛОБАЛЫКСКАЯ	И	21	26.43	2.0	2.0	1.00	14	2.46	78	93	М	0.90	второй	0.00	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.00	НП
43	МАЛОИКИЛОРСКАЯ	Л	19	9.30	5.5	1.8	3.06	15	1.99	79	96	М	1.90	первый	0.57	0.88	0.83	0.69	0.56	0.94	0.78	0.45	П
44	МАЛОПОКАМАСОВСКАЯ	И	15	3.65	2.6	1.6	1.63	15	1.89	104	92	М	11.00	первый	0.13	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.09	НП
45	МАМОНТОВСКАЯ	И	13	2.72	1.9	1.5	1.27	19	3.91	88	90	Ш	3.24	первый	0.02	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	0.01	НП
46	МАРТОВСКАЯ	Б	12	2.21	2.3	1.0	2.30	22	1.14	109	87	Ш	2.96	первый	0.02	0.76	0.65	0.54	0.45	0.60	0.60	0.01	НП
47	МЛЕЧНАЯ	Б	11	12.74	4.4	1.9	2.32	6	3.27	79	95	М	17.23	второй	0.03	0.76	0.64	0.73	0.45	0.84	0.68	0.02	НП
48	МЫХПАЙСКАЯ 2	Б	12	1.35	2.0	0.8	2.50	16	5.98	103	89	М	3.94	первый	0.29	0.76	0.65	0.53	0.45	0.84	0.65	0.19	НП
49	НЕЖДАННАЯ	Л	21	20.94	9.0	1.8	5.00	13	1.24	95	90	М	3.79	второй	1.00	0.88	0.86	0.86	0.46	0.94	0.80	0.80	ВП
50	НИЖНЕ-ИКИЛОРСКАЯ	Б	25	24.91	7.0	3.5	2.00	13	0.88	78	91	М	7.62	второй	0.63	0.76	0.79	0.88	0.45	0.84	0.74	0.47	П
51	НОВО-АПЫНТОЙСКАЯ	Б	20	4.34	3.0	1.5	2.00	6	1.71	72	96	М	16.09	первый	0.93	0.76	0.74	0.58	0.45	0.84	0.68	0.63	ВП
52	НОВООРТЪЯГУНСКАЯ	Б	20	6.41	4.1	2.0	2.05	8	2.08	76	80	М	8.35	первый	0.89	0.76	0.74	0.62	0.45	0.84	0.68	0.61	ВП
53	НЯТЛОНГСКАЯ	И	30	72.00	13.0	7.2	1.81	7	0.95	105	100	М	18.20	второй	0.57	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.40	П
54	ОМБИНСКАЯ	И	18	5.62	3.3	1.9	1.74	24	0.84	97	91	Ш	0.70	первый	0.01	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	0.00	НП
55	ОРЕХОВАЯ	Б	12	1.28	1.8	0.9	2.00	10	0.85	96	90	М	15.00	первый	0.55	0.76	0.65	0.53	0.45	0.84	0.65	0.35	НП
56	ПОЛЕССКАЯ	Л	18	4.49	2.4	0.6	4.00	18	1.92	79	95	Ш	10.71	первый	0.70	0.88	0.82	0.59	0.31	0.64	0.65	0.45	НП
57	ПОСЬЛЬТЫМСКАЯ	Б	20	9.26	3.6	1.4	2.57	15	2.37	100	89	М	11.40	первый	0.50	0.76	0.74	0.68	0.45	0.84	0.69	0.35	П
58	СЕВЕРО-БЕЛОЗЕРНАЯ	И	11	0.79	1.2	0.8	1.50	25	2.50	89	97	М	27.20	первый	0.00	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.00	НП
59	СЕВЕРО-ВАТЬЕГАНСКАЯ	Б	15	2.34	2.2	1.0	2.20	12	3.00	110	91	М	4.20	первый	0.60	0.76	0.69	0.55	0.45	0.84	0.66	0.39	НП
60	СЕВЕРО-ВЫИНТОЙСКАЯ	И	20	14.02	1.9	1.7	1.12	20	2.81	86	99	М	5.08	второй	0.00	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.00	НП
61	СЕВЕРО-ЕГУРЬЯХСКАЯ 1	И	17	8.39	3.4	2.0	1.70	24	3.28	70	100	М	1.50	первый	0.00	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.00	НП
62	СЕВЕРО-ЕРМАКОВСКАЯ	Б	23	22.78	4.4	1.6	2.75	8	3.07	84	87	Ш	23.49	второй	0.01	0.76	0.77	0.86	0.45	0.60	0.69	0.01	НП
63	СЕВЕРО-ЛЕДЯНАЯ	И	14	15.16	4.9	3.0	1.63	12	1.51	88	85	М	3.85	второй	0.57	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.40	П
64	СЕВЕРО-СТРЕЖЕВСКОЕ	И	11	4.63	2.7	2.0	1.35	13	2.20	90	88	М	22.99	первый	0.09	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.07	НП
65	СЕВЕРО-ТАРХОВСКАЯ	Б	25	2.87	1.2	0.5	2.40	5	2.63	77	90	М	39.71	первый	0.99	0.76	0.79	0.56	0.45	0.84	0.68	0.67	ВП
66	СЕВЕРО-ЯГУНСКАЯ	Л	20	42.04	12.9	2.5	5.16	10	2.00	97	89	Ш	10.90	второй	0.72	0.88	0.85	0.97	0.31	0.64	0.73	0.52	П
67	СНЕЖНАЯ	И	15	1.17	1.5	0.9	1.67	11	3.19	85	84	М	12.70	первый	0.51	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.36	П
68	СРЕДНЕКУЛЬЕГАНСКАЯ	Б	14	18.26	6.3	3.0	2.10	9	1.01	102	92	М	14.61	второй	1.00	0.76	0.68	0.81	0.45	0.84	0.71	0.71	ВП
69	СРЕДНЕСАРДАКОВСКАЯ	И	20	2.57	1.8	1.1	1.64	21	2.22	78	97	Ш	9.90	первый	0.03	0.81	0.81	0.81	0.23	0.64	0.66	0.02	НП
70	УСТЬ-КОТУХТИНСКАЯ	Л	18	16.36	7.1	2.1	3.38	5	2.69	106	88	М	3.85	второй	0.97	0.88	0.82	0.80	0.46	0.94	0.78	0.76	ВП
71	ХАБУШЕВСКАЯ	Б	22	4.46	2.9	1.3	2.23	15	3.98	96	91	М	7.60	первый	0.57	0.76	0.76	0.59	0.45	0.84	0.68	0.39	П
72	ХАБУШЕВСКАЯ-ВОСТОЧНАЯ	Л	20	7.00	3.9	1.3	3.00	8	3.58	101	88	М	3.00	первый	0.97	0.88	0.85	0.64	0.50	0.94	0.76	0.74	ВП
73	ХАБУШЕВСКАЯ-ЗАПАДНАЯ	Л	18	3.36	3.6	1.0	3.60	21	2.60	85	80	М	4.50	первый	0.38	0.88	0.82	0.57	0.44	0.94	0.73	0.27	НП
74	ХОХЛОВСКАЯ	Л	18	3.33	5.0	0.9	5.56	25	3.73	70	85	М	14.67	первый	0.70	0.88	0.82	0.57	0.27	0.94	0.70	0.49	НП
75	ЧЕХЛОНЕЙСКАЯ	Л	27	8.72	4.4	1.3	3.38	5	3.23	91	96	М	7.10	первый	1.00	0.88	0.91	0.68	0.37	0.94	0.76	0.75	ВП
76	ШАХЪЯГУНСКАЯ	Б	16	39.00	11.2	4.5	2.49	8	1.52	90	92	М	3.10	второй	0.70	0.76	0.70	0.96	0.45	0.84	0.74	0.52	П
77	ЮЖНО-АМАНЬСКАЯ	Б	14	10.01	3.7	1.7	2.18	20	2.20	89	88	Ш	33.68	первый	0.03	0.76	0.68	0.69	0.45	0.60	0.64	0.02	НП
78	ЮЖНО-АПЫНТОЙСКАЯ	Л	25	7.01	3.0	1.0	3.00	15	2.81	89	86	Ш	0.10	первый	0.85	0.88	0.89	0.64	0.99	0.64	0.81	0.68	ВП

№ по порядку	Локальная структура	Тип формы удлинения структуры по ОГ Б	A, м	S, км ²	a, км	b, км	a/b	σН, м	v, км/км ²	α _{пр} , град.	φ, град.	Ориентировка длинной оси структуры	Расстояние до глубинного разлома, км	Класс структуры по площади для прогноза R _{подтв}	R _{подтв}	PP _ф	PP _A	PP _S	PP _{разл}	PP _O	PP _K	PP _H	Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности
79	ЮЖНО-ВАТЬЕГАНСКИЙ СТР. НОС	Л	18	3.04	3.5	1.1	3.18	13	2.09	91	88	М	18.40	первый	0.86	0.88	0.82	0.56	0.23	0.94	0.69	0.59	НП
80	ЮЖНО-ВИЛЬЕНТОВСКАЯ	Л	18	3.87	3.4	1.1	3.09	20	3.75	83	89	М	1.14	первый	0.27	0.88	0.82	0.58	0.64	0.94	0.77	0.21	НП
81	ЮЖНО-ГУНЬЕГАНСКАЯ	Б	21	9.51	5.5	2.0	2.75	14	2.72	103	92	Ш	18.20	первый	0.69	0.76	0.75	0.68	0.45	0.60	0.65	0.45	НП
82	ЮЖНО-ЕРМАКОВСКАЯ	Б	25	26.00	10.0	4.5	2.22	10	2.30	110	105	М	19.20	второй	0.66	0.76	0.79	0.89	0.45	0.84	0.75	0.49	П
83	ЮЖНО-ИНГУНСКАЯ 2	Л	20	13.35	4.9	1.5	3.27	7	0.96	91	95	М	1.73	второй	1.00	0.88	0.84	0.76	0.58	0.94	0.80	0.80	ВП
84	ЮЖНО-КУРРАГАНСКАЯ	И	17	2.27	2.0	1.4	1.43	14	2.75	102	85	М	13.44	первый	0.24	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.17	НП
85	ЮЖНО-МЛЕЧНАЯ	Б	20	13.36	5.0	2.4	2.08	12	2.84	80	89	Ш	23.50	второй	0.00	0.76	0.74	0.74	0.45	0.60	0.66	0.00	НП
86	ЮЖНО-МОХТИКОВСКАЯ	Б	15	6.68	3.4	1.3	2.62	14	2.59	75	85	Ш	3.60	первый	0.44	0.76	0.69	0.63	0.45	0.60	0.63	0.28	НП
87	ЮЖНО-НЕЖДАННАЯ	Л	20	11.80	7.5	1.5	5.00	5	1.57	70	100	М	2.00	второй	1.00	0.88	0.84	0.73	0.55	0.94	0.79	0.79	ВП
88	ЮЖНО-ОКУНЁВАЯ	Б	25	1.87	2.1	1.0	2.10	7	2.36	81	98	М	6.05	первый	0.97	0.76	0.79	0.54	0.45	0.84	0.68	0.66	ВП
89	ЮЖНО-РУБИНОВАЯ	Б	13	1.36	1.8	0.9	2.00	12	7.34	73	88	М	5.72	первый	0.49	0.76	0.67	0.53	0.45	0.84	0.65	0.32	НП
90	ЮЖНО-САРДАКОВСКАЯ	Л	20	29.22	9.5	2.0	4.75	6	1.85	85	89	М	4.90	второй	0.98	0.88	0.85	0.92	0.42	0.94	0.80	0.79	ВП
91	ЮЖНО-СУРГУТСКАЯ	Б	23	2.81	2.5	1.1	2.27	14	0.64	71	87	М	4.17	первый	0.66	0.76	0.77	0.56	0.45	0.84	0.68	0.45	П
92	ЮЖНО-ТАРХОВСКАЯ	Л	35	22.00	6.9	2.0	3.45	12	1.50	90	92	М	30.00	второй	0.89	0.88	0.95	0.87	0.16	0.94	0.76	0.67	ВП
93	ЮЖНО-ТЕПЛОВСКАЯ	И	25	51.95	9.6	5.9	1.63	7	0.70	85	87	М	0.00	второй	0.77	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.54	П
94	ЮККУНСКАЯ	Л	25	19.00	9.4	2.5	3.76	10	2.20	90	95	М	4.14	второй	0.77	0.88	0.89	0.83	0.45	0.94	0.80	0.61	ВП
95	ЮЛЬВИУМСКАЯ	И	14	7.84	3.4	1.8	1.89	8	1.36	84	86	М	22.36	первый	0.65	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.46	П
96	ЮРЬИГЫЙСКАЯ	И	13	1.78	1.9	1.0	1.90	23	0.79	89	86	М	11.30	первый	0.01	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.01	НП
97	ЯККУНЛОРСКАЯ	И	14	1.67	1.5	1.3	1.15	18	4.44	105	85	М	9.90	первый	0.03	0.81	0.81	0.81	0.23	0.86	0.70	0.02	НП
98	ЯНЧИНСКАЯ	Л	15	20.00	7.5	2.5	3.00	10	2.07	91	86	М	2.28	второй	0.59	0.88	0.78	0.85	0.54	0.94	0.80	0.47	П

Тип формы удлинения структуры по ОГ Б: И – изометричная, Б – брахиантиклинальная, Л – линейная. Ориентировка длинной оси структуры: М – меридиональное направление, Ш – широтное направление. Класс структуры по степени перспектив нефтегазоносности: НП – неперспективная, П – перспективная, ВП – высокоперспективная.