

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

ОСИПОВА ЕЛИЗАВЕТА НИКОЛАЕВНА

**ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕМЕЛОВОГО
КОМПЛЕКСА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ НА ОСНОВЕ
МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА МАТЕРИНСКОЙ
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ**

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы
поисков полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
доктор геолого-минералогических наук
В.И. ИСАЕВ

ТОМСК
2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	С. 3
1 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕОКОМА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР.....	7
1.1 Геолого-геофизическая изученность территории.....	7
1.2 Геологическая характеристика территории исследования.....	11
1.2.1 Стратиграфия.....	11
1.2.2 Концепции формирования и строения неокома.....	16
1.2.3 Тектоника.....	24
1.2.4 Нефтегазоносность.....	27
1.3 Выводы.....	37
2 МЕТОДЫ И СОСТОЯНИЕ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ.....	38
3 МОДЕЛЬ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ БАЖЕНОВСКИХ НЕФТЕЙ.....	47
3.1 Методика палеотемпературного моделирования.....	47
3.2 Характеристика отложений баженовской свиты.....	53
3.3 Модель теплового потока.....	57
3.4 Реконструкция палеотемператур баженовской свиты.....	59
3.5 Расчет генерированных ресурсов.....	67
3.6 Выводы.....	70
4 ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКОГО РЕЗЕРВУАРА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ.....	72
4.1 Распространение ачимовского резервуара.....	72
4.2 Районирование ачимовского резервуара по плотности ресурсов.....	77
4.3 Сопоставление прогнозного районирования и результатов бурения.....	80
4.4 Выводы.....	83
5 ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШЕЛЬФОВОГО РЕЗЕРВУАРА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ.....	84
5.1 Распространение шельфового резервуара.....	84
5.2 Районирование шельфового резервуара по плотности ресурсов.....	88
5.3 Сопоставление прогнозного районирования и результатов бурения.....	91
5.4 Выводы.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
ЛИТЕРАТУРА.....	98

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Нюрольская мегавпадина и структуры ее обрамления – это земли действующих нефтепромыслов Томской области. Разрабатываемые здесь залежи принадлежат, в основном, верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК), запасы которого постепенно истощаются. Приоритетными направлениями геологоразведочных работ становятся поиски и разведка залежей углеводородов (УВ) в ловушках, приуроченных к нижнеюрскому и меловому (неокомскому) НГК. Настоящие исследования, основанные, прежде всего, на интерпретации накопленной геолого-геофизической информации, являются актуальными и, очевидно, наиболее ресурсосберегающими, минимизирующими объемы капитальных затрат.

Поиски и разведка в меловом НГК ранее были малопривлекательными из-за сложного типа ловушек, а низкоомность продуктивных пластов неокома существенно затрудняла их идентификацию (Тищенко, 2004). На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности (Конторович В.А., 2007; Мельник, 2012).

Объектом настоящих прогнозных исследований являются клиноформные (склоновые) части циклитов неокома – ачимовский резервуар и ундаформные (мелководно-шельфовые) части циклитов неокома – шельфовый резервуар.

Степень разработанности темы.

Представление о клиноформном строении верхнеюрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской плиты формировалось более 50 лет, начиная с работ Ф.Г. Гурари (1962). Тектоно-седиментационной истории и нефтегазоносности нижнемеловых отложений Западной Сибири посвящен ряд известных и новейших работ ученых и специалистов (Брехунцов и др., 2003; Карогодин, 2006; Даненберг, Белозеров, Брылина, 2006; Трушкова, Игошкин, 2008; Курчиков, Бородкин, 2010, 2011; Конторович В.А., Лапковский, Лунев, 2014; Захрямина, 2014; и др.). В неокоме, в ачимовских отложениях, открыты крупные промышленные залежи УВ практически на всей территории Западной Сибири, за исключением юго-востока. Открыты мелкие месторождения с залежами в неокомском НГК и на территории настоящих исследований, что подтверждает перспективность нижнемелового комплекса и здесь.

Источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового НГК является рассеянное органическое вещество (РОВ) отложений баженовской свиты (Фомин, 2011). Ранее, на основе палеотемпературного моделирования уже прогнозировались очаги генерации баженовских нефтей южной части Нюрольской мегавпадины и выполнено ранжирование локальных структур верхнеюрских отложений Игольско-Талового поднятия и

Тамянского прогиба (Исаев, Фомин, 2006). **Цель настоящих исследований** – определить и предложить первоочередные районы для изучения и освоения нижнемеловых отложений Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления.

В диссертационной работе решалась следующая научная задача – зональный прогноз нефтегазоносности клиноформных и ундаформных отложений неокома Нюрольской мегавпадины на основе палеотемпературного моделирования материнских отложений баженовской свиты и картирования очагов генерации нефтей.

Решение задачи разделено на следующие этапы: 1) сбор, систематизация и анализ результатов геолого-геофизической изученности, геологических характеристик и нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины; 2) анализ концепций строения неокомского НГК; 3) анализ методов и состояния районирования ресурсов Нюрольской мегавпадины; 4) компьютерное моделирование глубинного теплового потока и термической истории баженовских отложений, выделение и картирование очагов генерации баженовских нефтей; 5) оценка и картирование распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей; 6) интегральный анализ мощностей клиноформных отложений неокома, районирование ачимовского резервуара Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумуляированных ресурсов нефтей; 7) интегральный анализ мощностей ундаформных отложений неокома, районирование шельфового резервуара Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумуляированных ресурсов нефтей.

Научная новизна работы

1. Для зонального прогноза нефтегазоносности крупного региона – Нюрольской мегавпадины и структур обрамления впервые применен метод разведочной геофизики – геотермия, позволивший выполнить анализ и нефтегеологическую интерпретацию всего доступного комплекса геолого-геофизических данных.

2. Осуществлен анализ мощностей клиноформных и ундаформных частей циклитов неокома, позволивший впервые выполнить объемно-площадное картирование ачимовского и шельфового резервуаров неокома Нюрольской мегавпадины.

3. Выполнен зональный прогноз нефтегазоносности для слабоизученных и малоосвоенных нижнемеловых отложений юго-восточной части Западной Сибири, с учетом генерационных возможностей нефтематеринской баженовской свиты.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Продемонстрированная методика интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которой принадлежит палеотектоническим реконструкциям и

палеотемпературному моделированию нефтематеринских отложений и интегральному анализу резервуаров, может быть применена для прогнозирования нефтегазоносности нижнемелового НГК и других территорий Западной Сибири.

2. Выполнено районирование и ранжирование зон нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (порядка 40 тыс. км²), выделены 3-и первоочередные перспективные зоны поисков для ачимовского резервуара и 2-е первоочередные перспективные зоны поисков для шельфового резервуара.

Методология и методы исследования

Методологической основой исследований является фундаментальная модель процессов нефтегазообразования А.Э. Конторовича, определяющая пороговые геотемпературы вхождения материнских пород в зону интенсивной генерации нефти – главную зону нефтеобразования.

Базовым звеном методики исследований является метод палеотемпературного моделирования – интерпретационный метод геотермии, позволяющий выделять и картировать по геотемпературному критерию очаги генерации углеводородов. Логика развития геотермии как метода разведочной геофизики отражена в работах Ю.И. Галушкина, И.В. Головановой, Д.Ю. Демежко, А.Д. Дучкова, Т.Ю. Завидия, В.И. Исаева, А.Р. Курчикова, М.Д. Хуторского, Р.И. Кутаса, Н.В. Лопатина, В.И. Старостенко и других ученых.

Положения, выносимые на защиту

1. Методом палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, комплексировавшим данные глубокого бурения и геофизических исследований мезозойско-кайнозойского разреза, построены модели глубинного теплового потока и термической истории баженовских отложений Нюрольской мегавпадины. По геотемпературному критерию выделены и закартированы работающие с покурского времени (92 млн. лет назад) очаги генерации баженовских нефтей, дифференцированно питающих резервуары неокома. Максимальные геотемпературы очагов до 115 °С приходятся на чеганское время (32–42 млн. лет назад) и локализуются в южной половине Кулан-Игайской впадины, на юге Черемшанской мезоседловины и в восточной части Фестивального вала.

2. Интегральным анализом мощностей клиноформных отложений неокома и распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей выявлен их диссонанс, выполнен зональный прогноз нефтегазоносности ачимовского резервуара Нюрольской мегавпадины. Перспективные участки для поисков выделены на юго-восточном склоне Каймысовского свода, в зоне сочленения Чузыкско-Чижапской и Шингинской

мезоседловин, в полосе субмеридионального простираения центральной части Нюрольской мегавпадины.

3. Сопоставлением дифференцированного распределения суммарных толщин ундаформных частей циклитов неокома и распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей выполнен зональный прогноз нефтегазоносности шельфового резервуара Нюрольской мегавпадины. Перспективные участки для поисков выделены в зоне сочленения северного борта Нюрольской мегавпадины с южной частью Черемшанской мезоседловины и в зоне, охватывающей восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала.

Степень достоверности результатов

1. Представительность глубоких скважин, приемлемая оценка погрешностей расчетных значений плотности теплового потока и расчетных геотемператур обеспечили корректность построения прогнозных карт.

2. Выполненный прогноз нефтегазоносности резервуаров неокома подтверждается сопоставлением с данными испытаний ачимовских и шельфовых отложений в скважинах.

Апробация результатов исследования

Основные положения и результаты докладывались на Международном семинаре «Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей им. Д.Г. Успенского» (Москва, 2013; Екатеринбург, 2014; Пермь, 2015); на Всероссийском форуме с международным участием (Томск, 2013); на Научных чтениях памяти Ю.П. Булашевича «Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей» (Екатеринбург, 2013). Основные положения представленной научной работы изложены в 16 публикациях диссертанта, в том числе 7 статей в журналах перечня ВАК.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю д.г.-м.н. В.И. Исаеву. Автор признателен чл.-корр. РАН В.А. Конторовичу, профессору М.Д. Хуторскому, д.г.-м.н. А.Н. Фомину, д.г.-м.н. В.Б. Белозерову, к.г.-м.н. Н.А. Брылиной за советы и консультации. Автор благодарит к.г.-м.н. Г.А. Лобову – коллегу по совместным исследованиям, Т.А. Гайдукову, В.А. Москаленко и сотрудников Томского территориального геологического фонда за оказанную помощь, профессора Л.Я. Ерофеева и заведующего кафедрой геофизики Ю.В. Колмакова, профессора А.К. Мазурова и директора Института природных ресурсов А.Ю. Дмитриева за поддержку работы в ТПУ.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕОКОМА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

1.1 Геолого-геофизическая изученность территории

Нюрольская мегавпадина расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (рис. 1.1), ее территория относится к Томской области.

Месторождения Томской области по запасам средние и мелкие называются краевыми, отстоят от бортов Западно-Сибирского мегабассейна на расстоянии до 400 км [1].

Планомерные геолого-геофизические исследования территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления начались в конце сороковых годов. Региональные геологическая, гравиметрическая и магнитометрическая съемки проведены в масштабах 1:1000000, 1:200000, сейсмические исследования проводились методами отраженных (МОВ) и преломленных (КМПВ, ЗПВ) волн. В середине пятидесятых годов приступили к детальному площадному изучению методом ОБ. Комплексная интерпретация геолого-геофизических исследований позволила провести структурно-тектоническое районирование фундамента и осадочного чехла с картированием структур I, II и III порядков, расчленение геологического разреза с выделением нефтегазоносных горизонтов. К началу 70-х годов практически все крупные структуры были выявлены, плотность профилей МОВ в пределах Нюрольской мегавпадины составляла 0,25-0,5 пог.км/км². С 1974 года применяется метод общей глубинной точки (МОГТ), позволяющий проследить отражающие границы внутри фундамента и прогнозировать геологический разрез. Средняя плотность сети профилей МОГТ-2Д изменяется от 0,6-1,2 пог.км/км² в центральной и южной частях до 1,0-1,2 пог.км/км² в северной и северо-восточной частях Нюрольской мегавпадины [2].

Изученность сейсморазведочными работами весьма высокая в западной части Томской области (рис. 1.2), самая высокая плотность сеймопрофилей приходится на Васюганскую (1,7 пог. км/км²) и Каймысовскую (1,6 пог. км/км²) нефтегазоносные области (НГО).

По нефтегазоносным районам (НГР) изученность распределилась следующим образом: Межовский – 2,5 пог. км/км² (S=7,3 тыс.км²), Каймысовский – 1,9 пог. км/км² (S=11,6 тыс.км²), Пудинский – 1,8 пог. км/км² (S=21,3 тыс.км²), Средневасюганский – 1,5 пог. км/км² (S=9,3 тыс.км²), Нюрольско-Колтогорский – 1,5 пог. км/км² (S=27 тыс.км²).

Изученность глубоким бурением неравномерна – уменьшается с запада на восток (рис. 1.3) и вниз по разрезу. Из пробуренных в Томской области 7 опорных, 58 параметрических и около 1300 поисковых и разведочных скважин, сосредоточенных в основном на приподнятых структурных

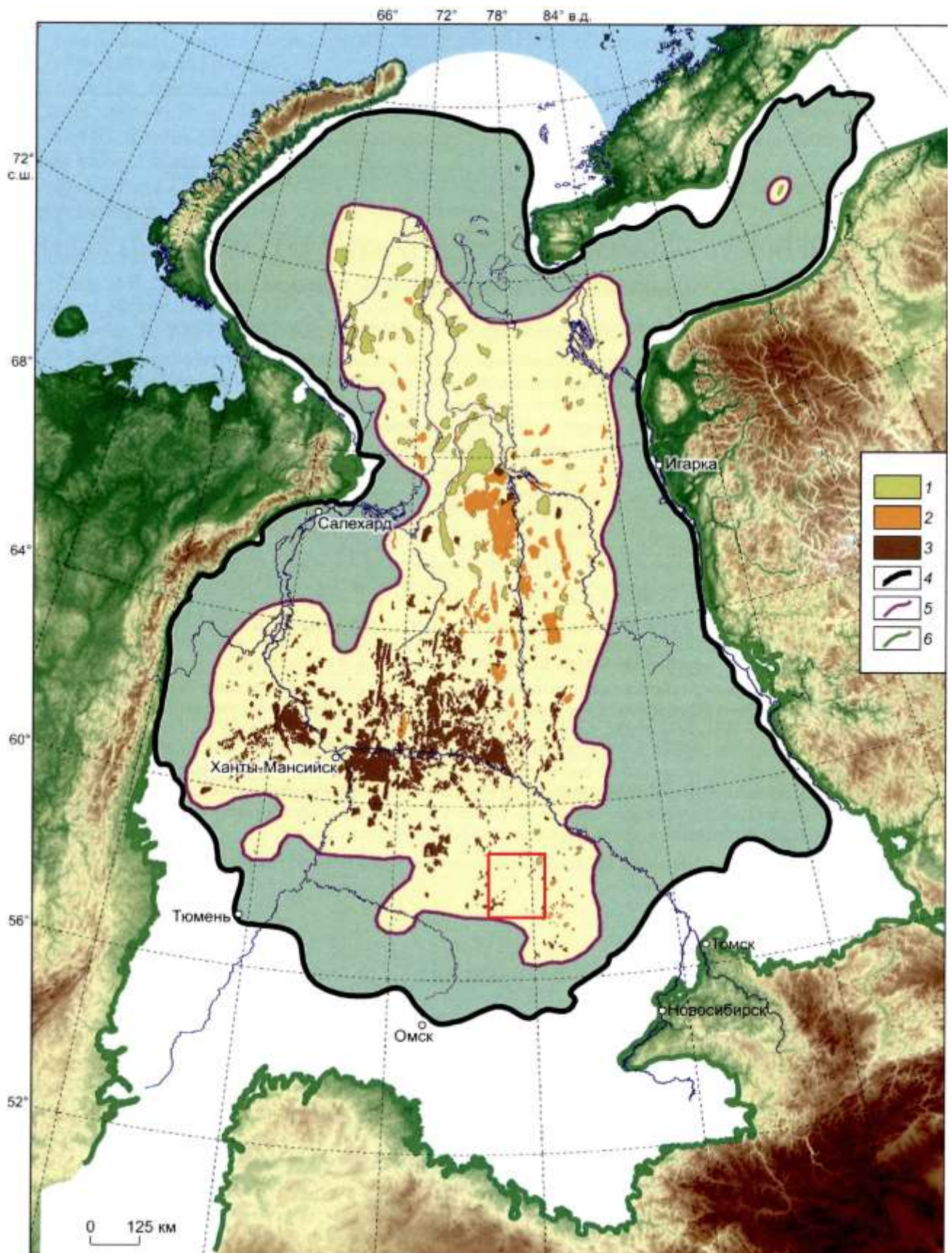


Рис. 1.1. Обзорная карта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по А.М. Брехунцову [1]. 1-3 – месторождения: 1 – газовые и газоконденсатные, 2 – нефтегазовые и нефтегазоконденсатные, 3 – нефтяные; 4–6 – границы: 4 – Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 5 – области установленной нефтегазоносности, 6 – Западно-Сибирской геосинеклизы. Красный контур – территория настоящих исследований.

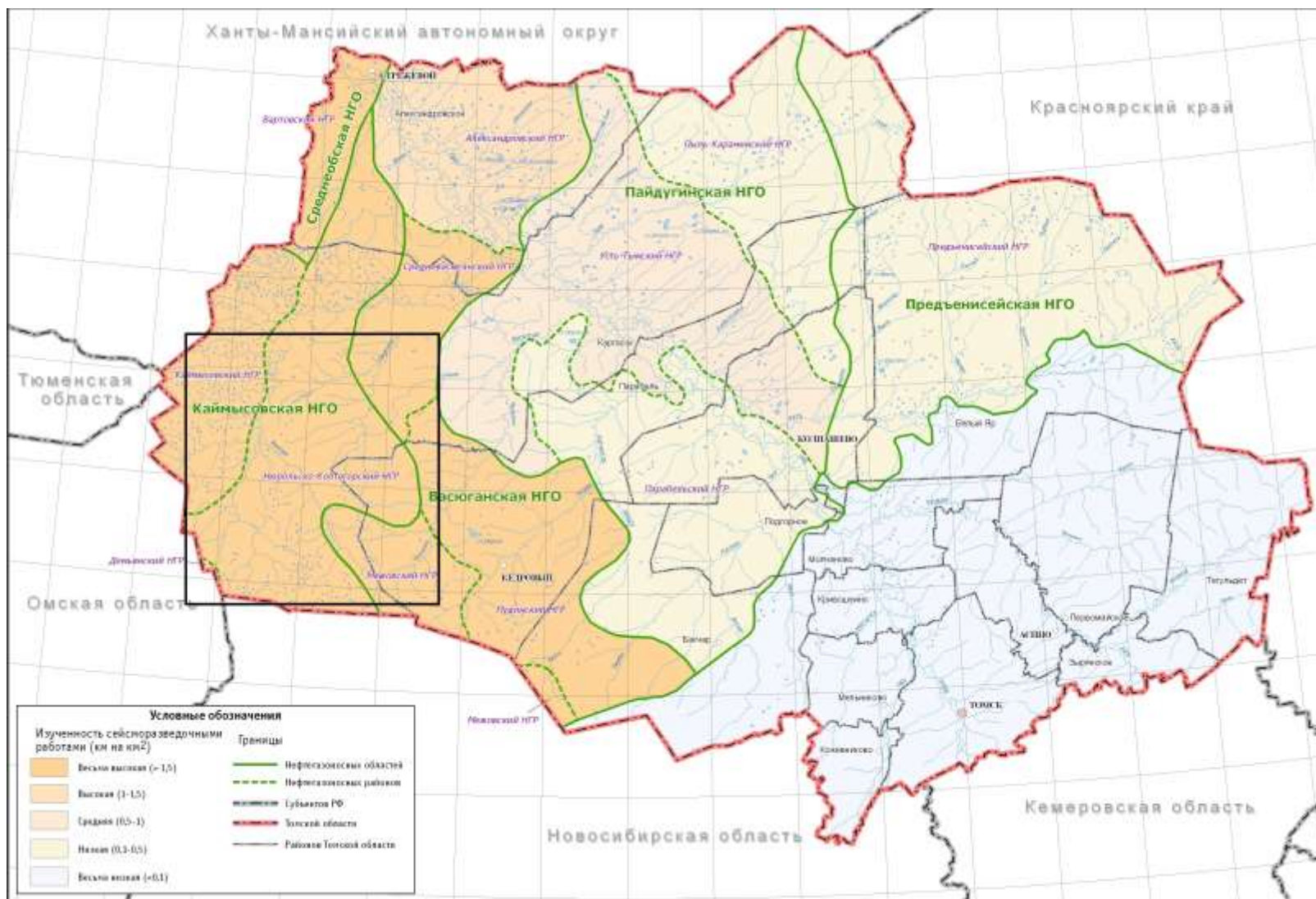


Рис. 1.2. Изученность Томской области сейсморазведочными работами по состоянию на 1.01.2012 г. (материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»). Черным квадратом выделена территория настоящих исследований.

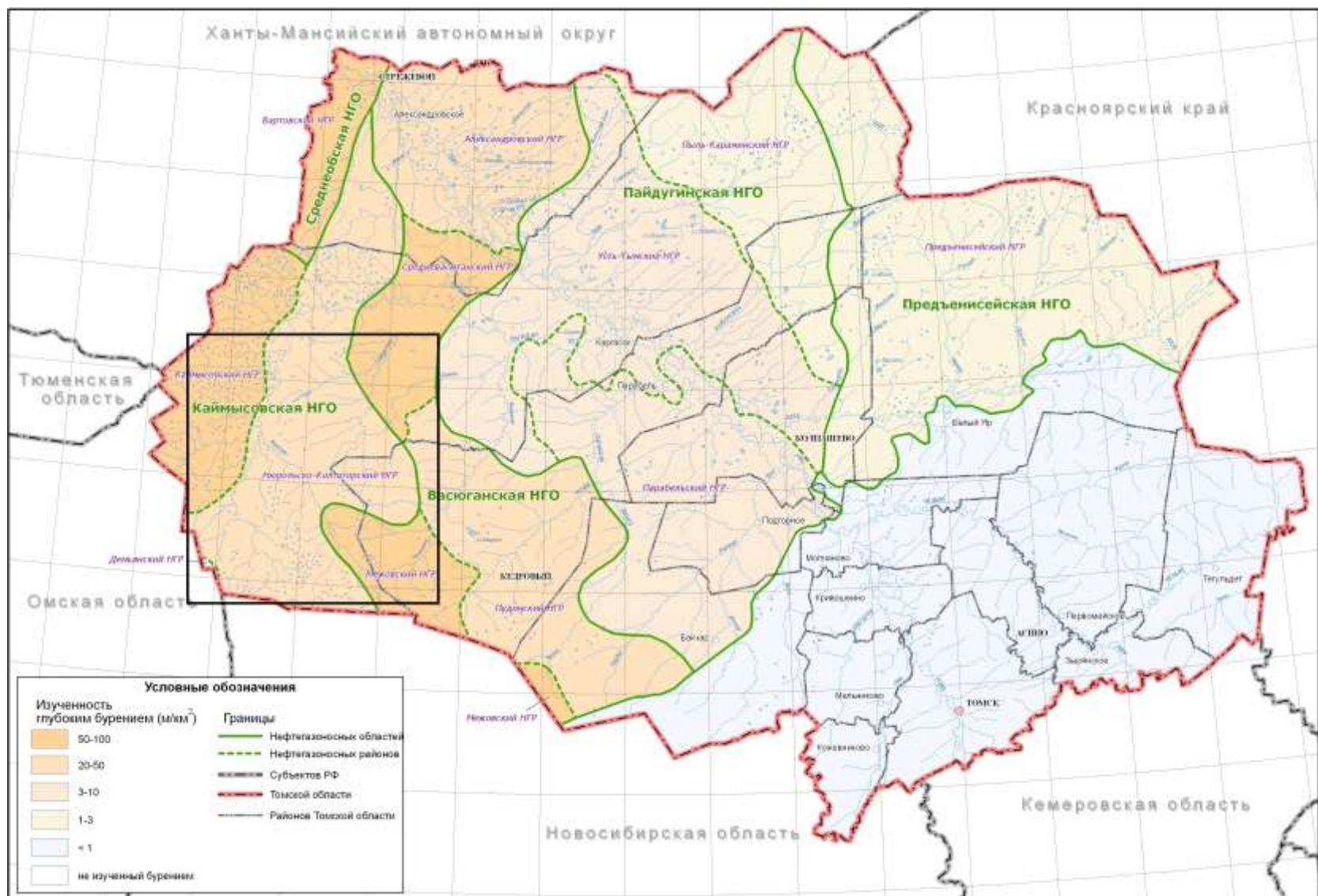


Рис. 1.3. Изученность Томской области глубоким бурением по состоянию на 1.01.2012 г. (материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»). Черным квадратом выделена территория настоящих исследований.

участках, основной объем приходится на западную часть области. Изученность отложений нижней, средней юры и НГТЗК составляет 14 пог. м/км², меловых и верхнеюрских – 25 пог. м/км² [3].

По НГР плотность разбуривания распределяется следующим образом: Межовский – 69,4 пог. м/км², Каймысовский – 64,5 пог. м/км², Средневасюганский – 50,4 пог. м/км², Пудинский – 37,3 пог. м/км², Нюрольско-Колтогорский – 25,4 пог. м/км².

1.2 Геологическая характеристика территории исследования

1.2.1 Стратиграфия

В стратиграфический объем территории исследования входят породы фундамента, сложенного осадочными, метаморфическими и магматическими формациями палеозоя и базальтоидно-осадочной толщей нижнего-среднего триаса [4], с угловым и стратиграфическим несогласием перекрытого терригенными отложениями осадочного чехла, накопленных за 230 млн лет от среднего-верхнего триаса, юры, мела до палеоген-неогена и четвертичного возраста.

В фундаменте широко развитый девон представлен всеми отделами. Осадки *нижнего-среднего девона* сложены известняками глинистыми, органогенно-обломочными, доломитизированными, с прослоями доломитов. Они вскрыты скважинами на Водораздельной, Лосинской, Еллей-Игайской и других площадях. *Средний и верхний девон* представлен известняками темно-серыми мелкобиокластическими плитчатыми сгустково-комковатыми с прослоями известняков детритово-обломочных, а также известняками серыми, кремовыми водорослевыми, биоморфно-детритовыми.

Отложения *нижнего-среднего карбона* представлены известняками серыми и темно-серыми до черных глинистыми или окремненными, кремнеаргиллитами, спонголитами.

Пермский возраст углистых аргиллитов и алевролитов установлен по отпечаткам растений и споро-пыльцевым комплексам в скважине Нижнетабаганской 16 [4].

Основанию нижнего триаса, начинающего разрез мезозоя, соответствует опорный сейсмический горизонт Ф₁ (реперный А).

Триасовые отложения (Т₁индский-оленинский–Т₂анизийский-ладинский горизонты) туринской серии встречаются в отдельных участках, представлены вулканогенно-осадочными и интрузивными образованиями, обладающими широким споро-пыльцевым спектром, вскрыты скважинами на Игольской, Карайской, Южно-Фестивальной площадях. Триасовым возрастом датируются покровы кислых эффузивов (серые, розовато-серые липариты, кварцевые порфиры, фельзиты, кварцевые кератофиры, фельзит-порфиры), подтвержденные керном в скважинах Поселковой, Соломбальской, Моисеевской, Поньжевой, Кыкинской, Федюшкинской площадей.

Порфиновые гранодиориты зеленовато-серые с вкраплениями плагиоклаза и темноцветных минералов, нацело замещенных вторичными минералами, вскрыты на Айсазской площади. Габбро-диабазы зеленовато-темно-серые с офитовой и порфиroidной структурой встречены на Северо-Мыльджинской площади [4]. Палинокомплексы среднего триаса на территории исследования определены Кабановой В.М. и др. (1989 г.) в пачке песчаников, алевролитов, аргиллитов, гравелитов и конгломератов в скважине 3 Налимьей площади [2].

Границу раздела триас – нижняя юра отражает опорный сейсмический горизонт Φ_2 (реперный Γ^a).

Юрский период формирования разреза характеризуют три эпохи: *нижняя* представлена урманской (зимний (J_1 геттанг, синемюр, плинсбах), левинский и шараповский (J_1 плинсбах) стратиграфические горизонты), тогурской (китербютский (J_1 тоар) горизонт) и салатской (надояхский (J_1 тоар) горизонт) свитами; *средняя* – салатской (лайдинский (J_2 аален) горизонт) и тюменской (вымский и леонтьевский (J_2 байос), малышевский (J_2 байос-бат) горизонты) свитами. Келловейский ярус (J_2c), охарактеризованный осадками нижневасюганской подсвиты, венчает среднеюрские отложения, генетически связан с верхней юрой. *Верхняя эпоха* представлена отложениями верхневасюганской (J_3 оксфорд) подсвиты, георгиевской (J_3 кимеридж) и баженовской (J_3 волга) свит.

Нижне-среднеюрские отложения мощностью до 560 м представляют собой цикличное чередование пород: регрессивных, преимущественно песчаного состава и трансгрессивных глинистого состава. Такая цикличность многими исследователями объясняется колебаниями уровня сибирских морей, в основном совпадающих с колебаниями уровня Мирового океана.

В объеме *урманской свиты* крупно- и среднеобломочные отложения зимнего (пласт Ю₁₇) и шараповского (пласт Ю₁₆) горизонтов разделены спорадически развитыми аргиллитами аллювиальных равнин и полузамкнутых озер *левинского* горизонта.

Тогурская свита, характеризующаяся аргиллитами или тонкоотмученными глинами, часто битуминозными, морских и переходных областей, а сформированная в континентальных условиях – пестроцветной окраской и отсутствием углей, является региональным репером стратиграфическим (выдержана по макро- и микрофауне, палинокомплексам), литологическим и геофизическим – кровля идентифицируется с отражающим реперным сейсмогоризонтом Т₄ (опорный Γ^b).

Завершает этап раннеюрского седиментогенеза *надояхский горизонт* нижнесалатской подсвиты (песчаный пласт Ю₁₅), формировавшийся при высоком рельефе суши и наличии внутренних выступов фундамента.

Очередное повышение уровня моря обусловило накопление осадков *лайдинского горизонта* верхнесалатской подсвиты в гумидном климате на фоне общего похолодания. В

Нюрольской депрессионной зоне глинистые осадки, где обитали поселения фораминифер, перекрываются высокозольными углями (пласт $У_{14}$) и углистыми аргиллитами. Кровле горизонта соответствует реперный сейсмический горизонт T_3 .

Время формирования *вымского горизонта* нижнетюменской подсвиты (*верхний аален – нижний байос*) характеризовалось широким разнообразием ландшафтных обстановок, интенсивным угленакоплением (пласты $У_{10-13}$). Прохладный гумидный климат и многочисленные зарастающие водоемы обусловили накопление ила и торфа, поступление крупно- и мелкообломочного материала (песчаные пласты $Ю_{11-14}$) резко снизилось, поскольку значительная часть внутренних выступов кристаллического фундамента к этому времени была разрушена.

Леонтьевский горизонт среднетюменской подсвиты (фиксируется реперным сейсмическим горизонтом T_2) представлен переслаиванием аргиллитов и алевролитов с прослоями мелкозернистых песчаников ($Ю_{7-10}$) и пропластками углей, сформированных на обширных приморских равнинах, временами заводняемых морем.

Мальшевский горизонт верхнетюменской подсвиты, характеризующийся содержанием песчаных ($Ю_{2-6}$) и угольных ($У_{2-5}$) пластов, завершает среднеюрский этап формирования нижнеплитного комплекса, здесь происходит денудация внутренних выступов фундамента.

Васюганская свита (келловей-оксфорд) по литологической характеристике подразделяется на нижнюю и верхнюю.

Нижневасюганская подсвита формировалась во второй половине позднего бата нового тектоно-седиментационного этапа развития Западной Сибири в условиях обширного морского водоема с нормальным солевым режимом. Наиболее полные разрезы нижневасюганской подсвиты по литологическому составу подразделяются на три пачки: нижняя и верхняя сложены аргиллитами с прослоями алевролитов, средняя – глинистой толщей, наиболее выдержанной литологически и латерально. Нижняя пачка фиксируется только в депрессионных участках, в пределах положительных структур она замещается песчаным пластом $Ю_2$. Верхняя пачка не имеет широкого распространения и часто замещается песчаным пластом $Ю_1^4$.

Верхневасюганская подсвита (горизонт $Ю_1$), представленная переслаиванием песчаников и алевролитов с аргиллитами и редкими угольными пропластками, разделяется выдержанным угольным пластом $У_1$ на две толщи [5]. В разрезах *подугольной (нижней) толщи* развиты песчаные пласты $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$. *Надугольная толща* находится между кровлей пласта $У_1$ и подошвой георгиевской свиты, как правило сложена песчаными пластами $Ю_1^2$, $Ю_1^1$, но иногда ее стратиграфический объем наращивается пластом $Ю_1^0$. Песчаные пласты и разделяющие их глинисто-алевролитовые прослои не выдержаны по простиранию. *Междуугольная толща* мощностью до 40 метров картируется в зонах отсутствия угольного пласта $У_1$. Характеризуется

переслаиванием песчаников (нередко значительной мощности), алевролитов и аргиллитов. Характерная особенность толщи – высокая угленосность, обусловленная наличием углистого детрита, прослоев и линз углей.

На отложениях васюганской свиты согласно, или со стратиграфическим несогласием залегают преимущественно глинистые образования *георгиевской свиты (кимеридж)*, к особенностям которой относят включения глауконита. Толщина георгиевской свиты варьирует от 3–5 до 18–22 м.

Баженовская свита (Зволжский ярус), завершающая верхнеюрский разрез, сложенная высокоуглеродистыми глинисто-кремнистыми черными, или с коричневатым оттенком породами, плитчатыми, листоватыми, массивными, с прослоями радиоляритов, глинистых известняков, остатками морских фоссилий, обладает повышенной битуминозностью. Образованные в глубоководном морском бассейне породы содержат высокие концентрации планктонно- и бактериогенного органического вещества [6, 7]. Отложения баженовской свиты залегают на аргиллитах георгиевской свиты, в случае отсутствия последней, с несогласием перекрывают осадки верхневасюганской подсвиты. С подошвой свиты связывают опорный сейсмогоризонт П^а, с кровлей – реперный горизонт Б.

Меловой период накопления осадков разделен на две эпохи – нижнюю (K_1) и верхнюю (K_2), а по этапам седиментации имеет трехчленное строение. Нижний надгоризонт охватывает неоком и низы апта, представленный преимущественно морскими отложениями куломзинской (K_1 *берриас-валанжин*), тарской (K_1 *валанжин*), киялинской (K_1 *валанжин-готерив-баррем*) и алымской (K_1 *алт*) свит, является объектом настоящих исследований. Согласно схеме фациального районирования неокомских отложений [8] изучаемая территория отнесена к Нижневартовскому району.

Куломзинская свита (берриас-валанжин) залегает в основании нижнемелового комплекса осадков, образованных в зонах перехода мелководного и глубоководного морского шельфа. Отложения представлены аргиллитами темно-серыми до черных, плотными, известковистыми с прослоями алевролитов мелко-крупнозернистых с глинисто-карбонатным цементом и песчаников кварц-полевошпатовых известковистых [9]. По литологическому составу выделяются три типа пачек: 1 (подачимовская) толщиной 8-20 метров – трансгрессивные глины темно-серые со слабо битуминозными прослоями. Фауна: *Hectoroceras sp.indet.*, *?Surites (?Borealites)sp.indet.*, *Neotollia sp.indet* [8]; 2 (ачимовская) – песчаники серые, с прослоями аргиллитоподобных глин, часто известковистые, линзообразные, мощностью до 70 м; 3 пачка относится к кровельной части свиты, характеризуется аргиллитоподобными глинами, темно-серыми, горизонтально- и волнистослоистыми, с редкими прослоями песчаных пластов. Толщина пачки до 200 метров. Фауна: *?Bodylevskites sp.juv.*, *Buchia ex gr.volgensis (Lah.)*,

B.keyserling(Tr.), Entolium nummulare Fisch., Oxytoma (Oxytoma)zakharovi Turb [8]. Мощность свиты уменьшается в восточном направлении примерно от 300 до 50 и менее метров [10].

Тарская свита (валанжин) представлена песчаниками (пласты Б₈–Б₁₂) серыми с буроватым оттенком, мелко- и среднезернистыми, плотными, слюдистыми, разделенными аргиллитом-алевролитовыми прослоями мелководно-морского шельфового генезиса. Толщина свиты 100–200 метров. Фауна: *Buchia cf.keyserlingi (Tr.) КФ: Globulina praelacrima*. С кровлей свиты связывают опорный сейсмогоризонт П^б.

Киялинская свита (валанжин-готерив-баррем) толщиной 400–685 метров, сложена глинами пестроцветными – кирпично-красными, реже зеленовато-серыми, жирными, пластичными, комковатыми, часто с прослоями алевролитов и песчаников зеленовато-серых, серых, известковистых. Пласты песчаников мощностью 5-15 м имеют подчиненное значение, не выдержаны по площади, что свойственно аллювиально-озерным обстановкам осадконакопления. В нижней части "*Corbiculidae*" *gen.indet.*, единичные фораминиферы. Остракоды: *Darwinula barabinskensis Mandelst., Cypridea consulta Mandelst., Rhinocypris fidis и Timiriasevia reticulata*. Флора: *Gleichenites sp., Sphnopteris, sp., Podozamites lanceolatus Z.et P.reinii Geyl., Pityophyllum nordenskioldii (Hr.)* [8].

Кровле киялинской свиты соответствует реперный сейсмический горизонт М.

Средний надгоризонт мелового периода слагают озерно-континентальные угленосные, лагунно-морские и мелководно-морские отложения покурской свиты (*К₁₋₂апт-альб-сеноман*), кровле которой соответствует IV опорный сейсмический горизонт (реперный Г).

Верхний надгоризонт сложен преимущественно морскими образованиями кузнецовской (*К₂турон*), ипатовской (*К₂коньяк-сантон*), славгородской (*К₂кампан*) и ганькинской (*К₂–Pg₁маастрихт*) свит.

Палеогеновый период кайнозоя, разделенный на три эпохи: *палеоцен* (талицкая свита, *P₁дат-танет*), *эоцен* (люлинворская (*P₂ипр-лютет*) и чеганская (*P₂бартон-приабон*) свиты) и *олигоцен* (некрасовская свита, *P₃рюпель*), со стратиграфическим несогласием перекрыт осадками неогена. Отложения представлены переслаиванием алевролитов, редко песчаников, глин и песков.

Подолу талицкой свиты, соответствующей началу кайнозоя, отражает V^a опорный сейсмический горизонт (реперный С).

1.2.2 Концепции формирования и строения неокома

Строение очень сложного в геологическом отношении нижнемелового нефтегазоносного комплекса (НГК), более полувека изучается многими учеными, которые считают Западно-Сибирский неокомский бассейн уникальным, а его отложения наиболее перспективными нефтепоисковыми объектами [1, 5, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 и др.].

До работ Ф.Г. Гурари (1959, 1962 гг.) существовало общепринятое мнение о синхронности границ куломзинской и тарской свит. Наумов А.Л. задавался вопросом "почему в хорошо разбуренных районах различных нефтегазоносных бассейнов всегда наблюдается огромное количество литологических ловушек, а на территории Западной Сибири в мощной толще морских и прибрежно-морских отложений не находится места зонам выклинивания пластов? Благодаря установлению возрастного скольжения тарской свиты этот вопрос нашел очень четкое объяснение – в разрезе имеется большое количество зон выклинивания и отсутствие их кажущееся из-за неправильного представления о синхронности границы между куломзинской и тарской свитами" [22]. Возрастное скольжение баженовской и выше лежащих свит, установленное в 1962 г. В.П. Маркевичем и Ф.Г. Гурари, принято в 1967 г. на Межведомственном стратиграфическом совещании, но сохранилась схема с горизонтальными, изохронными границами свит неокома [11].

В 1970 году Л.Я. Трушковой было показано, что песчаные пласты тарской, мегионской и вартовской свит ступенчато омолаживаются с юго-востока на северо-запад от низов валанжина до готерива, представляя кулисообразное залегание.

В 1971 году А.В. Гольберт представил вариант стратиграфической схемы неокома Среднего Приобья, на которой отметил, что кровля аргиллитов баженовской свиты и выше лежащие куломзинская и тарская свиты испытывают возрастное скольжение.

Т.М. Онищук (1972 г.) и М.Ю. Эрвье (1974 г.), изучая условия формирования неокомских отложений в пределах Нижневартковского свода, пришли к выводу, что продуктивные пласты неокома замещаются глинистыми породами морского типа в западном направлении.

А.Л. Наумов, обобщая геологические материалы Томской области [23], обратил внимание, что явление недокомпенсации, рассматриваемое в теоретическом плане, в практической деятельности не учитывается. В 1977 году опубликовал схему строения неокома (рис. 1.4), согласно которой морской бассейн Западной Сибири в берриас-валанжинское время представлял собой некомпенсированную впадину, постепенно заполнявшуюся обломочным материалом с юго-востока; ачимовские отложения формировались на склоне у подножия шельфа, медленно продвигаясь к центру бассейна; шельф имел региональный наклон к центру бассейна. Глубина кромки бассейна составляла около 200 м, дна бассейна – примерно 500 м.

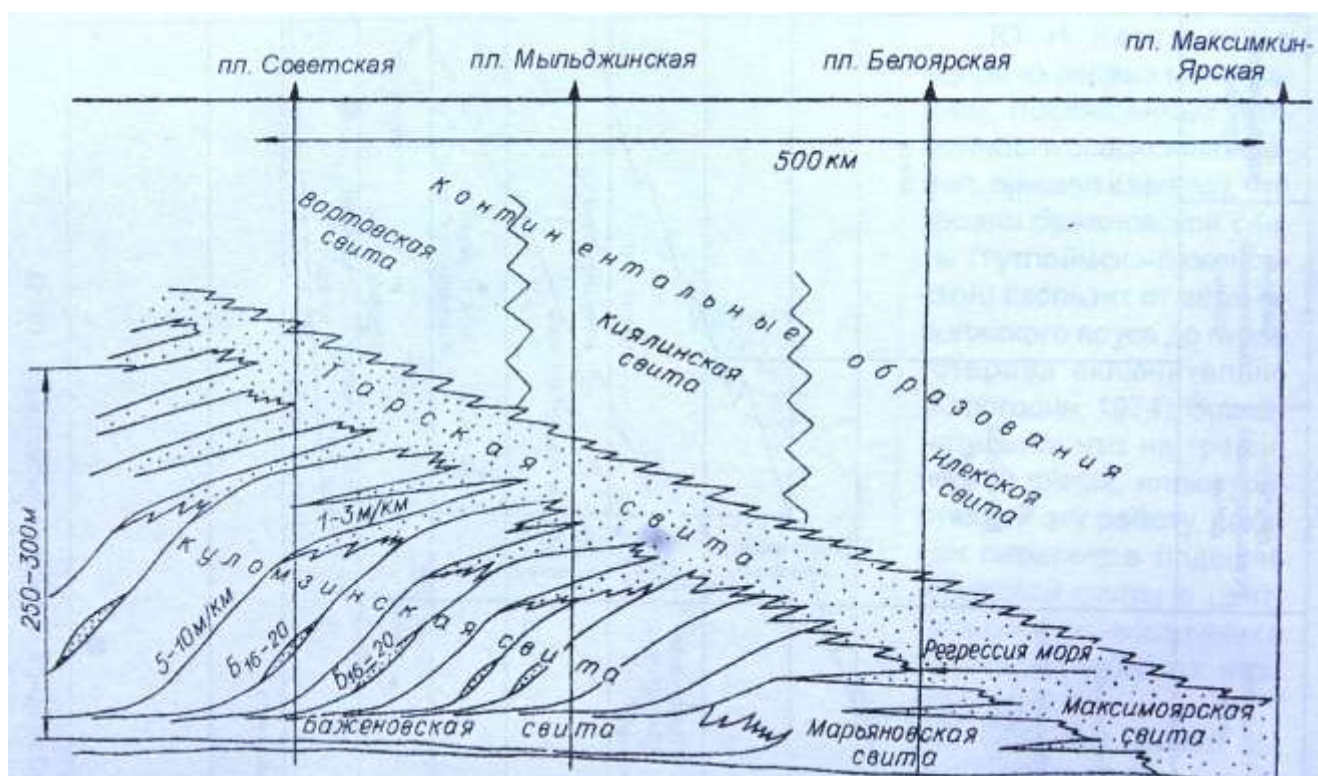


Рис. 1.4. Принципиальная схема формирования разреза верхнеюрско-валанжинских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины по А.Л. Наумову [10].

В настоящее время сотрудники института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, развивая идеи А.Л. Наумова, прослеживая эволюцию осадочного бассейна Западной Сибири (рис. 1.5а) разработали модель формирования терригенного заполнения неокомского бассейна (рис. 1.5б). "Наличие недокомпенсированной палеовпадины, неравномерный снос осадков с запада и востока и очень высокий темп осадконакопления предопределили клиноформный характер строения неокомского комплекса и его ассиметричное строение" [24].

Д.С. Кучерявенко и др. [25] определили, что значительное влияние на формирование депрессионных осадков в период накопления неокомских отложений оказывает морфология дна в совокупности с эвстатическими колебаниями уровня моря. На примере западного обрамления Повховского месторождения авторы создали модель формирования ачимовских отложений, включающую три этапа седиментации, смена которых связана с изменением уровня моря (рис. 1.6).

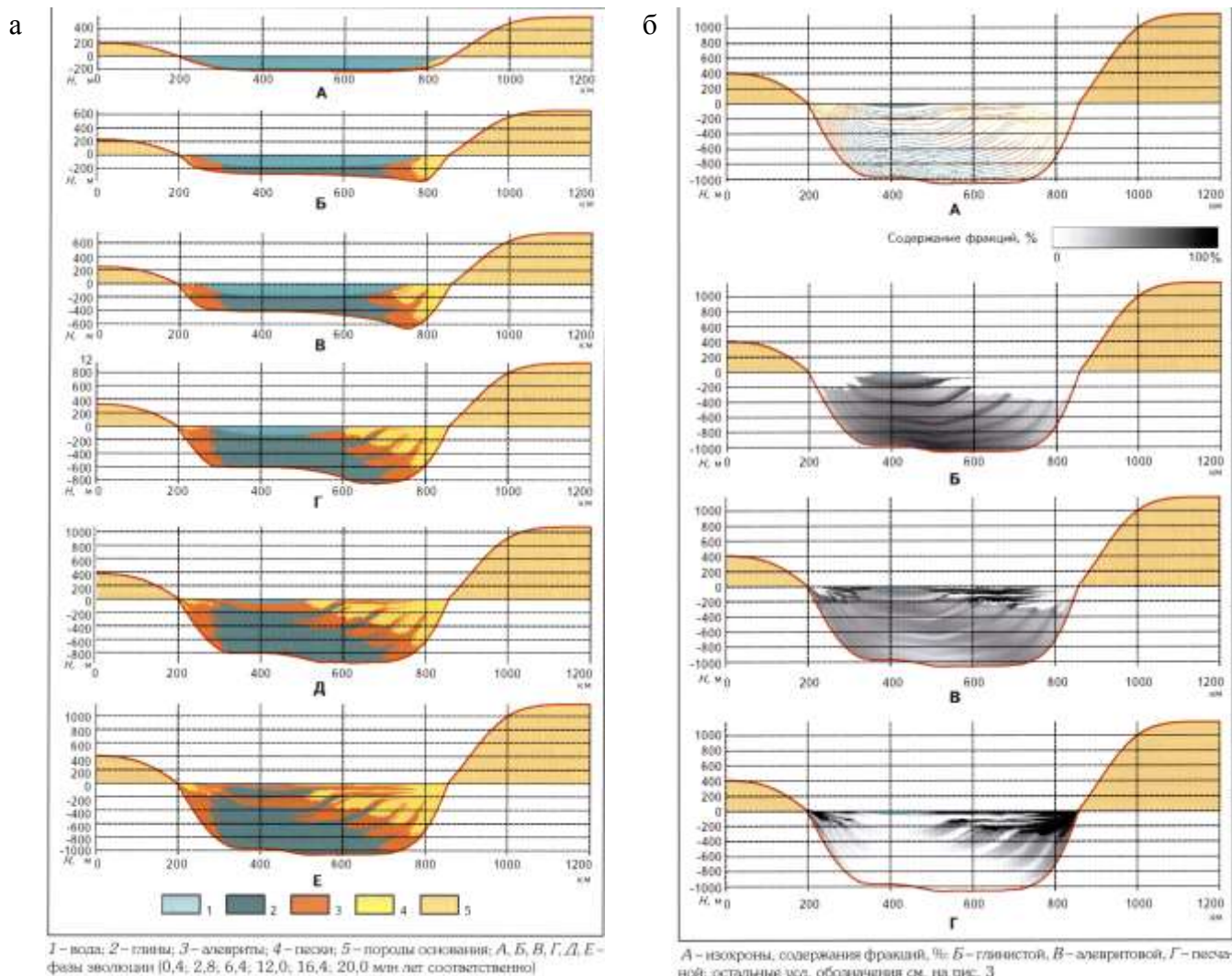


Рис. 1.5. Расчет эволюции осадочного бассейна (а) и стратиграфо-фациальная структура заполненного осадочного бассейна (б) по В.А. Конторовичу [24].

Сложное строение неокома обуславливает неоднозначную оценку палеособытий (климат, тектоника, эвстазия, фации и др.), стратификацию, индексацию, трактовку элементов, слагающих разрез [26]. Одни исследователи под клиноформами понимают тела, образованные в зоне аккумулятивного склона – в зоне перехода от мелководно-шельфовой области бассейна (ундаформы) к глубоководной недокомпенсированной впадине (фондоформе) [24], другие считают, что клиноформа содержит шельфовую (ундаформную), склоновую (собственно клиноформную) и депрессионную (фондоформную) части, ограничивается регионально-выдержанными глинистыми пачками [25, 27]; М.А. Захрямина, (следуя за Мельниковым Н.В. и Ухловой Г.Д) выделяет *седиментационный комплекс*, включающий в себя циклиты на мелководных участках и клиноформы на склонах и котловинах [28]. Н.Я. Кунин в составе клиноформ выделяет ундаформу, ортоклиноформу и фондоформу.

Ю.М. Карогадин целостную во времени формирования породно-слоевую систему клиновидной формы называет *клиноциклитом* [12, 29], где песчаные тела концентрируются в

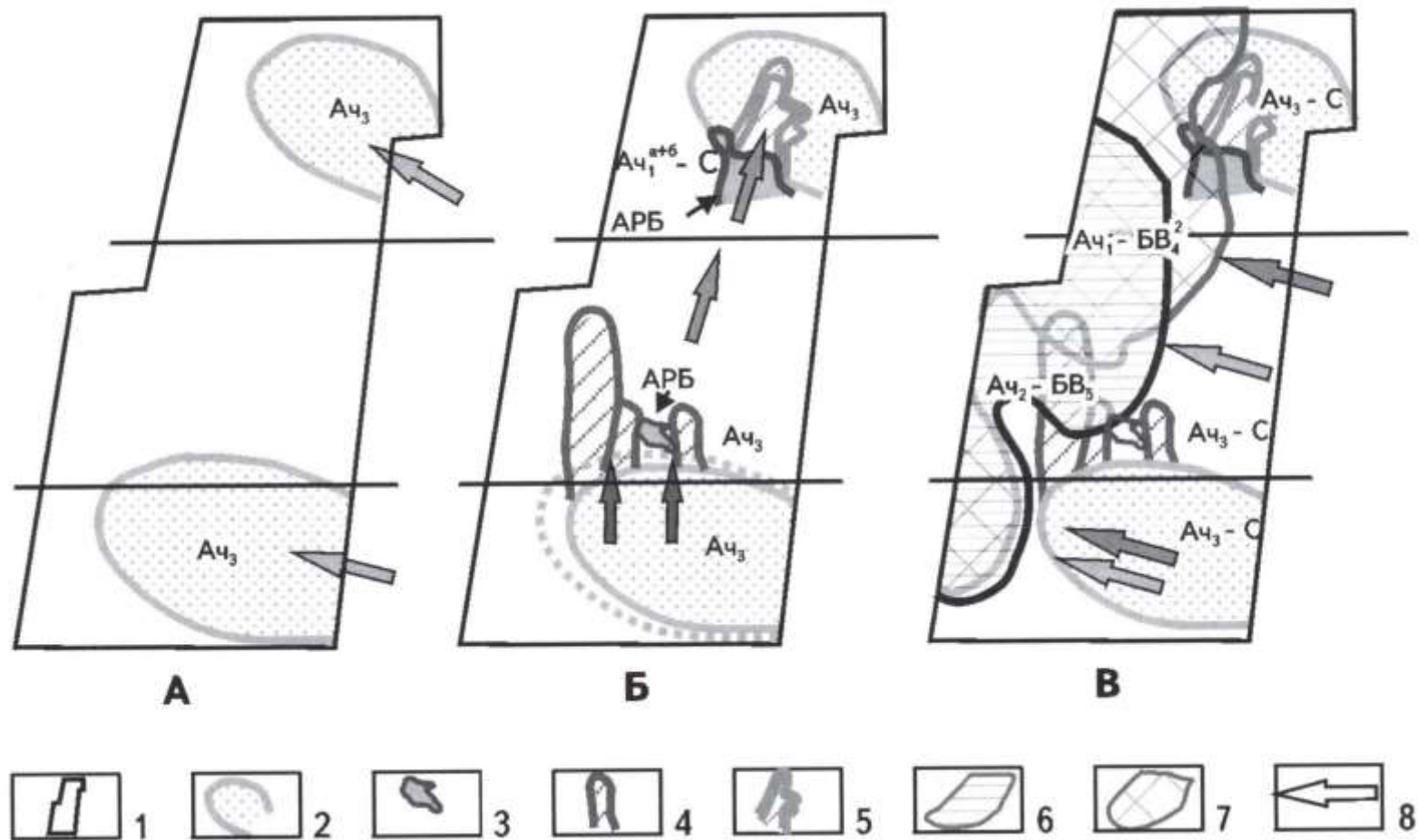


Рис. 1.6. Модель формирования ачимовских отложений по Д.С. Кучерявенко [25]. Этапы: **А** – формирования пластов $Aч_3$, **Б** – размыва южного конуса выноса пластов $Aч_3$; формирования аномального разреза баженовской свиты (АРБ), пластов $Aч_3$ в центральной и пласта $Aч_1^{a+b}$ в северной частях, **В** – формирования пластов $Aч_1 - BB_4^2$, $Aч_2 - BB_5$ северной области. 1 – район исследования; 2 – конуса выноса пластов $Aч_3$ (южная и северная зоны); 3 – область развития АРБ; области распространения пластов: 4 – $Aч_3$ в центральной зоне, 5 – I типа разреза, 6 – $Aч_2 - BB_5$, 7 – $Aч_1 - BB_4^2$; 8 – направление поступления обломочного материала.

верхней, регрессивной ее половине. В шельфовой (ундаформной) части клиноциклита песчаные тела, разделенные глинистыми пачками, выдержаны по мощности и площади распространения. За бровкой шельфа, в основании крутого склона и глубоководной части клиноциклита (фондоформе) песчаные тела имеют линзовидное строение (ачимовская толща) и кулисообразное залегание. Считая песчаные пласты ачимовской толщи возрастными глубоководными аналогами мелководных шельфовых пластов и горизонтов, предлагает сохранить за ачимовскими пластами индексацию шельфовых пластов и горизонтов с добавлением аббревиатуры Ач. Например, ачимовский пласт, возрастной аналог шельфового пласта BC_n^2 будет иметь обозначение Ач BC_n^2 и т.д (рис. 1.7).

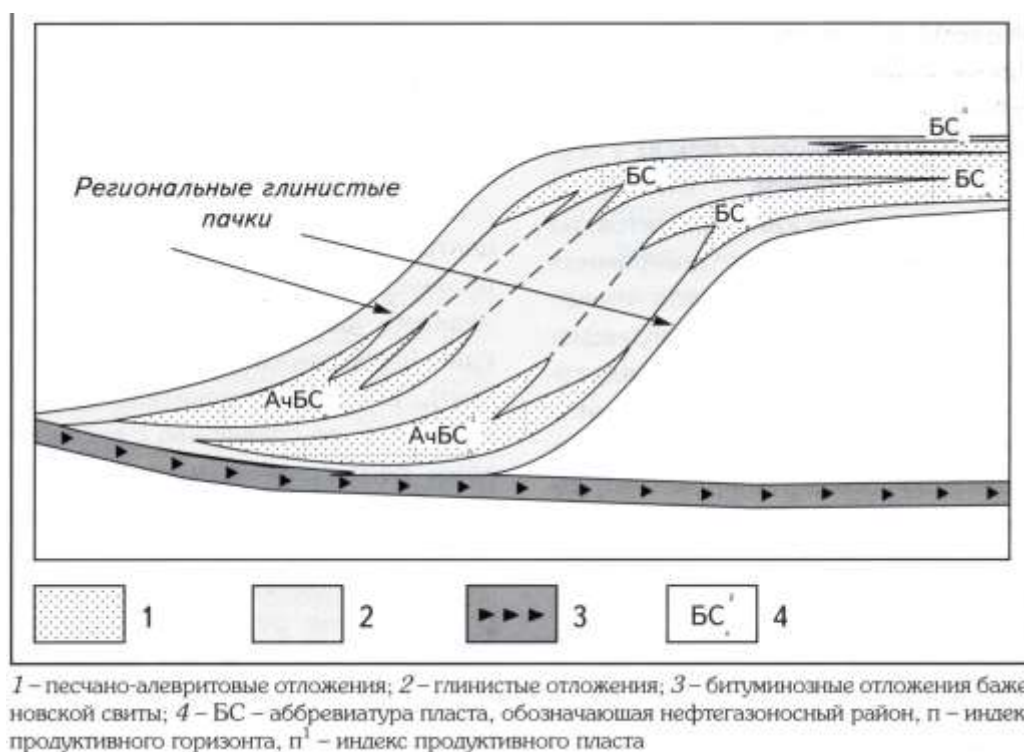


Рис. 1.7. Принципиальная схема предлагаемого варианта обозначения (номенклатуры и индексации) продуктивных шельфовых и ачимовских пластов и горизонтов неокомского комплекса Западной Сибири по Ю.М. Кародину [29].

В стратиграфическом кодексе 2006 г. впервые появился раздел посвященный сеймостратиграфии и введены такие определения как сейсмофациальный комплекс (СФК), клиноформа.

Бородкин В.Н. и Курчиков А.Р. [14, 16, 17], вслед за Ф.Г. Гурари, в зоне клиноформного строения неокома предлагают вместо свит выделять СФК, "включающие в прибрежно-мелководной части резервуары, в относительно глубоководной – изохронные клиноформные образования ачимовской толщи" (рис. 1.8). Каждый СФК называть по имени перекрывающих глинистых пачек, границы которых уверенно трассируются в разрезе и зачастую пересекают в

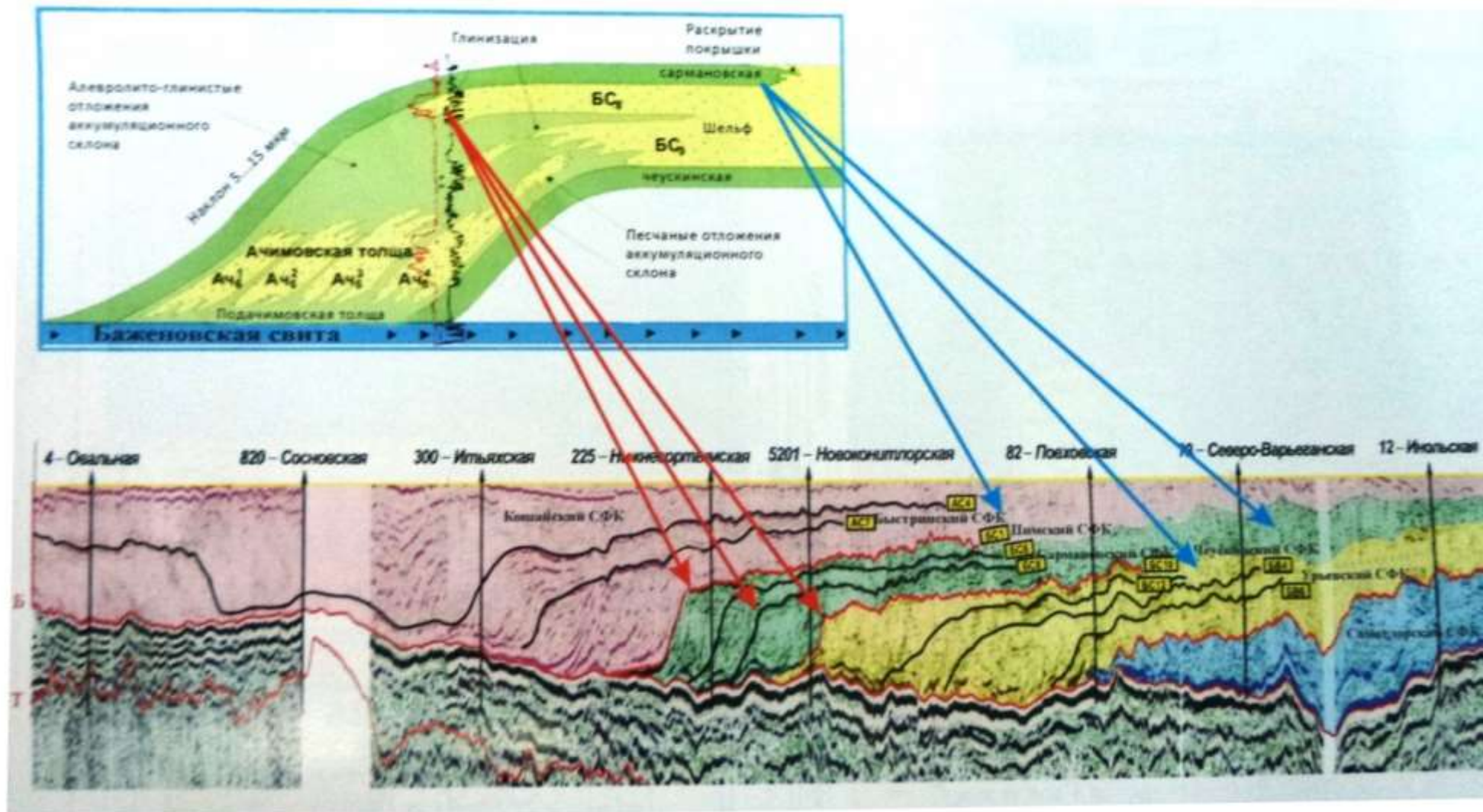


Рис. 1.8. Схема строения сейсмофациальных комплексов неокома Западной Сибири по В.Н. Бородкину [14]

плане границы нескольких свит.

Трушкова Л.Я., Игошкин В.П. рассматривают клиноформу (сейсмофациальную единицу разреза) в ранге *мегазоны*, которая состоит из трех частей: шельфовой (ундаформной), глинисто-песчаной, ритмично-слоистой склоновой, наиболее мощной, существенно глинистой и максимально глубоководной, насыщенной конусами выноса ачимовских песчаников (фондоформной) [19].

В отношении местоположения глинистых пачек, являющихся сейсмическими реперами неокома и маркирующих этапы трансгрессий, существуют разные мнения. Одни геологи считают, что "пачки (свиты, подсвиты) находятся в основании, точнее, в нижней половине клиноформ. Кровля глинистых пачек – это середина, а не начало клиноформ" [12, 29]. Л.Я.Трушкова: "Глинистые пачки фигурируют на официальной новой схеме как маркеры, а каждый такой маркер венчает клиноформу на территории ее развития в составе мелководно-морской шельфовой тарской свиты. Все маркеры привязаны к биостратиграфической шкале" [19, 30]. Границы седиментационного комплекса проводятся по глинистым пачкам, которые находятся в основании седиментационного комплекса [28].

Томские геологи [5] также считают, что пачки глин залегают в основании циклитов, характеризуются однородным глинистым составом и являются наиболее надежным репером первой категории.

Механизм образования кластических отложений на континентальном склоне установлен современной седиментологией [31] на основании экспериментальных данных и принципе актуализма, разработана концепция турбидитового потока. Турбидиты представляют собой отложения глубоководного конуса выноса, образуя передовую (фронтальную) и хвостовую (дистальную) зоны.

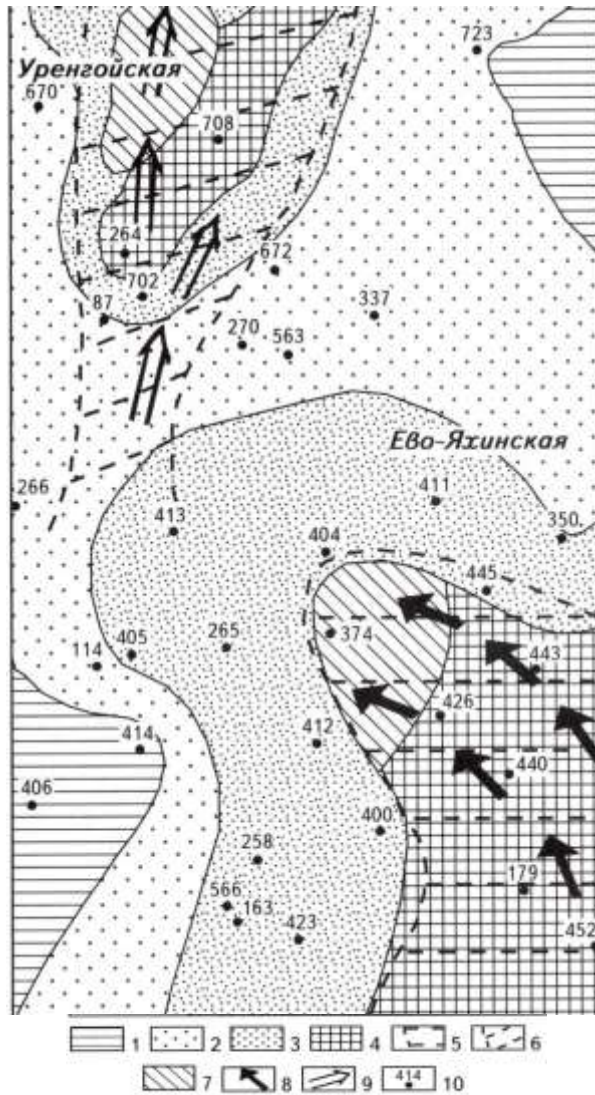
Представления о глубоководной, турбидитной модели ачимовской толщи в пределах территории месторождений Уренгойской группы излагались разными исследователями [16, 18, 32, 33].

Анализируя минералогический и гранулометрический состав, цементирующий материал обломочных пород, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) по керну и ГИС ряда сейсмофациальных комплексов неокома различных территорий, авторы [28, 29] выявили генетическую связь прибрежно-мелководной и относительно глубоководной клиноформной частей СФК.

По литолого-фациальным критериям группой авторов [15] проведен прогноз коллекторов ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны, где определены фациальные условия седиментации пласта Ач₃₋₄ (рис. 1.9а), типы разрезов турбидитной системы, построены

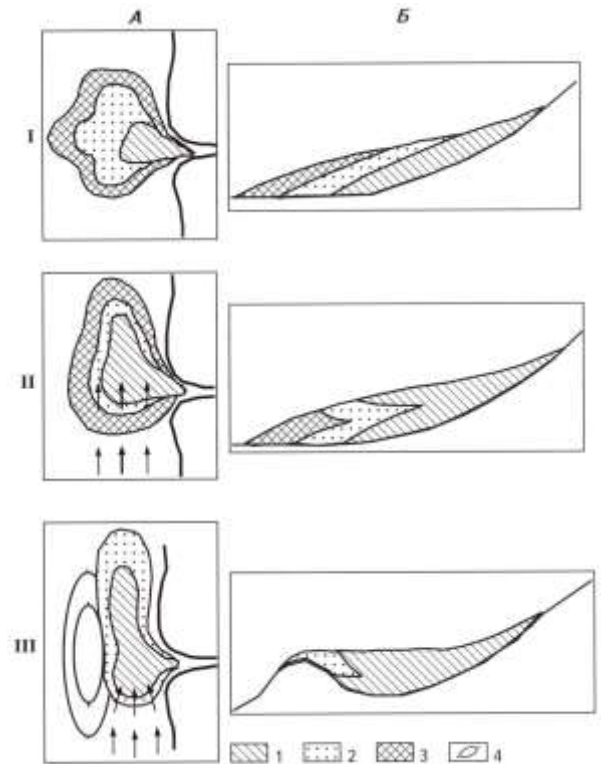
фациальные карты пластов Ач₃₋₄, Ач₅, и созданы модели размещения коллекторов в турбидитных отложениях (рис. 1.9б).

а



1 – застойные зоны, 2 – слабые донные или мутьевые течения, 3 – вдольсклоновые течения, 4 – сильные стоковые течения, 5 – подводный конус выноса, 6 – песчаный вал, 7 – зоны с улучшенными коллекторскими характеристиками, 8 – направление гравитационных течений, 9 – направление вдольсклоновых течений, 10 – скважина

б



Модели: I – общая, II – при проработке обломочного материала вдольсклоновыми течениями, III – то же в зонах топографических сужений; часть турбидитной системы: 1 – проксимальная (1-й тип разреза) соответствует зонам наилучших коллекторских характеристик, 2 – средняя (2-й тип разреза), 3 – дистальная (3-й тип разреза), 4 – приподнятый участок дна бассейна

Рис. 1.9. Схематическая карта по А.М. Брехунцову [15] фациальных условий седиментации пласта Ач₃₋₄ Восточно-Уренгойской зоны (а) и схематические модели (б) размещения коллекторов в турбидитах: А – план, Б – разрез.

1.2.3 Тектоника

Нюрольская мегавпадина, отрицательная структура I порядка, осложняющая южную часть Колтогорско-Нюрольского желоба, занимает площадь 20150 км² по оконтуривающей изогипсе - 2660 м отражающего сейсмогоризонта II^a, амплитуда 340 м. Мегадепрессия, включающая в себя четыре отрицательные (Кулан-Игайская и Тамрадская впадины, Осевой и Тамянский прогибы) и две положительные (Игольско-Таловое куполовидное поднятие (к.п.), Фестивальный вал) структуры III порядка, ограничена положительными структурами I порядка: на западе – Каймысовским сводом, северо-восточную часть контролирует Среднеvasюганский мегавал, юго-восточную – Северо-Межовская мегамоноклираль (рис. 1.10). Уточняя принципы и критерии классификации платформенных структур, при анализе геолого-геофизической информации юго-восточных районов Западной Сибири, В.А. Конторович [6] разработал новую классификацию тектонических элементов, ограниченные рамками настоящих исследований приведены в таблице 1.1.

Процесс образования депрессии более интенсивно проходил в берриас-аптское и альб-туронское время, когда опускание осевой части протекало скоростью 4,68 м/млн лет, а периферии – 5,86 м/млн лет. В результате прирост амплитуд составил соответственно 139 и 136 метров. Во время накопления кузнецовской свиты (*турон*) амплитуда палеодепрессии составляла 275 м. Продолжалось медленное погружение осевой части структуры, с момента накопления осадков покурской свиты амплитуда мегавпадины увеличивалась в среднем со скоростью 0,73 м/млн лет.

Погружение палеодепрессии относительно восточного и западного бортов происходило неравномерно. К туронскому веку превышение западного борта над наиболее погруженной частью мегавпадины составляло 270 м, относительно восточного – 140 метров. Погружение ее бортов происходило также неравномерно – в палеорельефе волжских отложений восточный борт был расположен гипсометрически ниже на 130 м, а в коньяк-кайнозойское время стал активно воздыматься над ее западным бортом, а также относительно дна депрессии.

В целом положительные структуры, обрамляющие Нюрольскую палеодепрессию, воздымались: Каймысовский свод в альб-туронское время со скоростью 4,09 м/млн лет, в берриас-аптское – 3,62 м/млн лет; несколько интенсивнее в ранний мел-туронское время "росли" Пудинское куполовидное поднятие, Чузикско-Чижапская мезоседловина и Лавровский мезовал; увеличение амплитуд структур, осложняющих Среднеvasюганский мегавал (в том числе Мыльдзинского к.п.), происходило со скоростью 2,11 м/млн лет.

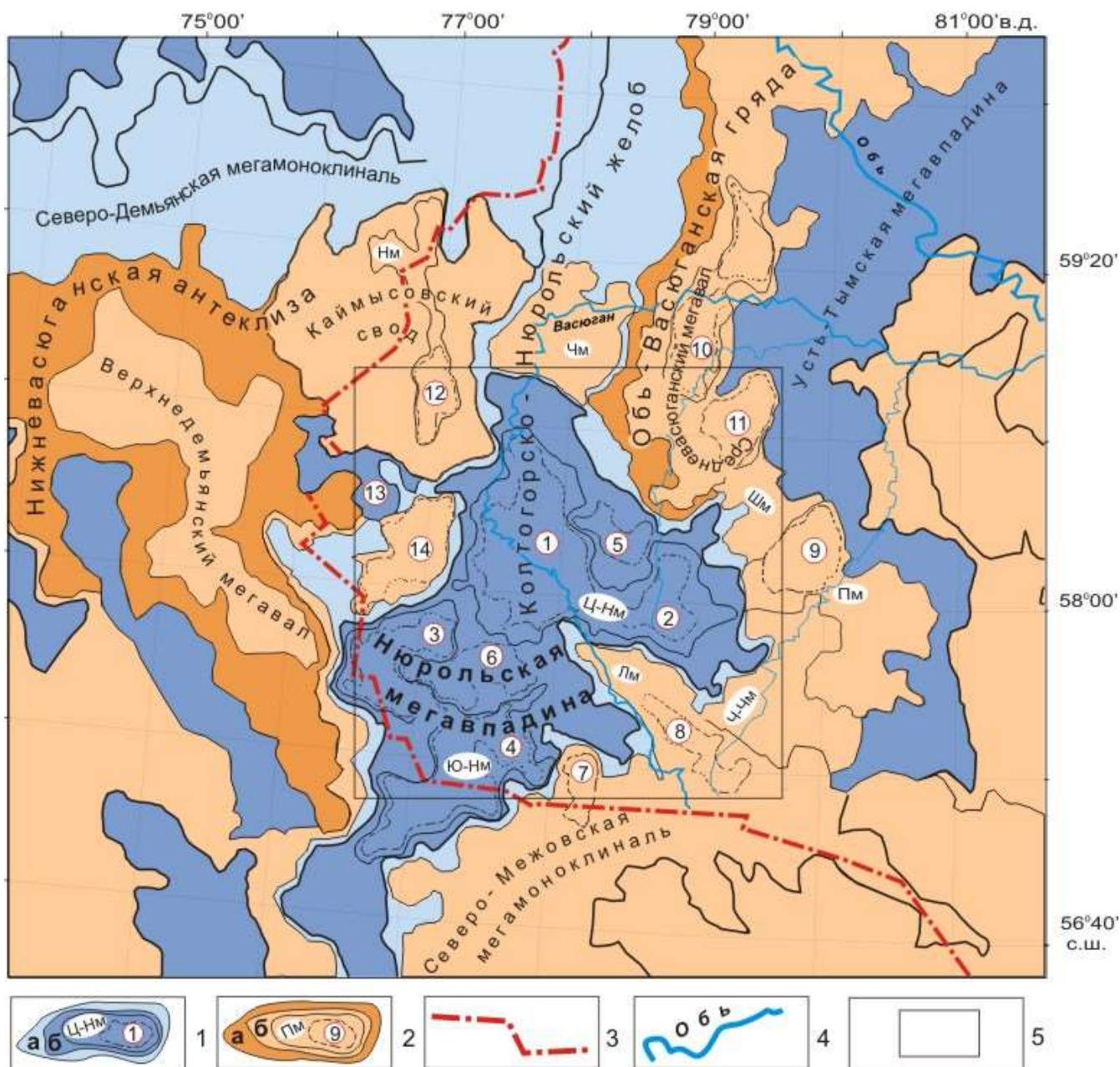


Рис. 1.10. Обзорная схема территории исследований (на основе тектонической карты юрского структурного яруса юго-востока ЗС [6]). **1** – отрицательные тектонические элементы: надпорядковые (а), I порядка (б), структуры II порядка и их условный индекс: Ц-Нм – Центрально-Нюрольская мезовпадина, Ю-Нм – Южно-Нюрольская мезовпадина; структуры III порядка и их условный номер: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осевои прогиб, 4 – Тамянский прогиб, 13 – Северо-Карандашовский врез; **2** – положительные тектонические элементы: надпорядковые (а), I порядка (б), структуры II порядка и их условный индекс: Нм – Нововасюганский мезовал, Пм – Пудинское мезоподняние, Лм – Лавровский мезовыступ, Чм – Черемшанская мезоседловина, Шм – Шингинская мезоседловина, Ч-Чм – Чузикско-Чижапская мезоседловина; структуры III порядка и их условный номер: 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие (к.п.), 7 – Зимнее к.п., 8 – Лавровский вал, 9 – Лугинецкое к.п., 10 – Новотевризский вал, 11 – Мыльдзинское к.п., 12 – Лонтынь-Яхский вал, 14 – Крапивинско-Моисеевское к.п.; **3** – граница Томской области; **4** – реки; **5** – контур настоящих исследований Нюрольской мезовпадины.

Таблица 1.1 Тектонические элементы Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления

Над-порядковые структуры	Структуры I порядка	Структуры II порядка (индекс структуры на рис. 1.10)	Структуры III порядка (номер структуры на рис. 1.10)	Приуроченность месторождений УВ (номер месторождения на рис. 1.12)	Принадлежность НГР			
1	2	3	4	5	6			
Колтогорско-Нюрольский желоб	Нюрольская мегавпадина	Центрально-Нюрольская мезовпадина (Ц-Нм)	Кулан-Игайская впадина (1)	Глуховское (20)	Нюрольско-Колтогорский			
			Тамрадская впадина (2)	Поньежовое (21)				
				Налимье (33)				
				Тамратское (26)				
		Южно-Нюрольская мезовпадина (Ю-Нм)	Осовой прогиб (3)	Западно-Карайское (23)				
			Тамянский прогиб (4)					
			Фестивальный вал (5)	Северо-Фестивальное (40)				
				Фестивальное (41)				
			Игольско-Таловое куполовидное поднятие (6)	Чворовое (13)				
				Федюшкинское (22)				
		Черемшанская мезоседловина (Чм)		Карайское (24)				
				Игольско-Таловое (25)				
				Южно-Черемшанское (1)				
		Среднемайское (46)						
Северо-Межовская мегамоноклиналь	Лавровский мезовыступ (Лм)	Зимнее куполовидное поднятие (7)	Еллейское (29)	Межовский				
			Лавровский вал (8)		Водораздельное (36)			
					Смоляное (37)			
		Чузикско-Чижапская мезоседловина (Ч-Чм)	Южно-Майское (28)		Пудинский			
			Кулгинское (30)					
			Майское (34)					
			Чагвинское (45)					
			Урманское (44)					
			Арчинское (43)					
			Нижнетабаганское (35)					
			Тамбаевское (38)					
			Широтное (39)					
			Южно-Тамбаевское (49)					
Обь-Васюганская гряда		Пудинское мезоподняtie (Пм)	Лугинецкое куполовидное поднятие (9)	Западно-Лугинецкое (27)	Пудинский			
		Шингинская мезоседловина (Шм)		Шингинское (32)				
	Средневасюганский мегавал			Новотевризский вал (10)	Западно-Ключевское (7)	Средневасюганский		
							Мыльджинское куполовидное поднятие (11)	Средненюрольское (4)
								Пуглалымское (5)
							Мыльджинское (3)	
Мыгинское (47)								
Южно-Мыльджинское (2)								
				Ключевское (6)				
				Верхнесалатское (14)				
				Глухаринское (48)				
				Колотушное (31)				
				Речное (42)				

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6
Нижневасюганская антеклиза	Каймысовский свод	Нововасюганский мезовал (Нм)	Лонтынь-Яхский вал (12)	Лонтынь-Яхское (8)	Каймысовский
				Поселковое (9)	
				Северо-Карасевское (10)	
				Карасевское (11)	
			Северо-Карандашовский врез (13)	Западно-Карасевское (12)	
				Двуреченское (15)	
			Крапивинско- Моисеевское куполовидное поднятие (14)	Западно-Моисеевское (16)	
				Моисеевское (17)	
				Крапивинское (18)	
				Тагайское (19)	

К юго-востоку от Средневасюганского мегавала находится Шингинская мезоседловина, которая является зоной сочленения как положительных (Средневасюганского мегавала и Пудинского мезоподнятия), так и отрицательных (Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин) структур. В волжском веке контрастного прогиба (в структурном плане доюрского основания), разделяющего Мыльджинское и Лугинецкое куполовидные поднятия, не существовало.

В современном структурном плане доюрского основания Шингинская мезоседловина находится на 200 м ниже Мыльджинского и на 400 м ниже Лугинецкого к.п., следовательно, до раннего палеоцена Лугинецкое и Мыльджинское к.п. располагались примерно на одинаковых с Шингинской мезоседловиной отметках. В качестве самостоятельного элемента Шингинская мезоседловина начала обособляться в позднем палеоцене, когда активное погружение зоны сочленения Средневасюганского мегавала и Пудинского мезовала формировало прогиб между положительными структурами. В этот процесс погружения было вовлечено и Мыльджинское куполовидное поднятие [6].

1.2.4 Нефтегазоносность

Разведанные запасы нефти шельфового комплекса некома сконцентрированы в центральной зоне мегабассейна (рис. 1.11), залежи ачимовского подкомплекса открыты практически на всей территории, за исключением юго-восточной.

Согласно нефтегазогеологическому районированию исследуемый район охватывает две нефтегазоносные области: Каймысовскую, объединяющую Каймысовский, Нюрольско-Колтогорский и Демьянский нефтегазоносные районы и Васюганскую НГО (Средневасюганский, Межовский, Пудинский НГР). Основная часть территории исследования относится к Каймысовской НГО (см. рис. 1.2).

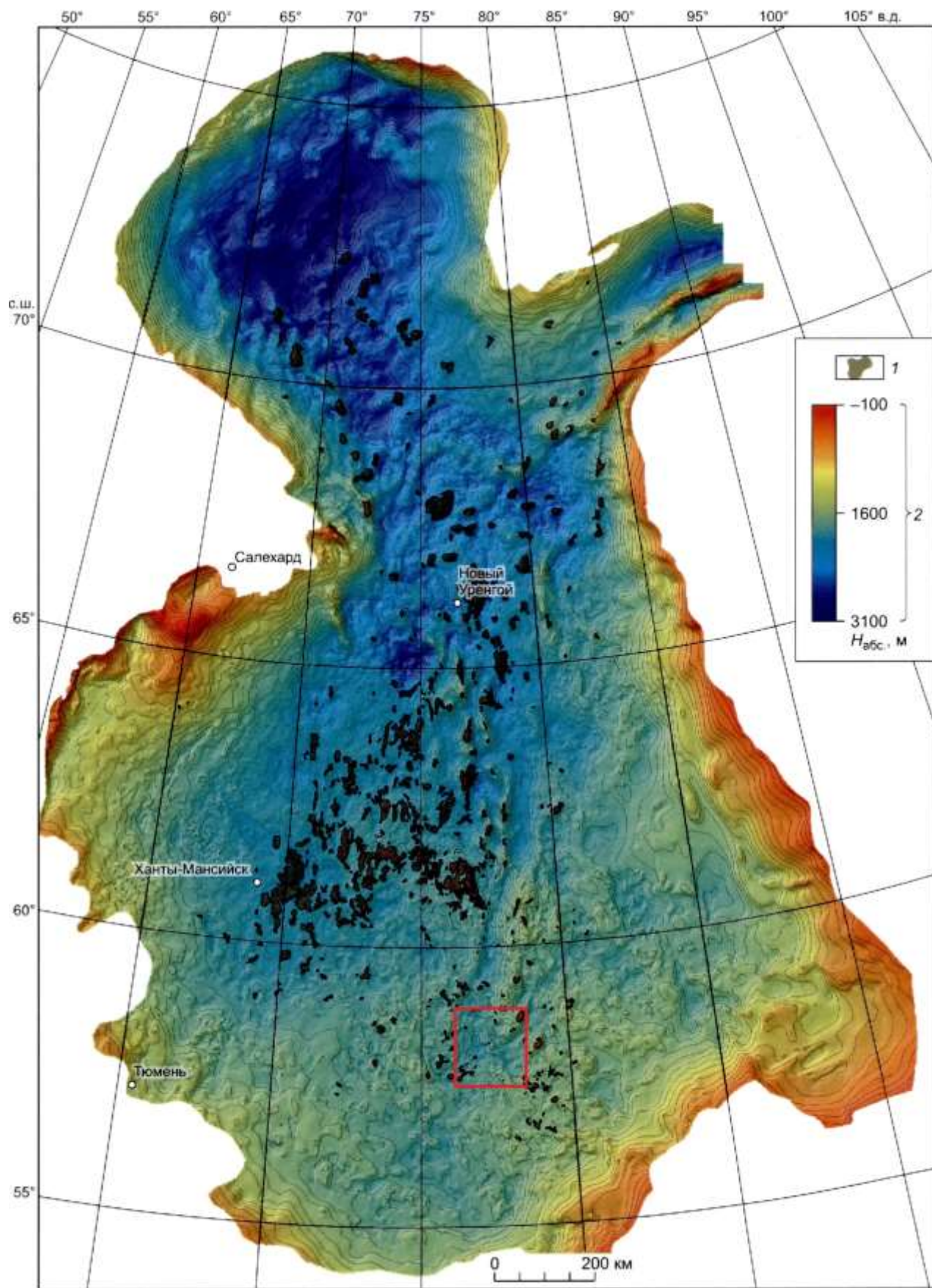


Рис. 1.11. Нефтегазоносность неокомского НГК Западно-Сибирского бассейна (на основе структурной карты по отражающему сейсмогоризонту М по Брехунцову А.М. [1]). 1 – залежи УВ в неокомских отложениях; 2 – шкала глубин залегания кровли неокомских отложений. Красный контур – территория наших исследований.

Залежи углеводородов (УВ) располагаются в доюрском, нижнеюрском, среднеюрском, верхнеюрском и меловом комплексах, в пределах которых открыто 49 месторождений (рис. 1.12). Характеристика месторождений приводится в таблице 1.2.

Для палеозойских, средне- и нижнеюрских резервуаров основной генерирующей толщей является тогурская свита (J_1t_1), содержащая рассеянное органическое вещество (РОВ) гумусового и смешанного типа. В Нюрольской мегавпадине свита распространяется ограниченно в пониженных формах рельефа (см. рис. 1.12), выклиниваясь заливообразно на положительных структурах и выступах кристаллического фундамента.

Региональный генерационный потенциал определяется достаточно высоким (до 10%) содержанием Сорг и катагенетической преобразованностью РОВ градаций $МК_1^1$ - $МК_1^2$ [34, 35].

Нижнеюрский НГК содержит пласты $Ю_{17-16}$ урманской (J_1h-p) и $Ю_{15}$ салатской ($J_1t_2-J_2a_1$) свит, залежи в которых связаны с ловушками структурно-литологического и тектонически экранированного типа [6]. Урманская свита формируется в геттанг-плинсбахское время [7] и соответствует началу формирования осадочного чехла. В случае редуцирования отложений базального горизонта $Ю_{17}$, на фундаменте накапливалась верхнеурманская подсвита (пласт $Ю_{16}$). В случае полного выклинивания урманских отложений с породами фундамента контактируют образования салатской свиты, песчаные разности которой выделены в пласт $Ю_{15}$. Нередко, пласты $Ю_{15}$ и $Ю_{16}$ объединяются, образуя единую гидродинамическую залежь.

Среднеюрский НГК формировался в аален-байос-батское время в объеме салатской и тюменской свит, в которых выделяется серия пластов ($Ю_{14-2}$), разделенных глинисто-углистыми пачками.

Верхнеюрский НГК объединяет отложения келловей-титонского возраста в объеме васюганской, георгиевской и баженовской свит. Васюганская свита, сформированная в прибрежно-морских условиях по литологическому составу разделена на нижнюю (существенно глинистую) и верхнюю подсвиты.

Верхневасюганская подсвита содержит регионально-нефтегазоносный горизонт $Ю_1$, полный разрез которого включает 4–5 песчаных пластов. Условия регрессивного и трансгрессивного циклов седиментогенеза позволяют выделить в ее составе три толщи – подугольную, надугольную и межугольную [5].

Подугольная толща накапливалась в регрессивный цикл, представлена песчаными пластами $Ю_1^4$ и $Ю_1^3$, на ряде площадей эти пласты объединены в единую песчаную толщу $Ю_1^{4-3}$. Месторождения, связанные с этим объектом, выделены на Каймысовском своде (Поселковое, Моисеевское) и Средневасюганском мегавале (Ключевское, Средневасюганское, Южно-Мыльджинское).

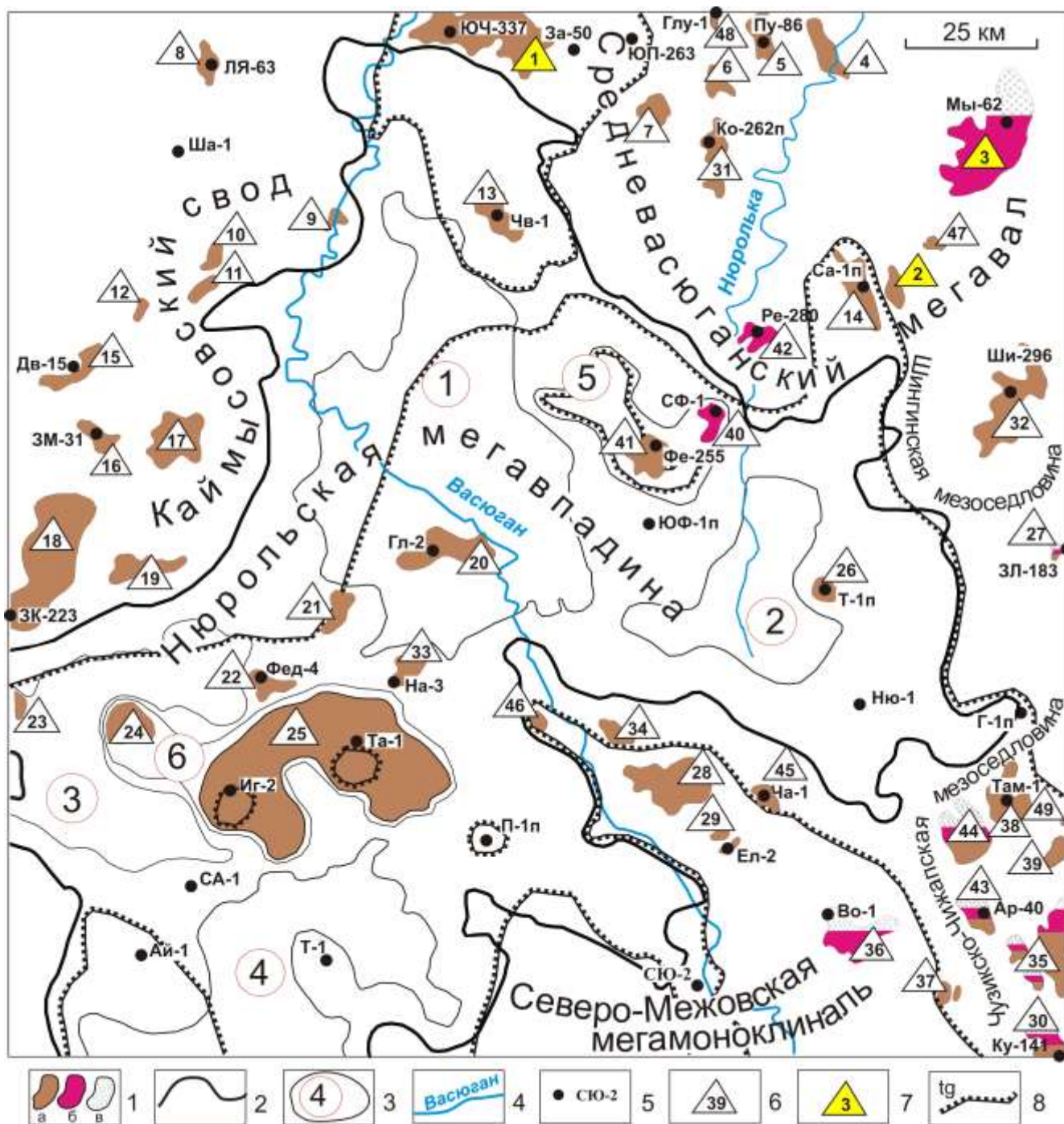


Рис. 1.12. Схема нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины на основе [6]. 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее условный индекс; 6 – условный номер месторождения, 7 – месторождения с залежами в неокоме; 8 – граница распространения тогурской свиты. Структуры: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осевой прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие.

Таблица 1.2 Характеристика месторождений Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления

Месторождение	Условный номер (на рис. 1.12)	НГК	Фазовое состояние	Продуктивный горизонт (пласты)
1	2	3	4	5
Южно-Черемшанское	1	Меловой	Нефть	A ₂₋₇ , A ₉ , B ₀ , B ₄₋₁₀ , B ₁₂₋₁₃
		Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Южно-Мыльдзинское	2	Меловой	Нефть	B ₉₋₁₃
		Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹⁻⁴
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₂
Мыльдзинское	3	Меловой	Газоконденсат	B ₁₆₋₂₀ (Ач), B ₉₋₁₀ , A ₃
		Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁ ³⁻⁴
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₂ ¹
Средненюрольское	4	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ^М , Ю ₁ ³⁻⁴
Пуглалымское	5	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Ключевское	6	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Западно-Ключевское	7	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹⁻³
Лонтынь-Яхское	8	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Поселковое	9	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Северо-Карасевское	10	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Карасевское	11	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Западно-Карасевское	12	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹⁻²
Чворовое	13	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹⁻²
Верхнесалатское	14	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹⁻⁵
Двуреченское	15	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Западно-Моисеевское	16	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Моисеевское	17	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Крапивинское	18	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ²⁻³
Тагайское	19	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Глуховское	20	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹
Поньжевое	21	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ³
Федюшкинское	22	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₀ , Ю ₁
Западно-Карайское	23	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹⁻⁴ ,
		Среднеюрский	Нефть, газ	Ю _{4,6}
Карайское	24	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ²
Игольско-Таловое	25	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ²
Тамратское	26	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹⁻²
Западно-Лугинецкое	27	Верхнеюрский	Нефть, газоконденсат	Ю ₁ ¹⁻²
Южно-Майское	28	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₅
Еллейское	29	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Кулгинское	30	Верхнеюрский	Нефть, газоконденсат	Ю ₁ ¹⁻²
Колотушное	31	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁
Шингинское	32	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Налимье	33	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Майское	34	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
		Нижнеюрский	Нефть+газ	Ю ₁₆₋₁₅
Нижнетабаганское	35	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₃
		Среднеюрский	Газ	Ю ₅
		Палеозойский	Нефть	M, M ₁₋₁₀
Водораздельное	36	Среднеюрский	Газ, конденсат	Ю ₇
Смоляное	37	Среднеюрский	Нефть	Ю ₄
Тамбаевское	38	Палеозойский	Нефть	PZ

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5
Широтное	39	Среднеюрский	Нефть	Ю ₁₃
Северо-Фестивальное	40	Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₆
		Палеозойский	Нефть, газ	М
Фестивальное	41	Среднеюрский	Нефть	Ю ₁₃
		Палеозойский	Нефть	М
Речное	42	Палеозойский	Газоконденсат	М ₁
Арчинское	43	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁ ¹
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₁₄
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₅
		Палеозойский	Нефть	М ₁
Урманское	44	Среднеюрский	Нефть	Ю _{7,14}
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₅
		Палеозойский	Нефтегазо-конденсат	М, М ₁
Чагвинское	45	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Среднемайское	46	Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₄₋₁₅
Мыгинское	47	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Глухариное	48	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Южно-Тамбаевская	49	Палеозойский	Нефть	М, М ₁

В надугольной толще выделяют пласты Ю₁²⁻¹, формирование которых происходило в прибрежно-континентальной (Карасевское, Северо-Карасевское) и прибрежно-морской обстановках (Тагайское, Крапивинское, Игольско-Таловое, Карайское, Федюшкинское). Коллектора надугольной толщи обладают более высокими фильтрационно-емкостными свойствами, чем подугольной. Межугольная толща территориально ограничена, скопления нефти и газа незначительны и приурочены к руслам палеорек, выявлены на Мыльджинской и Нижнетабаганской площадях.

В пределах территории исследований открыты средние по запасам Игольско-Таловое нефтяное и Мыльджинское газоконденсатное месторождения, остальные отнесены к мелким.

Для *верхнеюрских и меловых резервуаров* основным источником углеводородов является сапропелевый тип РОВ *баженовской свиты* (J_{3v}) [27, 34, 35]. Высокий генерационный потенциал этих отложений обусловлен повсеместным распространением их в пределах исследуемой территории мощностью от 8 до 41 м, содержанием органического углерода до 12 % и катагенетическим преобразованием градаций МК₁¹–МК₁².

Отложения *мелового НГК* юго-восточной части Западно-Сибирской бассейна изучены менее детально, чем в его центральной и северной частях. В Томской области более доступными для извлечения УВ оказались верхнеюрские залежи, отложения неокома исследовались, в лучшем случае, попутно.

А.Л. Наумов первым начал детальное исследование нефтегазоносности неокомских отложений в Томской области. Обобщая геологические материалы [22], заметил, что при уверенной корреляции и использовании синхронных границ намечаются целые районы с

однозначной в определенном направлении тектонической перестройкой. Особенно ярко это выражено в районе Ключевской площади. Здесь по линиям Ключевская–Пуглалымская, Средненюрольская–Усть-Пуглалымская и Ключевская–Гужихинская в восточном направлении мощность отложений куломзинской свиты закономерно увеличивается, а суммарная мощность отложений тарской и киялинской свит остается постоянной или даже уменьшается. При анализе полученных данных был сделан вывод, что дело не в тектонической перестройке, а в первичном повсеместном наклоне морского дна. Схематические карты на конец нижневаланжинского времени для Лугинецкой и Мыльджинской площадей показали превышение первичного уклона морского дна 1 метр на 1 пог. км в западном направлении.

Изучая геотермическую характеристику мезокайнозойского чехла, по замерам пластовых температур и обобщениям геотермического градиента (ОГГ) А.Л. Наумовым отмечалось, что "зона разломов в Колтогорском мегапрогибе по температурам пласта Ю₁ отражения не находит. Температурные аномалии в пласте Ю₁ могут указывать на увеличение интенсивности глубинного теплового потока (результат тепловой проводимости разломов или близости теплопроводных пород фундамента)".

С 1991 года планомерные исследования неокомских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты с позиций седиментационно-стратиграфического анализа материалов ГИС, с привлечением сейсморазведочных данных МОГТ, позволили сотрудникам ТО СНИИГГиМС [10, 36] создать зонально-региональную модель строения верхнеюрско-нижнемелового разреза. В Томской области с востока на запад выделен ряд палеогеоморфологических обстановок осадконакопления: континентальная, прибрежно-морская, мелководно-шельфовая, склоновая и депрессионная. Мелководно-морские осадки шельфа называют ундаформной частью неокома, отложения склона шельфа – клиноформной, подножия склона – фондоформной (рис. 1.13).

Клиноформный комплекс характеризуется косослоистой сейсмофацией, шельфовый – переменнно-амплитудной субпараллельной [6].

Учитывая косослоистую модель строения неокомских отложений, на территории Томской области выделено 10 циклитов субмеридионального простирания, черепицеобразно накладывающихся друг на друга. Названия циклитам присвоены по месту нахождения депоцентров их склоновых частей, каждому соответствует своя группа шельфовых пластов (от более древних к молодым): Пайдугинский (Пдг), с шельфовой группой пластов БП₅, Парабельский (Прб) БП₄; Пудинский (Пд) БП₃; Нюрольский (Нр) БП₂; Казанский (Кз) БП₁; Назинский (Нз) БА₃; Вахский (Вх) БА₂; Столбовой (Ст) БА₁; Лонтынь-Яхский (Л-Ях) БВ₁₂ и Первомайский (Прв) БВ₁₁, ачимовские отложения, соответствующие группе шельфовых пластов БВ₁₀ Сороминского циклита размещаются на тюменских землях.

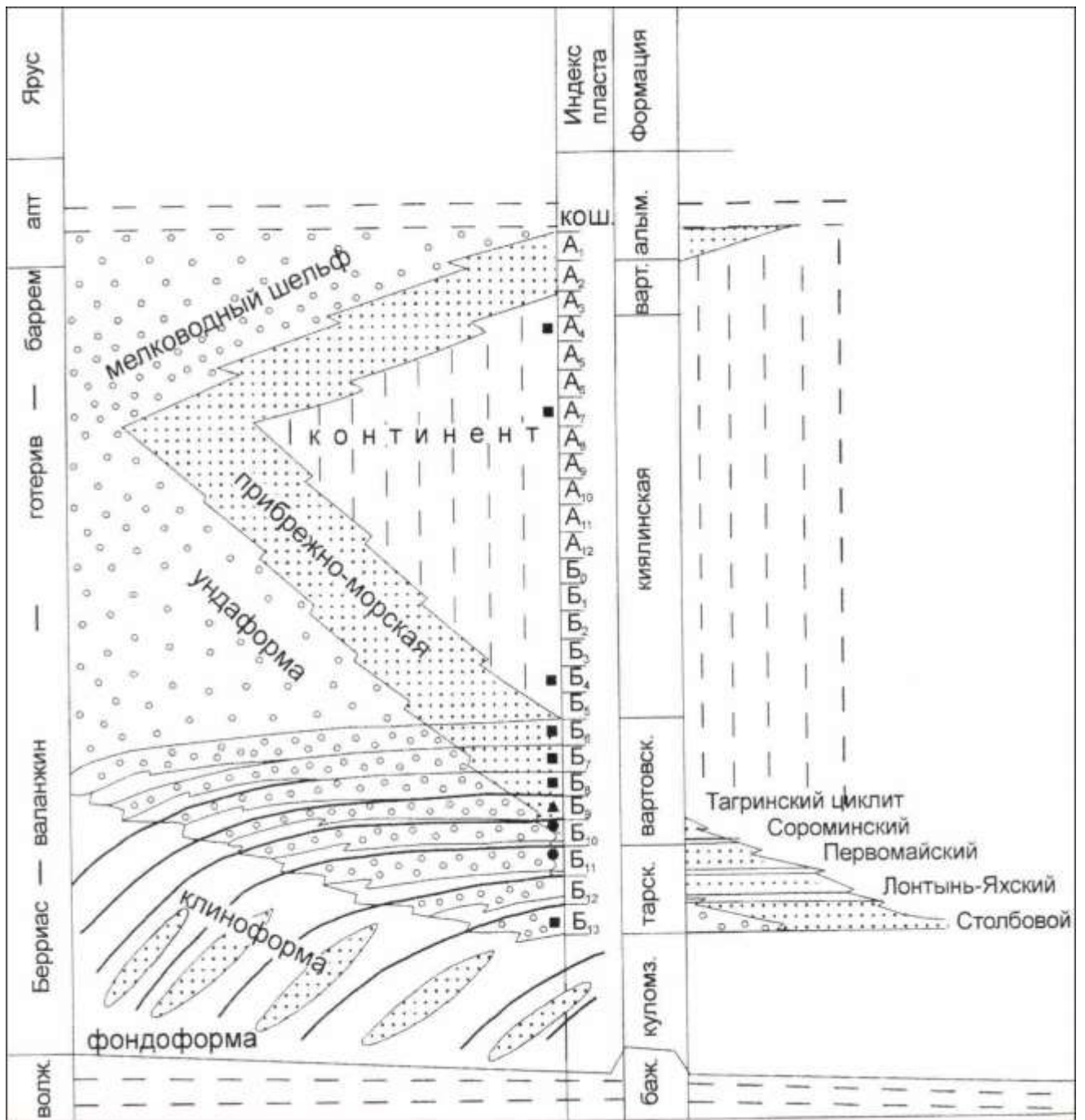


Рис. 1.13. Принципиальная схема строения нижнемеловых отложений (Южно-Черемшанское месторождение) по Е.Е. Даненбергу [5].

В нефтегазоносном отношении выделяются три типа резервуаров наиболее перспективных обстановок осадконакопления: клиноформные и фондоформные – ачимовский резервуар (пласты Б₁₆₋₂₀), переходные – зоны бровки шельфа (пласты Б₁₃₋₁₅) и полого залегающие ундаформные – шельфовый резервуар (пласты Б₈₋₁₂) [5]. В ачимовских резервуарах циклитов прогнозируются ловушки преимущественно литологического и структурно-литологического типов; в зонах бровок шельфа наиболее вероятны ловушки структурно-литологического типа; в шельфовых отложениях чаще формируются структурные ловушки.

К мелководно-морским шельфовым пластам Вахского и Назинского циклитов приурочены газоконденсатные и нефтяные залежи Южно-Мыльджинского, Гураринского, Соболиного месторождений, к ачимовским – Вахского и Пионерского. В ачимовских образованиях Нюрольского циклита открыты газоконденсатные залежи Мыльджинского месторождения. На Южно-Черемшанском месторождении нефти продуктивны отложения бровки шельфа Столбового и Вахского циклитов.

При детальном исследовании Каймысовского свода и прилегающих территорий группой авторов [37] на основе геологических, палеонтологических, палинологических и геофизических материалов была разработана методика корреляции нижних пластов куломзинской свиты и построена региональная карта зон выклинивания шельфовых пластов (рис. 1.14).

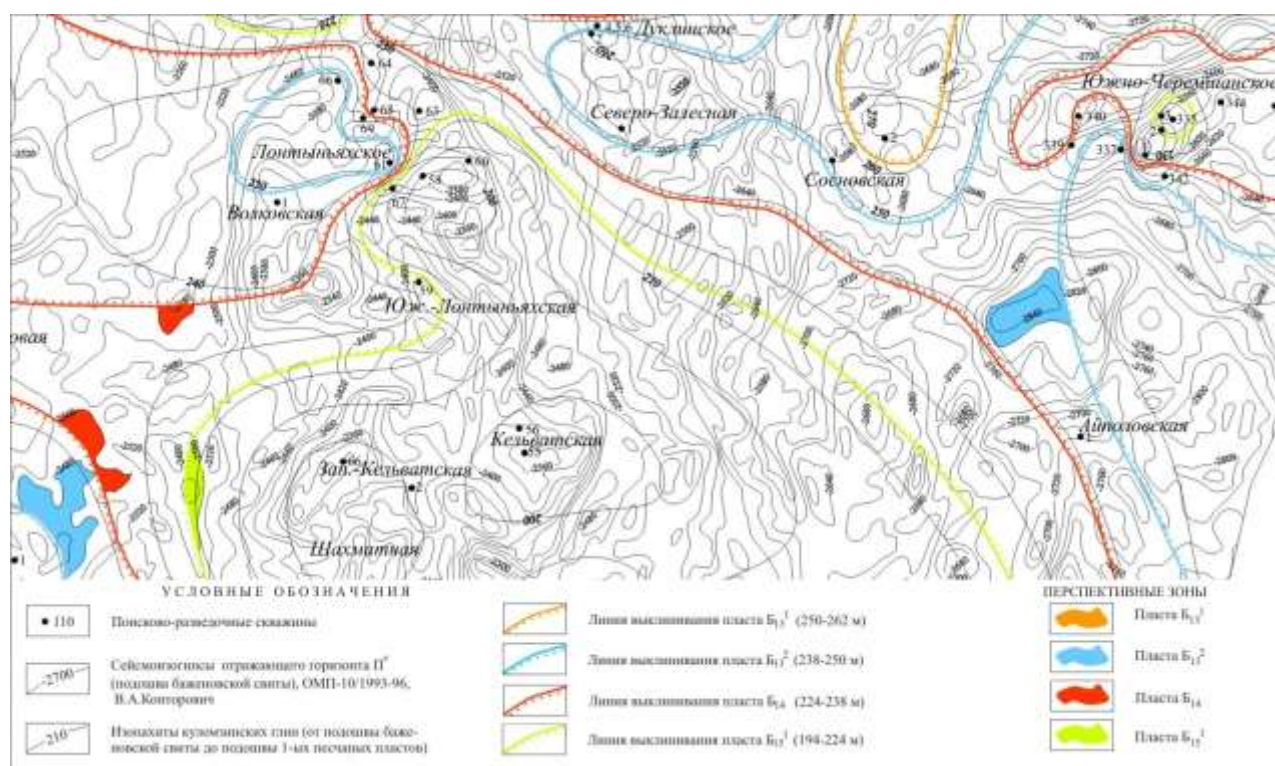


Рис.1.14. Фрагмент схематической карты развития нижних шельфовых пластов неокотских отложений Каймысовского свода и прилегающих территорий по В.Н. Ростовцеву [37]

Авторы предложили индексировать нижние шельфовые пласты в зависимости от расположения их на структурах I порядка, например BK_{15}^1 – на Каймысовском своде, BN_{15}^1 – в Нюрольской впадине и т.д., поскольку песчано-алевролитовые пласты располагаются на одном стратиграфическом уровне, но при этом имеют разный литологический состав.

Сотрудники Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН [38], на базе комплексной интерпретации сейсморазведки, глубокого бурения и материалов

ГИС (рис. 1.15) провели анализ истории тектонического развития южных частей Каймысовского свода и Ньюрольской мегавпадины.

Изучая влияние мезозойско-кайнозойских тектонических процессов на формирование залежей углеводородов, установили, что "Отсутствие молодых разрывных нарушений и наличие экранирующей толщи глинистых осадков куломзинской свиты, залегающих на баженовской свите, предопределило пассивность процессов вертикальной миграции УВ вверх по разрезу и, как следствие, отсутствие в этом районе залежей УВ, связанных с меловым резервуаром".

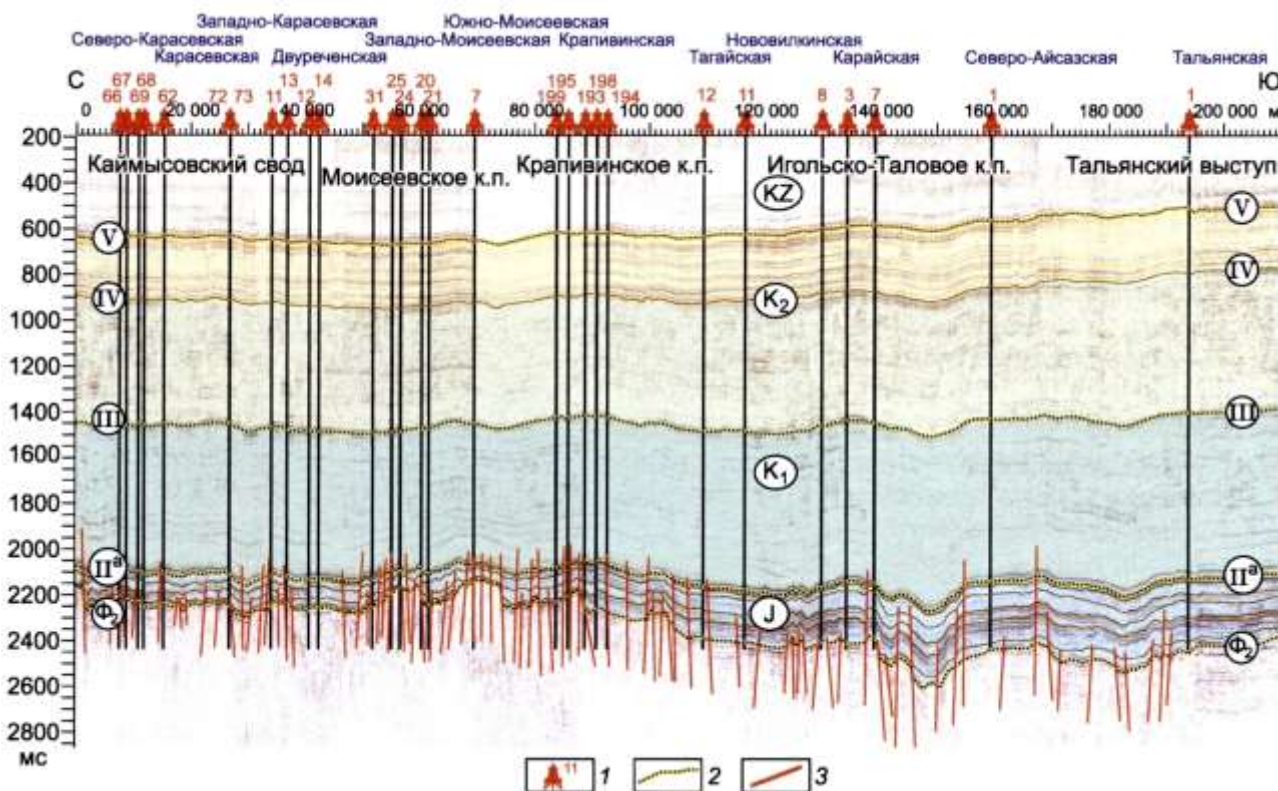


Рис. 1.15. Сводный временной разрез по линии профилей пересекающих Ньюрольскую мегавпадину в широтном направлении по В.А. Конторовичу [38]. 1 – скважины поисковые и разведочные; 2 – отражающие горизонты; 3 – разрывные нарушения.

Учеными ОАО ТомскНИПИнефть ВНК [39] проведены исследования по оценке уровня зрелости органического вещества разными параметрами. Было отмечено, что взаимосвязь отражательной способности витринита и того или иного молекулярного параметра зависит от многих факторов: типа исходных биопродуцентов и условий их fossilization, литологического состава минеральной матрицы, термической эволюции бассейна осадконакопления. Результаты показали изменения многих молекулярных параметров состава экстрактов при переходе от одной площади к другой, но они не всегда изменяются в соответствии с глубиной залегания, которая предопределяет пластовую температуру и уровень термической зрелости ОВ.

1.3 Выводы

1. Строение очень сложного в геологическом отношении нижнемелового НГК более полувека изучается многими учеными, которые считают Западно-Сибирский неокомский бассейн уникальным. Проведенные исследования показали, что наиболее изучена центральная часть, где продуктивными являются неокомские отложения. В юго-восточной части бассейна разрабатываются в основном залежи верхнеюрского НГК, меловые отложения изучаются попутно, а значит недостаточно для выявления новых объектов. Кроме этого, заложение поисковых и поисково-оценочных скважин определяется, как правило, положительными формами рельефа, что не позволяет выявлять ловушки неструктурного типа.

2. Сложное строение неокома обуславливает неоднозначную оценку палеособытий, стратификацию, индексацию, местоположение элементов клиноформы и маркирующих глинистых пачек. Различные методы изучения неокома вызывают различные оценки перспектив нефтегазоносности.

3. На сегодняшний день исследование территории проведено лишь на региональном уровне. В пределах неокомского НГК открыто всего три месторождения, территории которых изучены много детальнее.

4. В связи с выше перечисленными факторами необходимо более детальное изучение геологического строения и нефтегазоносности неокомских отложений Нюрольской мегавпадины с выдачей рекомендаций по проведению первоочередных геологоразведочных работ.

2 МЕТОДЫ И СОСТОЯНИЕ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Добыча нефти из меловых отложений в Томской области составляет около 20 % общей добычи при небольшом количестве залежей УВ [40]. Открытие новых залежей в меловом НГК может существенно увеличить ресурсы и запасы углеводородного сырья. Для планирования поисковых работ на какой-либо территории необходимо на базе имеющейся геолого-геофизической информации и научных исследований оценить потенциальные ресурсы углеводородного сырья исследуемой территории и выделить наиболее перспективные участки.

Усовершенствованный за последние десятилетия спектр количественных методов оценки нефтегазгеологических объектов разной степени изученности отражен в новой редакции "Методического руководства по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России" [41], что помогает на современной основе обобщать накопленную геолого-геофизическую информацию и проводить количественную оценку ресурсов углеводородов.

Основной метод оценки потенциальных ресурсов УВ в России – сравнительный геологический анализ оцениваемого объекта с аналогичным хорошо изученным геологическим объектом, где оценены запасы. Граница эталонного участка (ЭУ) проводится по общеизвестному принципу выделения нефтесборных площадей. Расчетные участки (РУ), подлежащие количественной оценке перспектив нефтегазоносности должны быть достаточно изучены с точки зрения геологических критериев (тектонические, литолого-стратиграфические, фациальные, геохимические, гидрогеологические) нефтегазоносности.

Появление новых требований к содержанию и детальности оценки структуры ресурсов, новой геолого-геофизической информации, учет современного состояния запасов УВ промышленных категорий и совершенствование методик явились причиной для переоценки в 2000 году начальных ресурсов углеводородов и количественной оценки перспектив нефтегазоносности Томской области с распределением ресурсов по лицензионным участкам. ***Работа проведена авторским коллективом ИГНГ СО РАН и Томского геологического комитета*** с использованием автоматизированной системы, позволяющей на любом заданном участке оцениваемой территории получить оценку и структуру ресурсов, дифференцируя их по фазовому состоянию и стратиграфическим комплексам [42].

Поскольку в природе практически не существует идентичных объектов, поэтому оценка носит вероятностный характер. Использование статистических методов при прогнозе перспектив нефтегазоносности позволяет получить распределение вероятностей для оцениваемых величин и представить достоверность оценки количественно в виде указания интервалов возможного изменения оцениваемой величины при заданных доверительных

уровнях. Сложности возникают, когда исходной информации не достаточно для применения статистических методов. Функции распределения вероятностей при расчете участков мелового и верхнеюрского НГК получались на основе соответствующих распределений оценок начальных геологических ресурсов УВ методами имитационного статистического моделирования.

Высокая информативность верхнеюрского НГК позволяет использовать два альтернативных метода оценки величины начальных геологических ресурсов УВ. В качестве основного авторами [42] был выбран метод внутренних геологических аналогий с использованием аппарата регрессионного анализа. Сформированная для ЭУ матрица прогностических параметров содержит более 40 различных характеристик, описывающих структурно-морфологическое и гипсометрическое положение объектов, содержание и катагенез органического вещества в нефтепроизводящих породах, свойства коллекторов и флюидоупоров и т.д. Высокие корреляционные зависимости между частью параметров позволяют построить множество похожих по своим свойствам моделей.

Полученная оценка и дифференциация ее по площади контролировалась методикой анализа условных вероятностей получения положительного результата при испытаниях в верхнеюрском НГК. Здесь построение вероятностной и интервальной оценки облегчалось тем, что для каждого индивидуального участка она получается стандартными способами при использовании соответствующего уравнения регрессии. При доверительной вероятности 0.95 оценка начальных геологических ресурсов УВ верхнеюрского НГК находится в интервале 2766 – 3353 млн.т УУВ, с наиболее вероятным значением 3056 млн.т УУВ. Высокая изученность верхнеюрского комплекса позволила принимать коэффициенты извлечения и параметры дифференциации по типам флюидов для расчетных участков по наиболее близким эталонам.

Оценку мелового НГК осложнило ограниченное количество статистического материала. Несмотря на то, что отложения мела вскрывались на полную мощность, часто объекты не испытывались или опоиcкование проводилось попутно с верхнеюрскими, многие выведены из бурения с отрицательным результатом. Разведанные скопления УВ распределены по оцениваемой территории таким образом, что невозможно было выделить какой-либо эталон, соответствующий требованиям "Методического руководства...".

В этих условиях авторам [42] удалось установить значимую корреляцию логарифма размеров меловой залежи со средней гипсометрической отметкой подошвы кошайской пачки и логарифмом площади нефтегазосбора:

$$\ln(\theta) = -11.6 - 0.0089 * N_{kosh} + 2.6 * \ln(S_{sbor}); \quad R = 0.78; \quad \sigma_{\ln\theta} = 0,965, \text{ где}$$

θ - запасы в млн.т УУВ, N_{kosh} – отметка подошвы кошайской пачки, S_{sbor} – площадь нефтегазосбора, R – коэффициент множественной корреляции, $\sigma_{\ln\theta}$ – остаточное стандартное

отклонение.

На примере верхнеюрского комплекса была установлена связь размеров скоплений на участке со средней плотностью ресурсов. Экстраполируя эти зависимости на меловой комплекс, авторы перешли от структурной карты по подошве кошайской пачки и карты площадей нефтегазосбора к карте плотностей ресурсов. После соответствующей корректировки в зонах уже выявленных скоплений, была оценена величина начальных геологических ресурсов УВ – 1195 млн. т УУВ из интервала распределения 920–1500 млн. т УУВ, при уровне доверительной вероятности 0.95. Итоговым документом представлена карта с плотностью осредненных ресурсов в пределах НГР (рис. 2.1).

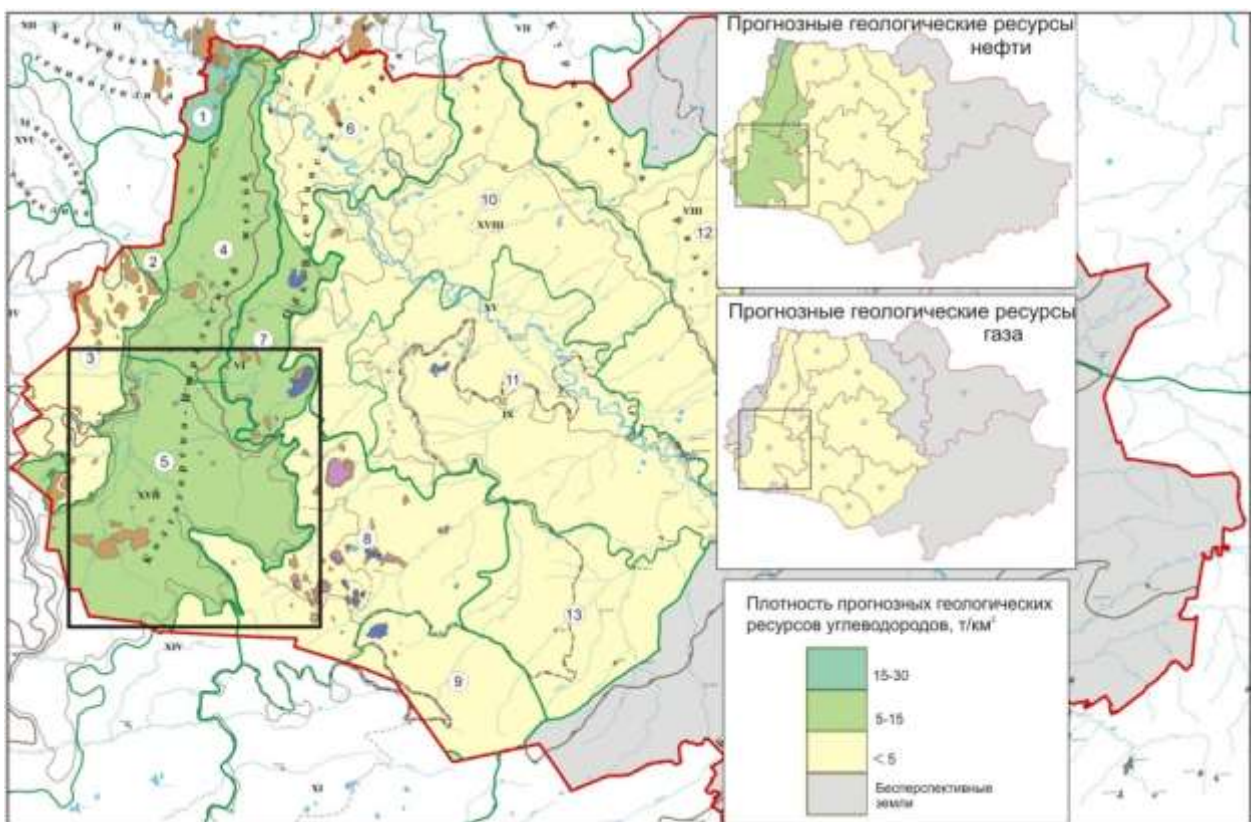


Рис. 2.1. Карта прогнозных геологических ресурсов углеводородов мелового НГК Томской области по А.Э. Конторовичу и Л.М. Бурштейну, 2001 [42]. Черным контуром выделена территория настоящих исследований – Ньюрольская мегавпадина.

В пределах исследуемой территории карта иллюстрирует очень низкую плотность прогнозных ресурсов газа ($< 5 \text{ т/км}^2$) и только две градации плотности прогнозных геологических ресурсов нефти. Авторы отмечают, что при анализе структуры ресурсов Томской области, полученной по результатам пересчета, возникает ряд вопросов, на которые не удалось найти ответы. Например: "При достаточно высокой степени изученности территории Томской области сейсморазведкой и глубоким бурением около 66% ресурсов нефти и 75% ресурсов газа отнесены к категории прогнозных. Означает ли это, что до сих пор

геологоразведочные работы велись неэффективно и что делать дальше, чтобы локализовать такое большое количество ресурсов?"

Для обеспечения воспроизводства и роста добычи углеводородного сырья Томской области *сотрудниками ТФ ФГУП «СНИИГГиМС»* [3] был проведен мониторинг геологической изученности, состояния ресурсной базы юго-востока Западно-Сибирской плиты и темпов ее освоения, создан цифровой банк данных, проведен статистический анализ, в том числе состояния ресурсной базы углеводородов.

При оценке перспектив нефтегазоносности для определения начальных суммарных ресурсов углеводородов Западно-Сибирской плиты был выбран метод внутренних геологических аналогий (МВА).

Применяемые разновидности этого метода значимо зависят от количества эталонных участков. Если количество ЭУ невелико, совокупности оцениваемых с их помощью расчетных участков ограничены, то для оценки каждого расчетного участка плотность ресурсов УВ выбранного эталонного участка (q^3_s) умножается на коэффициент аналогии k_a , отражающий степень сходства перспектив нефтегазоносности эталонного и расчетного участков. Поправочный коэффициент за каждый критерий нефтегазоносности (структурно-тектонический, лито-фациальный и др.) определяется отношением среднего значения определенного критерия на РУ к среднему значению этого критерия на ЭУ.

Суммарные ресурсы УВ в пределах отдельно взятого расчетного участка оцениваются путем произведения плотности ресурсов на площадь участка.

Анализ гидрогеологических показателей был использован для оценки изолированности друг от друга оцениваемых нефтегазоносных комплексов.

Авторы [3] отметили перспективность мезо-кайнозойских отложений в юго-восточной части Западной Сибири и освоенность ее менее чем на 50 %. К первоочередным объектам для поисков УВ отнесены зоны сочленения крупных положительных и отрицательных структур, а несовершенство геофизических исследований в скважинах рекомендуется преодолеть за счет внедрения новых методов прогнозирования разреза. Подобные исследования позволяют оперативно и наглядно определять слабые и сильные стороны процесса недропользования и регулировать геологическое изучение недр на научной основе.

Сотрудники Сибирского научно-аналитического центра [43] также считают необходимым планомерный мониторинг состояния геологических моделей нефтегазоносных комплексов, детализацию моделей с привлечением всего объема научно-аналитической базы на новых уровнях знаний и технических возможностей обработки данных. Отмечают, что при сравнении оцениваемого и эталонного объектов внимание уделяется в основном геологическому строению, в меньшей степени учитываются генерационные возможности

нефтегазопроизводящих отложений в пределах исследуемого объекта. Однако, при допущении полного сходства геологического строения, *без учета степени зрелости органического вещества, оцениваемый объект может оказаться неперспективным.*

Методика оценки потенциальных ресурсов углеводородов путем моделирования количества генерации, миграции и аккумуляции УВ в ловушках не аналогичного, а самого оцениваемого геологического объекта предложена С.Г. Неручевым и С.В. Смирновым [44].

Основой для проведения работ является комплект структурных карт изучаемого объекта, распространение и мощность выявленных нефтегазоматеринских отложений; содержание, тип и степень зрелости исходного органического вещества; распространение и мощность коллекторов. Знание генетического типа ОВ, концентрации Сорг, степени катагенеза ОВ в изучаемых нефтематеринских породах и их мощности дает возможность определить плотность генерации нефти и газа. По свидетельству геохимических данных основная часть эмигрирующих из нефтематеринских пород нефтяных УВ, примерно 2/3, поступает в выше залегающий коллектор, меньшая часть (1/3) – в ниже залегающий коллектор.

На основе оценки генерационных возможностей нефтегазопроизводящих отложений баженовской свиты были локализованы прогнозные ресурсы нефтей в пределах южной части Нюрольской мегавпадины [45]. Проведенные палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование позволили закартировать очаг генерации нефтей баженовского типа (рис. 2.2), получить количественную оценку времени начала их интенсивной генерации и выполнить ранжирование локальных структур *верхнеюрских отложений* Игольско-Талового поднятия и Тамянского прогиба. Научная работа проведена только в пределах небольшого района, входящего в состав территории настоящих исследований. Эта научная работа, в которой на основе построенной модели глубинного теплового потока восстановлена термическая история материнских отложений и по геотемпературному критерию выделены очаги генерации нефти. В других работах геотермиков [46–49] выполняются, в основном, реконструкции изменения фундаментального геодинамического параметра – теплового потока через земную поверхность и расчеты температурного режима осадочно-вулканогенных и магматических комплексов.

Для оценки потенциальных ресурсов УВ при определенных допущениях рекомендуется [50] ***метод гидрогеохимического районирования*** объектов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (рис. 2.3).

Методика основана на проведении анализа сходства пластовых вод по нефтегазоносным районам, по удаленности от залежей УВ и по другим группам гидрогеохимических данных, опираясь на общие геологические критерии, с использованием математической статистики. Эффективность работ подтвердилась сопоставлением с материалами нефтегазового

районирования, с результатами экспертных оценок на региональном уровне, а также анализом свойств "клиноформенных нефтегазоносных резервуаров неокомских отложений" [50]. Авторы считают, что кластеризация гидрогеохимических данных в комплексе с литологией осадочных пород, условиями преобразования ОВ, миграции и аккумуляции УВ предоставляет дополнительные возможности для изучения взаимосвязи геологических процессов.

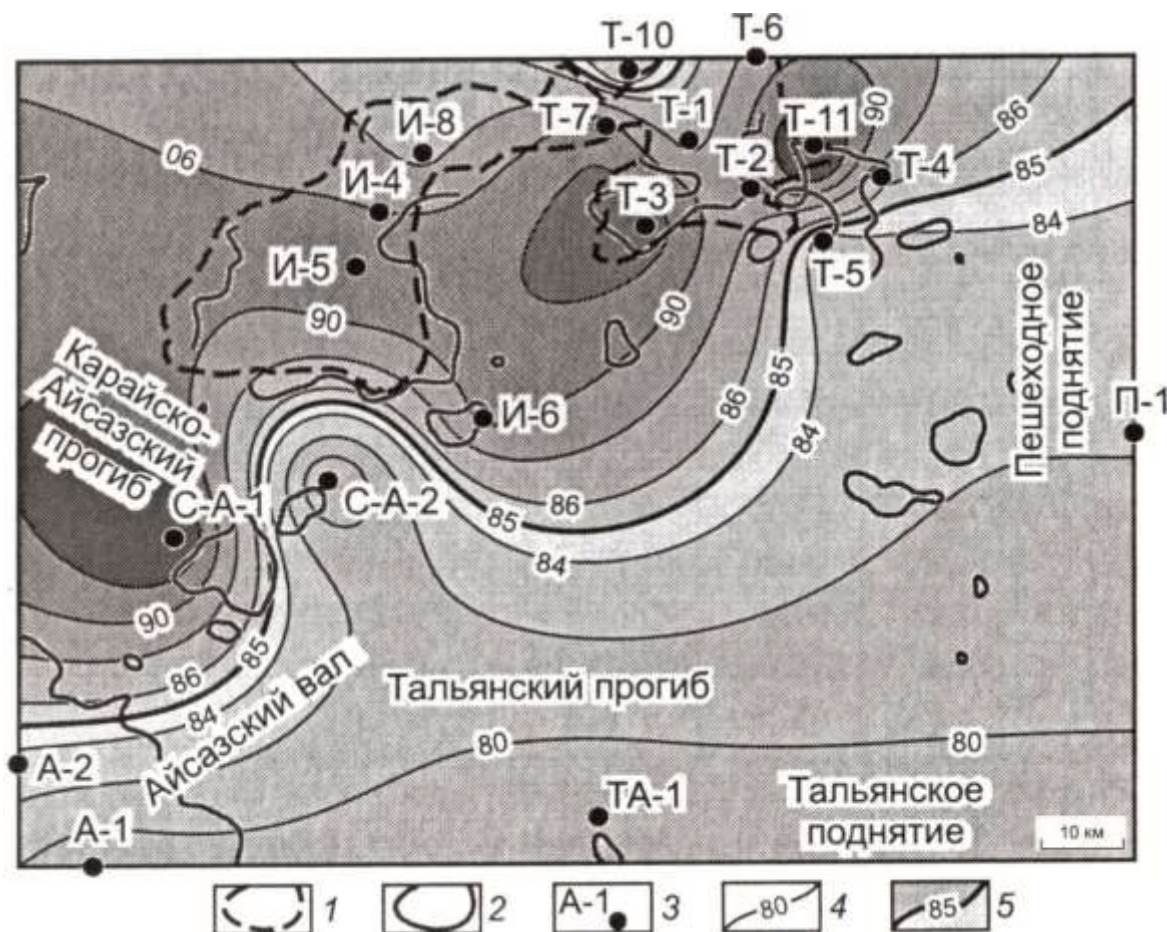
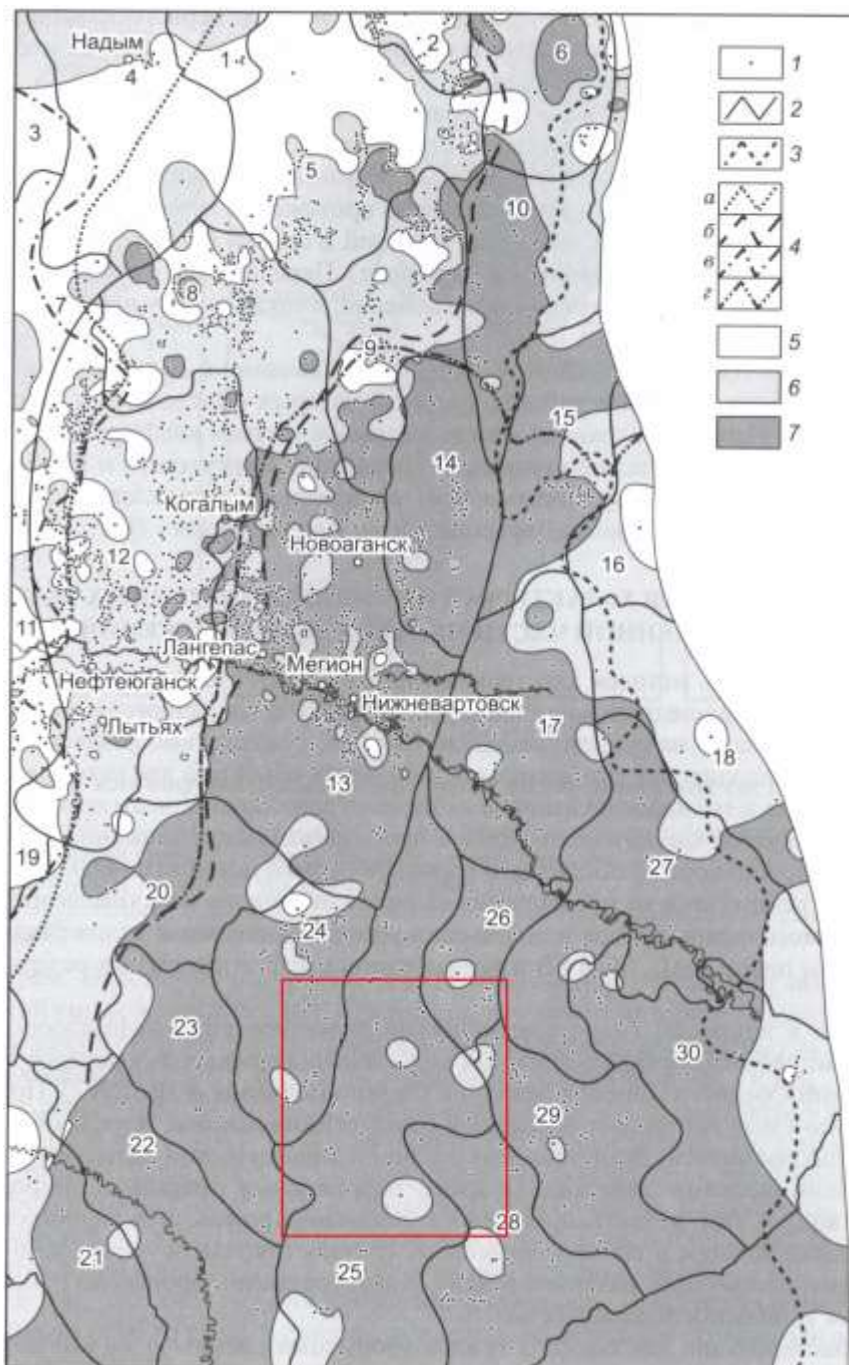


Рис. 2.2. Схематическая карта современного положения очага генерации нефти баженовского типа в южной части Нюрольской мегавпадины по Исаеву В.И. и Фомину А.Н., 2006 [45]. 1 – контур нефтеносности Игольско-Талового месторождения; 2 – контуры локальных поднятий (подошва баженовской свиты); 3 – глубокие скважины и их обозначения: А-1, А-2 – Айсазская-1 и 2, С-А-1, С-А-2 – Северо-Айсазская-1 и 2; И-4, И-5, И-6, И-8 – Игольские; Т-1-7, Т-10, Т-11 – Таловые; ТА – Тальянская-1; П-1 – Пешеходная-1; 4 – изолинии максимальных палеотемператур в баженовской свите; 5 – контур очага генерации нефти.

Районирование территории (акватории) по структурно-формационным зонам (СФЗ) предлагают сотрудники **ООО "Геофизическое партнерство"** [51], оригинальная методика которых базируется на петрофизических свойствах горных пород, а также причинно-следственных связях морфологии и состава СФЗ фундамента со строением осадочной толщи. Петрофизические свойства и причинно-следственные связи закономерно проявляются в физических полях (гравитационного – плотность, магнитного – магнитная восприимчивость и

др.). Зависимости операционного и петрофизического содержания СФЗ и характеристик физических полей позволяют выделить области продуктивности и непродуктивности, разделяющие их функциональные границы и критерии описывать уравнениями.



1 – скважины; 2 – границы районов; 3 – региональная изолиния минерализации (10 г/дм³); 4 – границы стратонов: а – ахской и сортымской, б – сортымской и мегионской, в – сангопайской и черкашинской, г – черкашинской и вартовской свит; 5 – кластер 1; 6 – кластер 2; 7 – кластер 3. Нефтегазоносные районы: 1 – Надымский, 2 – Уренгойский, 3 – Казымский, 4 – Ярудейский, 5 – Губкинский, 6 – Тазовский, 7 – Юльский, 8 – Ноябрьский, 9 – Вэнгапурский, 10 – Харампурский, 11 – Приобский, 12 – Сургутский, 13 – Вартовский, 14 – Варьеганский, 15 – Бахилковский, 16 – Сабунский, 17 – Александровский, 18 – Пыль-Караминский, 19 – Салымский, 20 – Юганский, 21 – Приштынский, 22 – Пологрудовский, 23 – Демьянский, 24 – Каймысовский, 25 – Нюрольско-Колтогорский, 26 – Средневасюганский, 27 – Усть-Тымский, 28 – Межовский, 29 – Пудинский, 30 – Парабельский.

Рис. 2.3. Гидрогеохимическое районирование потенциальных ресурсов УВ неокомских отложений восточной части Западной Сибири по А.Р. Курчикову и А.Г. Плавнику, 2009 [50]. Красным контуром обозначена территория настоящих исследований – Нюрольская мегавпадина.

Группой ученых ТО СНИИГГиМС [36] была выполнена предварительная оценка прогнозных ресурсов УВ (категорий D_1+C_3) на основе построенных авторами карт развития коллекторов отдельных составляющих неокомского разреза в объеме двух резервуаров Столбового и Лонтын-Яхского циклитов. Прогнозные карты развития песчаных коллекторов (пласты $Aч_{1-3}$, $Aч_{4-5}$) построены на территории их распространения, в пределах Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины (рис. 2.4).

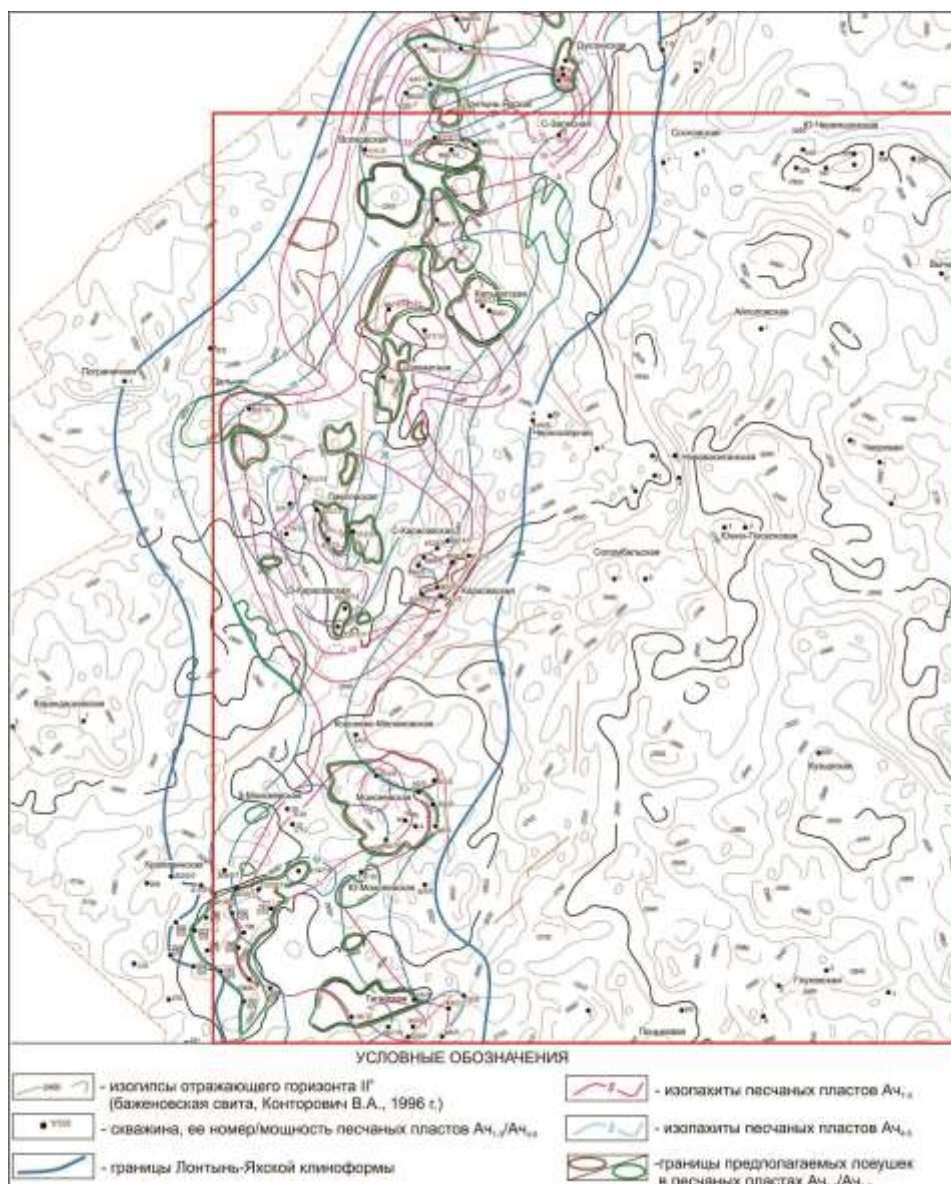


Рис. 2.4. Карта изоплит песчаных пластов клиноформной части (ачимовская толща) Лонтын-Яхского циклита по Н.А. Брылиной, 2001 [36]. Красным обозначена территория настоящих исследований.

В пределах зон развития ачимовских пластов-коллекторов выделены структурные и структурно-литологические ловушки. Подсчет прогнозных ресурсов нефти по категории C_3 производился объемным методом.

Другой группой авторов на базе ТО СНИИГГиМС [37] были выявлены перспективные зоны нижних шельфовых пластов B_{15}^1 , B_{14} , B_{13}^2 , B_{13}^1 в пределах Каймысовского свода и прилегающих территорий. Для обнаружения и прогнозирования таких зон в плане была построена карта рельефа морского дна или карта изопахит куломзинских глин, по методике предложенной А.Л. Наумовым в 1977. Изученные корреляционные схемы и карты изопахит позволили авторам проследить границы замещения проницаемых нижних шельфовых пластов группы B_{15-13} глинистыми образованиями, определить перспективные зоны для поисков структурно-литологических и стратиграфических залежей, связанных с нижними шельфовыми пластами куломзинской свиты (см. рис. 1.14). Предложенный метод выявления ловушек был апробирован на Мыльджинском газоконденсатном месторождении, которое, по мнению авторов, служит примером содержания структурно-литологических залежей, связанных с нижними шельфовыми пластами $B_{15}^1(10)$, $B_{13}^1(8)$.

Как видим, учеными Томского отделения СНИИГГиМС [36, 37] выделены перспективные зоны для возможной аккумуляции углеводородов, однако оценка прогнозных ресурсов проведена без учета генерационных возможностей нефтегазоматеринской баженовской свиты.

Выводы:

1. В выполненных ранее оценках прогнозных ресурсов и районировании территорий внимание акцентируется на глубокие горизонты конкретных площадей. Степень детальности проведенных оценок прогнозных ресурсов УВ и районирования неокома весьма низкая для планирования поисковых работ.

2. Для последних лет характерны научные исследования по оценке и локализации прогнозных ресурсов, учитывающие не только литолого-фациальные условия для выделения возможных ловушек, но и термическую историю потенциально материнских отложений, катагенетическую готовность РОВ генерировать углеводороды.

3. Наиболее легко доступная часть ресурсов территории Томской области уже выявлена, переведена в запасы промышленных категорий, углеводороды извлекаются. Остаются труднодоступные (трудновыявляемые) ресурсы, включая ресурсы неокома, что требует повышенной степени детализации возможных резервуаров и непосредственного учета генерационного потенциала и его реализации материнскими отложениями.

3 МОДЕЛЬ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ БАЖЕНОВСКИХ НЕФТЕЙ

3.1 Методика палеотемпературного моделирования

Восстановление термической истории отложений баженовской свиты выполнено на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [52]. В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (1)$$

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность тепловыделения внутренних источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания осадочного разреза; t – время. С краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (3)$$

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза. Как видно из формулировки задачи, палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с расчетом палеотемператур.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления и задается в виде кусочно-линейной функции векового хода температур на поверхности Земли (палеоклимат).

В случае стационарности глубинного теплового потока q , решение обратной задачи определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_t} \left(U(Z_i, t, q) - T_i \right)^2 \xrightarrow{q} \min, \quad (4)$$

где T_i – «наблюдаемые» значения температур в k_t точках на различных глубинах Z_i в моменты времени t . Здесь задача решается в предположении постоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени. Так, согласно [53], величина коэффициента изменений теплового потока в этот период варьирует в пределах 1,03–1,15. Решение обратной задачи строится с учетом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с краевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q .

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i в породах осадочного разреза и время осадконакопления t_i (рис. 3.1). Скорость осадконакопления v_i может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

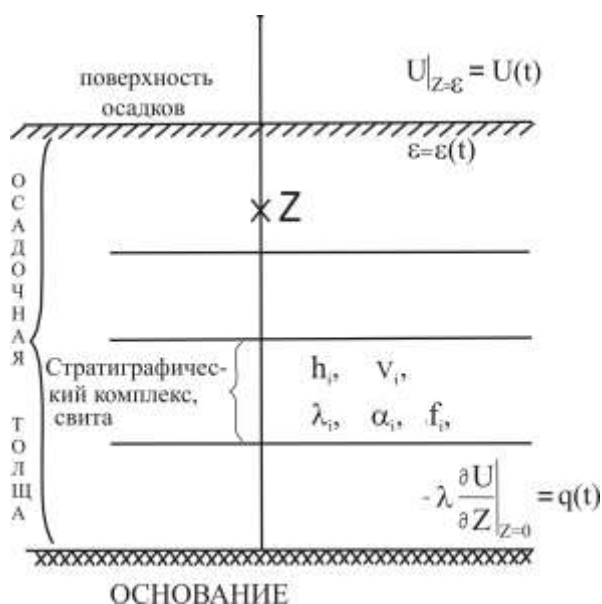


Рис. 3.1. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании: $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; t – время осадконакопления; U – температура; q – тепловой поток; Z_i – точки расчета температур; h_i – мощность; v_i – скорость осадконакопления; λ_i – теплопроводность; a_i – температуропроводность; f_i – плотность тепловыделения радиоактивных источников

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению «наблюденных» температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т.е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t . После расчета значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза q , являющегося фундаментальным (базовым) параметром, создается и реализуется возможность расчета геотемператур (путем решения прямых задач) в любой точке геологического разреза скважины на любой момент геологического времени.

Для решения обратной задачи геотермии – определения теплового потока из основания q используем в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур ($\tau=0$), полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы ($\tau \neq 0$), определенные по отражательной способности витринита (ОСВ) – R^0_{vr} . В случае использования данных ОСВ указывается время срабатывания «максимального палеотермометра». В таблице 3.1 приведены пластовые

температуры и температуры, определенные по ОСВ, для 39 глубоких скважин. В таблицу включены геотемпературы только для интервалов (глубин) осадочного чехла, использованные в качестве «наблюденных» при решении обратных задач геотермии (4) в разрезах всех представительных скважин.

Таблица 3.1 Пластовые температуры, измеренные при испытаниях глубоких скважин, и палеотемпературы, определенные по ОСВ (R_{vt}^0) в образцах керна

Скважина	Условный индекс скважины (рис. 1.12)	Пластовые температуры		Температуры по ОСВ		
		Интервал (глубина), м	Температура пластовая*, °С	Глубина, м	R_{vt}^{0**} , %	Палеотемпература по R_{vt}^0 , °С
1	2	3	4	5	6	7
Айсазская 1	Ай-1	862	31	2700	0,62	96
		2156	67	3150	0,76	115
Арчинская 40	Ар-40	-	-	2820	0,64	99
		-	-	2890	0,65	100
Водораздельная 1	Во-1	2400–2406	74	2882	0,67	102
		2650–2660	80	2991	0,70	106
Глухарина 1	Глу-1	2569–2574	100	2539	0,76	115
		-	-	2613	0,76	115
Глуховская 2	Гл-2	2928–2950	108	-	-	-
		2932–2948	107			
		2962–2967	107			
Гордеевская 1 параметрическая	Го-1п	-	-	2874	0,80	120
Двуреченская 15	Дв-15	2689–2692	83	2684	0,59	92
		2682–2684	89	2686	0,58	91
Еллейская 2	Ел-2	2632–2640	84	2727	0,73	111
		2650–2657	85			
Западно-Моисеевская 31	ЗМ-31	2713–2718	85	2706	0,58	91
		-	-	2713	0,59	92
Западно-Крапивинская 223	ЗК-223	2756–2759	92	2746	0,59	92
		2748–2753	92			
Западно-Лугинецкая 183	ЗЛ-183	2660–2664	95	-	-	-
Заячья 50	За-50	-	-	2835	0,75	114
		-	-	2840	0,80	120
Игольская 2	Иг-2	2750–2823	92	2800	0,70	106
		2740–2773	95			
Колотушная 262 параметрическая	Ко-262п	2584–2593	90	-	-	-
Кулгинская 141	Ку-141	275–2763	84	2661	0,67	102
		266–2662	82	2676	0,68	104
		2791–2795	86			
Лонтынь-Яхская 63	ЛЯ-63	2476–2483	95	-	-	-
Мыльджинская 62	Мы-62	2368–2380	84	2360	0,53	84
Налимья 3	На-3	2885–2891	98	2917	0,76	115
		-	-	3282	0,80	120
Нюльгинская 1	Ню-1	2499–2527	75	2700	0,52	83
		-	-	2894	0,60	94
		-	-	3199	0,62	96
Пешеходная 1 параметрическая	П-1п	2262–2295	71	2800	0,59	92
		2325–2350	73			
Пуглалымская 86	Пу-86	2630–2703	90	2677	0,76	115
Речная 280	Ре-280	2156–2178	67	2911	0,68	104
		2318–2323	68			
Салатская 1 параметрическая	Са-1п	-	-	2640	0,58	91
		-	-	2962	0,73	111

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Северо-Айсазская 1	СА-1	2840–2850	94	-	-	-
Северо-Фестивальная 1	СФ-1	3130–3145	118	-	-	-
		3145–3165	123			
Северо-Юлжавская 2	СЮ-2	2674–2707	78	2800	0,59	92
Таловая 1	Та-1	2798–2806	88	2760	0,59	92
		2781–2787	88			
Тальянская 1	Т-1	2442–2521	82	-	-	-
Тамбаевская 1	Там-1	2984–3008	100	2590	0,62	96
		2936–2957	98			
		2754–2762	87			
		2593–2597	84			
Тамратская 1 параметрическая	Т-1п	2853–2860	107	2885	0,73	111
Федюшкинская 4	Фед-4	2838–2842	92	-	-	-
		3064–3069	99			
Фестивальная 255	Фе-255	-	-	2793	0,66	101
				3122	0,80	120
				3159	0,80	120
Чагвинская 1	Ча-1	2641–2647	88	2600	0,62	96
				2645	0,67	102
Чворовая 1	Чв-1	2744–2776	97	2917	0,76	115
		2765–2772	97			
Шахматная 1	Ша-1	2450–2468	87	2452	0,59	92
		2494–2502	89			
Шингинская 296	Ши-296	2473–2483	93	2713	0,70	106
		2704–2709	102			
		2737–2748	105			
Южно-Черемшанская 337	ЮЧ-337	2686–2707	98	-	-	-
		2812–2820	103			
Южно-Фестивальная 1 параметрическая	ЮФ-1п	2790–2820	90	2844	0,67	102
				2917	0,72	109
				3059	0,70	106
Южно-Пионерская 263	ЮП-263	-	-	2663	0,76	115
				2707	0,76	115

* – Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).** – ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

Способ перехода от R_{vt}^0 к соответствующей геотемпературе обоснован вариативными исследованиями и приведен в [54]. Для перехода от R_{vt}^0 к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [55, 56].

На диаграмме фиксированы линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,5$ % и температуры 80 °С, линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,8$ % и температуры 120 °С. При определениях температуры для промежуточных значений R_{vt}^0 выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями.

При отсутствии прямых определений теплопроводности λ_i используем петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ . Эти зависимости получены в

интервале плотностей 1,5–2,6 г/см³ как для песчанистых отложений, так и для алевролитов-аргиллитовых толщ [57]. Коэффициенты теплопроводности a_i , плотности тепловыделения радиоактивных источников f_i также зависят от породного состава стратиграфических комплексов.

Динамика палеоклимата (векового хода температур на поверхности Земли) – краевое условие (2) – принята с учетом работ [58, 59] и представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скважины Водораздельная 1 (рис. 1.12, табл.3.1)

Время*, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С	Глубина кровли отложений баженовской свиты, м	Геотемпературы отложений баженовской свиты, °С
0	0	2590	81
0,03	-4	2590	80
0,07	-4	2589	81
0,11	-4	2589	81
0,19	-8	2588	81
0,235	-10	2587	82
0,245	0	2587	83
0,5	2	2584	84
1,64	3	2571	84
3	3	2571	85
4,71	4	2570	86
5	4	2570	86
10	7	2562	91
15	10	2554	91
20	7	2546	88
24,0	4	2540	85
30	8	2419	84
32,2	10	2398	85
35	13	2358	87
37,6	20	2344	93
40	20	2331	93
41,7	20	2322	93
45	21	2297	92
50	21	2259	91
54,8	20	2223	90
61,7	20	2222	89
73,2	20	2084	84
86,5	20	2032	82
89,8	20	1896	78
91,6	20	1879	75
98,2	21	1569	67
114,1	21	822	45
116,3	20	821	45
120,2	20	820	45
132,4	20	361	32
136,1	20	268	29
142,2	22	100	25
145,8	22	26	23
Расчетный тепловой поток из основания осадочного разреза, мВт/м ²			45

* - соответствует временам начала/завершения формирования каждой свиты и точкам «излома» векового хода температур на земной поверхности. Зеленой заливкой обозначены времена палеотемпературного максимума в баженовской свите, сиреновой заливкой – температуры главной зоны нефтеобразования (преимущественно сапропелевый тип РОВ).

Пример параметризации осадочного разреза, вскрытого глубокой скважиной, определяющей параметры седиментационной и теплофизической модели (1)-(3), приведен в таблице 3.3. Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени [60], увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992 г.), определяют время и скорости осадконакопления стратиграфических комплексов.

Таблица 3.3 Параметры осадочной толщи, вскрытой скважиной Водораздельная 1 (рис. 1.12, табл. 3.1)

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность, м*	Возраст, млн л **	Время накопления, млн.лет	Плотность, ***, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуро проводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Четвертичные Q	19	0–1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N ₂	–	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N ₁	30	4,71–24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Некрасовская nk P _{g3}	168	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская hg P _{g3-2}	50	32,2–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская ll P _{g2}	99	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая tl P _{g1}	–	54,8–61,7	6,9	–	–	–	–
Ганькинская gn P _{g1-K2}	138	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская sl K ₂	48	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская ip K ₂	140	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская kz K ₂	17	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская pk K ₁₋₂	1057	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская a ₂ K ₁	–	114,1–116,3	2,2	–	–	–	–
Алымская a ₁ K ₁	–	116,3–120,2	3,9	–	–	–	–
Киялинская kls K ₁	459	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская tr K ₁	93	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская klm K ₁	268	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская bg J ₃	26	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская gr J ₃	12	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Васюганская vs J ₃	62	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская tm J ₁₋₂	313	162,9...	45,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

* – Данные литолого-стратиграфических разбровок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», из каталога (В.И. Волков, 2001) литолого-стратиграфических разбровок скважин (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

** – В качестве основы использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [60].

*** – Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа, приведенным в диссертационной работе «Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях» (С.Ф. Богачев, 1987).

При катагенезе РОВ решающим фактором интенсивности генерации УВ являются геотемпературы [35]. Балансовая модель процессов нефтегазообразования в баженовской свите [61] позволяет по геотемпературному критерию прогнозировать очаги интенсивного образования УВ из РОВ: с 85 °С – вхождение материнских пород, содержащих РОВ сапропеливого типа, в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Таким образом, применяемый метод прогнозирования термической истории и реализации генерационного потенциала баженовских отложений – метод палеотемпературного моделирования – позволяет использовать комплекс геолого-геофизических данных о

геологическом строении, о термометрии нефтегазоносных комплексов и материнских отложений, выделять и картировать очаги интенсивной генерации баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины [62, 63].

3.2 Характеристика отложений баженовской свиты

Морскую углеродисто-кремнисто-глинистую баженовскую свиту (bg, J_{3tt}) выделил в разрезе Западно-Сибирской провинции Ф.Г. Гулари в конце 50-х годов прошлого столетия как самостоятельную нефтематеринскую толщу и главный флюидоупор. Эта свита является одним из мировых эталонов морских черносланцевых нефтепроизводящих формаций для верхнеюрского и мелового НГК. До сегодняшнего дня ученые продолжают изучать свиту. Ведущиеся дискуссии показывают неоднозначность определений существенных характеристик баженовского палеобассейна, таких как его глубина, газовый режим, основные черты гидродинамики.

А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов (1975) подчеркивали огромные размеры Баженовского моря (2,2 млн км²). Ф.Г. Гулари отмечает для этого моря «периодическую смену температуры вод (за счет вторжений холодных северных течений, что вызвало массовую гибель теплолюбивых организмов). В условиях некомпенсированного осадконакопления это приводило к образованию осадков, богатых ОВ. Море было относительно тепловодным. Приповерхностные воды его, по данным палеотермометрии, имели среднегодовую температуру от 14–16 °С на севере до 20–22 °С на юге и в центральных районах Западно-Сибирской плиты» [64].

Генерационный потенциал нефтепроизводящих пород складывается из объема пород, вмещающих ОВ, процентного содержания ОВ (C_{opr}), степени катагенеза ОВ и качества ОВ.

Аномальное содержание органического вещества в баженовской свите, обусловленное очень высокой биопродуктивностью бассейна, низкой скоростью осадконакопления (вследствие чего ОВ минимально разбавляется минеральной массой) и благоприятной для консервации ОВ геохимической ситуацией, выразительнее проявляется в удаленных от берега понижениях дна волжского моря

В юрских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна уровень зрелости ОВ определяется максимальными температурами, которым они подвергались в период наибольшего погружения. Зафиксирована связь геотермического градиента с возрастом консолидации блоков фундамента и временем внедрения определенного состава магматических тел [65]. Эти факторы характеризуют юрский разрез в региональном масштабе, в пределах отдельных территорий закономерности температурных изменений и уровня катагенетической

преобразованности ОВ более сложные [34]. Путем математического моделирования с применением компьютерных технологий, учитывая накопленный фактический материал с момента ранее проведенного А.Э. Конторовичем регионального обобщения катагенеза ОВ, по отражательной способности витринита (R_{vt}^0) составлена схема катагенеза органического вещества в кровле юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна. В настоящей работе приводится фрагмент карты (рис. 3.2), составленной для Томской области [42], которая показывает, что широкомасштабные региональные исследования представляют общую характеристику, позволяя выделить только две градации преобразования органического вещества. Территория Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления находится в главной зоне нефтегазообразования.

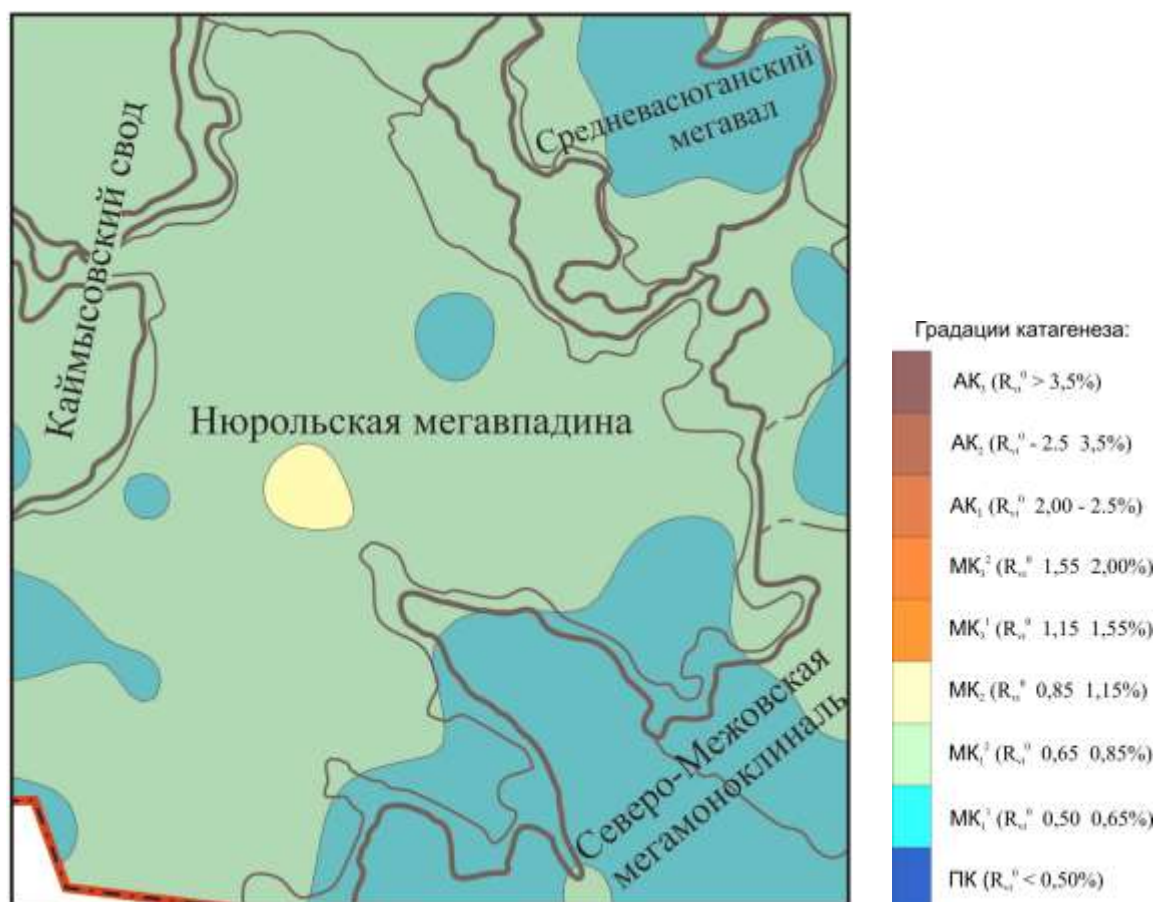


Рис. 3.2. Прогнозная карта катагенеза органического вещества отложений баженовской свиты по А.Э. Конторовичу [42] в пределах контура настоящих исследований – Нюрольской мегавпадины.

Катагенез с уровнем зрелости ОВ градации МК₁¹ ($R_{vt}^0 - 0,50 - 0,65\%$) в пределах территории исследования охватывает Северо-Межовскую мегамоноклинали (Кулгинская, Водораздельная, Чагвинская структуры), южную часть Чузикско-Чижапской мезоседловины, небольшие участки Нюрольской мегавпадины (Таловая, Карайская, Пешеходная площади), Пудинское мезоподнятия и юго-восточную часть Среднеvasyugанского вала (Мыльджинская,

Коленсальская структуры). Зона градации $МК_1^2(R_{vt}^0 - 0,65-0,85 \%)$, занимает значительный участок Колтогорско-Нюрольского желоба (Майская, Налимья, Речная, Фестивальная, Угольная площади) и продолжается в Черемшанскую мезоседловину (Глухариная, Пионерская, Черемшанская площади).

Начало-середина $МК_2 (R_{vt}^0 - 0,85-1,15 \%)$ установлена на ряде площадей Колтогорско-Нюрольского желоба (Кузырская, Глуховская, Северо-Черталинская площади).

Проведенные сотрудниками ОАО "ТомскНИПИнефть" исследования [66] подтвердили высокий генерационный потенциал баженовской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты. Пиролитический анализ баженовских пород позволил авторам установить региональные закономерности изменения современного $Н_1$ и начального $Н_0$ генерационных потенциалов нефтепроизводящей свиты. В применяемом авторами [66] методе Rock-Eval основным параметром, отражающим уровень катагенеза, является T_{max} , а для оценки зрелости $ОВ$ – неограниченный набор молекулярных параметров, из множества которых опытным путем определено, что наиболее эффективным параметром катагенеза является метилдебинзотиофеновое отношение $4МДБТ/1МДБТ$. Преобладание стеранов C_{27} над стеранами C_{29} в отношении C_{29}/C_{27} указывает на доминирование морского фитопланктона в формировании органического вещества пород баженовской свиты в не зависимости от приуроченности к положительным или отрицательным структурам.

Литологический состав, высокая битуминозность и высокое содержание урана в породах, слагающих свиту позволяют однозначно интерпретировать ее на каротажных диаграммах, признавая региональным репером Западно-Сибирского бассейна.

На территории настоящих исследований баженовские отложения распространены повсеместно. Распределение толщин нефтепроизводящей свиты следующее: в Нюрольской мегавпадине – от 20 до 41 м, на Северо-Межовской мегамоноклинали – от 8 до 30 м, на Каймысовском своде – от 5 до 20 м, на Средневасюганском мегавале – от 9 до 19 метров.

Накопленные более мощные отложения баженовской свиты в палеодепрессии, говорят о компенсированном осадконакоплении, а также о существовании в рельефе баженовской свиты положительных структур и в волжском веке.

На основе данных пробуренных скважин В.А. Конторовичем [6] изучено распределение значений $ГК$ и $КС$ волжских отложений в пределах Томской области, которые показали, что максимальные величины этих характеристик отмечаются в крупных депрессионных зонах и превышают соответственно 80 γ и 250 Ом·м. В зонах, соответствующих крупным положительным структурам, особенно в пределах наиболее контрастных куполовидных поднятий, осложняющих структуры I порядка, отмечается уменьшение значений $ГК$ до 50-70 γ и $КС$ до 60-150 Ом·м.

Предполагая, что сокращение концентрации ОВ в отложениях нефтепроизводящей свиты сопровождается уменьшением их битуминозности и радиоактивности, следовательно, значения ГК и КС должны характеризовать распределение ОВ, были выявлены устойчивые связи между средними значениями КС, ГК и ($C_{орг.}$). Проведенные исследования [6] позволили построить карту распределения органического вещества для Томской области, фрагмент которой приведен на рис. 3.3. В пределах положительных структур концентрация ОВ составляет 6–8 %, в депрессионных зонах значения $C_{орг.}$ увеличиваются до 9–12 %.

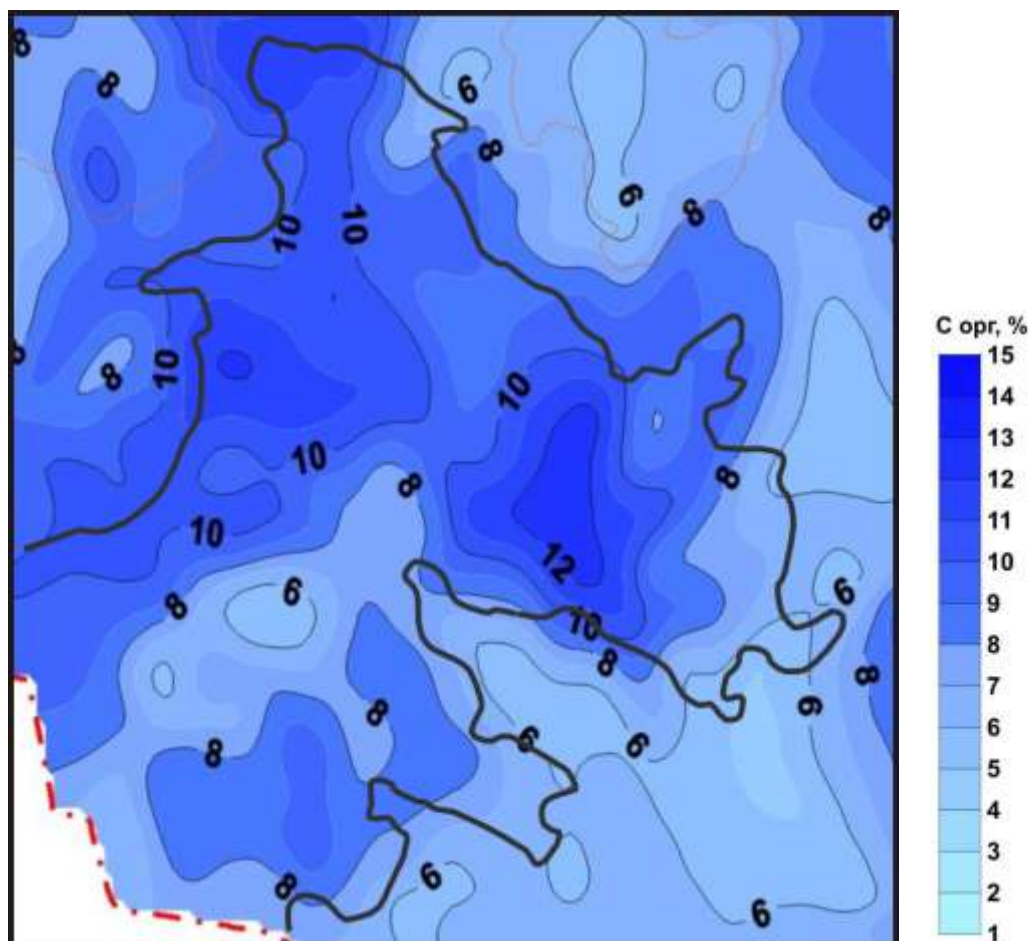


Рис. 3.3. Прогнозная карта содержания органического вещества отложений баженовской свиты по В.А. Конторовичу [6] в пределах контура настоящих исследований – Нюрольской мегавпадины.

С планктоном и бентосом океанических, морских и пресноводных водоемов генетически связан сапропелевый (аквагенный) тип органического вещества [66, 67].

Таким образом, многолетние исследования баженовской свиты разными учеными убедительно показывают площадное распространение баженовских отложений в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Насыщенность пород органическим веществом сапропелевого типа, потенциально готовых генерировать УВ, определили баженовскую свиту как объект выполненных палеотемпературных исследований [62, 63, 68, 69, 70, 71, 72, 73].

3.3 Модель теплового потока

Значения теплового потока q через поверхность подстилающего основания рассчитывались по распределению «наблюденных» температур T_i в разрезах 39 представительных скважин Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (рис. 1.12), путем решения обратной задачи геотермии.

Представительные глубокие скважины выбирались по следующим критериям: 1) наличие значимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; 2) наличие определений максимальных геотемператур по ОСВ, что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 3) равномерное распределение скважин по территории исследования, что важно для корректной интерполяции при построении прогнозных карт.

В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные из ОСВ. Сопоставление «наблюденных» геотемператур в скважинах (табл. 3.1) и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического времени) показывало, что выполняется один из основных критериев оптимальности модели – критерий «невязки» [74]. «Невязки» решений обратных задач (4) для каждой скважины – среднеквадратические отклонения расчетных значений от «наблюденных» – составляли порядка ± 2 °С. Такие «невязки» оптимальные, т.к. «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность порядка ± 2 °С.

В качестве примера выполнения критерия «невязки» решения обратной задачи геотермии в таблице 3.4 приводятся результаты по скважине Водораздельная 1 (рис. 1.12, условный индекс Во-1; табл. 3.1).

Таблица 3.4 Сопоставление «наблюденных» и расчетных геотемператур при палеотемпературном моделировании разреза скважины Водораздельная 1

Интервал (глубина), м	«Наблюденные» температуры, °С	Способ «наблюдения»	Сопоставление геотемператур		Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²
			Расчетные температуры, °С	Разница, °С	
2400–2406	74	Пластовые	75	+1	45
2650–2660	80	Пластовые	82	+2	
2882	102	По ОСВ	101	-1	
2991	106	По ОСВ	104	-2	
Среднеквадратическое отклонение, °С				± 2	

По расчетным значениям q путем интерполяции построена схематическая карта распределения *плотности теплового потока из основания осадочного чехла* в пределах Нюрольской мегавпадины (рис. 3.4).

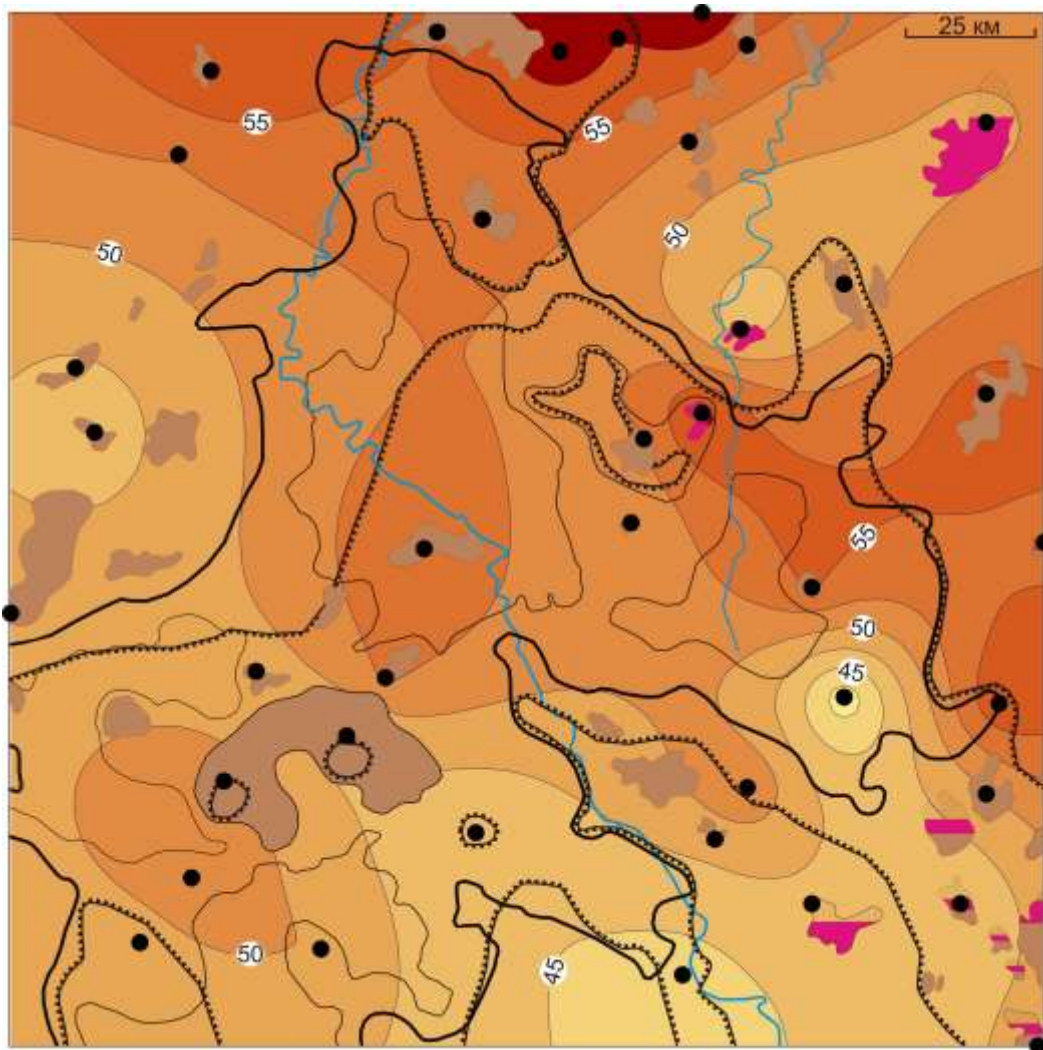


Рис. 3.4. Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания Ньюрольской мегавпадины. Показаны изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м². Остальные условные обозначения те же, что на рис.1.12

Более высокие значения теплового потока (> 55 мВт/м²) на территории исследований закартированы в районе Южно-Черемшанского (условный номер 1 на рис. 1.12), Лонтын-Яхского (условный номер 8) и Глухариного (условный номер 48) месторождений нефти. Повышенные значения (50 мВт/м²) картируются в Кулан-Игайской впадине (индекс структуры 1, рис. 1.10, 1.12), расширяясь в северном и восточном направлениях, охватывая северную часть мегадепрессии, а также зону ее сочленения с восточным склоном Каймысовского свода и юго-западным склоном Средневасюганского мегавала, далее, зону сочленения восточного вреза Ньюрольской мегавпадины с Шингинской и Чузикско-Чижапской мезоседловинами.

Наименьшие значения теплового потока ($< 42,5$ мВт/м²) отмечаются в зоне сочленения юго-восточного вреза мегадепрессии с Северо-Межовской мегамоноклиной (район скважины Северо-Юлжавская 2, условный индекс на рис. 1.12 СЮ-2), а также в южной части восточного вреза Ньюрольской мегавпадины (район скважины Ньюльгинская 1, условный индекс Нью-1).

Таким образом, полученные значения теплового потока позволяют перейти к следующему этапу – реконструкции геотемпературного режима нефтематеринской баженовской свиты Нюрольской мегавпадины [63, 68, 70, 71, 72, 73, 75].

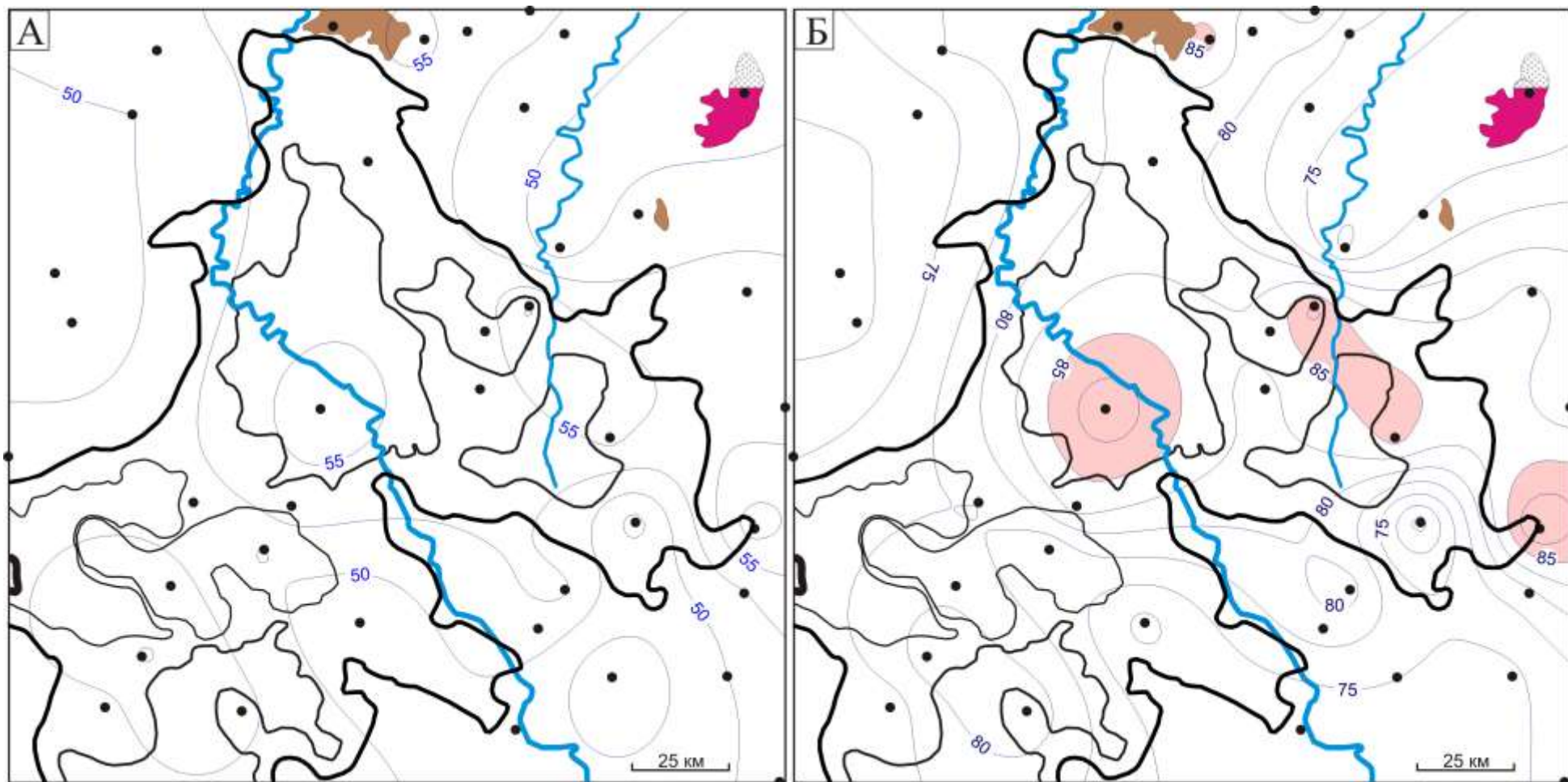
3.4 Реконструкция палеотемператур баженовской свиты

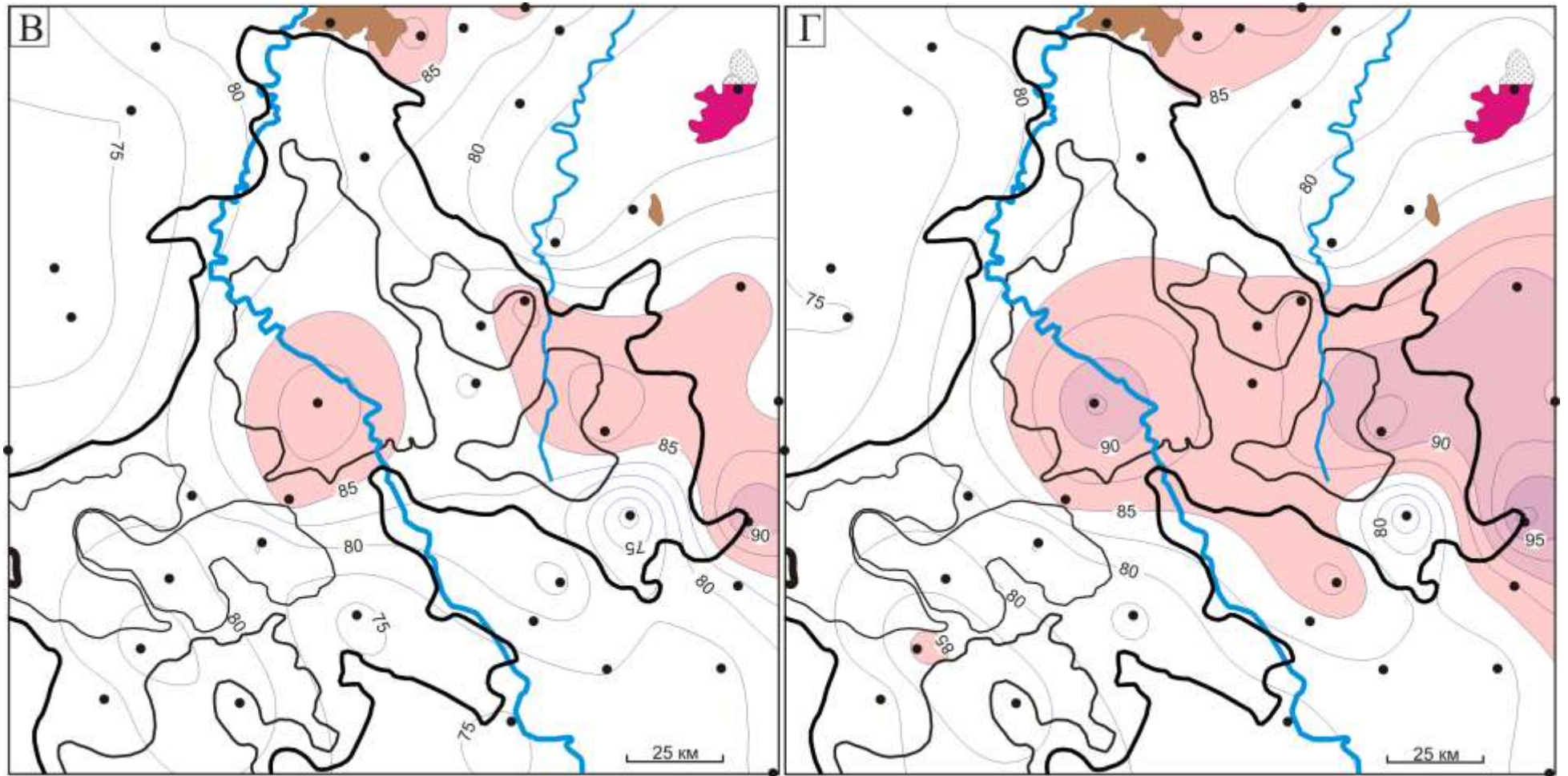
Термическая история баженовских отложений восстановлена на втором этапе палеотемпературного моделирования, путем решения прямых задач геотермии для разрезов 39 представительных скважин на моменты начала и завершения формирования 21 свиты.

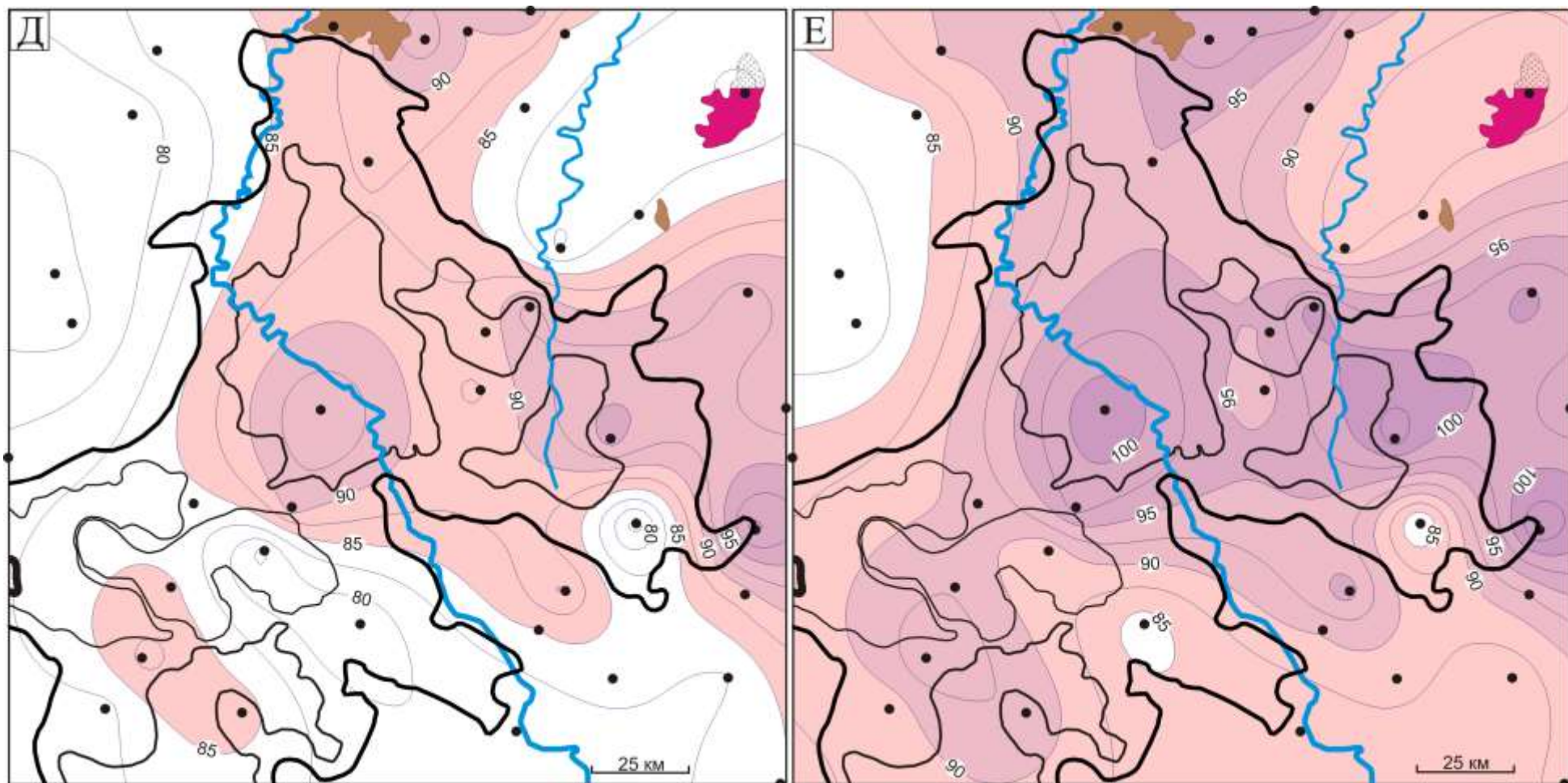
Интерполяцией геотемператур в разрезах 39 скважин построены схематические карты распределения геотемператур на 14 ключевых моментов геологического времени. По геотемпературному критерию (пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефтей сапропелевого типа – 85 °С) выделены **очаги интенсивной генерации баженовских нефтей в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления** (рис. 3.5).

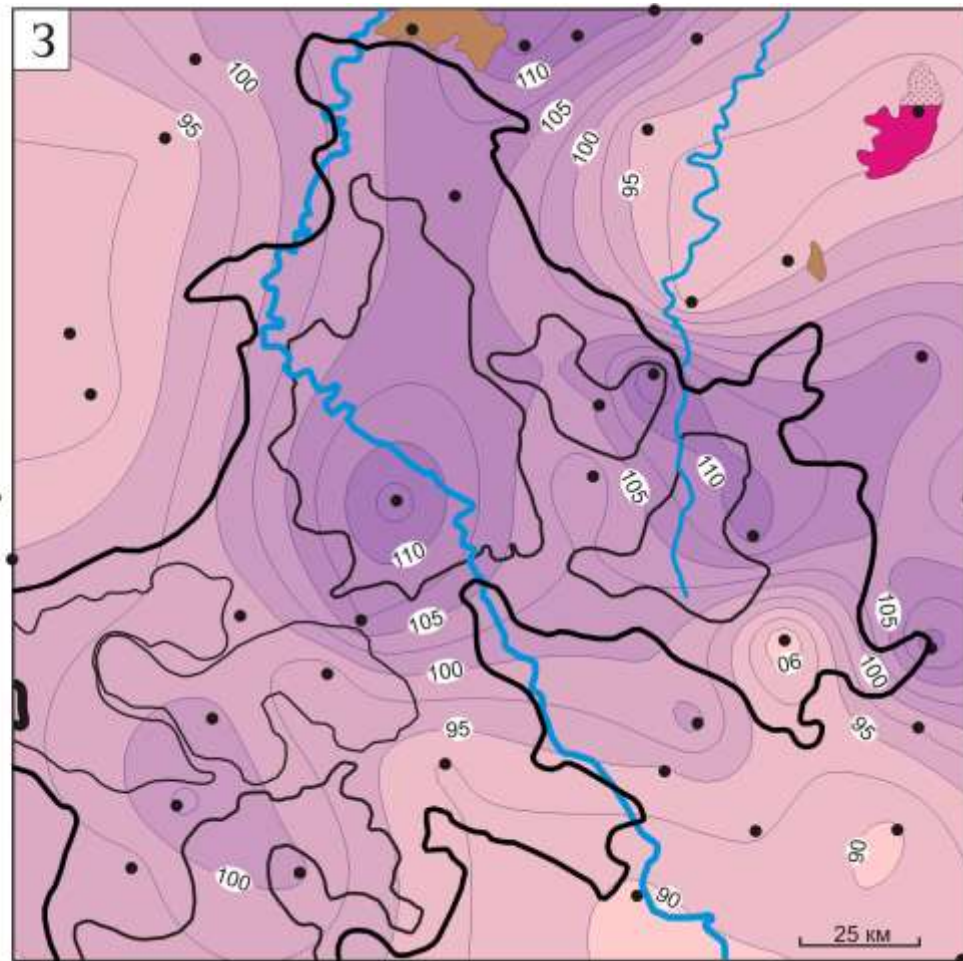
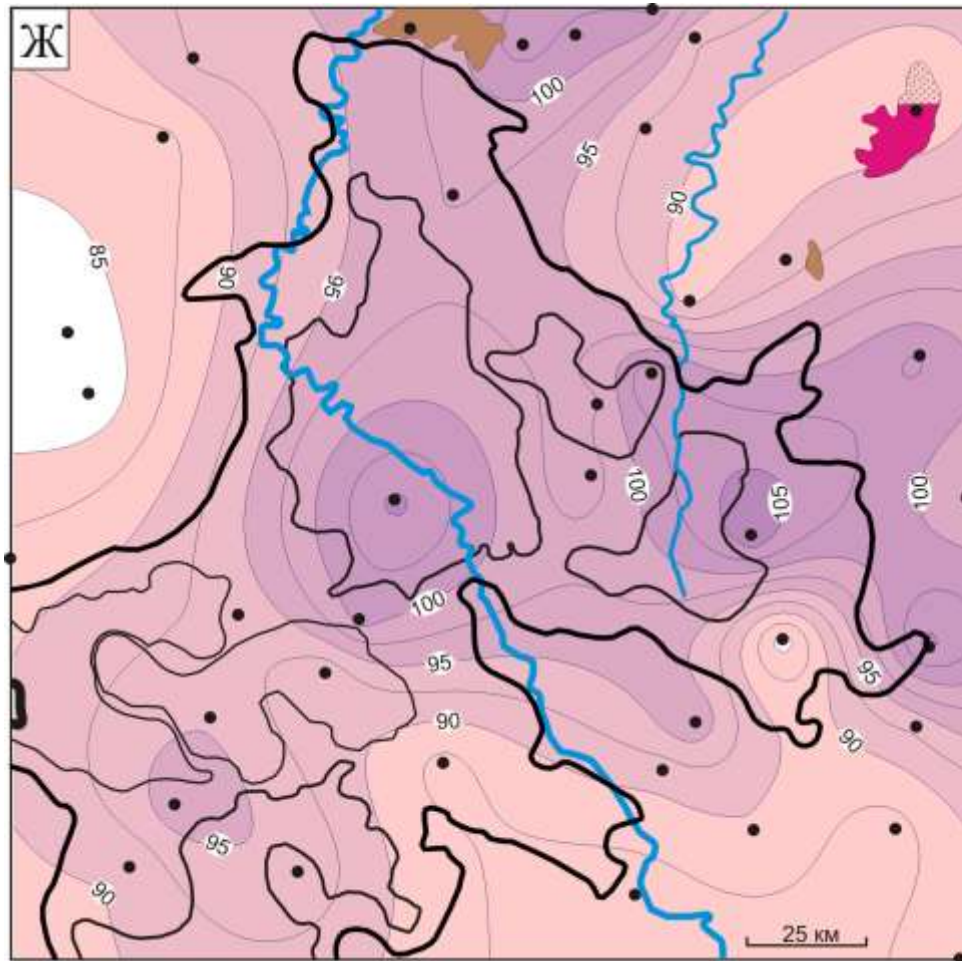
На представленных пространственно-временных картах распределения геотемператур прослеживается динамика термической истории баженовских отложений. Вначале накопления осадков покурской свиты (114,1 млн лет назад) очаги генерации баженовских нефтей отсутствуют (рис. 3.5А). Первые очаги (рис. 3.5Б) появились 91,6 млн лет назад (конец формирования покурской свиты K_{1-2pk}) в районе площадей Глуховской (условный номер 20 на рис. 1.12), Северо-Фестивальной (условный номер 40), Тамрадской (условный номер 26), скважин Гордеевской (условный индекс Г-1п) и Заячьей (условный индекс За-50). В течение последующих 35 млн лет продолжался прогрев территории: очаги генерации баженовских нефтей, увеличиваясь по площади, объединялись, охватывая все бóльшую часть территории, что наглядно иллюстрируют построенные карты (рис. 3.5В – 3.5Ж). За это время сформировались отложения верхнего мела, включающие кузнецовскую (K_2kz), ипатовскую (K_2ip), славгородскую свиты (K_2sl) и началось осадконакопление палеогена, представленного ганькинской (K_2-Pg_{1gn}), талицкой (Pg_{1tl}), люлинворской (Pg_{1ll}) свитами. Максимальный прогрев осадочной толщи до 115 °С продолжался порядка 9 млн лет, что фиксируется на рисунках 3.5З, 3.5И, его начало относится ко времени накопления осадков чеганской свиты (Pg_{3-2hg}) 41,7 млн лет назад. Охлаждение осадочного разреза, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, началось 32,3 млн лет назад и продолжается до настоящего времени (рис. 3.5К – 3.5О).

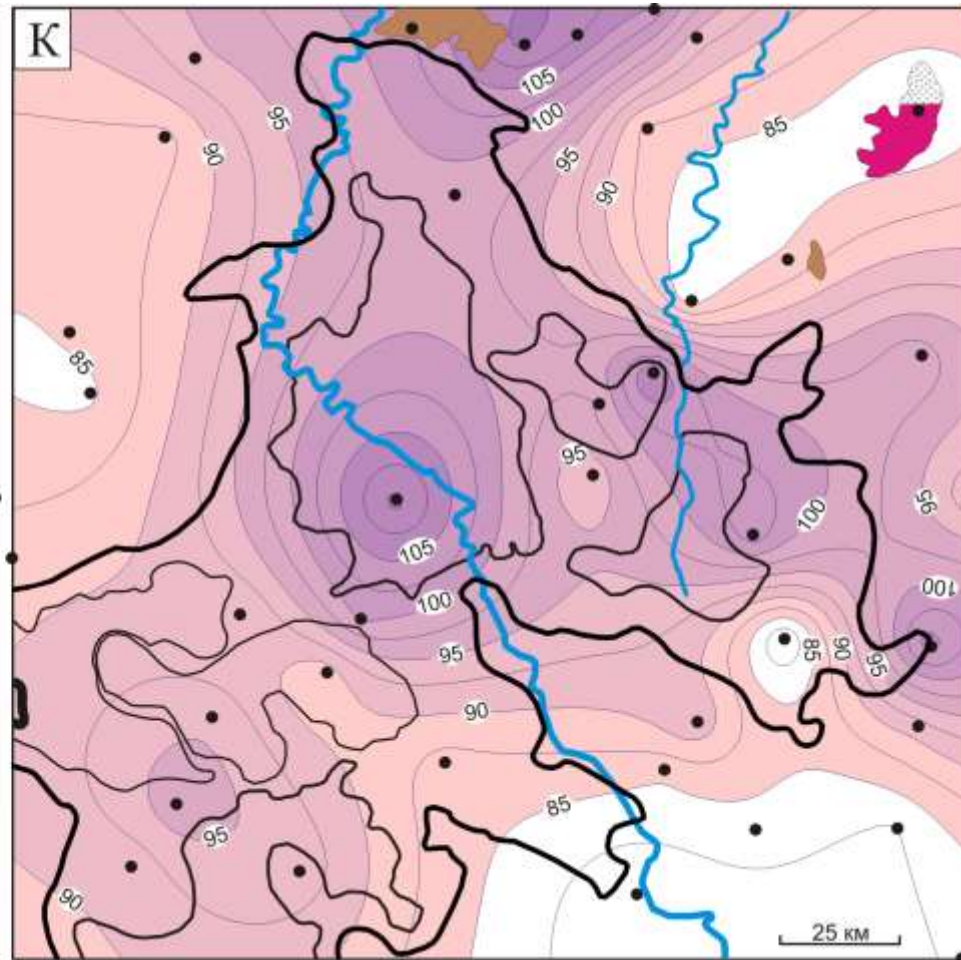
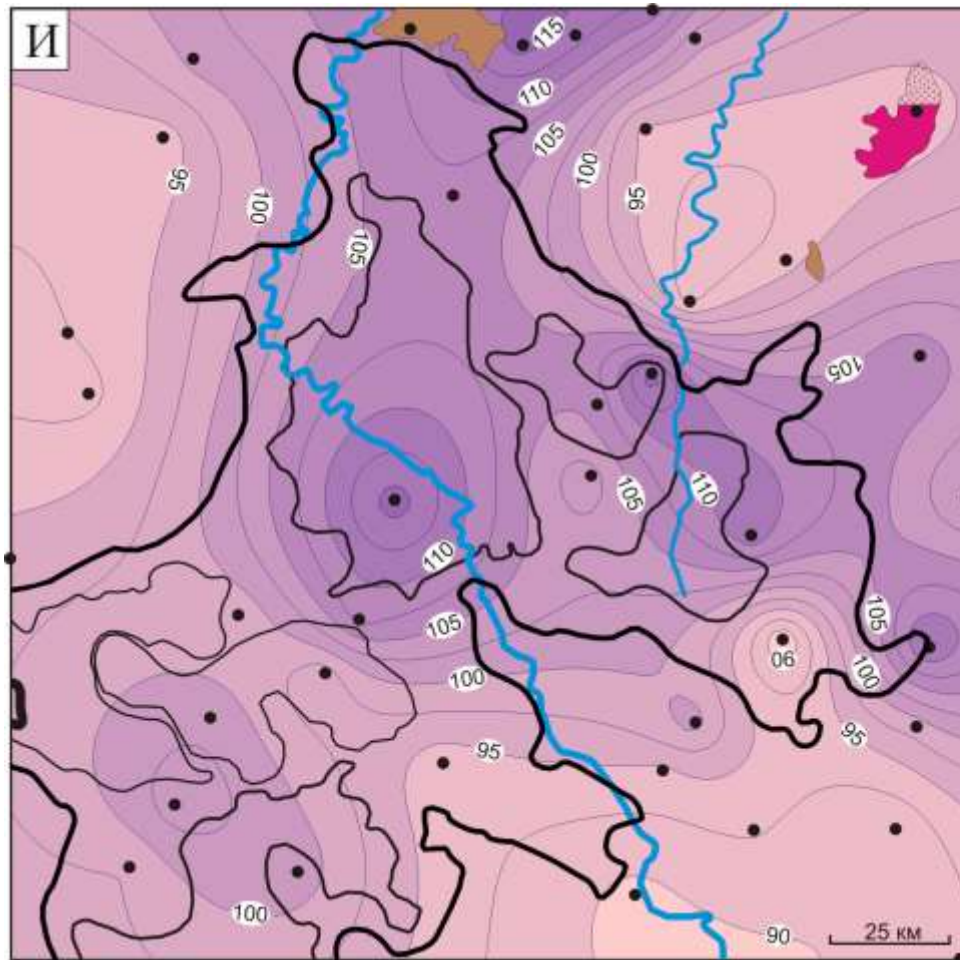
Таким образом, восстановление термической истории отложений нефтегенерирующей баженовской свиты позволило определить и закартировать палеочаги интенсивной генерации баженовских нефтей [63, 68, 70, 71, 72, 73, 75].

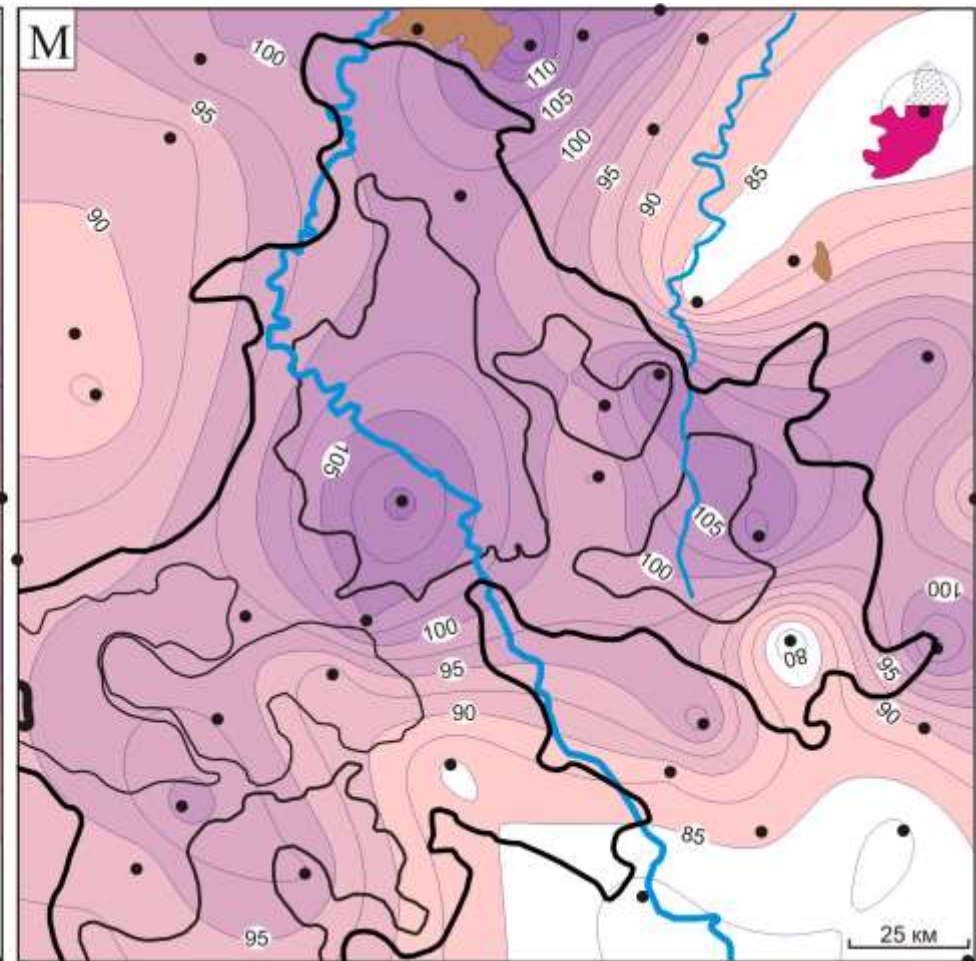
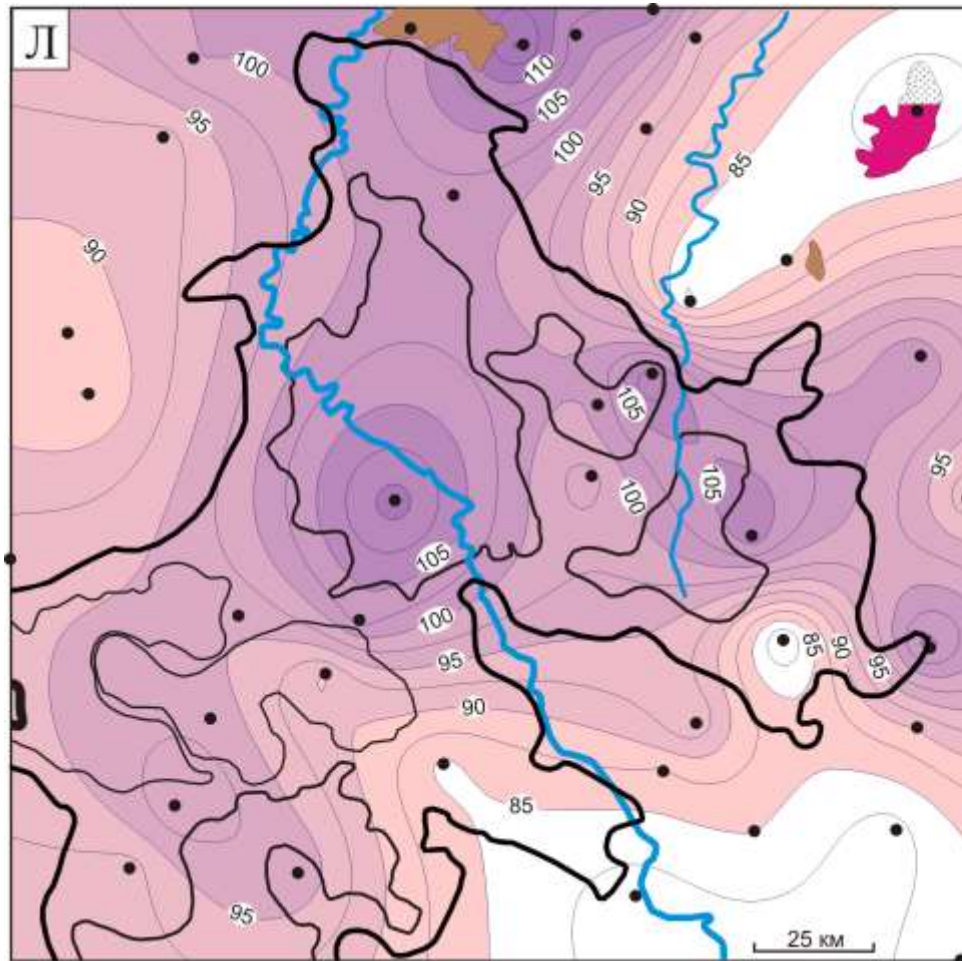












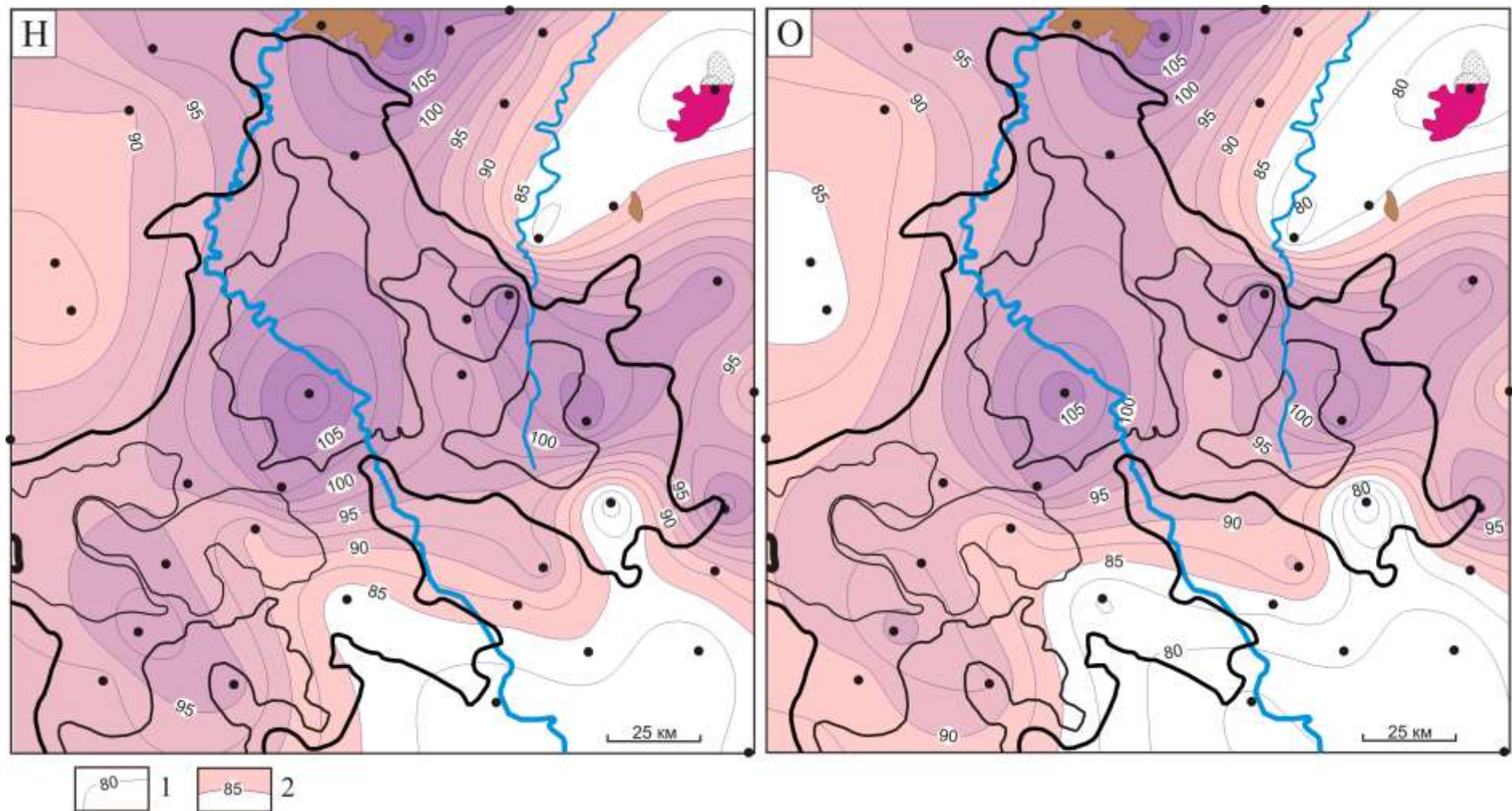


Рис.3.5. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов генерации баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины на ключевые времена. 1 – изотермы, °С; 2 – контур очага. Ключевое время: А – 114,1 млн лет назад, Б – 91,6 млн лет назад, В – 89,8 млн лет назад, Г – 86,5 млн лет назад, Д – 73,2 млн лет назад, Е – 61,7 млн лет назад, Ж – 54,8 млн лет назад, З – 41,7 млн лет назад, И – 37,6 млн лет назад, К – 32,3 млн лет назад, Л – 24,0 млн лет назад, М – 4,71 млн лет назад, Н – 1,64 млн лет назад, О – современный разрез. Показаны месторождения с залежами УВ в нижнемеловом НГК. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.12

3.5 Расчет генерированных ресурсов

Для оценки плотности ресурсов генерированных нефтей в каждой из 39-ти скважин для материнских баженовских отложений рассчитан интегральный показатель (R) по формуле [76]:

$$R = \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}), \quad (5)$$

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °С; t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн. лет; количество временных интервалов n определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН. Множитель 10^{-2} применен для закругления результатов оценки, представляемых в интервале 20–100 условных единиц.

Из формулы (5) следует, что изменение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. В данном случае плотность генерированных ресурсов имеет размерность [°С·млн л]. Эту единицу оценки мы называем условной.

Применяемый подход оценки ресурсов УВ позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений. Вместе с тем известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации – прочность связи керогена. А последняя обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [77, 78]. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Путем интерполяции значений условного интегрального показателя R построена схематическая *карта распределения плотности генерированных баженовских нефтей в пределах Нюрольской мегавпадины* (рис. 3.6).

Высокая плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей (> 80 усл.ед.) полосой субширотного простирания картируется в центральной части Нюрольской мегавпадины, захватывая зону ее сочленения с северной частью Чузикско-Чижапской и с Шингинской мезоседловинами, отмечается на севере исследуемой территории в районе Южно-Черемшанского месторождения (условный номер 1 на рис.1.12).

Максимальные значения плотности генерированных ресурсов (> 100 усл.ед.) зафиксированы в районе параметрической скважины Тамрадская 1 (условный индекс Т-1п на рис.1.12).

Низкая плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей (< 30 усл.ед.) закартирована в районе скважин Северо-Юлжавская (условный индекс СЮ-2), Арчинская 40 (условный индекс Ар-40), Ньюльгинская (условный индекс Нью-1), Речная 280 (условный индекс Ре-280).

Интересно отметить, что наш прогноз согласуется с прогнозным распределением концентраций $C_{орг}$ в пределах Нюрольской мегавпадины по А.Э. Конторовичу (рис. 3.2).

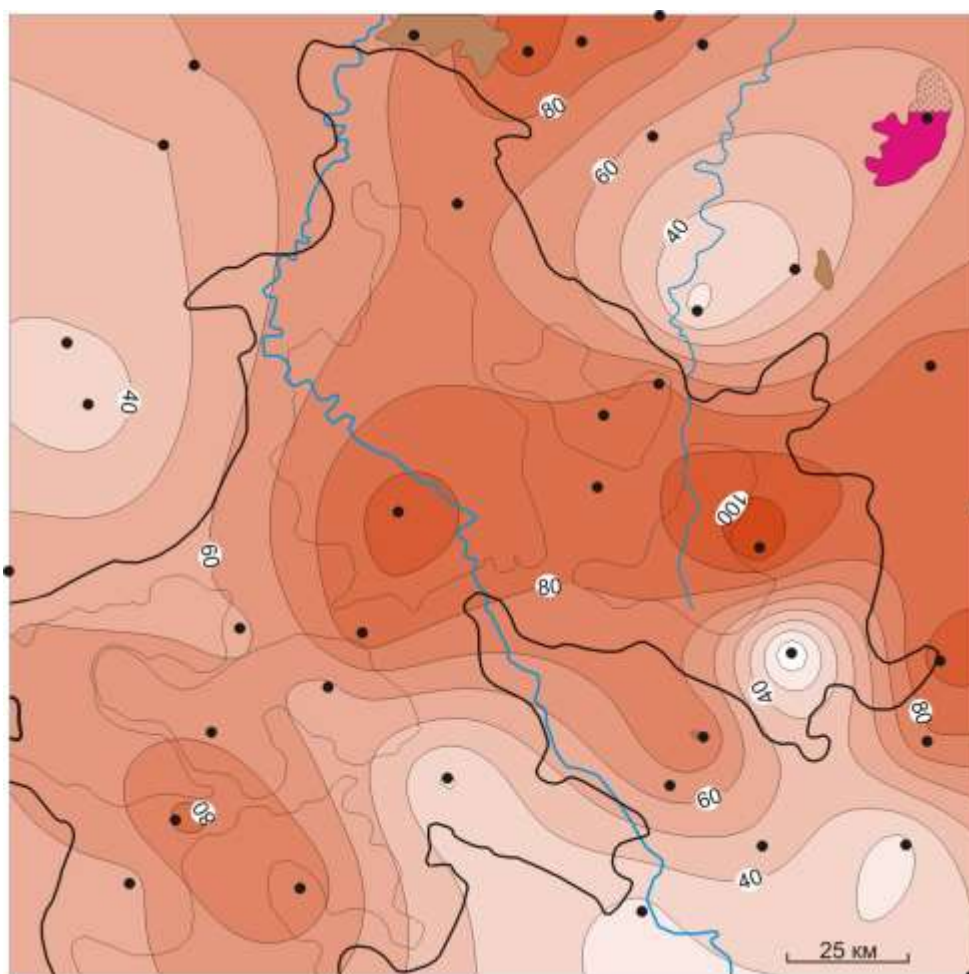


Рис. 3.6. Схематическая карта распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины. Значения изолиний в условных единицах. Показаны месторождения с залежами УВ в нижнемеловом НГК. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.12

Таким образом, результаты расчетов интегрального показателя, учитывающего площадное и временное распределение палеочагов генерации баженовских нефтей, позволили получить площадное распределение плотности ресурсов генерированных нефтей, питающих резервуары неокома [63, 68, 70, 71, 72, 73, 75].

Интересно и нужно сопоставить распределение плотности генерированных ресурсов баженовских нефтей с размещением месторождений в Нюрольской мегавпадине, имеющих

нефтяные залежи в верхнеюрском НГК (табл. 1.2). Верхнеюрский НГК это наиболее детально изученный и освоенный нефтегазоносный комплекс, т.е. можно допустить, что в этом комплексе большая часть залежей выявлена. В тоже время, баженовские нефти – это основной источник формирования залежей верхнеюрского НГК. Таким образом, отдавая приоритет вертикальной миграции УВ, можно ожидать прямую пространственную корреляцию размещения основной части выявленных залежей в верхнеюрском НГК с распределением плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей. Такая корреляция вполне очевидна при анализе рисунка 3.7. Из рисунка следует, что основная часть верхнеюрских залежей нефти (порядка 80%) находится в области повышенных значений относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (более 50 усл.ед.).

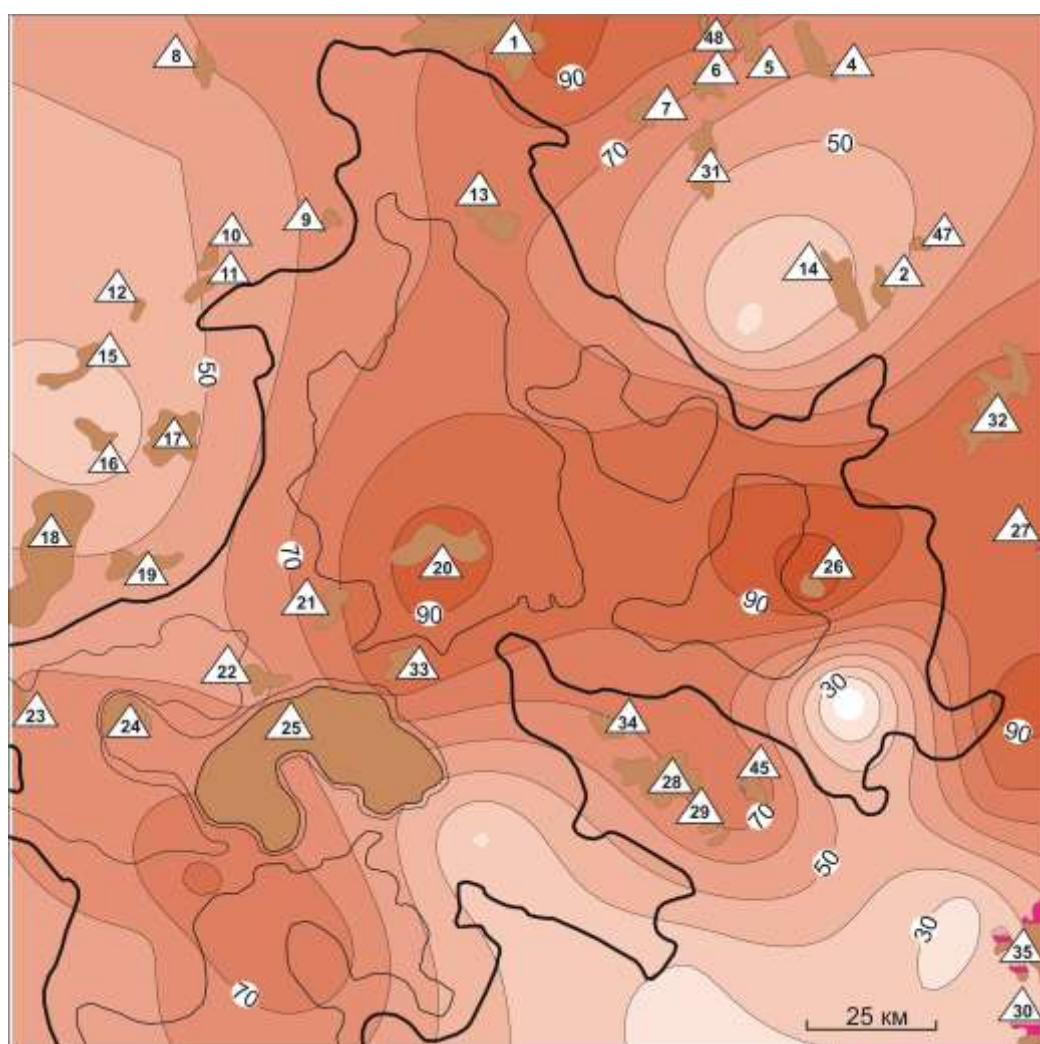


Рис. 3.7. Схематическая карта сопоставления распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (изолинии в усл. ед.) и месторождений с выявленными залежами нефти в верхнеюрском НГК Нюрольской мегавпадины. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.12

Рассмотренная выше согласованность распределения значений плотности генерированных ресурсов баженовских нефтей, полученного применением метода палеотемпературного моделирования, с размещением залежей нефти в верхнеюрском НГК, уже на первом уровне прогноза (без учета распределения аккумулярующего потенциала резервуара) свидетельствует о применимости метода палеотемпературного моделирования для районирования и оценки перспектив нефтегазоносности.

Продемонстрированная «согласованность» для верхнеюрского НГК, как «эталонного», позволяет рассчитывать (по аналогии) на корректность прогноза нефтегазоносности для резервуаров неокома, выполняемого на основе палеотемпературного моделирования. Для резервуаров неокома крайне мало изученных и весьма слабо освоенных.

3.6 Выводы [62, 63, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 75, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86]

1. Применяемый метод прогнозирования термической истории и реализации генерационного потенциала баженовских отложений – метод палеотемпературного моделирования – позволил использовать комплекс геолого-геофизических данных о геологическом строении, о седиментационной истории, о термометрии нефтегазоносных комплексов и материнских отложений.

2. Многолетние исследования баженовской свиты убедительно показывают площадное распространение баженовских отложений в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления, насыщенность пород органическим веществом сапропелевого типа, потенциально готовых генерировать УВ.

3. Методом палеотемпературного моделирования (в варианте решения обратной задачи геотермии) рассчитаны значения и построена модель (карта) распределения плотности теплового потока, что позволило перейти к следующему этапу – реконструкции геотемпературного режима нефтематеринской баженовской свиты Нюрольской мегавпадины.

4. Методом палеотемпературного моделирования (в варианте решения прямых задач геотермии) восстановлена термическая история отложений нефтегенерирующей баженовской свиты и закартированы палеочаги интенсивной генерации баженовских нефтей.

5. Первые очаги появились 91,6 млн лет назад, в течение последующих 35 млн лет очаги генерации нефтей объединялись, увеличиваясь по площади. Максимальный прогрев осадочной толщи до 115 °С продолжался порядка 9 млн лет. Охлаждение осадочного разреза, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, началось 32,3 млн лет назад и продолжается до настоящего времени.

6. По рассчитанному интегральному показателю, учитывающему площадное и временное распределение палеоочагов генерации баженовских нефтей, построена карта распределения плотности ресурсов генерированных нефтей, наиболее интенсивно питающих резервуары неокома в центральной части Нюрольской мегавпадины и в районе Южно-Черемшанского месторождения.

Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение:

«Методом палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, комплексировавшим данные глубокого бурения и геофизических исследований мезозойско-кайнозойского разреза, построены модели глубинного теплового потока и термической истории баженовских отложений Нюрольской мегавпадины. По геотемпературному критерию выделены и закартированы работающие с покурского времени (92 млн. лет назад) очаги генерации баженовских нефтей, дифференцированно питающих резервуары неокома. Максимальные геотемпературы очагов до 115 °С приходятся на чеганское время (32–42 млн. лет назад) и локализуются в южной половине Кулан-Игайской впадины, на юге Черемшанской мезоседловины и в восточной части Фестивального вала»

4 ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКОГО РЕЗЕРВУАРА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

4.1 Распространение ачимовского резервуара

В основании нижнемелового комплекса пород стратифицируются отложения куломзинской свиты, согласно перекрывающие осадки баженовской свиты. Геологическое строение неокома обусловлено морской обстановкой седиментогенеза, характерной чертой которого является проявление мелкой трансгрессивно-регрессивной цикличности осадочного процесса, выраженной в относительно равномерном чередовании глинистых и песчано-алевролитовых пачек [10].

В генерализованной модели осадконакопления пород неокома представлен ряд палеогеоморфологических и фациальных зон бассейна. Зона континентального подножия депрессии или глубоководно-шельфовая (фондоформа), сменяется зоной внешнего континентального склона (клиноформа), затем мелководно-шельфовая или зона внутреннего шельфа (ундаформа), по латерали переходящая в прибрежно-морскую и далее континентальную фациальные зоны. Перечисленные зоны относятся к единому седиментационному циклу, по которому проводится регионально-зональное районирование клиноформных комплексов [87, 88]. На территории Томской области выделено 10 циклитов субмеридионального простирания (рис. 4.1). Трансгрессивные тонкоотмученные глины глубоководной фондоформной зоны, залегающие в основании циклитов, признаны репером I категории.

В зоне перехода от глубоководных обстановок седиментации к мелководным накапливалась мощная (250-500 м) косослоистая глинисто-карбонатная толща (репер II категории), вмещающая *ачимовские* песчано-алевритовые отложения. Формирование косослоистых клиноформных образований происходило за счет лавинообразных обвалов кластического материала, который перераспределялся турбидитными потоками. В клиноформных постройках преобладают осадки регрессивного цикла, при котором увеличивался вынос грубозернистого терригенного материала, происходило интенсивное наращивание и продвижение внутрь бассейна края аккумулятивного шельфа.

Ачимовские отложения представлены осадками конусов выноса мутьевых потоков и зон подводно-оползневых дислокаций, фронтальных частей авандельт, направленных донных течений, формировавшихся в толще бокового наращивания на склоне глубоководного регрессирующего шельфа.

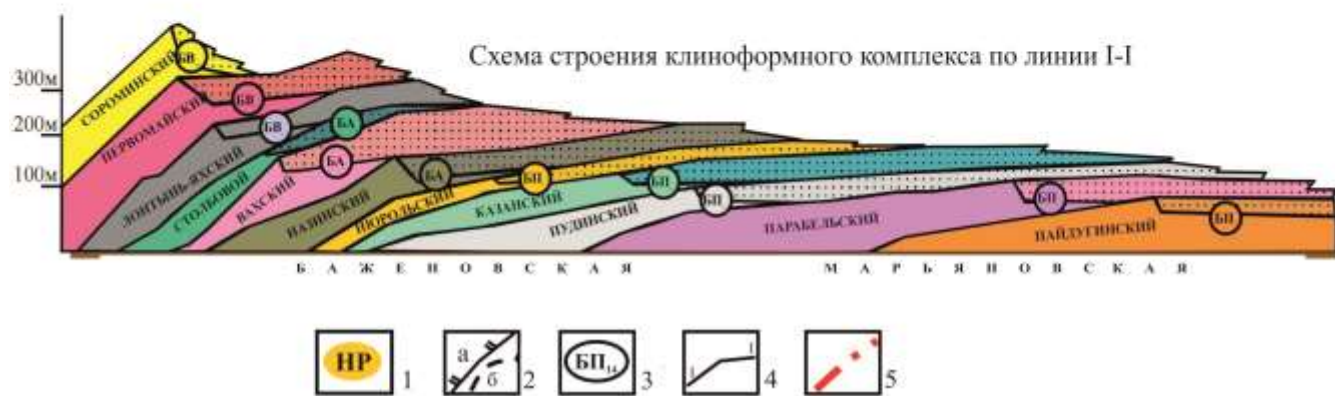
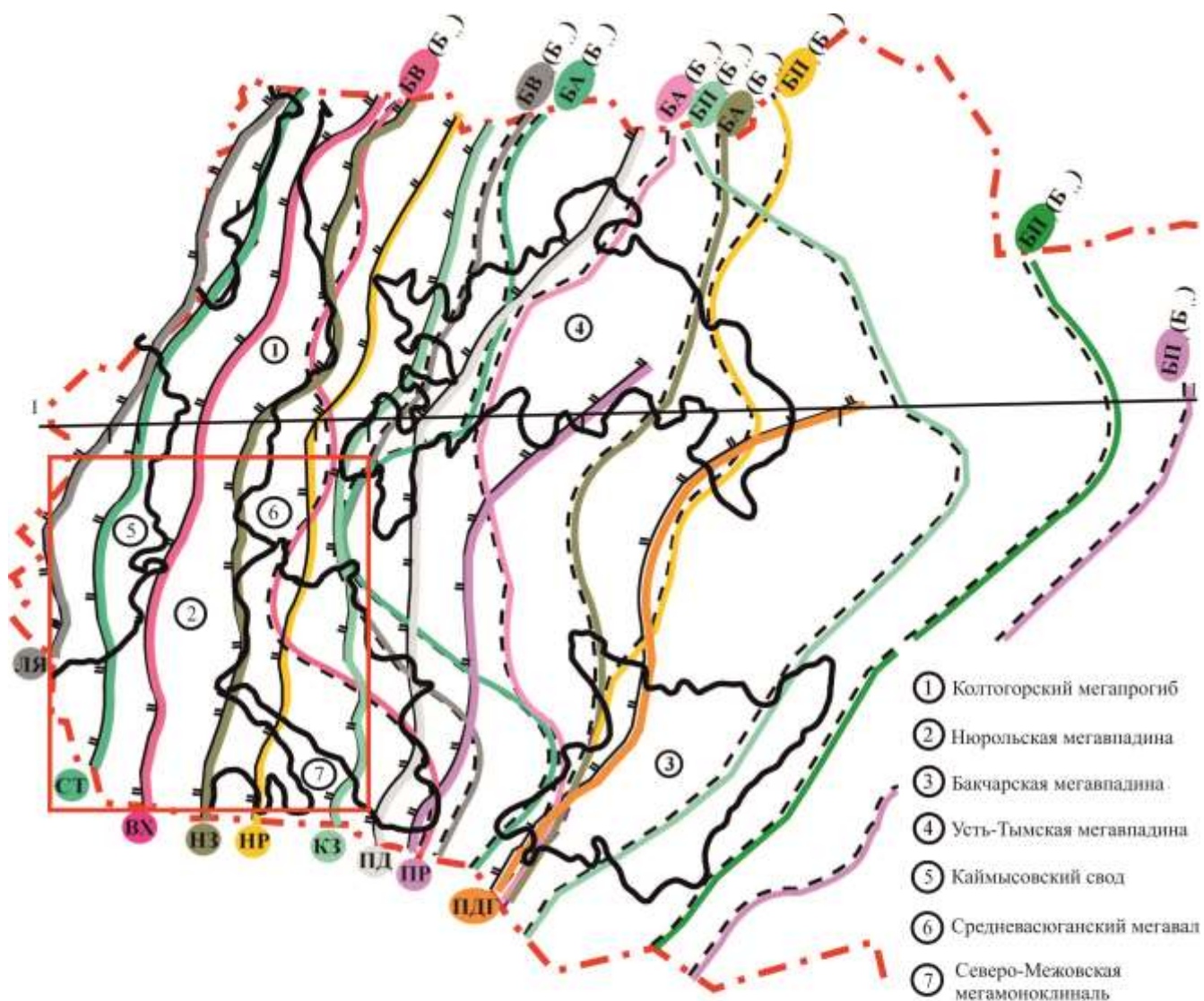


Рис. 4.1. Схема распространения циклитов неокома на территории Томской области по Н.А. Брылиной и др. [87]. 1 – индекс циклита; 2 – граница выклинивания циклита: а – линия бровки шельфа, б – восточная граница ундаформы; 3 – индекс шельфового пласта; 4 – линия профиля I-I; 5 – административная граница Томской области. Красным контуром выделен район настоящих исследований.

Выклинивание коллекторов вверх по восстанию и вниз по падению слоев, а также надежная изоляция их глинистыми породами практически со всех сторон, создают благоприятные условия для сохранения залежей УВ в ачимовском резервуаре, образуя ловушки преимущественно литологического типа [87]. Клиноформные осадки, содержащие пласты Б₁₆₋₂₀, отнесены к перспективным. В пределах исследуемой территории они нефтегазоносны на Мыльджинском месторождении. Испытания отложений ачимовского резервуара в ряде скважин на других площадях не дали положительных результатов (табл. 4.1).

Таблица 4.1 Данные* по испытанию глубоких скважин, в которых исследовались ачимовские отложения (пласты Б₁₆₋₂₀ куломзинской свиты) Ньюрольской мегавпадины

Название площади, номер скважины	Условный индекс скважины (рис. 4.3)	Интервал испытания, м	Приток, м ³ /сут.	Тип флюида
Лонтынь-Яхская 58	ЛЯ-58	2376-2383	0,94	Вода
Лонтынь-Яхская 67	ЛЯ-67	2358-2411	0,6	Вода+фильтрат
Шахматная 1	Ша-1	2344-2379	сухо	-
Западно-Карасевская 70	ЗКа-70	2538-2546	7,4	Вода
Сосновская 2	С-2	2585-2618	сухо	-
Тагайская 3	Таг-3	2598-2606	1,2	Вода
Южно-Черемшанская 337	ЮЧ-337	2608-2628	сухо	-
Южно-Черемшанская 340	ЮЧ-340	2383-2458	9,6	Вода
Таловая 5	Та-5	2737-2750	0,38	Вода+фильтрат
Таловая 6	Та-6	2748-2757	0,86	Вода
Черталинская 2	Чер-2	2732-2776	сухо	-
Фестивальная 250	Фе-250	2544-2552	сухо	-
Нововасюганская 1 опорная	НВ-1	2573-2578	21 л/сут/1,1	Нефть/вода
Колотушная 260	Ко-260	2426-2436	2,2	Вода+растворенный газ
Мыльджинская 4	Мы-4	2261-2274	46,3/ 5,9	Газ/конденсат
Мыльджинская 10	Мы-10	2316-2323	сухо	-
Мыльджинская 12	Мы-12	2289-2297	4,1 тыс./14,4	Газ/вода + пленка нефти
Мыльджинская 29	Мы-29	2264-2273	0,9	Вода
Мыльджинская 32	Мы-32	2256-2265	27,3 тыс./2,64	Газ/конденсат
Мыльджинская 38	Мы-38	2291-2293	58,5 тыс./6,1	Газ/конденсат

* Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

Территория настоящих исследований включает в себя клиноформные части семи циклитов – Казанского, Ньюрольского, Назинского, Вахского, Столбового, Лонтынь-Яхского и Первомайского, датированные, согласно спорово-пыльцевым, микро- и макрофаунистическим определениям возраста, нерасчлененными берриас-валанжинскими веками. Границами служат маркирующие «низкоомные» глинистые слои регионально-зонального ранга. Наиболее древний на территории исследований Казанский циклит перекрывается трансгрессивной пачкой глин Ньюрольского циклита и т.д. Во время формирования Казанского и Ньюрольского циклитов на территории Ньюрольской мегавпадины было глубокое море, поэтому на востоке территории

исследования присутствуют только их клиноформные и фондоформные части. Мелководно-шельфовая (ундаформная) часть появляется только при формировании Вахского циклита и занимает восточную часть территории, при этом его склоновые ачимовские отложения картируются в центральной части территории исследований. С течением временем трансгрессия "передвигала" береговую линию по площади с востока на запад, соответственно и клиноформы смещались в том же направлении, образуя черепицеобразное залегание (см. рис. 4.1).

На основе результатов работы коллектива авторов [36], выполненной для Томской области, обобщено развитие неокомских отложений для Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур (рис. 4.2А).

Клиноформная часть самого молодого *Первомайского циклита* расположена на юго-восточном склоне Каймысовского свода, с толщинами ачимовских отложений более 40 метров в районе Западно-Крапивинского месторождения (условный номер 18 на рис. 1.12).

Депоцентры клиноформного комплекса *Лонтынь-Яхского циклита* приурочены к Лонтынь-Яхскому валу (условный номер 13 на рис. 1.10) и Крапивинско-Моисеевскому к.п. (условный номер 14 на рис. 1.10) с мощностями песчано-алевролитовой толщи более 80 и 40 м, соответственно. На территории Нюрольской мегавпадины клиноформная часть циклита не закартирована.

Клиноформный комплекс *Столбового циклита*, толщиной до 60 м, отмечается в зоне сочленения северо-западной части Нюрольской мегавпадины и восточного склона Каймысовского свода.

Клиноформы *Вахского циклита*, при суммарной мощности песчаной составляющей до 40 метров, расположены в районе скважин Южно-Пионерская 263 (условный индекс ЮП-263, рис. 1.12) и Пешеходная 1 (условный индекс П-1п), до 20 м – в западной части Нюрольской мегавпадины и в зоне ее сочленения со Среднеवासюганским мегавалом.

Клиноформная часть *Назинского циклита* картируется на севере (до 20 м) и юге (до 60 м) в зоне сочленения Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали.

В клиноформном комплексе осадков *Нюрольского циклита* отмечаются два депоцентра, толщиной песчано-алевролитовых отложений более 40 м, приуроченные к Мыльджинской (условный номер месторождения 3) и Гордеевской площадям (условный индекс Г-1п).

Фронтальная граница клиноформы *Казанского циклита* прослеживается близко от подошвы баженовской свиты [36]. Отложения песчано-алевролитовых составляющих толщиной до 40 м отмечаются в Чузыкско-Чижапской мезоседловине и на Лугинецком куполовидном поднятии (условный номер 9 на рис. 1.10), до 20 м – в районе

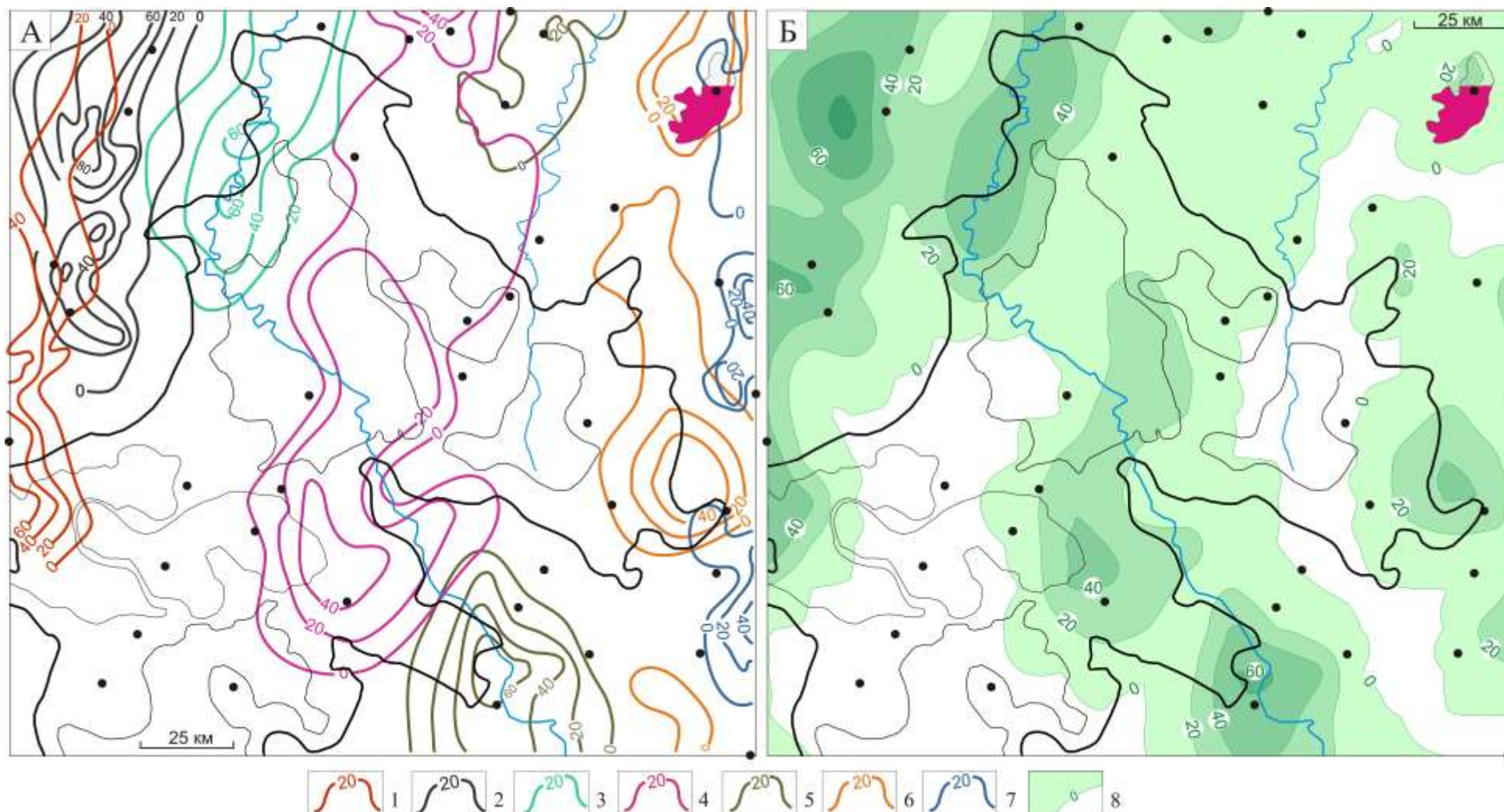


Рис. 4.2. Схематические карты изопакит клиноформ циклитов неокома (А) по данным [36, 87], суммарных толщин ачимовских отложений (Б) Нюрольской мегавпадины. Мощности клиноформ циклитов, м: 1) Первомайского, 2) Лонтынь-Яхского, 3) Столбового, 4) Вахского, 5) Назинского, 6) Нюрольского, 7) Казанского; 8) суммарные толщины, м. Показано Мьльджинское месторождение с газоконденсатной залежью в ачимовских отложениях. Остальные условные обозначения те же, что на рис.1.12.

Мыльджинского куполовидного поднятия (условный номер 11) и зоне его сочленения с Шингинской мезоседловиной (условный индекс Шм, рис. 1.10).

На основе схемы распространения и толщин ачимовских коллекторов каждого циклита в пределах территории Нюрольской мегавпадины (рис. 4.2А) построена карта суммарных толщин ачимовского резервуара (рис. 4.2Б).

Наибольшие толщины ачимовских отложений (до 80 м) картируются на северо-восточном склоне Каймысовского свода, значения толщин 60 м – в зоне сочленения Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали. Отложения ачимовской пачки толщиной 40 м распространены в северо-западной части мегавпадины, западной части Осевого прогиба и северо-восточнее Тамянского прогиба. Отсутствие ачимовских отложений фиксируется крупным «залывом» в юго-западной части территории исследований и подковообразной полосой на востоке.

Таким образом, исследования условий осадконакопления и распространения циклитов неокома позволили закартировать распространение ачимовского резервуара – определить толщины коллектора и зоны его распространения в пределах Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур [63, 68, 71, 72, 73, 89].

4.2 Районирование ачимовского резервуара по плотности ресурсов

Расчет относительной плотности дренированных (первично-аккумулятивных) ресурсов баженовских нефтей в ачимовском резервуаре (рис. 4.3А) выполнен с учетом площадной дифференциации толщин ачимовской пачки.

Карта (рис. 4.3А) построена путем «перемножения» карты распределения суммарных толщин ачимовского резервуара и карты распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей. Здесь, наряду с распределением объемов генерированных нефтей, учитывается распределение аккумулятивных объемов резервуара, обусловленных его толщинами. Распределение мощностей резервуара и распределение плотности генерированных ресурсов учитываются с одинаковым весовым коэффициентом.

Следует отметить, что проведенные исследования показывают определенный диссонанс распределения значений плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (рис. 3.6) и толщин ачимовских отложений (рис. 4.2Б). На участках максимальной плотности генерированных ресурсов отмечается выклинивание ачимовского резервуара.

Карта (рис. 4.3А) названа схематической картой распределения относительной плотности ресурсов. Здесь относительную плотность ресурсов следует понимать так. Если на участке

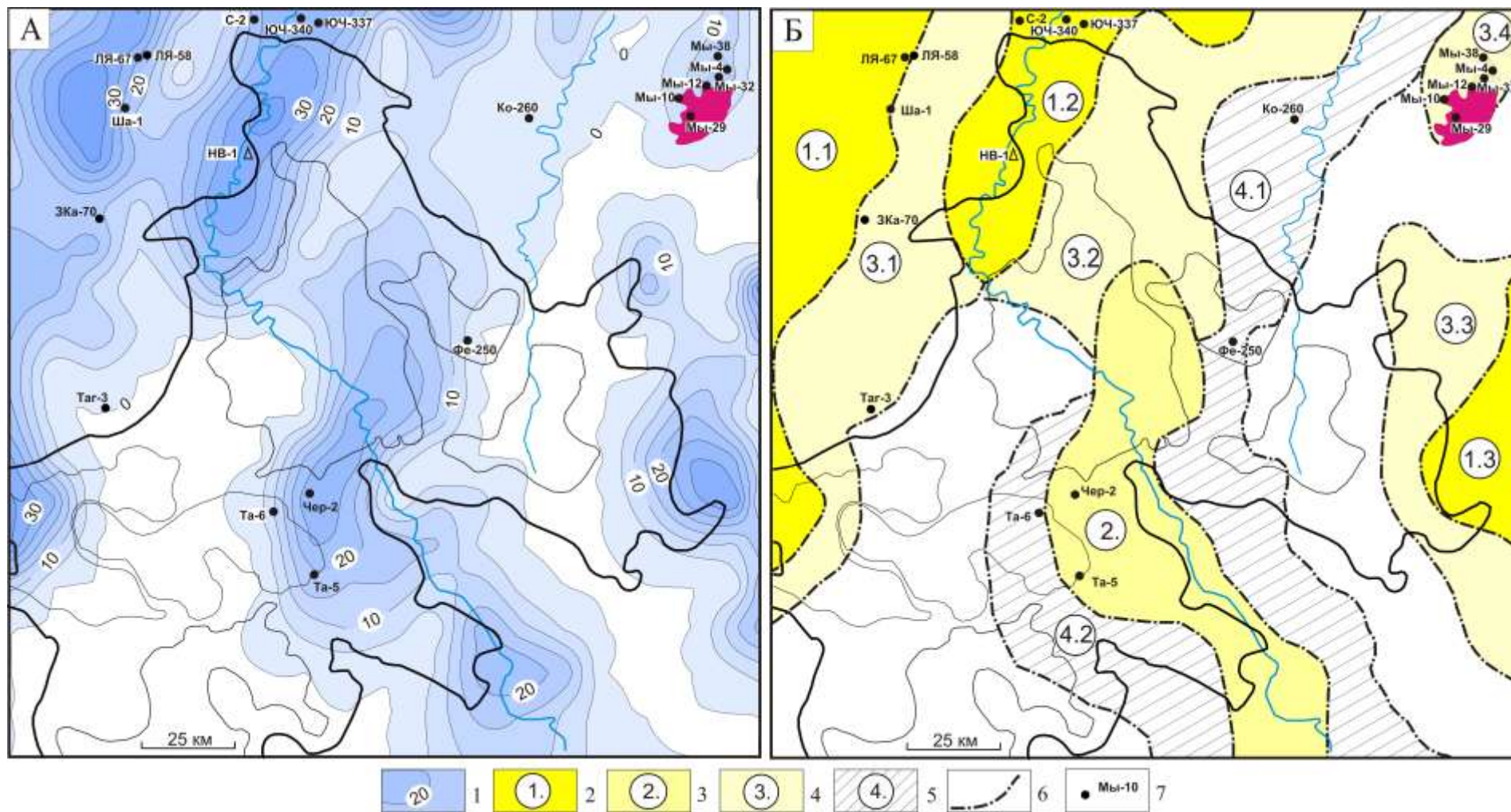


Рис. 4.3. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов баженовских нефтей в ачимовских отложениях (А) и схема районирования ачимовского резервуара (Б) Нюрольской мегавпадины. 1) – изолинии плотности ресурсов, усл.ед.; 2)–5) – районы (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1. – 20-35, 2. – 15-25, 3. – 5-20, 4. – менее 5; 6) границы районов; 7) скважина и ее условный индекс. Показано Мыльджинское месторождение с газоконденсатной залежью в ачимовских отложениях. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.12

скважины Шахматная 1 (Ша-1) плотность ресурсов ачимовского резервуара оценена в 20 усл. единиц, а на участке скважины Колотушная 260 (Ко-260) – в 5 усл. ед. (рис. 4.3А), это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность ресурсов ачимовского резервуара в 4 раза больше, чем плотность ресурсов на втором участке.

Выполненное районирование ачимовского резервуара иллюстрируется рисунком 4.3Б. Ранжирование районов (зон) по степени перспективности и их площадное распространение отражено в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Районирование ачимовского резервуара Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумуляированных баженовских нефтей

Зоны*	Тектоническая приуроченность	Скважины**, расположенные в зоне (рис. 4.3)	Плотность ресурсов, усл. ед.	Площадь, тыс. км ²
1.1	Юго-восточный склон Каймысовского свода, западный борт Осевого прогиба	ЛЯ-57, ЛЯ-58, Ша-1	20 – 35	7,81
1.2	Западная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины	ЮЧ-337, ЮЧ-340, С-2, НВ-1	20 – 35	6,25
1.3	Зона сочленения Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловин		20 – 35	4,41
2.	Юго-восточная часть Кулан-Игайской впадины, восточный склон Игольско-Талового куполовидного поднятия, зона сочленения Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали	Та-5, Чер-2	15 – 25	11,25
3.1	Восточный склон Каймысовского свода и зона его сочленения с западным бортом Нюрольской мегавпадины, центральная часть Осевого прогиба	ЗКа-70, Таг-3	5 – 20	10,31
3.2	Северная часть Кулан-Игайской впадины, зона сочленения северо-восточной части Нюрольской мегавпадины с юго-западным склоном Среднеvasюганского мегавала		5 – 20	6,25
3.3	Зона сочленения Нюрольской мегавпадины, Шингинской и Чузикско-Чижапской мезоседловин		5 – 20	6,12
3.4	Мыльджинское куполовидное поднятие	Мы-4, Мы-10, Мы-12, Мы-29, Мы-32, Мы-38	5 – 20	1,56
4.1	Юго-западный склон Среднеvasюганского мегавала, восточная часть Фестивального вала, Лавровский вал	Ко-260, Фе-250	Менее 5	15,94
4.2	Зона сочленения Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали, восточный борт Тамянского прогиба, восточная часть Игольско-Талового куполовидного поднятия, центр южной оконечности Кулан-Игайской впадины	Та-6	Менее 5	8,12

* ранжирование по степени перспективности;

** показаны скважины, в которых проведены испытания ачимовских отложений

Земли юго-восточного склона Каймысовского свода, зона сочленения Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая полоса субмеридионального простирания в центральной части Нюрольской мегавпадины могут быть рекомендованы для первоочередного изучения нефтегазоносности ачимовского резервуара.

Таким образом, путем сопоставления распределения толщин ачимовских отложений и распределения плотности генерированных баженовских нефтей, выделены наиболее перспективные участки ачимовского резервуара в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления [63, 68, 71, 72, 73].

4.3 Сопоставление прогнозного районирования и результатов бурения

Ниже приводится сопоставление прогнозного районирования с данными бурения, при котором практически все поисковые и разведочные скважины вскрывали разрез неокома. Однако испытания нижнемеловых объектов проводились в лучшем случае попутно с верхнеюрскими, а полученная «вода» в одном нижнемеловом объекте «позволяла» не исследовать другие объекты неокома, вскрытые скважиной.

В результате районирования по степени перспективности выделены 4 зоны. **Первая зона** представлена 3-мя участками (рис. 4.3Б):

Участок 1.1 расположен в северо-восточной части территории. Здесь испытаны ачимовские интервалы в Лонтынъ-Яхских скважинах 58 и 67 (условные индексы ЛЯ-58 и ЛЯ-67), соответственно 2376–2383 м и 2358–2411 м, с незначительным притоком воды дебитами 0,94 м³/сут (ЛЯ-58), 0,6 м³/сут (ЛЯ-67). В скважине Шахматная 1 (Ша-1) в интервале 2344–2379 м – "сухо". Эти скважины расположены на границе выделенных в настоящей работе зон – наиболее перспективной (1.) и существенно менее перспективной (3.). Таким образом, *участок 1.1* бурением фактически не апробирован.

Участок 1.2 – западная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины. Здесь проведены испытания в 4-х скважинах. Нефтепризнаки получены в опорной скважине Нововасюганская 1 (индекс НВ-1 на рис. 4.3) из интервала 2573–2578 м. На Южно-Черемшанском месторождении испытаны две скважины, ЮЧ-337 (на рис. 4.3) в интервале 2608–2628 м – "сухо", ЮЧ-340 в интервале 2383–2458 м получена вода дебитом 9,6 м³/сут. "Сухим" оказался интервал 2585–2618 м при испытании скважины Сосновская 2 (С-2). Таким образом, перспективность *участка 1.2* в какой-то мере согласуется с результатами бурения опорной скважины.

На *участке 1.3* – сочленение восточного вреза Нюрольской мегавпадины с Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловинами – исследования ачимовских пластов Б₁₆₋₂₀ не проводились.

В пределах **второй зоны** (средних перспектив) проведено испытание ачимовского интервала 2732–2776 м с результатом "сухо" в скважине Черталинская 2 (Чер-2), а в скважине Таловая 5 (Та-5) из интервала 2737–2750 м получен незначительный приток воды (0,38 м³/сут) с фильтратом бурового раствора. Таким образом, на площади порядка 11 тыс. км² выделенной

второй зоны, где толщины пластов Б₁₆₋₂₀ фиксируются свыше 40 м, ачимовские отложения изучены всего в двух скважинах.

Третья зона (малых перспектив) содержит 4 участка, где из 8-ми испытанных интервалов ачимовского объекта 6-ть вскрыты на Мыльджинском месторождении.

На *участке 3.1*, охватывающем восточный склон Каймысовского свода и его сочленение с западным бортом Нюрольской мегавпадины, ачимовские отложения изучены при бурении в скважинах Тагайская 3 (условный индекс Таг-3 на рис. 4.3) и Западно-Карасевская 70 (ЗКа-70). Здесь при испытании интервалов 2598–2606 м и 2538–2546 м, соответственно, получены притоки воды невысокими дебитами (1,2 и 7,4 м³/сут).

На *участке 3.2* (сочленение депрессии с юго-западным склоном Среднеवासюганского мегавала) и на *участке 3.3* (сочленение Нюрольской мегавпадины с Шингинской и Чузикско-Чижапской мезоседловинами) ачимовские пласты Б₁₆₋₂₀ при бурении скважин не опробовались.

Участок 3.4 изучен более других. Нефтепризнаки получены в скважине Мыльджинская 12 (Мы-12 на рис. 4.3) из интервала 2289–2297 м, где получены газ (4,1 тыс. м³/сут) и вода с пленкой нефти (14,4 м³/сут). При испытании интервалов 2256–2265 м (скважина Мы-32), 2261–2274 м (Мы-4), 2291–2293 м (Мы-38) получены притоки газа дебитами 27,3 тыс. м³/сут., 46,3 м³/сут., 58,5 тыс. м³/сут., и конденсата дебитами 2,64 тыс. м³/сут., 5,9 тыс. м³/сут. и 6,1 тыс. м³/сут., соответственно. Вода 0,9 м³/сут. получена в скважине Мы-29 из ачимовского интервала 2264–2273 м. В скважине Мы-10 интервал 2316–2321 м ачимовский объект "сухой".

Таким образом, из четырех участков выделенной *третьей зоны*, бурением фактически изучен только *участок 3.4*.

В **четвертой зоне** (наименьших перспектив) по оценкам, проведенным в настоящей работе, выделяется 2 участка.

Участок 4.1 протягивается узкой полосой через всю территорию исследований с юго-востока на северо-восток. Здесь ачимовские отложения испытаны в скважине Колотушная 260 (Ко-260 на рис. 4.3), получена вода с растворенным газом из интервала 2426–2436 м. В скважине Фестивальная 250 (Фе-250) интервал 2544–2552 м "сухой";

На *участке 4.2*, закартированном западнее участка 4.1, испытания проведены в скважине Таловая 6, где из интервала 2748–2457 м получена вода.

Разумеется, что оценка достоверности нашего зонального прогнозного районирования (ранжирования) будет получена только после проведения поисковых работ на площадях в этих зонах. Тем не менее, в таблице 4.3 мы приводим условную оценку согласованности прогнозного районирования с результатами испытаний ачимовского резервуара

Таблица 4.3 Сопоставление прогнозного районирования ачимовского резервуара Нюрольской мегавпадины и результатов поисково-разведочного бурения (*ранжирование по степени перспективности)

Зоны*	Тектоническая приуроченность	Результаты испытаний интервалов ачимовского резервуара (количество интервалов)	% согласованности прогноза с результатами испытаний
1.1	Юго-восточный склон Каймысовского свода, западный борт Осевого прогиба	Пластовая вода – 2; «сухо» – 1	Согласованность зоны высоких перспектив = 1/7 = 15 %
1.2	Западная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины	Нефтепроявления – 1; пластовая вода – 1; «сухо» – 2;	
1.3	Зона сочленения Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловин	-	
2.	Юго-восточная часть Кулан-Игайской впадины, восточный склон Игольско-Талового куполовидного поднятия, зона сочленения Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали	Вода с фильтратом бурового раствора – 1; «сухо» – 1	-
3.1	Восточный склон Каймысовского свода и зона его сочленения с западным бортом Нюрольской мегавпадины, центральная часть Осевого прогиба	Пластовая вода – 2	
3.2	Северная часть Кулан-Игайской впадины, зона сочленения северо-восточной части Нюрольской мегавпадины с юго-западным склоном Среднеvasюганского мегавала	-	
3.3	Зона сочленения Нюрольской мегавпадины, Шингинской и Чузикско-Чижапской мезоседловин	-	
3.4	Мыльджинское куполовидное поднятие	УВ – 4; пластовая вода – 1; «сухо» – 1;	
4.1	Юго-западный склон Среднеvasюганского мегавала, восточная часть Фестивального вала, Лавровский вал	Пластовая вода с растворенным газом – 1; «сухо» – 1	Согласованность зоны наименьших перспектив = 3/3 = 100 %
4.2	Зона сочленения Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали, восточный борт Тамянского прогиба, восточная часть Игольско-Талового куполовидного поднятия, центр южной оконечности Кулан-Игайской впадины	Пластовая вода – 1	

4.4 Выводы [63, 68, 71, 72, 73, 89]

1. Анализ условий седиментации и распределение клиноформных отложений неокома позволил закартировать суммарные толщины ачимовского коллектора и его распространение в пределах Нюрольской мегавпадины с обрамляющими ее положительными структурами.

2. Отмечен *диссонанс* в распределении значений плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей и суммарных толщин клиноформных отложений, что в целом снижает перспективы ачимовского резервуара.

3. Интегрированным анализом мощностей клиноформных отложений и распределения плотности генерированных баженовских нефтей выделены наиболее перспективные участки ачимовского резервуара в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Это земли юго-восточного склона Каймысовского свода, зона сочленения Чузикско-Чижанской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая полоса субмеридионального простирания в центральной части Нюрольской мегавпадины.

4. Согласованность с поисково-разведочным бурением в зоне наименьших перспектив составляет 100 %, в зоне высоких перспектив – 15 %, что связано, вероятно, с крайне низкой «попутной» изученностью ачимовского неокома.

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение:

«Интегральным анализом мощностей клиноформных отложений неокома и распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей выявлен их диссонанс, выполнен зональный прогноз нефтегазоносности ачимовского резервуара Нюрольской мегавпадины. Перспективные участки для поисков выделены на юго-восточном склоне Каймысовского свода, в зоне сочленения Чузикско-Чижанской и Шингинской мезоседловин, в полосе субмеридионального простирания центральной части Нюрольской мегавпадины».

5 ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШЕЛЬФОВОГО РЕЗЕРВУАРА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

5.1 Распространение шельфового резервуара

Мелководно-морской шельф (ундаформа) характеризуется субгоризонтальным залеганием серий регрессивных песчаных и песчано-алевролитовых пластов сложного строения. Для них характерны песчаные фации вдольбереговых и барьерных баров и валов, промоин разрывных и стоковых течений.

Резервуары зоны шельфа, хотя и относятся к одной палеогеоморфологической зоне с ачимовскими, характеризуются иными поисковыми критериями. В силу выдержанности песчаных пластов, сохранение залежей УВ здесь может быть обеспечено лишь при наличии благоприятного структурно-тектонического фактора, предопределяя формирование ловушек структурного типа [5, 10].

В пределах исследуемой территории закартированы мелководно-шельфовые части четырех субмеридионально вытянутых циклитов (рис. 4.1): Вахского, Столбового, Лонтынь-Яхского и Первомайского, которые «черепицеобразно накладываются друг на друга», смещаясь с востока на запад. Наиболее древний Вахский циклит, занимая восточную часть территории, перекрывается осадками Столбового циклита, перекрытого Лонтынь-Яхским циклитом, на котором залегает Первомайский циклит. Последний перекрывается более молодым Сороминским циклитом, расположенным в западной части исследуемой территории. Сороминский циклит размещается, в основном, на тюменских землях. Его распространение предыдущими исследователями не картировалось, поэтому в работе толщина мелководного шельфа Сороминского циклита (пласт БВ₁₀) учтена по данным бурения 26 глубоких скважин, в которых проводились исследования нижнемеловых отложений (табл. 5.1).

Шельфовые пласты циклитов преимущественно тарской свиты, выдержанные на больших пространствах мелководного шельфа, разделены локально развитыми глинистыми прослоями и вся группа пластов циклита сверху экранируется трансгрессивными глинами перекрывающей клиноформы.

Залежи УВ в шельфовом резервуаре неокома на территории исследований разрабатываются на 3-х месторождениях (табл. 5.2, рис. 1.12).

Определенные трудности в изучении нижнемеловых отложений создает неоднозначная индексация и стратиграфическая привязка морских пластов неокома. В настоящей работе используется индексация томских геологов.

В материалах по испытанию глубоких скважин, использованных в исследованиях, шельфовые отложения рассматриваются в объеме пластов Б₈-Б₁₂.

Таблица 5.1 Данные* по испытанию глубоких скважин, в которых исследовались отложения нижнемелового шельфа Нюрольской мегавпадины и ее обрамления

Название площади, номер скважины	Условный индекс скважины (рис. 5.2)	Интервал (глубина) испытания, м	Свита	Пласт	Приток, м ³ /сут.	Тип флюида
1	2	3	4	5	6	7
Волковская 1	В-1	2243-2268	куломзинская	Б ₈	4,0	Вода
Лонтынь-Яхская 58	ЛЯ-58	2177-2184	куломзинская	Б ₈	55,2	Вода
Лонтынь-Яхская 59	ЛЯ-59	2082-2111	тарская	Б ₈	5,8	Вода
		2228-2297	куломзинская	Б ₁₀	2,5	Вода
Лонтынь-Яхская 61	ЛЯ-61	2079-2101	тарская	Б ₈	7,7	Вода
Лонтынь-Яхская 63	ЛЯ-63	2104-2133	куломзинская	Б ₉	3,0	Вода
Шахматная 1	Ша-1	2183-2200	куломзинская	Б ₈	2,5	Вода
		2214-2255	куломзинская	Б ₁₀	7,3	Вода
Шахматная 2	Ша-2	2232-2322	куломзинская	Б ₁₀₋₁₁	3,4	Вода
Поселковая 2	Пос-2	2355-2374	куломзинская	Б ₁₀	7,36	Вода
Моисеевская 1	М-1	2176-2180	тарская	Б ₉	691,2	Вода
		2229-2232	куломзинская	Б ₁₁	357,6	Вода
		2243-2247	куломзинская	Б ₁₂	324	Вода
Моисеевская 2	М-2	2268-2274	куломзинская	Б ₁₂	21,6	Вода
Моисеевская 3	М-3	2141-2145	тарская	Б ₈	57,96	Вода
		2239-2243	куломзинская	Б ₁₂	278,8	Вода
Тагайская 3	Таг-3	2323-2329	тарская	Б ₉	34	Вода
Тагайская 9	Таг-9	2455-2465	куломзинская	Б ₉	557	Вода
Южно-Черемшанская 2	ЮЧ-2	2264-2269	тарская	Б ₈	7,1/1,6	Нефть/вода
		2271-2273	тарская	Б ₈₋₉	8,2	Нефть
		2264-2274	тарская	Б ₉	35,7	Нефть
Южно-Черемшанская 3	ЮЧ-3	2328-2330	тарская	Б ₈	41/33	Нефть/вода
		2354-2357	тарская	Б ₁₁₋₁₂	35,2/1,8	Нефть/вода
Южно-Черемшанская 339	ЮЧ-339	2390-2425	куломзинская	Б ₁₀	12,8	Вода
Южно-Черемшанская 342	ЮЧ-342	2429-2518	куломзинская	Б ₈₋₁₀	4,2	Вода
Южно-Черемшанская 344	ЮЧ-344	2450-2494	куломзинская	Б ₁₀	2,5	Вода
Заячья 50	За-50	2564-2624	тарская	Б ₁₀	0,53	Вода
Чворовая 3	Чв-3	2450-2492,6	куломзинская	Б ₉	5,99	Вода
Фестивальная 250	Фе-250	2422-2438	куломзинская	Б ₁₀	40	Вода
Фестивальная 253	Фе-253	2550-2576	тарская	Б ₁₀	2,2	Вода+газ
Игольская 2	Иг-2	2420-2450	куломзинская	Б ₁₂	5,7	Вода
Тальянская 1	Т-1	2442-2521	тарская	Б ₁₂	10,9	Вода
Пешеходная 1 параметрическая	П-1п	2262-2295	куломзинская	Б ₉	4,4	Вода
		2325-2350	куломзинская	Б ₁₂	5,4	Вода
Глухарина 2	Глу-2	2199-2204	тарская	Б ₈	4,0	Вода
		2230-2234	тарская	Б ₉	1,0	Вода
		2298-2301	куломзинская	Б ₁₁	1,0	Вода
Пуглалымская 87	Пу-87	2239-2318	куломзинская	Б ₁₀	6,6	Вода
Ключевская 64	Кл-64	2284-2313	куломзинская	Б ₁₀	4,5	Вода
Салатская 1 параметрическая	Са-1п	2197-2226	тарская	Б ₁₁₋₁₂	9,7	Вода
Верхнесалатская 31	ВСа-31	2110-2114	тарская	Б ₁₀	163,5	Вода
Речная 1	Ре-1	2245-2261	куломзинская	Б ₈	4,4	Вода
Речная 280	Ре-280	2318-2323	куломзинская	Б ₁₀	43,2	Вода
Мыльджинская 1	Мы-1	2088-2093	куломзинская	Б ₈	135,4тыс./38,4	Газ/конденсат

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7
Мыльджинская 2	2	2121-2147	куломзинская	Б ₈	37,3	Вода
Мыльджинская 3	3	2146-2160	куломзинская	Б ₁₀	93,7 тыс.	Газ
Мыльджинская 4	4	2073-2095	куломзинская	Б ₁₀	0,86 тыс./ 198	Газ/вода
Мыльджинская 17	17	2223-2240	куломзинская	Б ₁₀	144 тыс./ 16,8	Газ/конденсат
Мыльджинская 20	20	2166-2190	куломзинская	Б ₁₀	447,4 тыс./ 43,2	Газ/конденсат
Мыльджинская 21	21	2185-2197	куломзинская	Б ₁₀	217,3 тыс.	Газ
Мыльджинская 24	24	2097-2148	куломзинская	Б ₈	150 тыс.	Газ
Мыльджинская 34	34	2228-2241	куломзинская	Б ₁₀	507,6 тыс./ 37,2	Газ/конденсат
Мыльджинская 55 параметрическая	55п	2297-2304	тарская	Б ₉	8,8	Вода
Южно-Мыльджинская 22	ЮМ-22	2125-2164	тарская- куломзинская	Б ₁₁₋₁₂	56/24	Нефть/вода
Южно-Мыльджинская 27	ЮМ-27	2178-2184	тарская	Б ₁₀	9,2	Вода
		2229-2249	тарская	Б ₁₁₋₁₂	9,74	Вода
Южно-Мыльджинская 28	ЮМ-28	2091-2093	тарская	Б ₁₀	5,38	Вода
		2105-2108	тарская	Б ₁₁	15,17	Вода
Шингинская 296	Ши-296	2473-2483	куломзинская	Б ₁₀	33,4	Вода
Шингинская 297	Ши-297	2415-2443	тарская	Б ₁₀	2,5	Вода
Тамбаевская 2	Там-2	2220-2239	киялинская- тарская	Б ₈	3,9	Вода
Майская 391	Май-391	2426-2440	куломзинская	Б ₁₀	115	Вода
Водораздельная 1	Во-1	2400-2406	куломзинская	Б ₁₀	6,2	Вода

* Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

Таблица 5.2 Месторождения Нюрольской мегавпадины и структур обрамления с залежами в меловом нефтегазоносном комплексе

Месторождение	Номер (рис. 1.12)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт, пласты
Южно- Черемшанское	1	Меловой	Нефть	А ₂₋₇ , А ₉₋₁₀ , Б ₄₋₁₀ , Б ₁₂₋₁₃
			Газ	А ₂₋₇ , Б _{0, 4-13}
Южно- Мыльджинское	2	Меловой	Нефть	Б ₉₋₁₃
			Газ	Б _{9, 10} , Б ₁₁₋₁₂ , Б ₁₃
Мыльджинское	3	Меловой	Газоконденсат	А ₂₋₇ , Б _{0, 4-10, 12, 13}
		Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁

На основе исследований коллектива авторов [36], в настоящей работе обобщено развитие мелководно-морских шельфовых отложений неокома для Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур (рис. 5.1А).

Шельф *Первомайского циклита* (пласт БВ₁₁) характеризуется толщиной осадков до 70 м, в разрезе которых выделяется 3 песчаных пласта толщиной до 25 метров. Мощность отложений зависит от слияния или расщепления песчаных пластов, глинистые прослои более выдержаны и увеличиваются в мощности ближе к глубоководному склону.

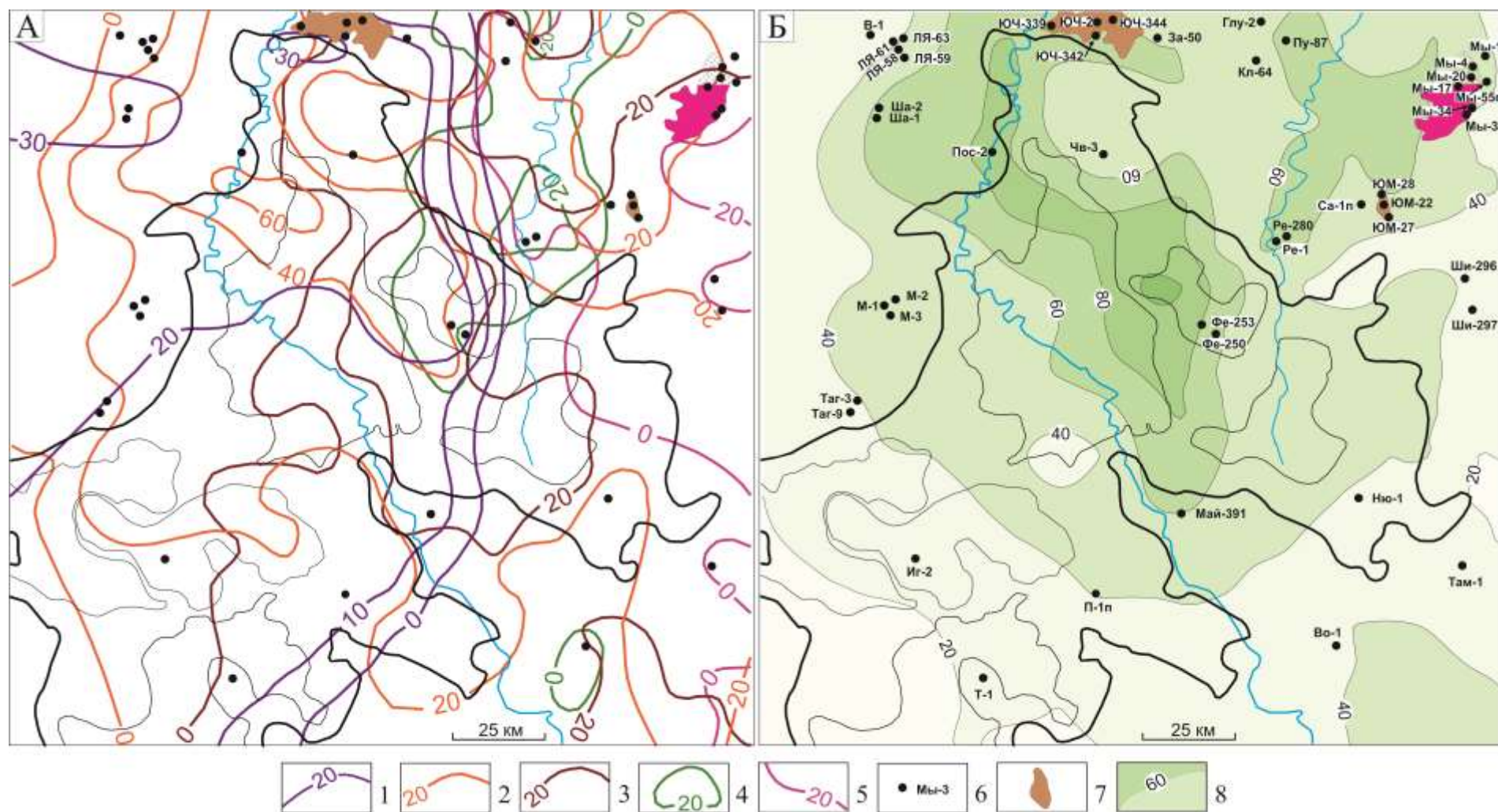


Рис. 5.1. Схематические карты изопакит мелководно-шельфовой части циклитов (А) по данным [5, 36] и суммарных толщин шельфовых пластов (Б) неокома Нюрольской мегавпадины. Изопакиты циклитов, м: 1 – Сороминского, 2 – Первомайского, 3 – Лонтын'-Яхского, 4 – Столбового, 5 – Вахского; 6 – скважины, в которых проведены испытания шельфовых пластов неокома, условный индекс скважины; 7 – месторождения с залежами УВ в резервуарах нижнемелового шельфа; 8 – суммарные толщины, м. Остальные условные обозначения те же, что на рис.1.12.

Шельф *Лонтынь-Яхского циклита* (пласт БВ₁₂) представлен преимущественно двумя песчаными пластами (15-20 м), часто расщепляемыми на 2-3 прослоя, иногда сливаясь, пласты достигают 30 метровой мощности.

Шельфовые отложения *Столбового циклита* (пласт БА₁) насчитывают один-два пласта, мощностью от 3 до 15 м.

Шельф *Вахского циклита* (пласт БА₂) толщиной до 20 м, складывается из трех песчано-алевролитовых пластов.

Схематическая карта на рис. 5.1А иллюстрирует распространение и толщины мелководно-шельфовых частей пяти циклитов. Путем суммирования и интерполяции построена *схематическая карта суммарных толщин отложений шельфового резервуара неокома* (рис. 5.1Б).

Наибольшие толщины шельфовых отложений (свыше 80 м) картируются в северо-восточной части мегавпадины, занимая западную часть Фестивального вала, и через восточную окраину Кулан-Игайской впадины протягиваются узкой полосой на север. Высокие значения толщин (более 60 м) картируются в двух участках. Первый участок охватывает практически весь Фестивальный вал и восточную большую часть Кулан-Игайской впадины. Протягиваясь субпараллельно изолинии 80 м, «раскрываясь» на севере, первый участок охватывает зону сочленения северо-западного борта Нюрольской мегавпадины с восточным склоном Каймысовского свода и Черемшанской мезоседловиной. Второй участок расположен в юго-восточной части Среднеवासюганского вала.

Наименьшие толщины шельфовых отложений (до 20 м) закартированы в юго-западной части и в районе скважины Гордеевская 1 (условный индекс Г-1п на рис. 1.12), расположенной в восточной части территории исследований.

Таким образом, исследования условий седиментации циклитов нижнего мела позволили закартировать распространение мелководно-шельфового (ундаформного) резервуара неокома в пределах Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур [63, 68, 70].

5.2 Районирование шельфового резервуара по плотности ресурсов

Расчет относительной плотности дренированных (первично-аккумулятивных) ресурсов баженовских нефтей в шельфовом резервуаре в пределах Нюрольской мегавпадины выполнен с учетом площадной дифференциации толщин мелководно-морского шельфа.

Значения плотности ресурсов получили путем «перемножения» карт распределения суммарных толщин шельфового резервуара (рис. 5.1Б) и распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (см. рис. 3.4). Интерполируя полученные значения,

построили *схематическую карту распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных баженовских нефтей в шельфовом резервуаре неокома* (рис. 5.2А).

Районирование шельфовых отложений (табл. 5.3) провели путем выделения значений относительной плотности первично-аккумуляированных ресурсов нефти, превышающих 25 и 50 условных единиц (рис. 5.2Б).

Таблица 5.3 Районирование шельфового резервуара Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумуляированных баженовских нефтей

Зона*	Тектоническая приуроченность	Скважины, расположенные в районе (рис. 5.2)	Плотность ресурсов, усл. ед.	Площадь, тыс. км ²
1.1	Зона сочленения северного борта Нюрольской впадины с южной частью Черемшанской мезоседловины и восточным склоном Каймысовского свода.	ЮЧ-2, ЮЧ-339, ЮЧ-342, ЮЧ-344	Более 50	0,6
1.2	Восточная половина Кулан-Игайской впадины и западная часть Фестивального вала.	Фе-253	Более 50	2,8
2.	Западная половина Кулан-Игайской впадины, восточная часть Фестивального вала, Тамрадская впадина, восточная часть Игольско-Талового куполовидного поднятия, зона сочленения Нюрольской впадины с восточным склоном Каймысовского свода и юго-западным склоном Средневасюганского мегавала, на юго-востоке – с Лавровским мезовыступом	За-50, Глу-2, Пу-87, Кл-64, Пос-2, Чв-1, Мы-1, Мы-3, Мы-4, Мы-17, Мы-20, Мы-34, Мы-55п, ЮМ-22, ЮМ-27, ЮМ-28, Ши-296, Ши-297, Фе-250, Фе-253, Нью-1, Май-391	25-50	17,4
3.1	Восточный склон Каймысовского свода, юго-западная часть Нюрольской мегавпадины, зона ее сочленения с Северо-Межовской мегамоноклиалью, Чузикско-Чижапской мезоседловиной и Лугинецким куполовидным поднятием.	В-1, ЛЯ-58, ЛЯ-59, ЛЯ-61, ЛЯ-63, Ша-1, Ша-2, М-1, М-2, М-3, Таг-3, Таг-9, Иг-2, Т-1, П-1п, Там-1, Во-1	Менее 25	22,6
3.2	Зона сочленения южной оконечности Средневасюганского мегавала с северным бортом восточного вреза Нюрольской впадины и северной частью Шингинской мезоседловины	Са-1п, Ре-1, Ре-280,	Менее 25	1,6

* ранжирование по степени перспективности

Полученная схема фиксирует две перспективные зоны: *первая зона* содержит два участка. *Участок 1.1* – район сочленения северного борта Нюрольской мегавпадины с южной частью Черемшанской мезоседловины (условный индекс ЧМ, рис. 1.10) и восточным склоном Каймысовского свода. *Участок 1.2* – район меридионального простирания, включающий восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала. *Вторая зона* охватывает северную половину Нюрольской мегавпадины с обрамляющими ее положительными структурами.

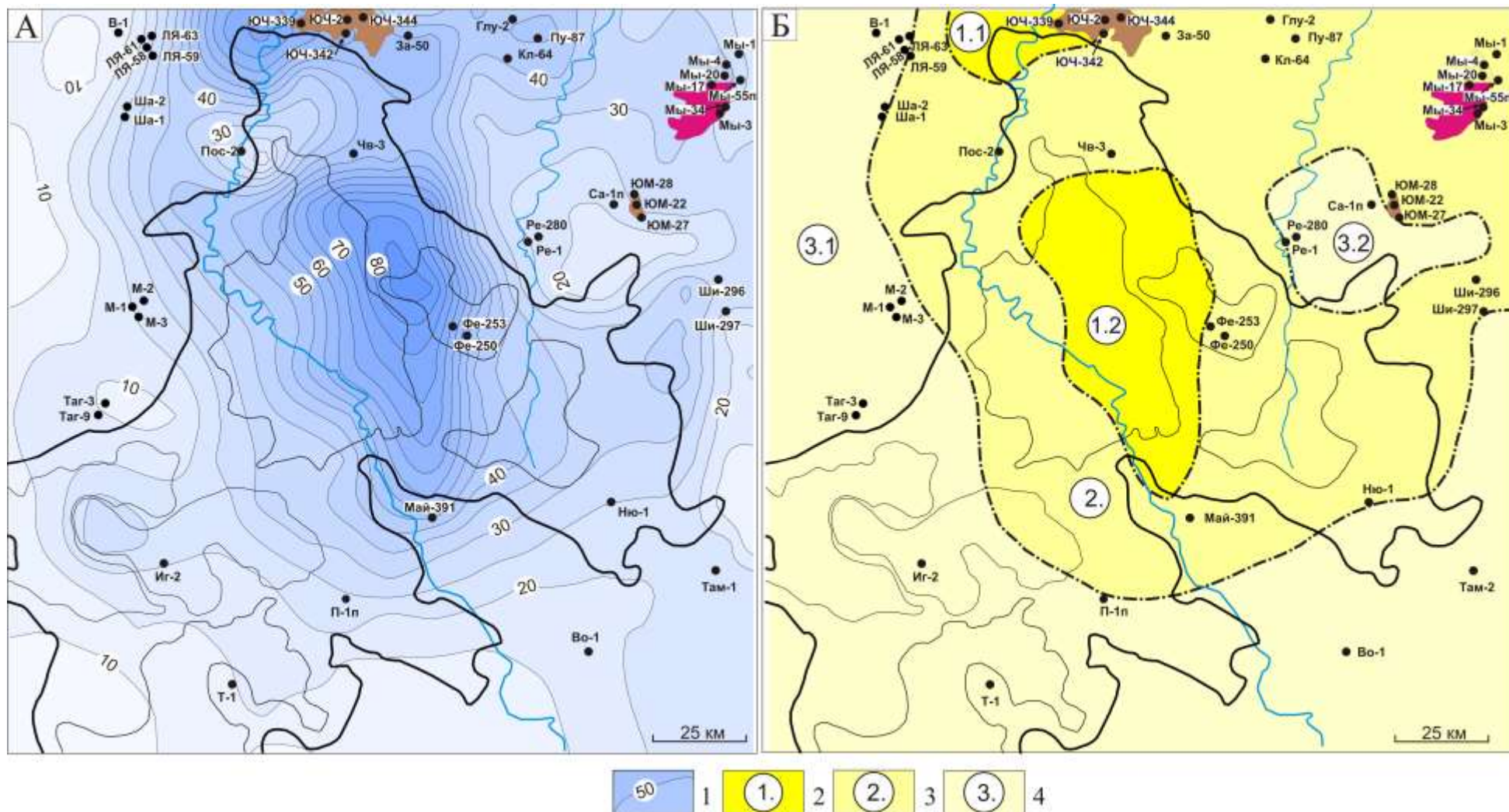


Рис. 5.2. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов баженовских нефтей в мелководно-шельфовых отложениях (А) и схема районирования шельфового резервуара (Б) неокома Нюрольской мегавпадины. 1 – изолинии относительной плотности ресурсов, усл.ед.; 2–4 – зоны со значениями относительной плотности ресурсов: 2) более 50 усл.ед., 3) 25–50 усл.ед., 4) менее 25 усл.ед. Остальные условные обозначения те же, что на рис.5.1.

Менее перспективная *третья зона* включает два участка. *Участок 3.1* охватывает южную половину Нюрольской мегавпадины и земли ее сочленения с обрамляющими положительными структурами. *Участок 3.2* – земли сочленения южной оконечности Среднеवासюганского мегавала с северным бортом восточного вреза Нюрольской впадины и северной частью Шингинской мезоседловины.

Таким образом, путем сопоставления распределения толщин отложений мелководно-морского шельфа и распределения плотности генерированных баженовских нефтей, выделены наиболее перспективные участки нефтегазоносности шельфового резервуара в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления [63, 68, 70].

5.3 Сопоставление прогнозного районирования и результатов бурения

В пределах *участка 1.1* (площадь около 600 км²) расположено Южно-Черемшанское месторождение (условный номер 1 на рис. 1.12), с утвержденными запасами нефти и газа в пластах шельфового резервуара (см. табл. 5.2). При изучении шельфовых объектов получены различные результаты. В скважине ЮЧ-2 (рис. 5.2) при испытании трех интервалов 2264–2269 м (пласт Б₈), 2271–2273 м (пласт Б₈₋₉) и 2264–2274 м (пласт Б₉) получена нефть дебитами 7.1, 8.2 и 35.7 м³/сут., соответственно. В скважине ЮЧ-3 при испытании интервалов 2328–2330 м (пласт Б₈) и 2354–2357 м (пласт Б₁₁₋₁₂) получена нефть дебитами 41 и 35,2 м³/сут., вода 33 и 1,8 м³/сут., соответственно. В скважинах ЮЧ-339, ЮЧ-342, ЮЧ-344 испытано по одному шельфовому объекту в интервале 2390–2425 м (пласт Б₁₀), в интервале 2429–2518 м (пласт Б₉₋₁₀) и интервале 2450–2494 м (пласт Б₁₀), получены притоки воды дебитами 12.8, 4.2, 2.5 м³/сут., соответственно.

Участок 1.2 (площадь порядка 2800 км²) практически не изучен глубоким бурением.

В пределах *второй зоны* шельфовый резервуар разрабатывается на Мыльджинском месторождении – газоконденсат и на Южно-Мыльджинском месторождении – нефть и газ (см. табл. 5.2). При испытании пластов Б₈₋₁₀ в скважинах Мыльджинского месторождения Мы-1, Мы-17, Мы-20 и Мы-34 (рис. 5.2) получен газ/ и конденсат дебитами 135,4 тыс. м³/38,4 м³/сут. (интервал 2088–2093 м), 144 тыс. м³/16,8 м³/сут. (интервал 2223–2240 м), 447,4 тыс. м³/43,2 м³/сут. (интервал 2166–2190 м) и 507,6 тыс. м³/37,2 м³/сут. (интервал 2228–2241 м), соответственно. В скважинах Мы-3 (интервал 2146–160 м), Мы-21 (интервал 2185–2197 м) и Мы-24 (интервал 2097–2148 м) получен газ дебитами 93,7 тыс. м³/сут. (пласт Б₁₀), 217,3 тыс. м³/сут. (пласт Б₁₀) и 150 тыс. м³/сут. (пласт Б₈), соответственно. В скважине Мы-4 получен газ и вода дебитами 0,86 тыс. м³/сут. и 198 м³/сут. из интервала 2073–2095 м. Вода получена в

скважине Мы-2 (37,3 м³/сут.) при испытании интервала 2121–2147 м (пласт Б₈) и в параметрической скважине Мы-55п (8,8 м³/сут.) из интервала 2297–2304 м (пласт Б₉).

На Мыльджинском месторождении источником газа для нижнемелового НГК возможно является баженовская свита в период своего нахождения в верхней зоне газообразования при условии локально сформированных «зрелых» меловых флюидоупоров [90].

При опробовании интервала 2125–2164 м (пласт Б₁₀₋₁₁) в скважине ЮМ-22 (рис. 5.2) получен хороший приток нефти с водой дебитами 56 и 24 м³/сут., соответственно. В скважинах ЮМ-27 и ЮМ-28 испытано по два интервала шельфовых пластов Б₁₀₋₁₂ (получена вода): 2178–2184 м (9,2 м³/сут.), 2229–2249 м (9,74 м³/сут.) и 2091–2093 м (5,38 м³/сут.), 2105–2108 м (15,17 м³/сут.).

В отношении меловых залежей нефти Южно-Мыльджинского месторождения, земли которого имеют невысокие перспективы на ресурсы баженовских нефтей (рис. 5.2), можно предположить, что здесь источником нефти является материнская тогурская свита, выклинивающаяся здесь по восстанию (рис. 1.12) и имеющая здесь достаточно высокую плотность генерированных нефтей [91].

На Фестивальном месторождении при испытании интервала 2550–2576 м скважины Фестивальная 253 (Фе-253 на рис. 5.2) из пласта Б₁₀ получена вода с газом дебитом 2,2 м³/сут., в скважине Фе-250 – вода 40 м³/сут. из интервала 2422–2438 м.

На Глухаринском месторождении отложения шельфа испытаны в трех интервалах скважины Глухаринская 2 (Глу-2 на рис. 5.2) 2199–2204 м, 2230–2234 м, 2298–2301 м, где получены незначительные притоки воды (см. табл. 5.1). Также в скважине Заячья 50 (За-50) из интервала 2564–2624 м получен приток воды дебитом 0,53 м³/сут.

По одному объекту в неокме испытания проведены на Поселковом месторождении (условный номер 9, рис. 1.12 и условный индекс скважины Пос-2 на рис. 5.2) в интервале 2355–2374 м (пласт Б₁₀), на Чворовом месторождении (условный номер 13, условный индекс Чв-3) в интервале 2450–2492,6 м (пласт Б₉), на Шингинском месторождении (условный номер 32) в скважинах Ши-296 интервал 2473–2483 м (пласт Б₁₀) и Ши-297 интервал 2355–2374 м (пласт Б₁₀), на Пуглалымском месторождении (условный номер 5, условный индекс Пу-87) в интервале 2239–2318 м (пласт Б₁₀), на Ключевском месторождении (условный номер 6, условный индекс Кл-64) в интервале 2284–2313 м (пласт Б₁₀), на Майском месторождении (условный номер 34, условный индекс Май-391) в интервале 2426–2440 м (пласт Б₁₀). Везде получены притоки воды (см. табл. 5.1).

В пределах **участка 3.1** разрабатываются месторождения как с верхнеюрскими, так и среднеюрскими, нижнеюрскими и палеозойскими залежами УВ (см. табл. 1.2). В юго-восточной части территории сконцентрированы местоскопления УВ с раннеюрскими залежами. Здесь

шельфовые отложения неокома изучались всего в двух интервалах – 2220–2239 м (скважина Тамбаевская 2, условный индекс Там-2 на рис. 5.2, условный номер месторождения 38 на рис. 1.12) и 2400–2406 м (скважина Водораздельная 1, условный индекс Во-1, условный номер месторождения 36), получены притоки воды дебитами 3,9 и 6,2 м³/сут., соответственно.

Непосредственно в Нюрольской мегадепрессии в параметрической скважине Пешеходная 1 (условный индекс П-1п) исследовались пласты Б₉ (интервал 2262–2295 м) и Б₁₂ (интервал 2325–2350 м), получены притоки воды дебитами 4,4 и 5,4 м³/сут. В скважинах Игольская 2 (условный индекс Иг-2) и Тальянская 1 (Т-1) также получена вода дебитами 5,7 и 10,9 м³/сут. из интервалов 2420–2450 м, 2442–2521 м, соответственно.

В западной и северо-западной частях территории (Каймысовский свод) испытаний пластов шельфа больше, однако, если соотнести их с общим количеством пробуренных поисково-разведочных скважин или с количеством шельфовых пластов, цифра получается крайне малая.

На Моисеевском месторождении (условный номер 17, рис. 1.12) исследовались шельфовые пласты в скважинах 1, 2, 3 (условные индексы М-1, М-2, М-3 на рис. 5.2) – в интервалах пластов Б₈ (2141–2145 м), Б₉ (2176–2180 м), Б₁₁ (2229–2232 м) и Б₁₂ (2243–2274 м) получена вода высокодебитными притоками 278,8–691,2 м³/сут. На Тагайском месторождении (условный номер 19) в двух скважинах (условные индексы Таг-3, Таг-9) испытан пласт Б₉ в интервалах соответственно 2323–2329 м и 2455–2465 м, получены притоки воды дебитами 34 и 557 м³/сут.

На Лонтынь-Яхском месторождении получены притоки воды невысокими дебитами (2,5–7,7 м³/сут) в скважинах ЛЯ-59 (рис.5.2) интервалы опробования 2082–2111 и 2228–2297 м, ЛЯ-61 (интервал 2079–2101 м), ЛЯ-63 (интервал 2104–2133 м). В скважине ЛЯ-58 (интервал 2177–2184 м) дебит воды составил 55,2 м³/сут.

К *участку 3.2* приурочены Верхнесалатское и Речное месторождения (условные индексы 14 и 42 на рис. 1.12). На Верхнесалатском месторождении разрабатывается верхнеюрский НГК. При испытании шельфовых пластов, проведенных в скважинах Верхнесалатская 31 (интервал 2110–2114 м) и параметрическая Салатская 1 (2197–2226 м), получена вода дебитами соответственно 163,5 и 9,7 м³/сут. На Речном месторождении при испытании пластов Б₈ (2245–2261 м) в скважине 1 (условный индекс Ре-1) и Б₁₀ (2318–2323 м) в скважине 280 (Ре-280) также получена вода дебитами 4,4 и 43,2 м³/сут., соответственно.

Оценка достоверности нашего зонального прогнозного районирования (ранжирования) будет получена только после проведения поисковых работ на площадях в этих зонах. Тем не менее, в табл. 5.4 мы приводим условную оценку согласованности прогнозного районирования с результатами испытаний шельфового резервуара.

Таблица 5.4 Сопоставление прогнозного районирования шельфового резервуара Нюрольской мегавпадины и результатов поисково-разведочного бурения (*ранжирование по степени перспективности)

Зона*	Тектоническая приуроченность	Результаты испытаний интервалов шельфового резервуара (количество интервалов)	% согласованности прогноза с результатами испытаний
1.1	Зона сочленения северного борта Нюрольской впадины с южной частью Черемшанской мезоседловины и восточным склоном Каймысовского свода.	УВ – 5; пластовая вода – 3	Согласованность зоны высоких перспектив = 5/8 = 63 %
1.2	Восточная половина Кулан-Игайской впадины и западная часть Фестивального вала.		
2.	Западная половина Кулан-Игайской впадины, восточная часть Фестивального вала, Тамрадская впадина, восточная часть Игольско-Талового куполовидного поднятия, зона сочленения Нюрольской впадины с восточным склоном Каймысовского свода и юго-западным склоном Среднеvasюганского мегавала, на юго-востоке – с Лавровским мезовыступом.	УВ – 9; пластовая вода с газом – 1; пластовая вода – 18	-
3.1	Восточный склон Каймысовского свода, юго-западная часть Нюрольской мегавпадины, зона ее сочленения с Северо-Межовской мегамоноклиналью, Чузыкско-Чижапской мезоседловиной и Лугинецким куполовидным поднятием.	Пластовая вода – 23	Согласованность зоны наименьших перспектив = 27/27 = 100 %
3.2	Зона сочленения южной оконечности Среднеvasюганского мегавала с северным бортом восточного вреза Нюрольской впадины и северной частью Шингинской мезоседловины	Пластовая вода – 4	

Анализ показывает низкую изученность шельфового резервуара – из пяти шельфовых пластов в разрезе скважины в лучшем случае испытывались два, но чаще один объект. Вероятно, полученная «вода» в одном объекте «позволяла» не исследовать другие «низкоомные» объекты, вскрытые скважиной. Тем не менее, согласованность выделенных прогнозным районированием высокоперспективных участков (участок 1.1, возможно участок 1.2) с данными поисково-разведочного бурения весьма высокая.

5.4 Выводы [63, 68, 70, 92].

1. Исследования распространения ундаформных частей циклитов нижнего мела Нюрольской мегавпадины позволили закартировать распространение шельфового резервуара неокома.
2. Путем сопоставления дифференцированного распределения суммарных толщин ундаформных частей циклитов неокома и плотности генерированных баженовских нефтей, выделены наиболее перспективные участки шельфового резервуара в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. *Первый участок* – район сочленения северного борта Нюрольской впадины с южной частью Черемшанской мезоседловины и восточным склоном Каймысовского свода (площадь около 600 км²). *Второй участок* – район меридионального простираения, охватывающий восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала (площадь порядка 2800 км²).
3. Отмечается низкая изученность мелководно-шельфового неокома. Согласованность выделенных прогнозным районированием участков с поисково-разведочным бурением в зоне высоких перспектив составляет 63 %, в зоне наименьших перспектив – 100 %.

Приведенные выше выводы обосновывают 3-е защищаемое положение:

«Сопоставлением дифференцированного распределения суммарных толщин ундаформных частей циклитов неокома и распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей выполнен зональный прогноз нефтегазоносности шельфового резервуара Нюрольской мегавпадины. Перспективные участки для поисков выделены в зоне сочленения северного борта Нюрольской мегавпадины с южной частью Черемшанской мезоседловины и в зоне, охватывающей восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Нюрольской мегавпадине и обрамляющих ее положительных структурах повсеместно распространена баженовская свита с доказанным высоким генерационным потенциалом.

Уникальный Западно-Сибирский неокомский бассейн наиболее полно изучен в центральной части, где является промышленно нефтеносным. В юго-восточной части Западной Сибири разрабатываются, в основном, залежи верхнеюрского НГК, нижнемеловые залежи УВ в пределах территории исследований открыты всего на трех месторождениях. Вероятно, это связано с недостаточной изученностью очень сложных в геологическом отношении неокомских отложений, а также заложением поисковых и поисково-оценочных скважин, как правило, на антиклинальных объектах, что не позволяет выявлять ловушки неструктурного типа. Выявление труднодоступных (трудновывяляемых) ресурсов, включая ресурсы клиноформного неокома, требует повышенной степени детализации возможных резервуаров с непосредственным учетом генерационного потенциала и его реализации материнскими отложениями.

Промышленная нефтеносность резервуаров неокома, залегающих непосредственно на породах материнской баженовской свиты, позволили отнести территорию Нюрольской мегавпадины с обрамляющими ее положительными структурами к категории перспективных для проведения исследований.

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать **1-е защищаемое положение:**

1. Прогнозирование термической истории и реализации генерационного потенциала баженовских отложений (метод палеотемпературного моделирования) проведено с использованием комплекса геолого-геофизических данных о геологическом строении, о седиментационной истории, о геотермии нефтегазоносных комплексов и материнских отложений Нюрольской мегавпадины.
2. Построенная путем решения обратной задачи геотермии модель распределения плотности теплового потока из основания осадочного разреза на исследуемой территории позволила перейти к реконструкции геотемпературного режима нефтематеринской баженовской свиты Нюрольской мегавпадины.
3. Методом палеотемпературного моделирования (решением прямых задач геотермии) восстановлена термическая история отложений нефтегенерирующей баженовской свиты, что позволило закартировать палеоочаги интенсивной генерации баженовских нефтей в пределах Нюрольской мегавпадины.

4. Определена плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей, питающих резервуары неокома Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления.

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать **2-е защищаемое положение:**

1. Закартировано распространение клиноформных отложений ачимовского резервуара в пределах Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур.

2. Отмечен *диссонанс* в распределении значений плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей и суммарных толщин клиноформных отложений, что в целом снижает перспективы ачимовского резервуара.

3. Интегральным анализом мощностей клиноформных отложений и распределения плотности генерированных баженовских нефтей выделены наиболее перспективные участки ачимовского резервуара в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Это земли юго-восточного склона Каймысовского свода, зона сочленения Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая полоса субмеридионального простираения в центральной части Нюрольской мегавпадины.

4. Согласованность с поисково-разведочным бурением в зоне наименьших перспектив составляет 100 %, в зоне высоких перспектив – 15 %, что связано, вероятно, с крайне низкой «попутной» изученностью ачимовского неокома.

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать **3-е защищаемое положение:**

1. Закартировано распространение шельфового резервуара неокома Нюрольской мегавпадины.

2. Путем сопоставления дифференцированного распределения суммарных толщин ундаформных частей циклитов неокома и плотности генерированных баженовских нефтей, выделены наиболее перспективные участки шельфового резервуара в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. *Первый участок* расположен в районе сочленения северного борта Нюрольской впадины с южной частью Черемшанской мезоседловины и восточным склоном Каймысовского свода (площадь $\approx 600 \text{ км}^2$). *Второй участок*, площадью порядка 2800 км^2 , охватывает восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала.

3. Установлена согласованность ранжирования выделенных прогнозным районированием участков с результатами глубокого бурения. В зоне высоких перспектив согласованность составляет 63 %, в зоне наименьших перспектив – 100 %.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл). Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001–1012.
- 2 Смирнов Л.В., Сурков В.С., Брылина Н.А., Девятов В.П., Еханин А.Е., Канарейкин Б.А., Предтеченская Е.А., Резник С.Н., Алейников А.Н., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнова Л.Г., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В., Зайцев С.П., Недоспасов А.И. Отчет «Сопоставительный анализ геологического строения и нефтегазоносности различных мегавпадин Ю-В Западно-Сибирской плиты с применением новейших технологий обработки геолого-геофизической информации, с целью определения направлений нефтегазопоисковых работ в слабоизученных районах Томской области». – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 2002. – 293 с.
- 3 Тищенко Г.И., Смирнов Л.В., Брылина Н.А., Зайцев С.П., Поплавский В.Б., Свиньин В.Ф., Хмелева Т.В., Девятов В.П., Еханин А.Е., Сапьяник В.В., Сысолова Г.Г., Могучева Н.К. Отчет «Мониторинг геологического изучения, состояния и темпов освоения ресурсной базы юго-востока Западно-Сибирской плиты для обеспечения воспроизводства и роста добычи углеводородного сырья». Кн. 1. – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 2008. – 276 с.
- 4 Тищенко Г.И., Смирнов Л.В., Зайцев С.П., Девятов В.П., Еханин А.Е., Сапьяник В.В., Сысолова Г.Г., Могучева Н.К., Касаткина Г.В., Алейников А.Н., Недоспасов А.И., Зайцева Ю.Л. Отчет «Мониторинг геологического изучения, состояния и темпов освоения ресурсной базы юго-востока Западно-Сибирской плиты для обеспечения воспроизводства и роста добычи углеводородного сырья». Кн. 2. – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 2008. – 209 с.
- 5 Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
- 6 Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
- 7 Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П.– Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск, 2000. – 480 с.
- 8 Решение межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

9 Тищенко Г.И., Смирнов Л.В., Брылина Н.А., Брылина А.В., Камынина Л.И., Елисеева О.Д., Легких С.А., Рубанов В.В., Зимин И.Ю., Миндигалеев А.С. Отчет «Мониторинг геологического изучения, состояния и темпов освоения ресурсной базы юго-востока Западно-Сибирской плиты для обеспечения воспроизводства и роста добычи углеводородного сырья». Кн. 3. – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 2008. – 209 с.

10 Брылина Н.А., Даненберг Е.Е., Камынина Л.А., Волков Б.М. Отчет «Программа изучения нижнемеловых отложений Томской области для наращивания минерально-сырьевой базы углеводородного сырья (Томская область)». – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 1997. – 86 с.

11 Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неоконских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 141 с.

12 Карогодин Ю.М. Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии. Т. 1: Мел Западной Сибири. – Новосибирск: Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2006. – 166 с.

13 Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Материалы к уточнению стратиграфической схемы берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири с учетом клиноформного строения разреза // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 12. – С. 1631–1639.

14 Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Эволюция взглядов на стратификацию разреза неокон Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 1. – С. 7–19.

15 Брехунцов А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Хафизов С.Ф. Литолого-фациальные критерии прогноза коллекторов ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны // Геология нефти и газа. – 2003. – № 3. – С. 2–10.

16 Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia in connection with the clinoform structure of the section / Russian Geology and Geophysics. – 2011. – Vol. 52. – No. 8, – pp. 859–870.

17 Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Попов Ю.Л., Храмцова А.В. Литологическая характеристика, коллекторские свойства и нефтегазоносность сейсмофациальных комплексов неокон Пур-Тазовской нефтегазоносной области севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 1. – С. 4–18.

18 Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Забоев К.О., Галинский К.А. Литологическая характеристика, коллекторские свойства и нефтегазоносность

нижнемеловых отложений Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 7. – С. 4–13.

19 Трушкова Л.Я., Игошкин В.П. Клиноформы как региональные нефтегазоносные объекты, закономерности размещения и прогноз в них литологических резервуаров [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008 (Т. 3) – № 2. – С. 1–16. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2008.pdf.

20 Igoshkin V., Dolson J., Sidarov D., Bakuev O. and Herbert R. New Interpretations of the Evolution of the West Siberian Basin, Russia: Implications for Exploration / http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2008/08130dolson/ndx_dolson.pdf.html

21 Daniel Paul Le Heron, Micha M. Buslov, Clare Davies, Keith Richards, Inna Safonova Evolution of Mesozoic fluvial systems along the SE flank of the West Siberian Basin, Russia / Sedimentary Geology. – 2008. – Vol. 208, – pp. 45–60 [journal homepage: www.elsevier.com/locate/sedgeo](http://www.elsevier.com/locate/sedgeo)

22 Наумов А.Л., Бабиков Н.М. Отчет «Оперативный анализ и обобщение геологических материалов с целью выработки направления поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Томской области». – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 1972. – 175 с.

23 Наумов А.Л., Бабиков Н.М., Бабикова Л.С., Ли А.А., Тищенко В.М. Отчет «Оперативный анализ и обобщение геологических материалов с целью выработки направления поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Томской области». – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 1971. – 87 с.

24 Конторович В.А., Лапковский В.В., Лунев Б.В. Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 65–72.

25 Кучерявенко Д.С., Сапрыкина А.Ю., Гаврилов С.С., Потрясов А.А., Скачек К.Г. Влияние палеорельефа и эвстатических колебаний моря на формирование коллекторов ачимовской толщи и возникновение аномальных разрезов баженовской свиты (на примере западного обрамления Повховского месторождения) // Геология нефти и газа. – 2006. – № 4. – С. 22–31.

26 Pinous O.V., Levchuk M.A. and Sahagian D.L. Regional synthesis of the productive Neocomian complex of West Siberia: Sequence stratigraphic framework // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 85, No. 10 (October 2001), pp. 1713–1730.

27 Gregory F. Ulmishek. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia // U.S. Geological Survey, Reston Virginia, 2003.

28 Захрямина М.О. Принципиальная модель строения ачимовской толщи Сургутского и Нижневартовского сводов и ее взаимоотношение с шельфовыми пластами неокома // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 58–63.

29 Карогодин Ю.М., Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыльков С.А., Плесовских И.А. Проблема индексации и номенклатуры продуктивных горизонтов юры и неокома Западной Сибири и пути ее решения (системно-литмологический аспект) // Геология нефти и газа. – 2003. – № 2. – С. 40–46.

30 Трушкова Л.Я., Игошкин В.П. Проблемы региональной стратиграфии на стадии высокой степени изученности недр в Западной Сибири и пути их решения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 7. – С. 16–25.

31 Лидер М.Р. Седиментология. Процессы и продукты. – М.: Мир, 1986. – 439 с.

32 Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Издательство академии горных наук, 2000. – 247 с.

33 Кожевников А.Н. Особенности формирования ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Наука и ТЭК. – 2012. – № 5. – С. 48–52.

34 Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191–1200.

35 Фомин А.А. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

36 Брылина Н.А., Камынина Л.И., Брылина А.В., Москаленко В.А. Отчет «Оценка масштабов нефтегазонакопления нижнемеловых отложений и районирование территории Томской области по степени перспективности с выдачей рекомендаций на постановку геофизических работ и глубокого бурения». – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 2001. – 48 с.

37 Ростовцев В.Н., Смирнова Н.И., Бетхер О.В., Краснощекова Л.А. Отчет «Картирование региональных зон выклинивания шельфовых пластов куломзинской свиты западной части Томской области, с целью выявления перспективных объектов для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ». Кн. 1. – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 2001. – 247 с.

38 Kontorovich V.A., Solov'ev M.V., Kalinina L.M., Kalinin A.Y. The role of Meso-Cenozoic tectonics in the formation of hydrocarbon pools in the southern parts of the Kaimysovy arch and

Nyurol'ka megadepression / Russian Geology and Geophysics. – 2011. – Vol. 52. – No. 8, – pp. 845–858.

39 Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Носова С.В. Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженовской свиты Томской области // Геология нефти и газа. – 2004. – № 5. – С. 53–59.

40 Сапьяник В.В., Зайцева Ю.Л., Тищенко В.М., Тищенко Г.И., Шеламова Л.А. Перспективы освоения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в рамках наращивания ресурсной базы ВСТО // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 43–54.

41 Конторович А.Э. «Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России». – Москва, 2000 г.

42 Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Елкин Е.А., Жилина И.В., Иванов И.А., Конторович В.А., Лившиц В.Р., Моисеев С.А., Рыжкова С.В., Тищенко Г.И., Шурыгин Б.Н. Отчет «Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья Томской области, с уточнением ресурсов по лицензионным участкам». Кн. 1. – Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», 2001. – 264 с.

43 Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл). Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001–1012.

44 Неручев С.Г., Смирнов С.В. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа: [электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007 (Т. 2) – Режим доступа: www.ngtp.ru.

45 Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurol'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – Vol. 47. – No. 6. – pp. 734-745.

46 Kukkonen I.T., Golovanova I.V., Khachay Yu.V., Druzhinin V.S., Kosarev A.M., Scharov V.A. Low geothermal heat flow of the Urals fold belt – implication of low heat production, fluid circulation or palaeoclimate? // Tectonophysics. – 1997. – Vol. 276. – pp. 63–85.

47 Ерофеев Л.Я., Заведий Т.Ю. Определение поправки за палеоклиматический фактор для коррекции результатов геотермических исследований // Геофизика. – 2010. – № 5. – С. 48–52.

48 Голованова И.В., Сальманова Р.Ю., Тагирова Ч.Д. Методика расчета глубинных температур с учетом исправленных на влияние палеоклимата значений теплового потока // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 9. – С. 1426–1435.

49 Демежко Д.Ю., Горностаева А.А. Реконструкции долговременных изменений теплового потока через земную поверхность по данным геотермии глубоких скважин // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1841–1846.

50 Курчиков А.Р., Плавник А.Г. Кластеризация геохимических данных в задачах оценки прогнозных ресурсов углеводородов нефтегазоносных комплексов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1218–1226.

51 Таратын Э.А., Миколаевский Э.Ю., Шестаков В.И., Лувишис М.Г., Архипова Е.Ю. Возможности корректировок ресурсного потенциала углеводородов в процессе переинтерпретации накопленной геолого-геофизической и технологической информации // Геология нефти и газа. – 2012. – № 6. – С. 36–44.

52 Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A. and Starostenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – Vol. 5. – No. 4. – pp. 273–287.

53 Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.

54 Isaev V.I. and Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyuroŕka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – Vol. 47. – No. 6. – pp. 734–745.

55 Connan J. Time-temperature relation in oil gemesis // AAPG Bull. – 1974. – Vol. 58. – pp. 2516–2521.

56 Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.

57 Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.

58 Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумерова А.А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 93–102.

59 Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.

60 Харленд У.Б., Кокс А.В., Ллевеллин П.Г., Пиктон К.А.Г., Смит А.Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. – М.: Мир, 1985. – 140 с.

- 61 Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078
- 62 Лобова Г.А. Осипова Е.Н., Криницына К.А., Останкова Ю.Г. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (на широтах Томской области) // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 45–51.
- 63 Осипова Е.Н., Лобова Г.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
- 64 Гурари Ф.Г. Геология нефти и газа Сибири: Избранные труды. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2007. – 437 с.
- 65 Фомин А.Н., Беляев С.Ю., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Факторы катагенеза органического вещества в юрских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 127–133.
- 66 Гончаров И.В., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Бахтина Е.С. Генерационный потенциал органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 12–16.
- 67 Конторович А.Э. Очерки теории нефтидогенеза: Избранные статьи. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 545 с.
- 68 Osipova E. N., Prakoyo F. S., Kudryashova L. K. Petroleum potential of the Neocomian deposit of Nyurolsky megadepression // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014. – Vol. 21, Article number 012011. – http://iopscience.iop.org/1755-1315/21/1/012011/pdf/1755-1315_21_1_012011.pdf
- 69 Осипова Е.Н., Лобова Г.А. Геотемпературный режим баженовской свиты и нефтеперспективные зоны меловых отложений (Нюрольская мегавпадина) // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 51–56.
- 70 Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Исаев В.И. Реконструкции геотермической истории нефтематеринской баженовской свиты и оценка распределения плотности ресурсов в шельфовом резервуаре неокома Нюрольской мегавпадины: [электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf
- 71 Осипова Е.Н., Исаева О.С., Исаев В.И. Моделирование очагов генерации нефти и распределения ресурсов ачимовских клиноформ Нюрольской мегавпадины // Геоинформатика. – 2014. – № 2. – С. 29–34.

72 Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.

73 Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurof'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55. – pp. 1418–1428.

74 Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. – 228 с.

75 Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнемеловых отложений Нюрольской мегавпадины // Геофизика. – 2014. – № 2. – С. 70–74.

76 Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2 – С. 36–40.

77 Tissot B.P. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2003. – Vol. 58. – No. 2. – pp. 183–202.

78 Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нефтидогенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–104.

79 Осипова Е.Н., Исаев В.И. О генезисе залежей нефти в меловых отложениях Нюрольской мегавпадины и стратегии их изучения и освоении // Материалы за 8-а Международна научна практична конференция, «Бъдещето въпроси от света на науката», 2012. Том 35. География и геология. – София: «Бял ГРАД-ДГ» ООД, 2012. – С. 24–27.

80 Осипова Е.Н., Власова А.В. Прогноз очагов генерации баженовских нефтей и нефтеперспективных зон меловых отложений Нюрольской мегавпадины // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского бассейна (Опыт, инновации) – Т. II: Материалы Восьмой Всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2012. – С. 71–74.

81 Осипова Е.Н. Оценка влияния палеоклимата на геотермический режим нефтематеринской баженовской свиты // Современные проблемы регионального развития: Материалы IV Международной научной конференции / Под ред. Е.Я. Фрисмана – Биробиджан: ИКАРП ДВО РАН – ФГ БОУ ВПО «ПГУ им. Шолом-Алейхема». – 2012. – С. 83–84.

82 Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Исаев В.И. Выявление нефтеперспективных зон меловых отложений Нюрольской мегавпадины по геотемпературному критерию // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей:

Материалы 40-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – М.: ИФЗ РАН. – 2013. – С. 201–205.

83 Осипова Е.Н. Плотность ресурсов баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины (по результатам палеотемпературного моделирования) // Материалы конференции «Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Седьмые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича. Екатеринбург: УрО РАН, 2013. – С. 214–216.

84 Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Власова А.В., Андриянов В.А. Нефтегазоносность мелового, нижнеюрского и палеозойского НГК Нюрольской мегавпадины (по результатам палеотемпературного моделирования) // Материалы Всероссийского форума с международным участием, посвященного 150-летию академика Обручева В.А., 130-летию академика Усова М.А. и 120-летию Урванцева Н.Н.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2013. – С. 180–184

85 Осипова Е.Н. Нефтегазоносность шельфовых отложений неокома Нюрольской мегавпадины (по результатам палеотемпературного моделирования) // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 41-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, Екатеринбург: ИГФ УрО РАН. – 2014. – С. 186–188.

86 Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Власова А.А. Палеотемпературное картирование очагов генерации баженовских нефтей, распределения плотности ресурсов в ачимовском резервуаре неокома Нюрольской мегавпадины // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: материалы 42-сессии Междунар. науч. семинара им. Д.Г. Успенского. – Пермь: ГИ УрО РАН. – 2015. – С. 164–166.

87 Брылина Н.А., Камынина Л.И., Волков Б.М. Отчет «Моделирование геологического строения, районирование и оценка перспектив нефтегазоносности нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область)». – Томск: Томский филиал ФБУ «ГФГИ по Сибирскому федеральному округу», 1998. – 91 с.

88 Брылина Н.А., Камынина Л.И., Москаленко В.А., Шатилова Т.Н. Нижнемеловые отложения Томской области (геологическое районирование) // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. ТОМ 1. – Томск: «ГалаПресс», 2000. – С. 231-233.

89 Осипова Е.Н. Нефтегазоносность ачимовских клиноформ Нюрольской мегавпадины // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 6 (49). – С 22–23.

90 Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.

91 Лобова Г.А., Власова А.В. Реконструкции геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрском и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины: [электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf

92 Осипова Е.Н. Нефтегазоносность шельфовых отложений неокома Нюрольской мегавпадины (по результатам палеотемпературного моделирования) // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 41-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Екатеринбург: ИГФ УрО РАН. – 2014. – С. 186–188.