

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

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск
2016

Диссертация выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель: **Исаев Валерий Иванович,**
доктор геолого-минералогических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Фомин Александр Николаевич,**
доктор геолого-минералогических наук,
Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки
«Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
заведующий лабораторией геохимии нефти и газа
(г. Новосибирск)

Заведий Тарас Юрьевич,
кандидат геолого-минералогических наук,
Сибирский химический комбинат,
инженер-технолог лаборатории
геотехнологического мониторинга
(г. Северск, Томская обл.)

Ведущая организация: **Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки «Горный институт УрО РАН» (г. Пермь)**

Защита диссертации состоится «**31**» марта **2016 г. в 16-30** на заседании диссертационного совета Д 212.269.12 при ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 20, ауд. 504.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, ул. Белинского, 53 и на сайте <http://portal.tpu.ru/council/2802/worklist>

Автореферат разослан «___» января 2016 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
Д 212.269.12, д. г.-м. н., профессор



А.А. Поцелуев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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). Определить и предложить первоочередные районы для изучения и освоения нижнемеловых отложений Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления – **цель настоящих исследований.**

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 ее 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 Р.А. Валиуллина, Ю.И. Галушкина, И.В. Головановой, Д.Ю. Демежко,

А.Д. Дучкова, Т.Ю. Заведия, 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, комплексирующим 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 Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, в полосе субмеридионального простирания 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.

Характеристика исходных данных

В качестве геолого-структурной основы прогнозных построений принята тектоническая карта юрского структурного яруса В.А. Конторовича (2002); использованы каталоги литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин В.И. Волкова (2000), анализировались данные испытаний глубоких скважин из первичных «дел скважин», из 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»); углепетрографические определения ОСВ выполнены А.Н. Фоминым в ИНГГ СО РАН; для определения возраста свит и толщ использованы материалы Решений стратиграфических совещаний (1991, 2004) и Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами (1985); для индексации и стратиграфической привязки пластов неокома использована индексация томских геологов (Даненберг, Белозеров, Брылина, 2006); использованы карты распространения клиноформ и ундаформ циклитов неокома

(Брылина, Камынина, Волков, 1997); литология и петрофизика пород приняты с учетом материалов обобщений С.Ф. Богачева (1987).

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 научной работы изложены в 16 публикациях диссертанта, в том числе 7 статей в журналах перечня ВАК.

Личный вклад автора

Автором сформулирована задача исследований. Лично автором собран и систематизирован фактический материал по исследованию скважин, проведено компьютерное моделирование, на основании которого автором выделены очаги генерации УВ. Лично автором проведен сбор и анализ материалов по нижнемеловым отложениям юго-восточной части Западной Сибири и выделены зоны возможной аккумуляции УВ в пределах Нюрольской мегавпадины. Автором проведено районирование резервуаров неокома и предложены участки для проведения первоочередных поисковых работ.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из 5 разделов, введения и заключения, общим объемом 107 страниц, 31 иллюстрации, 13 таблиц, 92 источника литературы.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю д.г.-м.н. В.И. Исаеву. Автор признателен чл.-корреспонденту 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1 Характеристика нефтегазоносности неокома Нюрольской мегавпадины

Анализ проведенных геолого-геофизических исследований в пределах территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления показывает высокую изученность сейсморазведочными работами и неравномерную глубоким бурением. Залежи углеводородов (УВ) располагаются в доюрском, нижнеюрском, среднеюрском, верхнеюрском и меловом нефтегазоносных комплексах, в пределах которых открыто 49 месторождений (рис. 1.1). В меловом НГК на территории исследований открыто всего три месторождения.

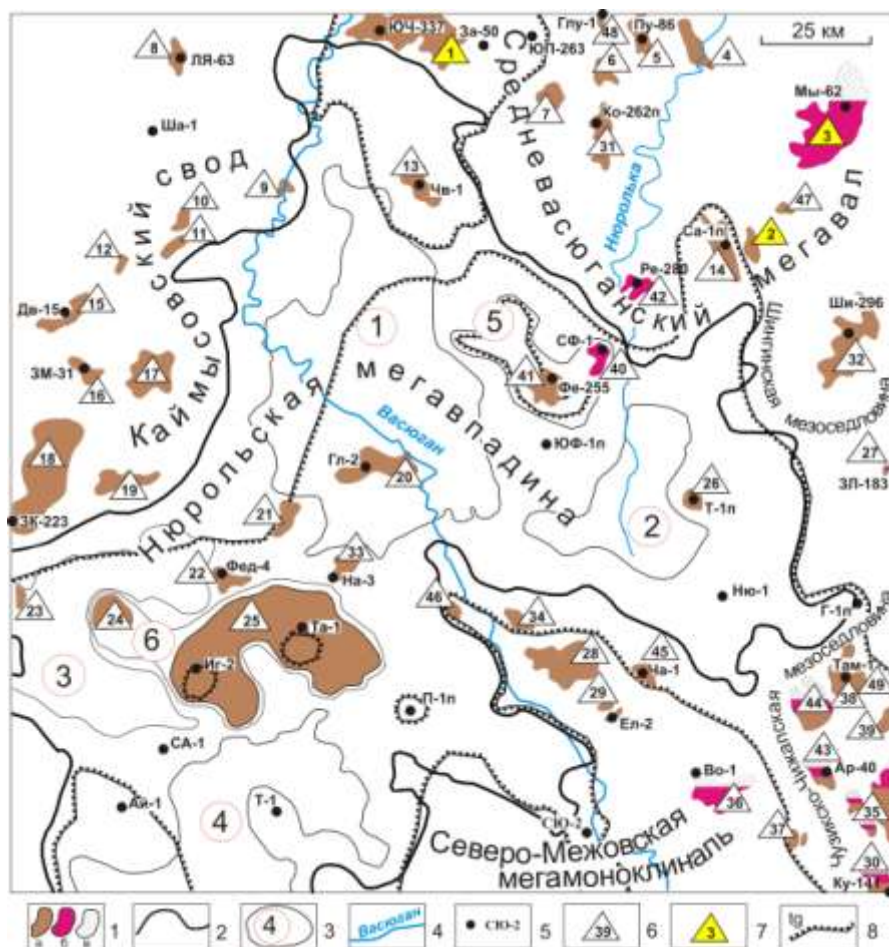


Рис. 1.1. Схема нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины (на тектонической основе Конторовича В.А., 2002). 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая представительная скважина 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. Месторождения: 1 – Южно-Черемшанское, 2 – Южно-Мыльджинское, 3 – Мыльджинское.

Нефтепроизводящей толщей для доюрского, нижнеюрского и среднеюрского НГК является тогурская свита (J_{1t_1}), содержащая рассеянное органическое вещество (РОВ) гумусового и смешанного типа. Ограниченное распространение свиты в пределах Нюрольской мегавпадины показано на рисунке 1.1.

Для *верхнеюрских и меловых резервуаров* основным источником углеводородов являются отложения *баженовской свиты* (J_{3v}), повсеместно распространенной в пределах исследуемой территории толщиной от 8 до 41 м. Высокий генерационный потенциал этой свиты обусловлен сапропелевым типом РОВ, катагенетическим преобразованием градаций MK_1^1 – MK_1^2 , содержанием органического углерода до 12 %.

Проведенный седиментационно-стратиграфический анализ материалов ГИС и сейсморазведочных данных МОГТ позволил сотрудникам ТО СНИИГГиМС создать зонально-региональную модель строения верхнеюрско-нижнемелового разреза юго-востока Западно-Сибирской плиты, согласно которой выделен ряд палеогеоморфологических обстановок осадконакопления (с востока на запад): континентальная, прибрежно-морская, мелководно-шельфовая (ундаформная часть неокома), склоновая (клиноформная часть неокома) и депрессионная (фондоформная часть неокома).

В нефтегазоносном отношении различают три типа нижнемеловых резервуаров наиболее перспективных обстановок осадконакопления: клиноформные и фондоформные – ачимовский резервуар (пласты B_{16-20}), переходные – зоны бровки шельфа (пласты B_{13-15}) и полого залегающие ундаформные – шельфовый резервуар (пласты B_{8-12}). В ачимовском резервуаре 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.

Определенные трудности в изучении нижнемеловых отложений создает неоднозначная индексация и стратиграфическая привязка пластов неокома. В настоящей работе используется индексация томских геологов (Даненберг, Белозеров, Брылина, 2006).

В связи с вышеперечисленными факторами необходимо более детальное изучение геологического строения, нефтегазоносности неокомских отложений Нюрольской мегавпадины, с учетом генерационного потенциала нефтематеринских баженовских отложений, и выдача рекомендаций по проведению первоочередных геологоразведочных работ.

2 Методы и состояние оценки ресурсов Нюрольской мегавпадины

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.

В выполненных ранее оценках прогнозных ресурсов и районировании территорий (А.Э. Конторович и Бурштейн, 2001; Тищенко, Смирнов, 2008) внимание акцентируется на глубокие горизонты конкретных площадей. Степень детальности проведенных оценок прогнозных ресурсов УВ и районирования неокома весьма низкая для планирования поисковых работ в пределах всего Нюрольского региона.

Для последних лет характерны научные исследования по оценке и локализации прогнозных ресурсов, учитывающие не только литолого-фациальные условия для

выделения возможных ловушек (Брылина, 2001; Ростовцев, 2001.), но и термическую историю потенциально материнских отложений, катагенетическую готовность РОВ генерировать углеводороды (Исаев, Фомин, 2006; Неручев, Смирнов, 2007).

Таким образом, наиболее легкодоступная часть ресурсов территории Томской области уже выявлена, переведена в запасы промышленных категорий. Остаются труднодоступные (трудновывявляемые) ресурсы, включая ресурсы неокома, что *требует повышенной степени детализации возможных резервуаров, непосредственного учета генерационного потенциала и его реализации материнскими отложениями.*

3 Модель термической истории баженовских отложений, очагов генерации баженовских нефтей

Методика палеотемпературного моделирования

Восстановление термической истории отложений баженовской свиты выполнено на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования (Исаев, 2002, 2010). Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т.е. решается обратная задача геотермии. Для ее решения в качестве «наблюденных» использованы как измерения пластовых температур ($\tau=0$), полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы ($\tau \neq 0$), определенные по отражательной способности витринита (ОСВ) – R_{vr}^0 .

Рассчитанные значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза q , являющегося базовым параметром, создают и реализуют возможность (путем решения прямых задач) *расчета геотемператур U в любой точке Z геологического разреза скважины на любой момент геологического времени t .*

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.

Согласно схеме катагенеза органического вещества в кровле юрского комплекса для Западно-Сибирского мегабассейна (А.Э. Конторович, Фомин, 2009), на территории исследований выделяется две градации преобразования органического вещества – МК₁¹ ($R_{vr}^0=0,50-0,65$ %) и МК₁² ($R_{vr}^0=0,65-0,85$ %).

Проведенный сотрудниками ОАО "ТомскНИПИнефть" (Гончаров, 2004) пиролитический анализ подтвердил высокий генерационный потенциал баженовской свиты юго-востока ЗСП.

Модель теплового потока

Значения теплового потока q через поверхность подстилающего основания рассчитывались по распределению «наблюденных» температур T_i в разрезах 39 *представительных* глубоких скважин Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (рис. 1.1). *Представительные* глубокие скважины выбирались по следующим критериям: 1) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие определений максимальных

геотемператур по ОСВ, используемых в качестве «наблюденных», что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 3) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при построении прогнозных карт.

Сопоставление «наблюденных» геотемператур в скважинах и расчетных по ОСВ (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического времени) показывало выполнение критерия «невязки». Для каждой скважины они составляли порядка ± 2 °С.

В качестве примера выполнения критерия «невязки» в таблице 3.1 приводятся результаты по скважине Водораздельная 1 (рис. 1.1, условный индекс Во-1).

Таблица 3.1 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 рассчитанным значениям q путем интерполяции построена схематическая карта распределения *плотности теплового потока из основания осадочного чехла* в пределах Нюрольской мегавпадины (рис. 3.1).

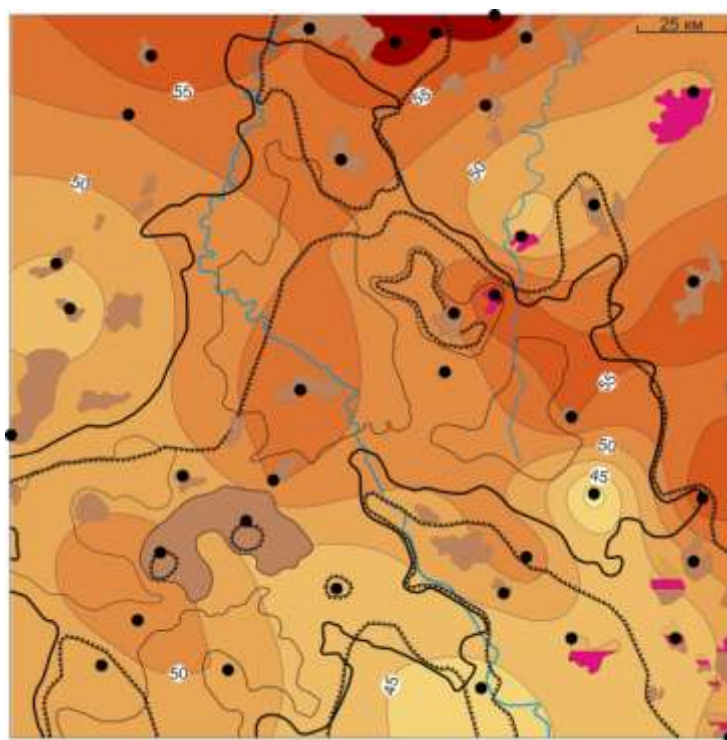


Рис. 3.1. Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания Нюрольской мегавпадины. Показаны изолинии значений расчетной плотности теплового потока, мВт/м². Остальные условные обозначения те же, что на рис.1.1

Реконструкция палеотемператур баженовской свиты

Термическая история баженовских отложений восстановлена путем решения прямых задач геотермии для разрезов 39 представительных скважин на моменты начала и завершения формирования 21 свиты. Интерполяцией геотемператур в скважинах построены схематические карты распределения геотемператур на 14 ключевых моментов геологического времени. Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа, 85 °С – пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефтей. На этом основании выделены ***очаги интенсивной генерации баженовских нефтей в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления.***

На построенных пространственно-временных картах распределения геотемператур прослеживается динамика термической истории баженовских отложений. Первые очаги появились 91,6 млн лет назад (рис. 3.2А) (конец формирования покурской свиты K_{1-2pk}). В течение последующих 35 млн лет продолжался прогрев территории: очаги генерации баженовских нефтей, увеличиваясь по площади, объединялись, охватывая все большую часть территории. Максимальный прогрев осадочной толщи до 115 °С (рис. 3.2Б) продолжался порядка 9 млн лет, его начало относится ко времени накопления осадков чеганской свиты ($P_{g_{3-2}hg}$) 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. 3.2В).

Таким образом, восстановление термической истории отложений нефтегенерирующей баженовской свиты позволило определить и закартировать палеочаги интенсивной генерации баженовских нефтей.

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 (Любова, Попов, Фомин, 2013):

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

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °С; t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в главной зоне нефтеобразования (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 вышеприведенной формулы 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 условную единицу оценки [°С·млн л].

Путем интерполяции значений условного интегрального показателя R построена схематическая ***карта распределения плотности генерированных баженовских нефтей в пределах Нюрольской мегавпадины*** (рис. 3.2Г).

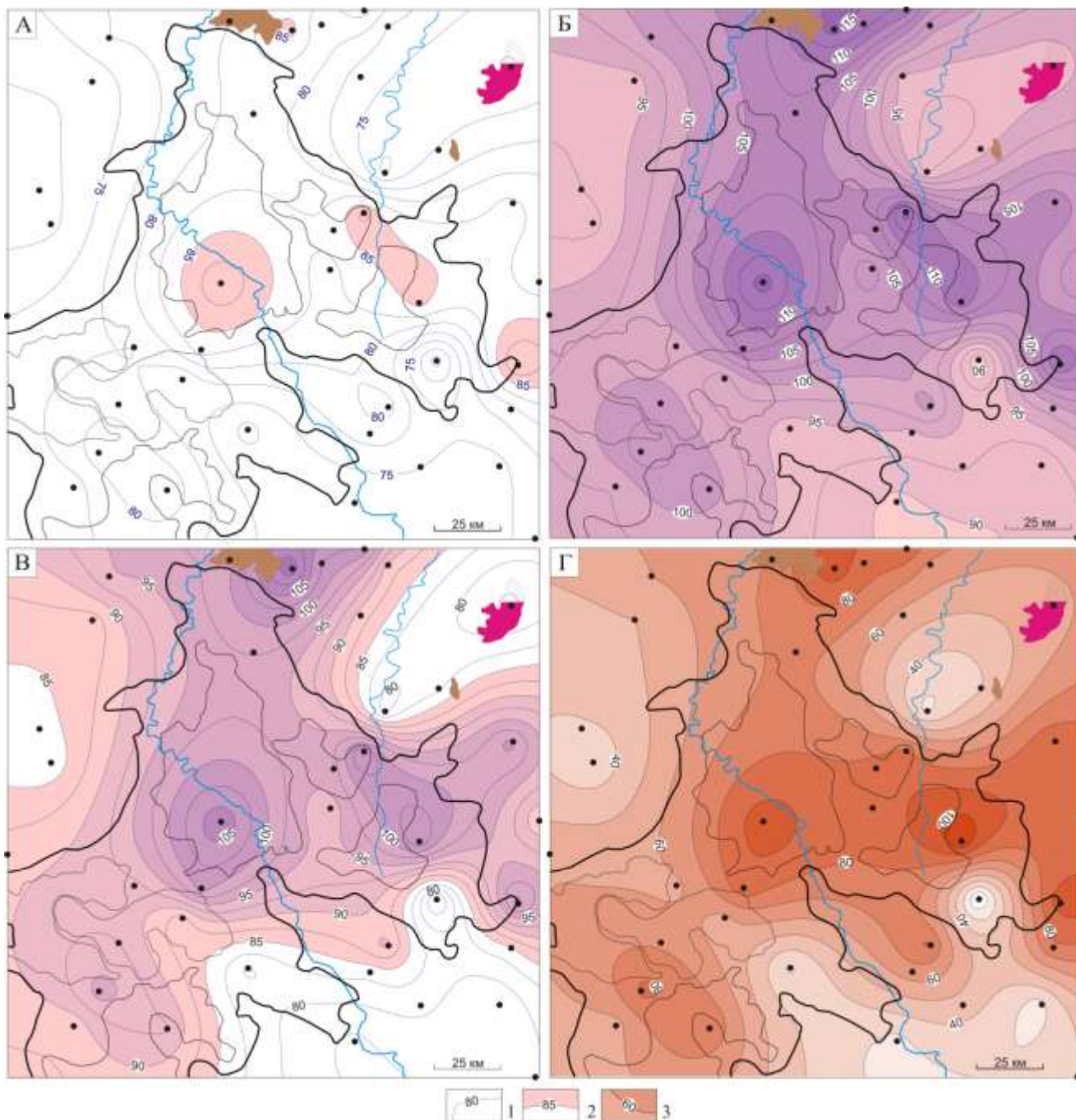


Рис. 3.2. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов генерации баженовских нефтей на ключевые времена (А-В); распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (Г) Ньюрольской мегавпадины. 1 – изотермы, °С; 2 – контур очага; 3 – значения изолиний плотности ресурсов в условных единицах. Ключевые времена: А – 91,6 млн лет назад, Б – 37,6 млн лет назад, В – современный разрез. Показаны месторождения с залежами УВ в нижнемеловом НГК. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.1

Высокая плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей полосой субширотного простирания картируется в центральной части Ньюрольской мегавпадины, захватывая зону ее сочленения с северной частью Чузыкско-Чижапской и с Шингинской мезоседловинами, отмечается на севере исследуемой территории в районе Южно-Черемшанского месторождения.

Выводы

1. Применяемый метод реконструкции термической истории и прогнозирования реализации генерационного потенциала баженовских отложений – метод палеотемпературного моделирования – позволил использовать комплекс геолого-геофизических данных.

2. Методом палеотемпературного моделирования (путем решения обратной задачи геотермии) рассчитаны значения и построена модель (карта) распределения плотности теплового потока из основания осадочного разреза.

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

4. Первые очаги появились 91,6 млн лет назад, в течение последующих 35 млн лет очаги генерации нефтей, увеличиваясь по площади, объединялись. 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.

5. По рассчитанному интегральному показателю, учитывающему площадное и временное распределение палеочагов 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 результаты и 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

Ритмичное чередование регрессивных грубозернистых и трансгрессивных тонкоотмученных отложений неокома позволили выделить в пределах Томской области 10 циклитов субмеридионального простирания, которые образуют черепицеобразное строение и с востока на запад ступенчато омолаживаются от низов валанжина до готерива (Брылина, 1997).

Территория настоящих исследований включает в себя клиноформные части семи циклитов – Казанского (более древнего), Нюрольского, Назинского, Вахского,

Столбового, Лонтынь-Яхского и Первомайского (более молодого), границами служат маркирующие «низкоомные» глинистые слои регионально-зонального ранга.

На основе анализа развития ачимовских отложений неокома в пределах Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур (рис. 4.1А) построена *карта суммарных толщин ачимовского резервуара* (рис. 4.1Б).

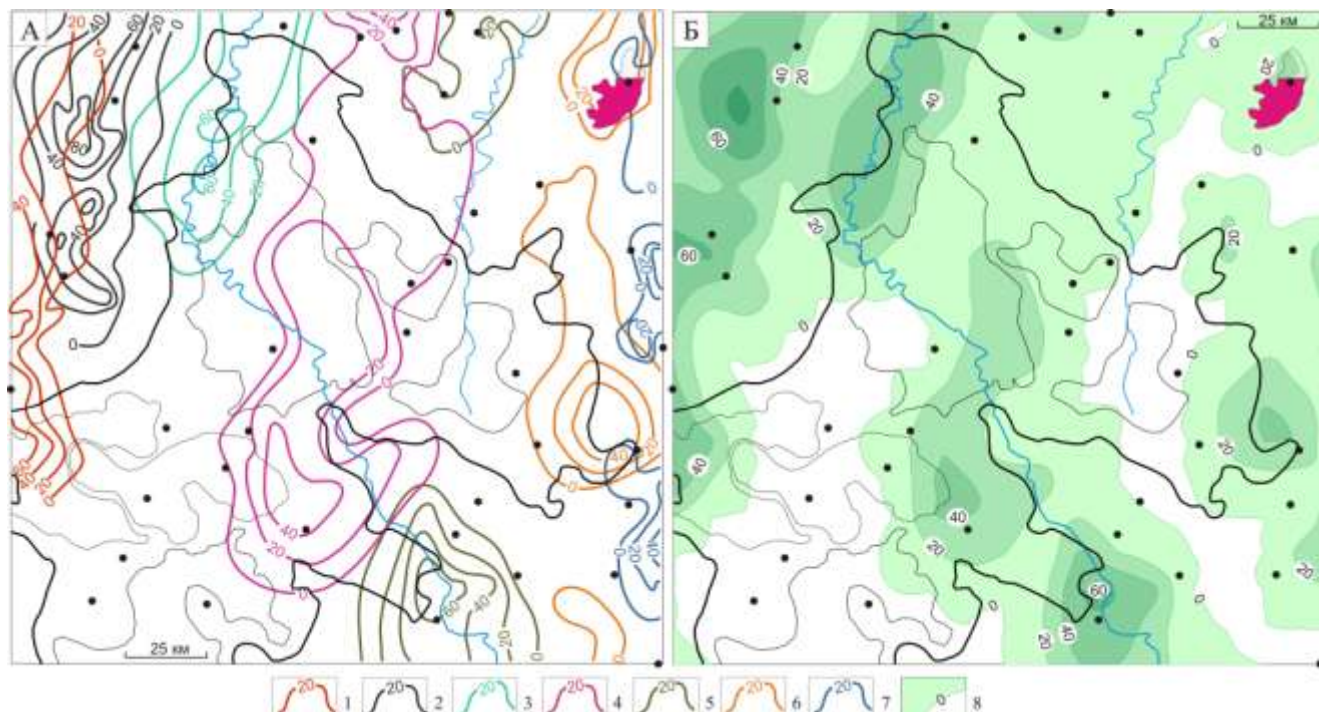


Рис. 4.1. Схематические карты изопахит клиноформ циклитов неокома (А), суммарных толщин ачимовских отложений (Б) Нюрольской мегавпадины. Мощности клиноформ циклитов, м: 1 – Первомайского, 2 – Лонтынь-Яхского, 3 – Столбового, 4 – Вахского, 5 – Назинского, 6 – Нюрольского, 7 – Казанского (по Брылиной, 2001); 8 – суммарные толщины, м. Показано Мыльдзинское месторождение с газоконденсатной залежью в ачимовских отложениях. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.1.

Районирование ачимовского резервуара по плотности ресурсов

Расчет относительной плотности дренированных (первично-аккумулированных) ресурсов баженовских нефтей в ачимовском резервуаре выполнен с учетом площадной дифференциации толщин клиноформных отложений неокома. ***Карта распределения относительной плотности ресурсов баженовских нефтей в ачимовских отложениях*** (рис. 4.2А) построена с учетом распределения объемов генерированных баженовских нефтей (см. рис. 3.2Г) и аккумулирующих объемов резервуара (см. рис. 4.1Б). Распределения мощностей резервуара и плотности генерированных ресурсов учитываются с одинаковым весовым коэффициентом.

Проведенные исследования выявили ***диссонанс*** в распределении значений плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей и толщин ачимовских отложений. На участках максимальной плотности генерированных ресурсов отмечается выклинивание коллектора, что, вероятно, существенно снижает перспективы ачимовского резервуара. Тем не менее, автором выделены наиболее перспективные участки ачимовского резервуара в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Это земли юго-восточного склона Каймысовского

свода, зона сочленения Чузыкско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая полоса субмеридионального простирания в центральной части Нюрольской мегавпадины.

Выполненное **районирование ачимовского резервуара** иллюстрируется рисунком 4.2Б. В таблице 4.3 приводится расчетная оценка согласованности прогнозного районирования с результатами испытаний ачимовского резервуара.

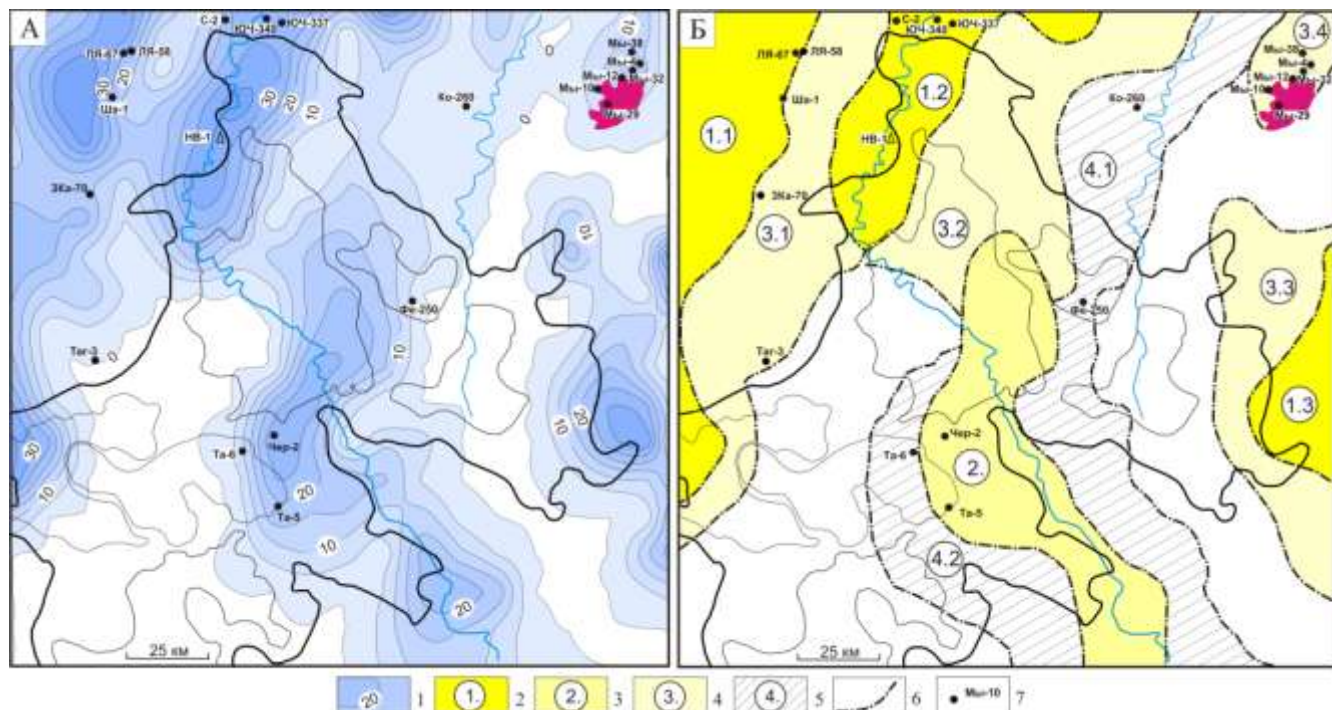


Рис. 4.2. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов баженовских нефтей в ачимовских отложениях (А) и схема районирования ачимовского резервуара (Б) Нюрольской мегавпадины. 1 – изолинии плотности ресурсов, усл.ед.; 2–5 – районы (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1. – 20-35, 2. – 15-25, 3. – 5-20, 4. – менее 5; 6 – границы районов; 7 – скважина и ее условный индекс. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.1.

Таблица 4.3 Сопоставление прогнозного районирования ачимовского резервуара Нюрольской мегавпадины и результатов поисково-разведочного бурения

Зоны (рис.4.2Б)	Результаты испытаний интервалов ачимовского резервуара (тип флюида – количество интервалов)	% согласованности прогноза с результатами испытаний
1.1	Пластовая вода – 2; «сухо» – 1	Согласованность зоны высоких перспектив = 1/7 = 15 %
1.2	Нефтепроявления – 1; пласт. вода – 1; «сухо» – 2;	
1.3	–	
2.	Вода с фильтратом бурового раствора – 1; «сухо» – 1	–
3.1	Пластовая вода – 2	–
3.2	–	
3.3	–	
3.4	УВ – 4; пластовая вода – 1; «сухо» – 1;	Согласованность зоны наименьших перспектив = 3/3 = 100 %
4.1	Пластовая вода с растворенным газом – 1; «сухо» – 1	
4.2	Пластовая вода – 1	

Сопоставляя прогнозное районирование с данными глубокого бурения необходимо отметить, что испытания нижнемеловых объектов проводились в лучшем случае попутно с верхнеюрскими, а полученная «вода» в одном объекте неокома «позволяла» не исследовать другие клиноформы нижнемелового НГК, вскрытые скважиной. Вероятно, поэтому согласованность предложенного районирования с поисково-разведочным бурением составляет: в зоне наименьших перспектив 100 %, а в зоне высоких перспектив – 15 %.

Таким образом, на участке общей площадью порядка 19000 км² (зона 1.) испытано 7 интервалов ачимовских отложений, в зоне 2. – 2 интервала на 11000 км², в зоне 3., общей площадью ≈24000 км², испытано 8 интервалов, в зоне 4. (≈ 24000 км²) испытано всего два интервала.

Выводы

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. 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 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-Чижапской и Шингинской мезоседловин, в полосе субмеридионального простирания центральной части Нюрольской мегавпадины».

5 Зональный прогноз нефтегазоносности шельфового резервуара Нюрольской мегавпадины

В пределах исследуемой территории закартированы ундаформные части четырех циклитов: Вахского, Столбового, Лонтынь-Яхского и Первомайского. Последний перекрывается наиболее молодым Сороминским циклитом,

расположенным, в основном, на тюменских землях. Его распространение предыдущими исследователями (Даненберг, Белозеров, Брылина, 2006) не картировалось, поэтому в представленной работе толщина мелководного шельфа Сороминского циклита (пласт БВ₁₀) учтена по данным бурения 26 глубоких скважин, в которых проводились исследования нижнемеловых отложений.

На основе развития ундаформных частей пяти циклитов (рис. 5.1А) построена **схематическая карта суммарных толщин отложений шельфового резервуара неокома** (рис. 5.1Б).

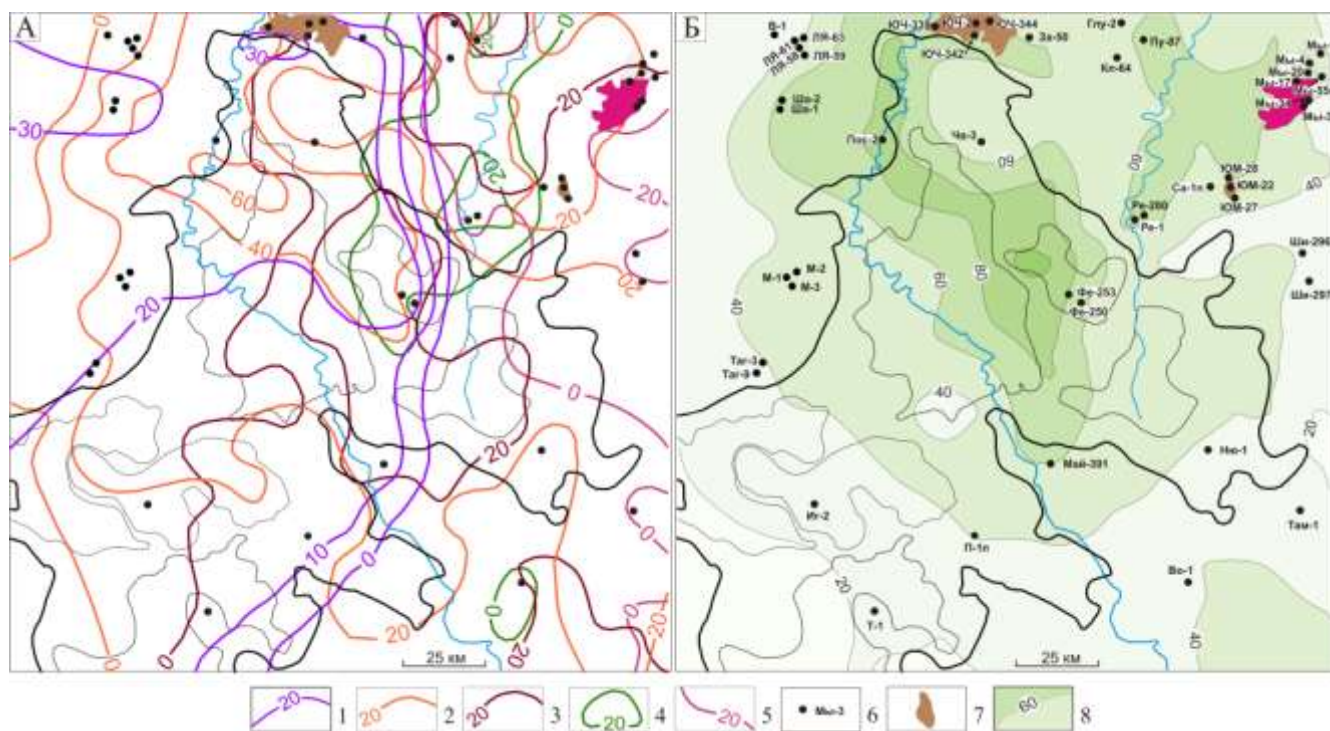


Рис. 5.1. Схематические карты изопахит ундаформных частей циклитов (А), суммарных толщин шельфовых пластов (Б) неокома Нюрольской мегавпадины. Изопахиты циклитов, м: 1 – Сороминского, 2 – Первомайского, 3 – Лонтынь-Яхского, 4 – Столбового, 5 – Вахского (по Брылиной, 2001); 6 – скважины, в которых проведены 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.1.1

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.

Интерполируя значения, полученные путем «перемножения» карт распределения суммарных толщин шельфового резервуара (рис. 5.1Б) и распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (рис. 3.2Г), построили **схематическую карту распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных баженовских нефтей в шельфовом резервуаре неокома** (рис. 5.2А).

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

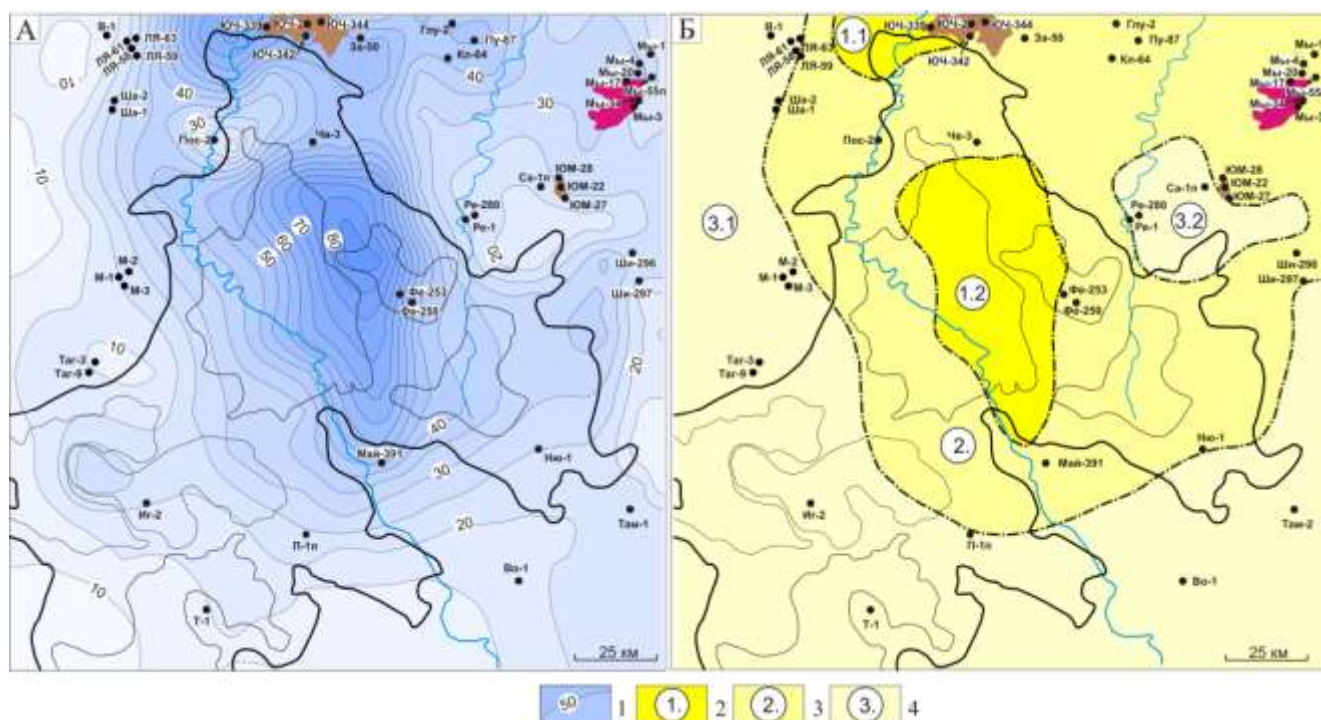


Рис. 5.2. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов баженовских нефтей в шельфовых отложениях (А) и схема районирования шельфового резервуара (Б) неокома Нюрольской мегавпадины. 1 – изолинии относительной плотности ресурсов, усл.ед.; 2–4 – зоны со значениями относительной плотности 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.

Полученная схема фиксирует две перспективные зоны. *Первая зона* содержит два участка. *Участок 1.1* (площадь около 600 км²) – район сочленения северного борта Нюрольской мегавпадины с южной частью Черемшанской мезоседловины и восточным склоном Каймысовского свода. *Участок 1.2* (площадь порядка 2800 км²) – 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.

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 Среднеvasюганского мегавала с северным бортом восточного вреза Нюрольской впадины и северной частью Шингинской мезоседловины. В таблице 5.4 приводится расчетная оценка согласованности прогнозного районирования с результатами испытаний шельфового резервуара.

Таблица 5.4 Сопоставление прогнозного районирования шельфового резервуара Нюрольской мегавпадины и результатов поисково-разведочного бурения

Зона (рис. 5.2Б)	Результаты испытаний интервалов шельфового резервуара (тип флюида – количество интервалов)	% согласованности прогноза с результатами испытаний
1.1	УВ – 5; пластовая вода – 3	Согласованность зоны высоких перспектив = 5/8 = 63 %
1.2	–	
2.	УВ – 9; пластовая вода с газом – 1; Пластовая вода – 18	–
3.1	Пластовая вода – 23	Согласованность зоны наименьших перспектив = 27/27 = 100 %
3.2	Пластовая вода – 4	

Таким образом, выявленный настоящими исследованиями участок 1.2 высокоперспективной зоны 1. не изучен глубоким бурением, в зоне 2. (площадь $\approx 17000 \text{ км}^2$) из 28 испытанных объектов 10 – на Мыльджинском месторождении с притоками газа, конденсата и воды. В зоне наименьших перспектив (3.), суммарной площадью порядка 24000 км^2 , при испытании шельфовых отложений получены притоки воды, что согласуется с представленным прогнозом.

Анализ геолого-геофизической информации показал низкую изученность шельфового резервуара – из пяти шельфовых пластов в разрезе скважины в лучшем случае испытывались два, но чаще один объект.

Выводы

1. Закартированы суммарные толщины шельфового резервуара неокома.
2. 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 км^2). *Второй участок* – район меридионального простирания ($\approx 2800 \text{ км}^2$), охватывающий восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала.
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 баженевских 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

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

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

1. Проведено палеотемпературное моделирование для прогноза реализации генерационного потенциала баженовских отложений, которое позволило использовать комплекс геолого-геофизических данных.

2. Построена модель распределения плотности теплового потока из основания осадочного разреза Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур.

3. Методом палеотемпературного моделирования восстановлена термическая история и закартированы палеоочаги интенсивной генерации баженовских нефтей.

4. Определена плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей, питающих резервуары неокома Нюрольской мегавпадины.

Результаты 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* распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей и аккумулирующих толщин ачимовских отложений, что снижает перспективы ачимовского резервуара.

3. Выделены перспективные участки ачимовского резервуара – земли юго-восточного склона Каймысовского свода, зона сочленения Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая полоса субмеридионального простираения в центральной части мегадепрессии.

4. Степень согласованности выделенных прогнозным районированием участков с поисково-разведочным бурением составляет от 15 до 100 %.

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

1. Закартировано распространение шельфового резервуара неокома в пределах Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур.

2. Выделены перспективные участки шельфового резервуара. Это зона сочленения северного борта Нюрольской впадины с южной частью Черемшанской мезоседловины и восточным склоном Каймысовского свода, а также восточная часть Кулан-Игайской впадины и западная часть Фестивального вала.

3. Определена степень согласованности выделенных прогнозным районированием участков с результатами глубокого бурения, она составила от 63 до 100 %.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в журналах перечня ВАК

1. 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.
2. 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.
3. Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнемеловых отложений Нюрольской мегавпадины // Геофизика. – 2014. – № 2. – С. 70-74.
4. 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 // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. Т.9. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf
5. 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.
6. 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.
7. Осипова Е.Н., Лобова Г.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины // Известия ТПУ. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.

Публикация в научных журналах

8. Осипова Е.Н. Нефтегазоносность ачимовских клиноформ Нюрольской мегавпадины // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 6 (49). – С 22–23.
9. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuroł'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55, – pp. 1418–1428.
10. Osipova E.N., Prakoyo F.S., Kudryashova L.K. Petroleum potential of the Neocomian deposit of Nyuroł'sky megadepression // PGON2014 IOP Publishing. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 21 (2014) 012011. – URL: http://iopscience.iop.org/1755-1315/21/1/012011/pdf/1755-1315_21_1_012011.pdf