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

На правах рукописи

СТОЦКИЙ ВИТАЛИЙ ВАЛЕРЬЕВИЧ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЛАНЦЕВОЙ ФОРМАЦИИ И НИЖНЕМЕЛОВОГО КОМПЛЕКСА КОЛТОГОРСКОГО МЕЗОПРОГИБА (НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА 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
2018

СОДЕРЖАНИЕ

С
ВВЕДЕНИЕ..... 3
1 СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ СЕВЕРО-ЗАПАДА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ..... 8
1.1 Тектоника..... 8
1.2 Выявленная нефтегазоносность..... 14
1.3 Строение и перспективы неокома…..... 19
1.4 Характеристика и перспективы нефтеносности баженовской свиты..... 22
1.5 Выводы..... 25
2 ТЕРМИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ И ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ..... 26
2.1 Методика палеотемпературного моделирования..... 27
2.2 Модель теплового потока..... 32
2.3 Профильные палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции..... 43
2.4 Объемно-площадные палеотемпературные реконструкции..... 53
2.5 Районирование сланцевой нефтеносности баженовской свиты..... 61
2.6 Выводы..... 65
3 ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ НЕОКОМА..... 68
3.1 Распространение ачимовского резервуара..... 69
3.2 Распространение шельфового резервуара..... 74
3.3 Районирование ачимовского резервуара по плотности аккумуляции нефтей..... 81
3.4 Районирование шельфового резервуара по плотности аккумуляции нефтей..... 86
3.5 Выводы..... 90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 92
ЛИТЕРАТУРА..... 94

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Колтогорский мезопрогиб и структуры его обрамления, включающие южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта, – это земли действующих нефтепромыслов Томской области. Разрабатываемые здесь залежи углеводородов (УВ) принадлежат, в основном, к верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК), запасы которого постепенно истощаются. Актуальными направлениями геологоразведочных работ становятся поиски и разведка залежей УВ в «сланцевой формации» баженовской свиты и в меловом (неокомском) НГК.

Поиски и разведка в меловом НГК ранее были малопривлекательными из-за сложного типа ловушек, а низкоомность продуктивных пластов неокома существенно затрудняла их идентификацию. На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности (В.А. Конторович, 2011; И.А. Мельник, 2012).

На северо-западе Томской области баженовские битуминозные толщи имеют повсеместное распространение. В связи с чем становится актуальным вопрос вовлечения в поиски и освоение сланцевой нефти материнских пород (А.Э. Конторович, 2016), отнесенной к трудноизвлекаемым запасам (ТРиЗ).

Настоящие исследования, основанные, прежде всего, на научном анализе и интерпретации накопленной геолого-геофизической информации, являются малозатратными и, в перспективе, уменьшающими затраты на поиски и объемы капитальных вложений на разведку и освоение.

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

Степень разработанности темы

Тектоно-седиментационной истории и нефтегазоносности верхнеюрских и нижнемеловых отложений Западной Сибири посвящен ряд известных и новейших работ ученых и специалистов (Ю.Н. Карогодин, 1980; Е.Е. Даненберг, В.Б. Белозёров, Н.А. Брылина, 2006; Курчиков, Бородкин, 2010, 2011; В.А. Конторович, В.В. Лапковский, Б.В. Лунев, 2014; М.О. Захрямина, 2014; М.Ю. Зубков, 2017).

Верхнеюрские высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи морского генезиса – баженовская свита – широко распространены на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты является источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового НГК (А.Н. Фомин, 2011). На территории Томской области на баланс поставлена залежь горизонта $Ю_0$ (баженовская свита) Федюшкинского месторождения. Также притоки нефти получены на Саймовской площади. Получение промышленных притоков нефти из баженовской свиты зафиксировано в скважинах на Снежном месторождении. На ряде площадей получены прямые признаки нефтеносности баженовской свиты и по керну.

Представление о клиноформном строении нижнемеловых отложений Западно-Сибирской плиты формировалось более 50 лет, начиная с работ Ф.Г. Гурари (1962). 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. Ранее, на основе палеотемпературного моделирования уже прогнозировались районы для поисков и освоения нижнемеловых отложений Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (Е.Н. Осипова, 2015).

Определить и предложить первоочередные районы для поисков сланцевой нефти материнских пород, а также залежей в нижнемеловых отложениях Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления – ***цель настоящих исследований.***

В диссертационной работе решалась следующая научная задача – зональный прогноз нефтеносности баженовских отложений, клиноформных и мелководно-шельфовых отложений неокома Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления 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, геолого-геофизических-геохимических характеристик отложений и нефтегазоносности территории исследований; 2) компьютерное моделирование глубинного теплового потока и термической истории баженовских отложений, выделение и картирование очагов генерации баженовских нефтей; 3) экспресс-оценка и картирование распределения плотности генерации баженовских нефтей, районирование сланцевой нефтеносности баженовской свиты и сопоставление прогнозного

районирования с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты; 4) анализ мощностей клиноформных отложений неокома, районирование ачимовского резервуара по плотности аккумуляции нефтей, сопоставление с результатами испытаний ачимовских отложений; 5) анализ мощностей мелководно-шельфовых отложений неокома, районирование шельфового резервуара по плотности аккумуляции нефтей, сопоставление с результатами испытаний шельфовых отложений.

Научная новизна работы

1. Впервые выполнен зональный прогноз «сланцевой» нефтеносности баженовской свиты Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления

2. Для зонального прогноза нефтегазоносности неокома Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления впервые применен новый метод разведочной геофизики – геотермия, позволивший выполнить анализ и нефтегеологическую интерпретацию комплекса геолого-геофизических данных.

3. Для территории Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления получен нетривиальный результат, показывающий, что плотность генерации баженовских нефтей на положительных структурах не уступает плотности генерации в депрессии.

4. Впервые построена карта глубинного теплового потока южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта, позволившая уточнить его геодинамическую позицию, начиная с юрского времени.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Выполнена представительная апробация методики нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которой принадлежит палеотемпературному моделированию, в рамках последовательной аргументации методологии применения геотермии, как поискового метода.

2. Определены первоочередные районы для проведения поисков новых перспективных объектов – «сланцевой нефти» – в пределах действующих нефтепромыслов Томской области.

3. Определены первоочередные районы для проведения поисков новых перспективных объектов – ачимовский и шельфовый резервуары неокома – в пределах действующих нефтепромыслов Томской области.

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, видна в исследованиях Р.А. Валиуллина, О.В. Веселова, Ю.И. Галушкина, И.В. Голованової, П.Ю. Горнова, Д.Ю. Демежко, А.Д. Дучкова, В.И. Ермакова, В.И. Зуя, В.И. Исаева, А.А. Искоркиной, А.Э. Конторовича, А.Р. Курчикова, Р.И. Кутаса, Г.А. Лобовой, Н.В. Лопатина, Д.К. Нургалиева, Е.Н. Осиповой, Ю.А. Попова, В.А. Скоробогатова, Д.А. Соина, В.И. Старостенко, А.Н. Фомина, Д.А. Христофоровой, М.Д. Хуторского и других ученых.

Положения, выносимые на защиту

1. В пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления методом палеотектонических и палеотемпературных реконструкций построены детализированная схема глубинного теплового потока и динамические модели термической истории баженовских отложений. По геотемпературному критерию выделены и закартированы работающие с покурского времени (92 млн. лет назад) очаги генерации баженовских нефтей, питающие «сланцевый резервуар» и резервуары неокома. По плотности генерации нефтей определены перспективные районы для проведения поисков «сланцевой нефти» на землях северо-западного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали, северо-восточного склона Каймысовского свода, Черемшанской мезоседловины и Трайгородского мезовала.

2. По распределению аккумулирующих толщин ачимовского и шельфового резервуаров и распределению плотности генерации баженовских нефтей определены перспективные районы для проведения поисковых работ в неокомских отложениях: для ачимовского резервуара – на землях северо-восточной части Каймысовского свода и его сочленения с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, с Колтогорским мезопрогибом, на землях сочленения Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопрогибом; для шельфового резервуара – на землях сочленения Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба, на землях Трайгородского мезовала. В пределах территории исследований установлен значимый диссонанс – зонам максимальной плотности генерации

баженовских нефтей соответствуют зоны отсутствия ачимовских коллекторов и минимальных мощностей коллекторов шельфовых отложений.

Степень достоверности результатов

1. Корректность построения прогнозных карт обеспечена представительностью исследуемых глубоких скважин, приемлемой оценкой погрешностей расчетных значений плотности теплового потока и расчетных геотемператур.

2. Достоверность выполненного прогноза сланцевой нефтеносности территории исследований подтверждена сопоставлением с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты.

3. Достоверность выполненного прогноза нефтегазоносности резервуаров неокома подтверждена сопоставлением с данными испытаний ачимовских и шельфовых отложений в скважинах.

Апробация результатов исследования

Основные положения и результаты докладывались на Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2016, 2017); на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Геофизические методы при разведке недр» (Томск, 2016); на Научных чтениях памяти Ю.П. Булашевича «Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей» (Екатеринбург, 2015, 2017), на Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина «Творчество юных - шаг в успешное будущее» (Томск, 2017). Основные положения научной работы изложены в 23 публикациях диссертанта, в том числе 5 статей в журналах перечня ВАК, 3 публикации в научных изданиях, индексируемых в Scopus.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю профессору В.И. Исаеву. Автор признателен академику НАН Украины В.И. Старостенко, профессору А.Н. Фомину, профессору М.Д. Хуторскому, д.г.-м.н. Г.А. Лобовой за советы и консультации. Автор благодарит к.г.-м.н. А.А. Искоркину, к.г-м.н. Е.Н. Осипову – коллег по совместным исследованиям, профессора А.К. Мазурова и руководителя кафедры геофизики А.А. Лукина за поддержку работы в ТПУ.

1 СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ СЕВЕРО-ЗАПАДА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Большую часть территории исследований занимает *Колтогорский мезопрогиб* – отрицательный тектонический элемент II порядка на юго-востоке Западной Сибири (рис. 1.1). Территория исследования расположена в пределах сочленения трех нефтегазоносных областей – Среднеобской, Каймысовской и Васюганской. Территория исследований включает южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта. Здесь магматические и гидротермальные процессы отсутствуют или затухли 160-170 млн. лет назад, что вероятно связано с завершением активизации палеорифта в триасе [1]. Этот сценарий геодинамических условий Западной Сибири согласуется с ранее установленной квазистационарностью глубинного теплового потока, начиная с юрского времени [2, 3].

Вместе с тем не исключено, что в рифтовой зоне в конце мелового периода тепловой поток мог достигать 90-100 мВт/м^2 [1]. По мнению А.Н. Фомина [4], зоны, сопряженные с региональными глубинными разломами, ограничивающими мезозойские грабен-рифты, обладают повышенным температурным градиентом. И другими исследователями предполагается связь катагенетических аномалий, обуславливающих интенсивную генерацию углеводородов, с зонами надрифтовых желобов и глубинных разломов Западно-Сибирской плиты [5].

Ниже кратко рассматривается тектоника территории исследований в контексте вероятных зон нефтегенерации (отрицательные структуры) и зон нефтенакопления (положительные структуры). Приводится характеристика выявленной нефтегазоносности в связи с последующей корреляцией с прогнозными построениями. Более детально рассматривается строение неокома как основного объекта прогнозирования нефтегазоносности. Дается характеристика нефтематеринской баженовской свиты как главного источника формирования залежей в терригенных резервуарах и сланцевой формации.

1.1 Тектоника

Колтогорско-Нюрольский желоб – отрицательная надпорядковая надрифтовая структура, "рассекающая" территорию Томской области в северо-северо-восточном направлении, расположена к востоку от Нижневартовского и Каймысовского сводов. Желоб объединяет серию депрессий различных порядков.

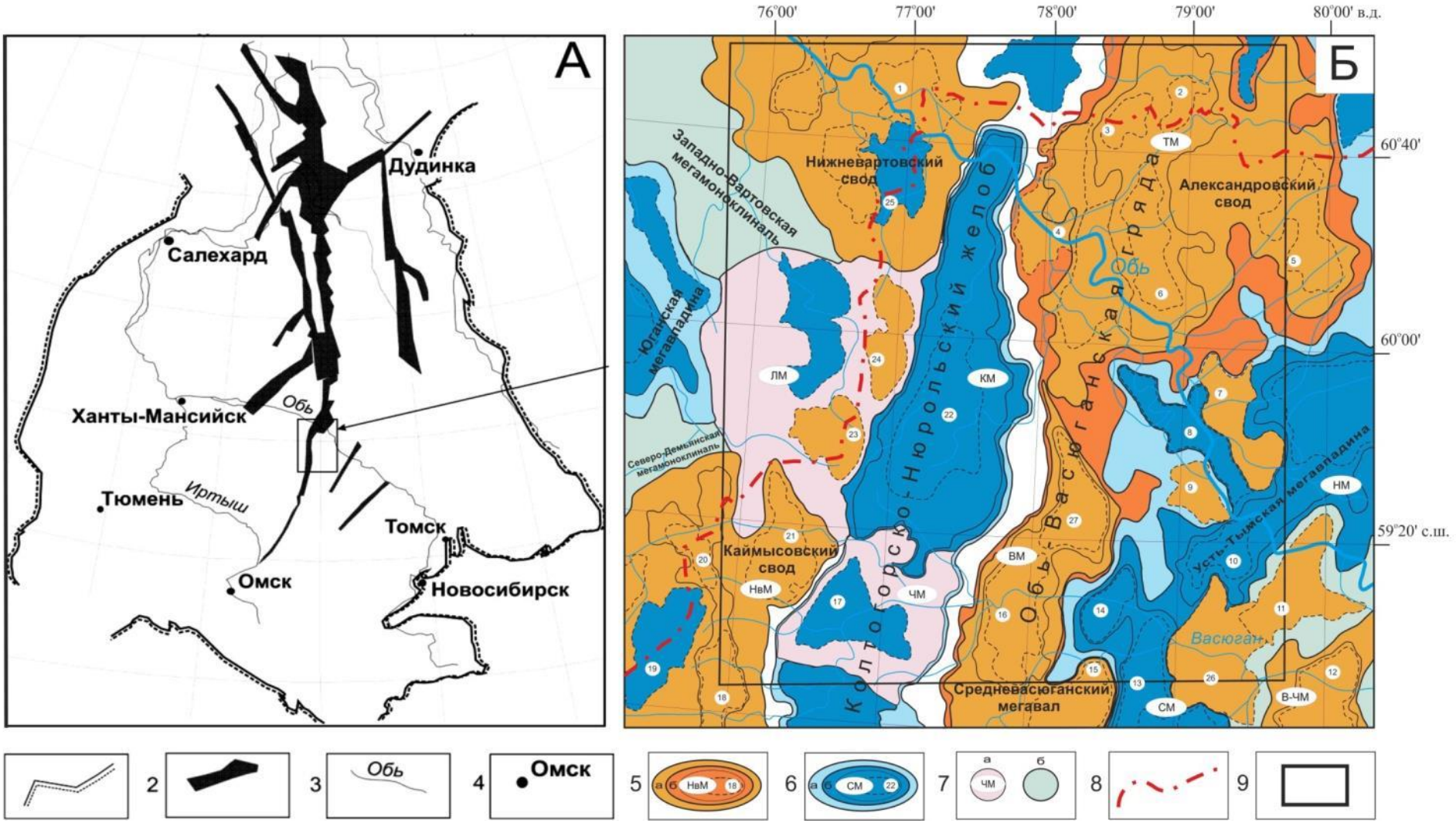

А
Дудинка
Салехард
Ханты-Мансийск
Обь
Тюмень
Иртыш
Томск
Омск
Новосибирск
Б
76°00'
77°00'
78°00'
79°00'
80°00' в.д.
60°40'
60°00'
59°20' с.ш.
Западно-Вартовская мегамоноклиналь
Нижневартовский свод
Александровский свод
Обь
Васюган
Юганская мегавпадина
Северо-Демьянская мегамоноклиналь
Каймысовский свод
Колтогорско-Нюрольский желоб
Средневасюганский мегавал
Усть-Тымская мегавпадина
ЛМ
КМ
ТМ
НМ
НвМ
ЧМ
ВМ
СМ
В-ЧМ
1
2
3
Обь
4
Омск
5
6
7
8
9

Рис. 1.1. Положение исследуемой территории в контуре Западно-Сибирской плиты (А) и обзорная схема на основе тектонической карты [6] (Б): *1* – граница Западно-Сибирской плиты; *2* – грабен-рифты; *3* – речная сеть; *4* – населенные пункты; *5* – положительные тектонические элементы: надпорядковые (а), I порядка (б), структуры II порядка и их условный индекс: ТМ – Трайгородский мезовал, В-ЧМ – Восточно-Чижапское поднятие, ВМ – Васюганский мезовал, НвМ – Нововасюганский мезовал; структуры III порядка и их условный номер: 1 – Советско-Соснинское куполовидное поднятие, 2 – Вахское куполовидное поднятие, 3 – Охтеурское куполовидное поднятие, 4 – Западно-Александровский выступ, 5 – Окуневский вал, 6 – Криволуцкий вал, 7 – Мурасовский выступ, 9 – Трассовое куполовидное поднятие, 11 – Тростниковый выступ, 12 – Сенькинское куполовидное поднятие, 15 – Мыльджинское куполовидное поднятие, 16 – Новотевризский вал, 18 – Лонтыньяхский вал, 20 – Первомайский вал, 21 – Катыльгинское куполовидное поднятие, 23 – Ледовое куполовидное поднятие, 24 – Кедровско-Матюшкинское куполовидное поднятие, 26 – Двойной выступ, 27 – Северо-Васюганское куполовидное поднятие; *6* – отрицательные тектонические элементы: надпорядковые (а), I порядка (б), структуры II порядка и их условный индекс: КМ – Колтогорский мезопрогиб, НМ – Неготский мезопрогиб, СМ – Сампатский мезопрогиб; структуры III порядка и их условный номер: 8 – Северо-Чкаловский врез, 10 – Южно-Неготская впадина, 13 – Центральный прогиб, 14 – Северо-Мыльджинская впадина, 17 – Южно-Колтогорская впадина, 19 – Южно-Турьяхская впадина, 22 – Ильякский прогиб, 25 – Малореченская впадина; *7* – промежуточные структуры: а – мезоседловины и их условный индекс: ЛМ – Ледянская мезоседловина; ЧМ – Черемшанская мезоседловина; б – мегамоноклинали; *8* – граница Томской области; *9* – контур настоящих исследований Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

В качестве самостоятельных тектонических элементов, осложняющих непосредственно желоб, выделено четыре разнопорядковые структуры: Колтогорский мезопрогиб, Черемшанская мезоседловина, Нюрольская мегавпадина и Западно-Крапивинский прогиб. В структурном плане баженовской свиты надпорядковая депрессионная зона ограничена на глубине -2640 м и имеет площадь 36 000 км^2, амплитуда структуры составляет 360 м.

В рельефе доюрского основания Колтогорско-Нюрольский желоб, сохраняя очертания, несколько расширяется на юге, где в дополнение к структурам, выделенным по кровле юры, развита Омская мезовпадина. В состав Омской депрессии входит Седельниковский прогиб, который в структурном плане баженовской свиты осложнял

южную часть Нюрольской мегавпадины. Амплитуда надпорядковой депрессии, ограниченной на отметке -3080 м, также увеличивается и составляет 580 м. Следует отметить, что в пределах большей части Колтогорско-Нюрольского желоба скважинами вскрыт полный разрез юрского осадочного мегакомплекса.

Колтогорский мезопрогиб, расположенный в северной части желоба, вытянут в северо-северо-восточном направлении. Площадь структуры 4760 км^2, амплитуда 340 м, оконтуривающая изогипса проведена на отметке -2660 м. Мезопрогиб имеет линейную форму и относительно простое строение. Центральная часть депрессии выделена в качестве самостоятельной структуры III порядка – Ильякского прогиба, контролируемого изогипсой -2800 м и имеющего площадь 1400 км^2. Амплитуда прогиба составляет 200 м. В пределах Колтогорского мезопрогиба сейсморазведочными работами МОГТ выявлено 12 локальных поднятий. К наиболее крупной в пределах депрессии Грушевой структуре, расположенной в южной части мезопрогиба, приурочено одноименное нефтяное месторождение. На севере Колтогорский мезопрогиб ограничен незначительной по площади Дальнестрежевской седловиной, переходящей к северу в Северо-Колтогорский мезопрогиб и далее в Верхнеаганский мегапрогиб.

В рельефе доюрского основания мезопрогиб имеет аналогичное строение и характеризуется следующими параметрами: площадь 4600 км^2, амплитуда 560 м, оконтуривающая изогипса -3200 м. Параметры Ильякского прогиба: площадь 1700 км^2, амплитуда 360 м, оконтуривающая изогипса -3400 м.

Черемшанская мезоседловина — незамкнутая структура II порядка изометричной формы, расположена в зоне сочленения Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины. Мезоседловина осложнена Южно-Колтогорской впадиной и серией локальных поднятий. Площадь структуры составляет 2250 км^2. По данному тектоническому элементу проведена южная граница исследуемой площади.

Обь-Васюганская гряда – надпорядковая структура площадью 24 000 км^2, вытянута в северном направлении. В рельефе баженовской свиты структура оконтурена на отметке -2480 м и осложнена двумя положительными структурами I порядка – Александровским сводом и Средневасюганским мегавалом, двумя положительными структурами III порядка – Коликъеганским валом и Западно-Александровским выступом и одной отрицательной стуктурой III порядка – Северо-Александровским прогибом. В рельефе доюрского основания Обь-Васюганская гряда имеет аналогичное строение.

Александровский свод, расположенный в северной части надпорядковой положительной структуры, в рельефе баженовской свиты контролируется изогипсой -2380 м, имеет площадь 10 820 км^2 и амплитуду 360 м. В рельефе доюрского основания амплитуда

структуры, ограниченной на глубине 2800 м, возрастает более чем в два раза и составляет 780 м. В качестве самостоятельных тектонических элементов в состав Александровского свода входят Трайгородский мезовал, Окуневский вал, Полуденный и Западно-Александровский выступы [7].

Трайгородский мезовал, являющийся наиболее крупной структурой Александровского свода, имеет линейную форму, и вытянут в северном направлении. Мезовал осложнен тремя положительными структурами III порядка – Охтеурским и Вахским куполовидными поднятиями и Криволуцким валом.

Если в пределах Охтеурского и Вахского куполовидных поднятий отложения юрского осадочного мегакомплекса представлены аален-волжской толщей пород, то на большей части Криволуцкого вала отложения аалена и раннего байоса отсутствуют, а в его переклинальной части (Кондаковская, Чебачья площади) образования палеозоя перекрыты верхнеюрскими отложениями.

Форма, размеры и контрастность Криволуцкого вала определяются его приуроченностью к эрозионно-тектоническому выступу доюрского основания, сложенному гранитоидными породами, Криволуцкому батолиту. В рельефе доюрского основания амплитуда структуры, контролируемая изогипсой, проведенной на отметке -2520 м, достигает 500 м.

В восточной части Александровского свода расположен Окуневский вал, также линейно вытянутый в северном направлении. В рельефе баженовской свиты структура ограничена на отметке -2290 м, площадь объекта составляет 700 км^2, амплитуда 100 м. В структурном плане отражающего горизонта $Ф_2$ параметры структуры, следующие: площадь 360 км^2, амплитуда 120 м, оконтуривающая изогипса - 2560 м.

К западному склону Александровского свода, ограниченному серией тектонических нарушений, примыкает полузамкнутая положительная структура – Западно-Александровский выступ. Тектонический элемент представляет собой террасу, осложняющую зону моноклинального погружения структурной поверхности в направлении Колтогорского мезопрогиба. Конфигурация объекта полностью повторяет очертания Полуденного выступа, входящего в состав Александровского свода и примыкающего с запада к южной части Трайгородского мезовала. В пределах полузамкнутой части с севера, запада и юга Полуденный и Западно-Александровский выступы ограничены соответственно изогипсами -2320 и -2440 м, с востока – линиями резкой смены градиента структурной поверхности.

В рельефе доюрского основания Западно-Александровский выступ, контролируемый изогипсой -2840 м, уменьшаясь в размерах до 640 км^2, в целом сохраняет очертания.

Выделенному в структурном плане баженовского горизонта Полуденному выступу в рельефе доюрского основания соответствует замкнутая структура III порядка – Полуденное куполовидное поднятие – площадью 350 км^2, амплитудой 140 м, оконтуренное изогипсой -2620 м.

Средневасюганский мегавал, расположенный в южной части Обь-Васюганской гряды в структурном плане отражающего горизонта II^а, имеет площадь 5200 км^2, амплитуду структуры 300 м. С запада, юга и востока мегавал ограничен на отметке -2460 м, с севера – протяженным тектоническим нарушением северо-западного направления, отделяющим его от Александровского свода. К западу от Средневасюганского мегавала расположен Колтогорско-Нюрольский желоб, к востоку – Усть-Тымская мегавпадина, к югу – Шингинская мезоседловина.

В составе Средневасюганского мегавала выделены Васюганский мезовал, осложненный Северо-Васюганским куполовидным поднятием и Новотевризским валом, Мыльджинское куполовидное поднятие и значительное количество структур IV порядка. В северной, центральной и юго-западной частях мегавала большинство локальных поднятий входят в состав структур III порядка, а на юго-востоке осложняют склон положительной структуры I порядка.

Васюганский мезовал расположен в северной части мегавала, вытянут в северо-северо-восточном направлении и ориентирован параллельно границе Колтогорско-Нюрольского желоба.

Выделенное в южной части мегавала Мыльджинское куполовидное поднятие, оконтуренное по изогипсе -2400 м, несколько вытянуто в северо-восточном направлении. Площадь структуры составляет 670 км^2, амплитуда – 160 м. Небольшой прогиб, отделяющий Мыльджинское куполовидное поднятие от Васюганского мезовала, осложнен разрывным нарушением северо-восточной ориентировки.

Несмотря на то, что в рельефе доюрского основания Средневасюганский мегавал сохраняет свою конфигурацию, площадь структуры составляет 3700 км^2, а амплитуда, возрастает до 400 м (на 33 %). Оконтуривающая изогипса проведена на отметке -2800 м.

Северо-Васюганское и Мыльджинское куполовидные поднятия, в целом повторяют очертания одноименных тектонических элементов, выделенных по горизонту II^а. Новотевризский вал, занимающий центральную часть Средневасюганского мегавала, в рельефе доюрского основания не только не объединен с Северо-Васюганским куполовидным поднятием, но и сам распадается на две структуры III порядка: Южно-Тевризское и Северо-Тевризское куполовидные поднятия.

Согласно классификации, приведенной в [6], тектонический элемент, площадь которого не превышает 5000 км^2 и не осложненный структурой II порядка, должен быть отнесен к структурам II порядка. Таким образом, можно констатировать, что структуре I порядка – Средневасюганскому мегавалу, выделенному по отражающему горизонту II^а, в рельефе доюрского основания соответствует структура II порядка – Средневасюганский мезовал.

С запада исследуемая площадь ограничена юго-восточной частью Нижневартовского свода, восточной частью Ледянской мезоседловины и северо-восточной частью Каймысовского свода. С востока территория исследований простирается до Окуневского вала на севере и до Восточно-Чижапского поднятия на юге территории. С севера же площадь оконтурена границей Томской области.

1.2 Выявленная нефтегазоносность

Продуктивными нефтегазоносными комплексами (НГК) на землях территории исследований являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский. В пределах территории исследования открыто более 40 месторождений УВ (рис. 1.2). На исследуемой территории наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют отложения верхней юры и неокома [8], которые и выступают в качестве целевых объектов исследований в настоящей работе.

Исследуемая территория входит в состав Нюрольско-Колтогорского, Каймысовского, Средневасюганского, Александровского и Вартовского нефтегазоносных районов (НГР).

Вартовский НГР входит в состав Среднеобской нефтегазоносной области (НГО), Нюрольско-Колтогорский и Каймысовский НГР входят в состав Каймысовской НГО, Средневасюганский и Александровский НГР – в состав Васюганской НГО. Среднеобская и Каймысовская НГО чисто нефтяные, Васюганская – нефтегазовая [9].

На исследуемой территории в *Среднеобской НГО* открыто семь нефтяных месторождений: Советско-Соснинское, Малореченское, Стрежевское, Аленкинское, Хвойное, Матюшкинское и Квартовое, на которых залежи углеводородов сконцентрированы в отложениях верхнеюрского горизонта Ю$_1$, на Советско-Соснинском и Аленкинском месторождениях в отложениях верхней юры и нижнего мела. В пределах Советской структуры промышленный приток нефти получен также из нефтегазоносного горизонта зоны контакта палеозоя и мезозоя.

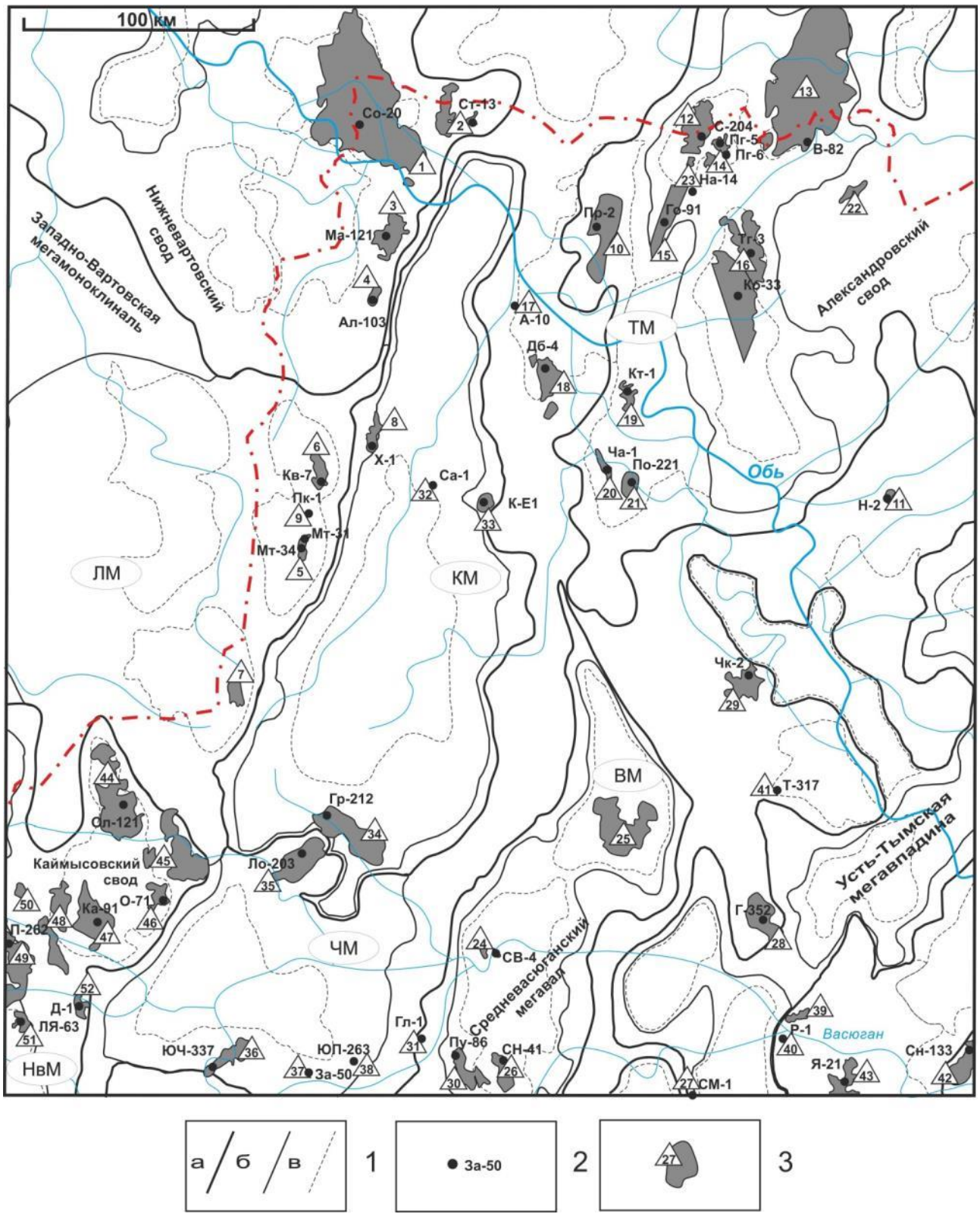


Рис. 1.2. Схематическая карта нефтегазоносности исследуемой территории, с использованием [6, 10]: *1* – контуры тектонических элементов: а) I-го порядка; б) II-го порядка; в) III-го порядка; *2* – скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс; *3* – месторождение углеводородов и его условный номер (см. табл. 1.1). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.1.

Таблица 1.1 Характеристика месторождений и площадей, изученных поисковым бурением, Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления

Месторождение, площадь	Условный номер (рис. 1.2)	НГК	Фазовое состояние	Продуктивный горизонт (пласты)
Нижневартовский НГР				
Советское	1	Меловой	Нефть	Пласты А, Б
		Верхнеюрский	Нефть	Ю1
		Среднеюрский	Нефть	Ю2
		Палеозой	Нефть	М
Стрежевое	2	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Малореченское	3	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(2)
Аленкинское	4	Меловой	Нефть	Б10
Матюшкинское	5	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Квартовое	6	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Северо-Ледовое	7	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Хвойное	8	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Приколтогорская пл.	9	Палеозой	Газ, нефть	М
Александровский НГР				
Проточное	10	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Никольское	11	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Северное	12	Меловой	Газ, нефть, газоконденсат	ПК11, ПК12, ПК14, ПК15, ПК18, А10, Б5, Б8, Б9, Б12
		Верхнеюрский	Нефть	Ю1
Вахское	13	Меловой	Нефть	БВ9, БВ16-20
		Верхнеюрский	Нефть	Ю1
		Среднеюрский	Нефть	Ю2, Ю3
		Палеозой	Нефть	М
Приграничное	14	Меловой	Нефть	Б9,Б12, Б13, Б16-20
		Верхнеюрский	Нефть	Ю1
Горстовое	15	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Трайгородско-Кондаковское	16	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
		Палеозой	Нефть	М
Александровская пл.	17	Меловой	Пленка нефти	ПК8, Б10, Б11
		Верхнеюрский	Вода	Ю0, Ю1
		Среднеюрский	Пленка нефти	Ю2, Ю3, Ю4
		Палеозой	Пленка нефти	М
Даненберговское	18	Меловой	Нефть	ПК, пласты А, Б
		Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1+2)
Конторовичское	19	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Чапаевское	20	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Полуденное	21	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Западно-Люкпайское	22	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Надеждинская пл.	23	Верхнеюрский	Притока не получено	Ю0, Ю1
		Среднеюрский	Притока не получено	низы *tm*
		Палеозой	Притока не получено	PZ
Средневасюганский НГР				
Средневасюганское	24	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Северо-Васюганское	25	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Средненюрольское	26	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Северо-Мыльджинское	27	Верхнеюрский	Нефть	Ю0, Ю1
		Палеозой	Притока не получено	PZ

Продолжение табл. 1.1

Головное	28	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Чкаловское	29	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
		Палеозой	Нефть	М
Пуглалымское	30	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(3+4)
Глухариная	31	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Нюрольско-Колтогорский НГР				
Саймовская пл.	32	Верхнеюрский	Нефть	Ю0, Ю1
		Палеозой	Притока не получено	PZ
Куль-Еганское	33	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Грушевое	34	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Ломовое	35	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Южно-Черемшанское	36	Меловой	Нефть	А2-7, А9, Б0, Б4-10, Б13
		Верхнеюрский	Нефть	Ю1(3+4)
Заячья	37	Меловой	Вода	Б10
		Верхнеюрский	Притока не получено	Ю1
Южно-Пионерская	38	Меловой	Вода/ Притока не получено/ Пленка нефти	ПК18-19, А10, Б10, Б16-20
		Верхнеюрский	Пленка нефти	Ю1
		Среднеюрский	Притока не получено	Ю14, Ю16
		Палеозой	Притока не получено	PZ
Усть-Тымский НГР				
Бурановская	39	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Рабочая	40	Верхнеюрский	Притока не получено	Ю1(1)
Трассовая	41	Меловой	Вода	ПК8, ПК13-14, А1, Б7-8, Б10-Б12, Б15
		Верхнеюрский	Вода/ Притока не получено	Ю0, Ю1
		Среднеюрский	Вода	Ю2, Ю4, Ю6
		Палеозой	Притока не получено	PZ
Снежное	42	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Ясное	43	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Каймысовский НГР				
Оленье	44	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Столбовое	45	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Озерное	46	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Катыльгинское	47	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Западно-Катыльгинское	48	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Первомайское	49	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Нижне-Первомайское	50	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Лонтынь-Яхское	51	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)
Дуклинское	52	Верхнеюрский	Нефть	Ю1(1)

В *Каймысовской НГО* открыто 33 нефтяных месторождения. В подавляющем большинстве случаев нефтеносность этой территории также связана с горизонтом $Ю_1$ васюганской свиты. На Столбовом месторождении, где основная залежь сконцентрирована в верхней юре, в скв. 91 получен промышленный приток нефти из ачимовских песчаных

пластов, датируемых берриасом. Меловая залежь в песчаных резервуарах киялинской свиты открыта на Южно-Черемшанском месторождении.

На территории *Васюганской НГО* открыто 55 месторождений, из которых 35 нефтяные, 13 нефтегазоконденсатные и 7 газоконденсатные. В пределах нефтегазоносной области этаж нефтеносности существенно расширен – залежи углеводородов выявлены в верхней части палеозойских отложений, средне- и верхнеюрских, а также неокомских.

Разведанные извлекаемые запасы углеводородов распределены по месторождениям различной крупности следующим образом: 60 % в 16 месторождениях с запасами более 15 млн. т, таких как Советское, Стрежевское, Первомайское, Мыльджинское и т. д.; 32 % в 37 месторождениях с запасами от 3 до 15 млн. т и 8 % – в 42 месторождениях с запасами до 3 млн. т.

Основная масса углеводородов (УВ) (66 %) сосредоточена в верхнеюрских продуктивных горизонтах, 20 % – в нижнемеловых, 3 % – в нижнесреднеюрских и 11 % – в верхней части палеозойского разреза.

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. Большинство залежей УВ на исследуемой территории приурочено к горизонту $Ю_1$ васюганской свиты.

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. Отложения *мелового НГК* изучены менее детально.

Неокомский НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. В пределах неокомского НГК выделяются два нефтегазоперспективных комплекса отложений: клиноформный и шельфовый [11].

Клиноформные отложения на исследуемой территории нефтегазоносны на Вахском, Даненберговском, Советском и Столбовом месторождениях. Залежи УВ в *шельфовом резервуаре* обнаружены на Аленкинском, Вахском, Конторовичском, Приграничном, Северном, Советском, Средневасюганском и Южно-Черемшанском месторождениях.

Для *верхнеюрских и меловых резервуаров* основным источником углеводородов является рассеянное органическое вещество (РОВ) *баженовской свиты* сапропелевого типа. По результатам выполненных в ИНГГ СО РАН геохимических исследований, было показано

что на юго-востоке Западной Сибири и в Широтном Приобье источником всех нефтей, сконцентрированных в верхней юре и неокоме, являются нефтепроизводящие породы баженовской свиты [12, 13].

1.3 Строение и перспективы неокома

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции неокомский комплекс пород один из наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности. Неокомский разрез представлен частым и, в целом, равномерным чередованием глинистых и песчано-алевритовых пачек, которые указывают на мелкоциклический характер осадконакопления.

В верхней части разрез имеет плоскопараллельное строение. Отложения нижней части неокома представляются косослоистой моделью, так называемыми ***клиноформами*** – геологическими телами, имеющими в поперечном сечении линзовидную форму. Модель клиноформного строения неокома развивается, уточняется и детализируется уже более 50 лет, начиная с работ Ф.Г. Гурари [14], и по настоящее время [15, 16]. В нижней части мелового разреза – неокоме, в ачимовских отложениях, открыты крупные промышленные залежи углеводородов (УВ) практически на всей территории Западной Сибири, за исключением юго-востока [17].

Кроме клиноформ в составе циклитов – целостных во времени формирования породно-слоевых ассоциаций, относящихся к одному седиментационному циклу [18] – выделяют и другие основные палеогеоморфологические зоны бассейна, такие как ***ундаформа*** и ***фондоформа***. Мелководно-морские осадки шельфа называют ундаформной частью неокома, отложения склона шельфа – клиноформной, подножия склона – фондоформной (рис. 1.3).

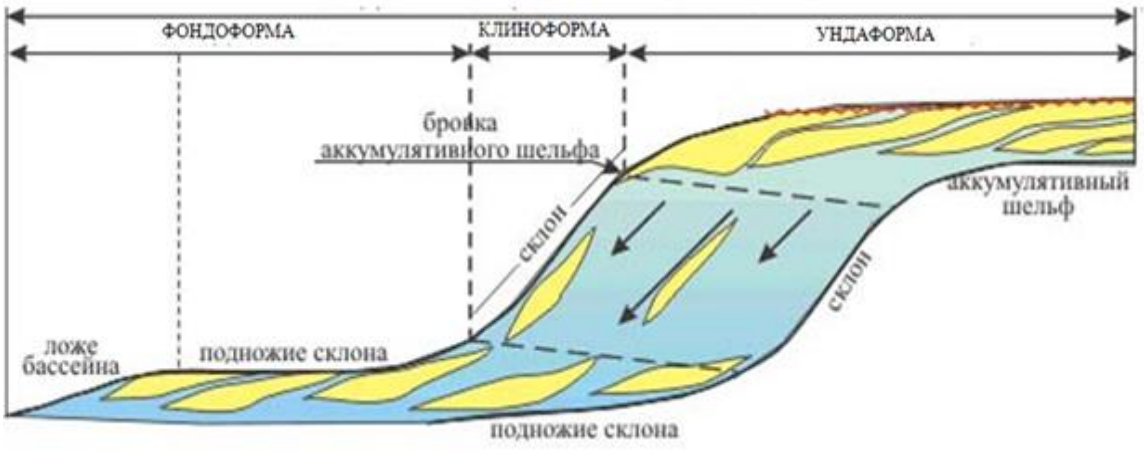


Рис. 1.3. Принципиальная схема строения клиноформных неокомских отложений [19].

В каждой клиноформе различают: склоны – тыловой и фронтальный, два основания, две границы – верхнюю и нижнюю. За основание клиноформы принимается кровля баженовской свиты.

Тыловая часть клиноформ, соответствующая трансгрессивным элементам циклита, сложена преимущественно глинистыми осадками, нередко с наклонными линзами песчано-алевролитовых пород, отслаивающихся от шельфовых пластов. *В зоне крутого склона* формируются в основном глинистые отложения.

В нижней части склона песчанистость увеличивается. По направлению к фондоформе пласты выклиниваются. Каждая последующая пачка смещается относительно предыдущей в направлении к фронтальной части клиноформы и вверх по стратиграфическому разрезу, создавая характерную косослоистую, черепицеобразную структуру.

Внешняя или фронтально-склоновая поверхность клиноформы на восток сменяется диахронной границей, характеризующей взаимозамещение шельфовых и склоновых фаций, скользящей во времени и в пространстве. Тыловая склоновая граница к западу сменяется нижней границей клиноформы, которая приурочена к поверхности баженовских отложений.

Положение каждого отдельного циклита, таким образом, по отношению к другому также черепицеобразно, так как они перекрывают друг друга, в разной мере последовательно заполняя глубоководную часть бассейна, латерально и вертикально наращивая толщу осадков и продвигаясь к центру бассейна.

В плане клиноформы простираются субмеридиональными зонами вдоль бровок изохронных палеошельфов. Их протяженность в палеобассейне во много раз превышает ширину. Однако, меридиональная зональность как циклитов, так и клиноформных зон и продуктивных пластов в частности, изучена слабо, поскольку для этого требовалось проведение комплекса специальных, довольно трудоемких исследований, а также подготовка методической основы.

Меридиональное простирание и чешуйчатое соотношение циклитов и клиноформ обусловило соответствующее размещение и составляющих их песчано-алевролитовых слоев. *Доля песчаных фаций* в общем объеме циклитов различна. Она изменяется и по простиранию, хотя в распределении пород внутри циклитов можно проследить и некоторые общие черты.

Наращивание неокомских клиноформ и шельфов происходило с разными скоростями и эти преобразования связаны с изменением условий образования пород, слагающих циклиты и, в первую очередь, с наличием либо отсутствием крупных и мелких источников

питания шельфа терригенным материалом. Различия литологического состава и морфологии клиноформ определяются наличием целого ряда факторов: глубиной бассейна седиментации, уровнем моря, соотношением трансгрессивного и регрессивного этапов, особенностями палеорельефа края шельфа и его склонов, тектонической активностью, количеством и составом поступающих осадков, характером и размещением источников и путей переноса терригенного материала, энергией волн и течений в приемном бассейне.

В основе принципиальной модели строения верхнеюрско-нижнемеловых отложений на территории юго-востока Западно-Сибирской плиты заложены преобладающие представления о горизонтально (параллельно) – косослоистой модели верхнеюрско-нижнемеловых образований, разработанные и развитые А.Л. Наумовым [20-23], Г.Н. Гогоненковым [24], Ю.Н. Карогодиным [18], А.А. Неждановым [25] и многими другими.

На территории Томской области выделено 10 субмеридионально протяженных циклитов – Пайдугинский, Парабельский, Пудинский, Казанский, Нюрольский, Назинский, Вахский, Столбовой, Лонтынь-Яхский и Первомайский, два более молодых из которых, в силу административного пограничного положения с прилегающими областями, закартированы лишь частично (их ундаформные части). В плане циклиты простираются субмеридионально вдоль бровок изохронных палеошельфов. Их протяженность в палеобассейне во много раз превышает ширину. Меридиональное простирание и чешуйчатое соотношение отложений циклитов и клиноформ обусловило соответствующее размещение и слагающих их песчано-алевролитовых слоев и резервуаров.

Название циклитам дано по месту структурной приуроченности зон депоцентров склоновых частей циклитов (клиноформ), а также наибольшей выразительности их шельфовых составляющих, полно представленных по данным геолого-геофизических исследований. Все выделенные клиноформы приведены в соответствие со схемой распространения неокомских клиноформ близлежащих территорий Среднего Приобья, выполненной О.М. Мкртчяном и др. [26, 27].

В отношении приуроченности нефтегазоносности нижнемеловых отложений как к структурно-тектоническим элементам территории, так и к нефтегазоносным районам (НГР) следует отметить приуроченность нефтегазопроявлений к ачимовским отложениям *Нижневартовского* НГР, где они обнаружены на Аленкинском и Стрежевском поднятиях.

В *Колтогорском* и *Каймысовском* НГР в ачимовских отложениях выявлены залежи нефти на Столбовом и Пионерском месторождениях. Пленка нефти получена на Крапивинской, Ларломкинской площадях, а также в Нововасюганской опорной скважине. Нефтепризнаки по керну отмечены на Онтонигайской структуре.

В пределах *Александровского* НГР в ачимовских отложениях открыты залежи на Южно-Александровском и Вахском месторождениях нефти, зафиксированы нефтепроявления на Северном месторождении нефти, а также на Александровской, Южно-Назинской и Приграничной площадях. Продуктивными в разной степени оказалось 10 локальных поднятий. Наиболее многоэтажным из открытых месторождений является Северное (Охтеурское).

В *Средневасюганском* НГР в ачимовских пластах открыто Мыльджинское газоконденсатное месторождение. На Средневасюганском месторождении в куломзинских и тарских пластах получены притоки воды с пленкой нефти.

В *Нюрольском* и *Усть-Тымском* НГР многоэтажные залежи нижнемелового разреза связаны со структурами второго порядка: Южно-Черемшанским куполовидным поднятием и Соболиным валом.

При изучении нижнемелового комплекса, из числа названных, следует обратить внимание на резервуары трех наиболее перспективных типов [11]: *клиноформные* – ачимовские, *зоны бровки шельфа* и полого залегающие – *ундаформные (шельфовые).*

Представление о строении клиноформных неокомских отложений и перспективности типов резервуаров принято в настоящей работе.

1.4 Характеристика и перспективы нефтеносности баженовской свиты

Баженовская свита, как самостоятельное литостратиграфическое подразделение, впервые выделена в 1959 году Ф.Г. Гурари [14]. Она получила свое название по расположенному вблизи селу Баженово. Высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи морского генезиса – отложения баженовской свиты, распространенные на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, являются основными нефтематеринскими породами. Генерационный потенциал нефтепроизводящих пород складывается из объема пород, вмещающих ОВ, процентного содержания ОВ ($C_{орг}$), степени катагенеза ОВ и качества ОВ [6].

Баженовская свита распространена на огромной площади и занимает около 1 млн. кв.км, а ее мощность достигает 40 м (рис. 1.4). Согласно палеонтологической характеристике отложения свиты генетически связаны с сапропелевым (аквагенным) типом органического вещества [28]. 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 ($С_{орг.}$). Проведенные исследования [6] позволили построить карту распределения органического вещества для Томской области, фрагмент которой приведен на рис. 1.5. катагенетическое преобразование соответствует градациям $МК_1^1$–$МК_1^2$ [4].

В Западной Сибири залежи нефти и интенсивные нефтепроявления установлены в баженовской свите, приоритетной сланцевой формации юго-востока Западной Сибири. Выявленные залежи исключительно нефтяные и их образование связывают с высоким содержанием органического вещества многие ее исследователи. Автором принят подход к формированию коллектора, описанный в [29] и ранее другими авторами.

К середине 80-х годов промышленная нефтеносность отложений баженовской свиты была установлена более чем на 50-ти разведочных площадях Западной Сибири, но крупных открытий не последовало. Все скважины испытывались без дополнительных геолого-технических мероприятий.

Основное бурение было сосредоточено в районе Салымского и Красноленинского свода, опытно-промышленная эксплуатация была начата в середине 70-х годов. Отдельные продуктивные скважины были пробурены в западной части Сургутского района, где 30 % всех пробуренных скважин были «сухими». Опыт разработки баженовской свиты имеется и на сегодняшний день у всех ведущих российских нефтяных компаний.

На территории Томской области на баланс поставлена залежь горизонта $Ю_0$ (баженовская свита) Федюшкинского месторождения. Также притоки нефти получены на Саймовской площади. Получение промышленных притоков нефти из баженовской свиты зафиксировано в скважинах на Снежном месторождении. Получены и другие признаки нефтеносности баженовской свиты, такие как признаки по керну (выпоты нефти или ее запах).

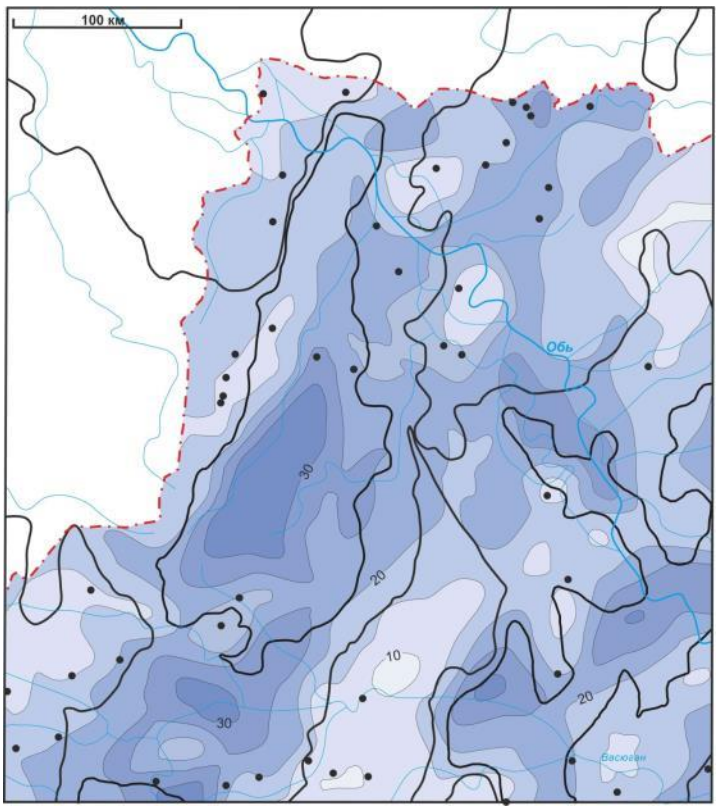


Рис. 1.4. Карта толщин (м) отложений баженовской свиты [6]. Условные обозначения те же, что на рис. 1.2.

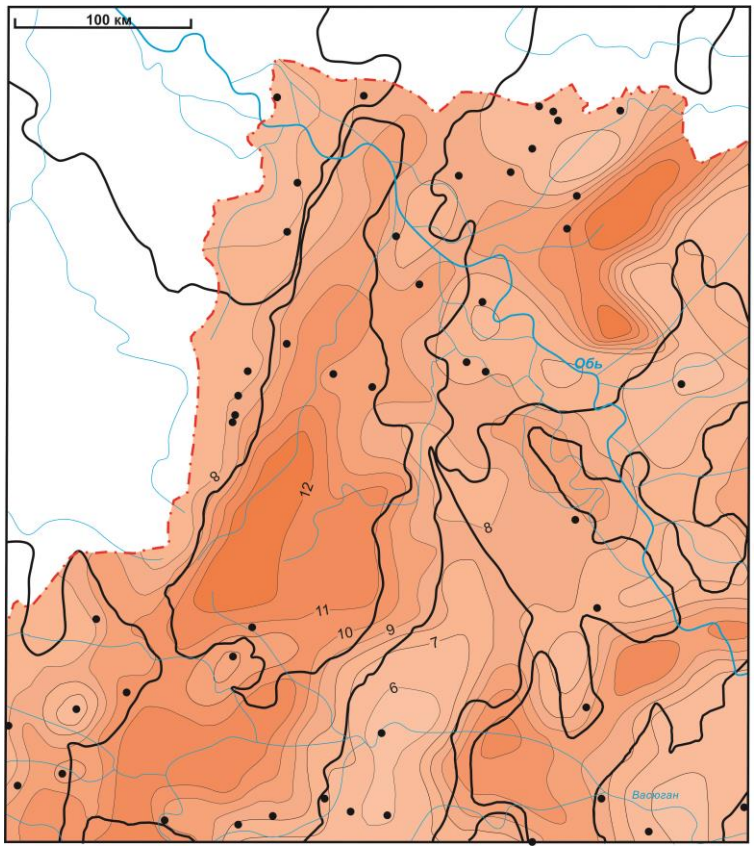


Рис. 1.5. Карта содержания органического вещества Сорг, % в отложениях баженовской свиты [6]. Условные обозначения те же, что на рис. 1.2.

1.5. Выводы

1. Основным объектом разработки и исследований в области нефти и газа в Томской области является верхнеюрский нефтегазоносный комплекс, приуроченный к пласту $Ю_1$ васюганской свиты, ресурсная база которого весьма истощена. На северо-западе Томской области существует развитая нефтепромысловая инфраструктура, но на этих месторождениях, в большинстве случаев, открытых залежей в неокоме практически нет. На сегодняшний день поиск залежей в меловой части разреза привлекателен минимальными капитальными затратами. Поэтому ***актуально*** детальное изучение геологического строения и нефтегазоносности неокомских отложений Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления с выдачей рекомендаций по проведению поисковых работ.

2. Поиски «сланцевой нефти» остаются ***актуальной*** задачей для районов Западной Сибири, в том числе для северо-запада Томской области, где верхнеюрские баженовские битуминозные толщи имеют широкое распространение. Здесь многие месторождения находятся на поздних стадиях разработки, в связи с чем на многих из них становится ***актуальным*** вопрос вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРиЗ), в том числе и сланцевой нефти материнских пород.

2 ТЕРМИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ И ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Нефтематеринская баженовская свита (*J₃bg*) является основным источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового НГК [30], а также приоритетной сланцевой формацией юго-востока Западной Сибири [31, 32]. Решающим фактором реализации генерационного потенциала материнских пород является их термическая история [33], реконструкциями которой и определяется время и интенсивность генерации нефти [34].

Было принято [35], что ключевым фактором реализации потенциала сланцевой формации является время действия и температурный режим *главной фазы нефтеобразования*. Основные объемы нефти, генерированной, аккумулированной in situ или в перекрывающем/подстилающем терригенном резервуаре локализуются там, где материнские отложения находятся/находились в катагенетической *главной зоне нефтеобразования (ГЗН)* – очаге интенсивного пиролиза. Вместе с тем, установлено, что в процессе пиролиза керогена формируется вторичное пустотное пространство, которое называют «органической пористостью» [36], «листовой коллектор» [29]. Поэтому температурный режим материнских отложений становится ключевым фактором не только объемов генерированной нефти, но и формирования «сланцевого резервуара».

Восстановление термической истории отложений баженовской свиты выполнено на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [37]. Методика моделирования основана на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей и реализована в программном обеспечении TeploDialog [35, 38, 39].

Выполнены палеореконструкции тектонической истории и геотемператур в разрезах 48-ми скважин на 17 ключевых моментов геологического времени – время начала/окончания формирования свит, слагающих разрез.

Получена сопоставительная оценка вариаций плотности теплового потока из основания осадочного разреза вкрест простирания пермь-триасового Колтогорско-Уренгойского палеорифта.

В пределах южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта по геотемпературному критерию выделены перспективные районы для проведения поисков «сланцевой нефти». Выполнено сопоставление полученного прогнозного районирования с установленными прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты.

2.1 Методика палеотемпературного моделирования

В математическую модель непосредственно включены климатический вековой ход температур на земной поверхности, как краевое условие, и палеотемпературы из определений отражательной способности витринита (ОСВ), как «наблюденные».

В модели процесс распространения тепла в осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

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

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания осадочного разреза; t – время. Краевые условия:

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

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

где $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза; $\varepsilon=\varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, дневная поверхность). Из последнего видно, что палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными реконструкциями.

Параметрически 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 и время осадконакопления t_i (рис. 2.1). *Скорость осадконакопления* v_i *может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать* ***перерывы осадконакопления и денудацию.***

Объектом палеотемпературного моделирования является осадочный разрез представительной глубокой скважины. Такие скважины выбираются по следующим критериям, выполняемым одновременно: 1) наличие замеров пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; 3) наличие определений геотемператур по ОСВ, используемых в качестве «наблюденных», что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели (1) - (3), принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичному «Делу скважины» или «Каталогу литолого-стратиграфических разбивок скважин».

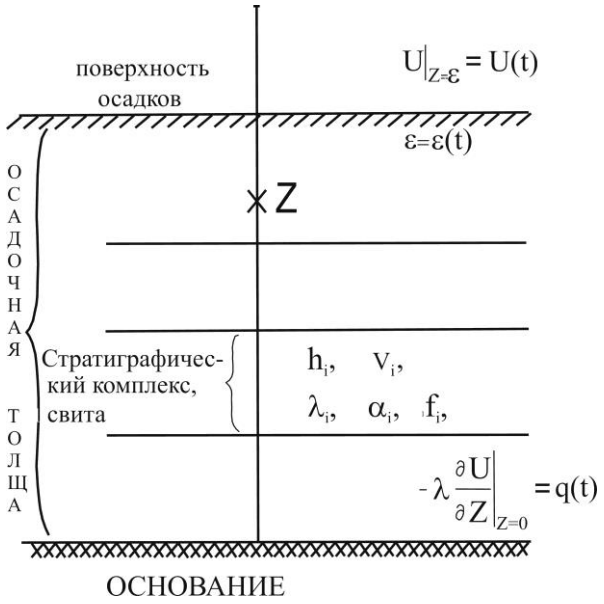


Рис. 2.1. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании [35, 39]: $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; t – время осадконакопления; U – температура; q – тепловой поток; Z_i – точки расчета температур; h_i – мощность; v_i – скорость осадконакопления; λ_i – теплопроводность; a_i – температуропроводность; f_i – плотность тепловыделения радиоактивных источников.

Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени [40], увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса [41], определяют время и скорости осадконакопления.

При отсутствии экспериментальных определений теплопроводности λ_i используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ_i [38]. Коэффициенты температуропроводности a_i, плотности тепловыделения радиоактивных источников f_i определяются литологией стратиграфических комплексов.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, в основном, солярным источником тепла, и задается в виде кусочно-линейной функции *«местного» векового хода температур на поверхности Земли* [42].

Задача решается в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания осадочного чехла Западной Сибири, начиная с юрского времени [43, 44,

3]. Решение обратной задачи (расчет плотности глубинного теплового потока q) определяется из условия

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

где T_i «наблюденные» значения температур в k_t точках на различных глубинах Z_i в моменты времени $t=\tau$. Решение обратной задачи (4) выполняется 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. Поэтому неизвестный параметр q определяется однозначно. Важно отметить, что модель (1) - (4) не требует априорных сведений о величинах глубинного теплового потока q.

Для решения обратной задачи геотермии используются в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин (τ=0), так и палеотемпературы ($\tau\neq0$), определенные по ОСВ. Для перехода от ОСВ (R^0_{vt}) к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [45]. На диаграмме фиксированы линия соответствия R^o_{vt}=0,5 % и температуры 80°С, линия соответствия R^o_{vt}=0,8 % и температуры 120°С. При определениях температуры для промежуточных значений R^o_{vt} выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями [46].

Опыт диагностики уровня катагенеза органического вещества и вмещающих пород углепетрографическими методами показывает [4], что погрешность измерения ОСВ в иммерсии (R^o_{vt} в интервале 0,5-0,8 %) составляет около 0,01 %. Это, в последующем, обуславливает переход от R^o_{vt} к геотемпературам (в интервале 80-120°С) с ошибкой порядка 2°С. В случае использования данных ОСВ указывается время срабатывания «максимального палеотермометра».

Опыт использования для палеотемпературного моделирования в качестве «наблюденных» измерений пластовых температур и палеотемператур, определенных по ОСВ, свидетельствует [47], что уровень «белого шума», как в измерениях пластовых температур, так и в определениях по ОСВ, одного уровня и составляет порядка ±2°С.

Расчет палеотемператур состоит из двух этапов. На первом, по распределению температур T_i, «наблюденных» в *любых* точках разреза скважины, рассчитывается тепловой поток q через поверхность основания осадочного чехла, т. е. *решается обратная задача геотермии*. На втором этапе, с известным значением q, решаются *прямые задачи геотермии*

– непосредственно рассчитываются температуры *U* в заданных точках осадочной толщи *Z* (в том числе в материнских свитах) на заданные *любые* моменты геологического времени *t*.

Пример параметризации осадочного разреза, вскрытого глубокой скважиной Саймовская 1 (Са-1) в наиболее погруженной части территории исследований, определяющей параметры седиментационной и теплофизической модели, приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Параметризация осадочной толщи на примере скважины Саймовская 1 (рис. 1.2, Са-1)

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст, млн л **	Время накопления, млн.лет	Плотность г/см^3	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м^2/с	Тепловыделение, Вт/м^3
Четвертичные *Q*	20	0–1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N_2	40	1,64–4,71	3,07	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Миоценовые N_1	50	4,71–24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Некрасовская *nk* Pg_3	155	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская *hg* Pg_{3-2}	175	32,2–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская *ll* Pg_2	281	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая *tl* Pg_1	50	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская *gn* Pg_1-K_2	189	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская *sl* K_2	75	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская *ip* K_2	75	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская *kz* K_2	20	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская *pk* K_{1-2}	785	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская a_2K_1	29	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Алымская a_1K_1	36	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Киялинская *kls* K_1	386	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская *tr* K_1	134	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская *klm* K_1	332	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская *bg* J_3	19	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская *gr* J_3	-	151,2–56,6	5,4	-	-	-	-
Васюганская *vs* J_3	110	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская *tm* J_{1-2}	477	162,9–208,0	45,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Палеозой *Pz*	571	208,0-298,9	82	2,47	1,64	8e-007	1,3e-006

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

*** – В качестве основы использована Шкала геологического времени [40].*

Пример параметризации скважины Советская 20 (Со-20), расположенной в одной из наиболее приподнятых частей территории исследований, в пределах Нижневартовского свода, приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.3. Параметризация осадочной толщи на примере скважины Советская 20 (рис. 1.2, Со-20.)

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст, млн л **	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см^3	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м^2/с	Тепловыделение, Вт/м^3
Четвертичные *Q*	4	0–1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N_2	16	1,64–4,71	3,07	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Миоценовые N_1	55	4,71–24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Некрасовская *nk* Pg_3	90	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская *hg* Pg_{3-2}	158	32,2–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская *ll* Pg_2	232	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая *tl* Pg_1	70	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская *gn* Pg_1-K_2	155	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская *sl* K_2	66	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская *ip* K_2	66	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская *kz* K_2	23	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская *pk* K_{1-2}	715	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская a_2K_1	20	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Алымская a_1K_1	27	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Киялинская *kls* K_1	340	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская *tr* K_1	95	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская *klm* K_1	319	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская *bg* J_3	13	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская *gr* J_3	-	151,2–56,6	5,4	-	-	-	-
Васюганская *vs* J_3	67	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская *tm* J_{1-2}	204	162,9–208,0	45,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Палеозой *Pz*	571	208,0-298,9	82	2,47	1,64	8e-007	1,3e-006

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

*** – В качестве основы использована Шкала геологического времени [40].*

Параметр плотности пород σ (г/см^3) каждой свиты принят с учетом фактического литологического наполнения каждого стратона. Для определения плотности в качестве

аналогов приняты данные о соответствии литологии и плотности пород свит, полученные в результате обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа [48].

Теплопроводность осадочных пород λ (Вт/м·град) используется расчетная. Для расчетов применены петрофизические зависимости теплопроводности λ осадков от их плотности σ. Эти зависимости получены О.В. Веселовым в интервале плотностей 1,5-2,6 г/см^3 как для песчанистых отложений, так и для алевролито-аргиллитовых пород [38]. Выбор коэффициентов температуропроводности a (м^2/с), удельной теплогенерации f_i (Вт/м^3) определялся литологическим составом свит, на основе опубликованных табличных данных [49, 50].

Влияние вариаций теплофизических параметров толщи пород, перекрывающей нефтематеринские, на результаты палеотемпературного моделирования – на расчетное значение палеотемпературного максимума материнских отложений T_{max} – имеет следующие оценки [51, 52]. Изменение, поочередно, λ и a на 20% приводит к изменению T_{max} на 15% и 0,2 %, соответственно. Изменение λ только материнских отложений на 20 % приводит к изменению T_{max} на 1%.

Принятое расчетное значение теплопроводности нефтематеринской баженовской свиты λ=1,62 Вт/м*град вполне согласуется с новейшими результатами лабораторных петрофизических исследований пород баженовской свиты: Салымский район – λ=1,3-1,6 Вт/м*град [53], Вынгаяхинский вал – λ=1,22-1,72 Вт/м*град [54].

Вышеописанный метод прогнозирования термической истории материнских баженовских отложений – метод палеотемпературного моделирования путем решения прямой и обратной задач геотермии, использует комплекс геолого-геофизических данных о геологическом строении, о тектоно-седиментационной и термической истории нефтегазоносных комплексов и материнских отложений. ***Этот метод позволяет [55, 56] выделить и картировать очаги интенсивной генерации баженовских нефтей Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.***

2.2 Модель теплового потока

Значения теплового потока q через поверхность подстилающего основания рассчитывались по распределению «наблюденных» температур T_i в разрезах 48-ми глубоких скважин Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления (рис. 1.2), путем решения обратной задачи геотермии.

В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные из ОСВ. В таблице 2.3 приведены пластовые температуры и температуры, определенные по ОСВ, для 48-ми глубоких скважин. В таблицу включены геотемпературы только для интервалов (глубин) осадочного чехла, использованные в качестве «наблюденных» при решении обратных задач геотермии в разрезах всех представительных скважин.

Таблица 2.3. Характеристики скважин, для разреза которых выполнено палеотемпературное моделирование (рис. 1.2, индекс скважины)

Месторождение (площадь)	***Советское***	***Малореченское***	***Аленкинское***	***Хвойное***
Скважина (индекс)	Со-20	Ма-121	Ал-103	Х-1
Забой, м	2759	2664	2800	3207
Отложения на забое	Кора выветривания	Кора выветривания	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2451	2430	2501	2673
Мощность, м	13	14	15	10
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, $м^3$/сут)*	Алымская; $АВ_1$; нефть; 156,0	Васюганская; $Ю_1$; газ; 13,2 $Ю_1$; нефть; 124,7	Тарская; $Б_{10}$; нефть; 20,3	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 8,1
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	–	Васюганская; 2452 м; 90 °С	–	–
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^0); температура)**	Тюменская; 2746м; (0,76); 115°С	Тюменская; 2470м; (0,67); 103 °С 2515м; (0,67); 103 °С 2620м; (0,70); 106 °С	Тюменская; 2700м; (0,67); 103 °С	Тюменская; 2867м; (0,64); 99 °С 2939м; (0,64); 99 °С
Месторождение (площадь)	***Саймовская***	***Куль-Еганское***	***Полуденное***	***Никольское***
Скважина (индекс)	Са-1	КЕ-1	По-221	Н-2
Забой, м	4008	3112	2448	2816
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2832	2648	2207	2424
Мощность, м	19	13	19	12
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, $м^3$/сут)*	Баженовская; $Ю_0$; нефть; 0,6	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 1,5	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 3,2	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 7,8
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Баженовская; 2844 м; 98 °С	–	Васюганская; 2239 м; 94 °С	Васюганская; 2445 м; 91 °С

Продолжение табл. 2.3

«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^{0}); температура)**	Баженовская; 2882 м; (0,67); 103 °С Тюменская; 3437 м; (0,85); 124 °С	Баженовская; 2680 м; (0,62); 94 °С	Тюменская; 2335 м; (0,70); 107 °С	Тюменская; 2652 м; (0,76); 115 °С
Месторождение (площадь)	***Александровская***	***Вахское***	***Чапаевское***	***Квартовое***
Скважина (индекс)	А-10	В-82	Ча-1	Кв-7
Забой, м	2837	2604	2568	3074
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2481	2203	2270	2593
Мощность, м	15	19	11	13
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м^3/сут)*	Покурская; $ПК_8$; вода; 60,0	Палеозой; Pz; вода; 70,0	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 1,2	Палеозой; Pz; вода; 5,9
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Покурская; 1250 м; 62 °С	Палеозой; 2565 м; 102 °С	Васюганская; 2294 м; 92 °С	Палеозой; 3038 м; 103 °С
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^{0}); температура)**	–	Леонтьевская; 2412 м; (0,57); 90 °С	Васюганская; 2317 м; (0,50); 80 °С	Тюменская; 2670 м; (0,67); 103 °С
Месторождение (площадь)	***Даненберговское***	***Конторовичское***	***Стрежевское***	***Проточное***
Скважина (индекс)	Дб-4	Кт-1	Ст-13	Пр-2
Забой, м	2842	2611	2828	2815
Отложения на забое	Тюменская ($J_{1-2}tm$)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2404	2260	2551	2336
Мощность, м	19	13	11	9
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м^3/сут)*	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 5,8 Тюменская; $Ю_6$; «сухо»	Баженовская, Васюганская; $Ю_1$; нефть; 0,7	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 70,0	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 6,3 $Ю_1$;вода; 1,9
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Васюганская; 2446 м; 100 °С Тюменская; 2699 м; 107 °С	Баженовская, Васюганская; 2275 м; 95 °С	Васюганская; 2566 м; 86 °С	Васюганская; 2361 м; 96 °С 2399 м; 100 °С
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^{0}); температура)**	–	Тюменская; 2395 м; (0,67); 103 °С	Тюменская; 2678 м; (0,62); 96 °С	Васюганская; 2380 м; (0,62); 96 °С Тюменская; 2478 м; (0,64); 99 °С 2531 м; (0,70); 106 °С 2760 м; (0,76); 115 °С

Продолжение табл. 2.3

Месторождение (площадь)	***Кондаковское***	***Трайгородское***	***Горстовое***	***Надеждинская***
Скважина (индекс)	Ко-33	Тг-3	Го-91	На-14
Забой, м	2315	2450	2557	2848
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2121	2165	2192	2240
Мощность, м	15	17	27	33
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, $м^3$/сут)*	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 1,4	Палеозой; М; вода; 4,0	Тарская; $Б_9$; вода; 104,2 Куломзинская; $Б_{10}$; вода; 104,2 Васюганская; $Ю_1$; нефть; 5,9	–
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Васюганская; 2143 м; 101 °С	Палеозой; 2380 м; 110 °С	Тарская; 1917 м; 75 °С Куломзинская; 1956 м; 76 °С Васюганская; 2215 м; 86 °С Кора выветривания; 2241 м; 94°С	–
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^0); температура)**	Васюганская; 2164 м; (0,58); 92 °С	Васюганская; 2204 м; (0,67); 103 °С	–	Георгиевская; 2276 м; (0,57); 90 °С Тюменская; 2580 м; (0,73); 111 °С Тогурская; 2630 м; (0,76); 115 °С
Месторождение (площадь)	***Северное***	***Приграничное***	***Приграничное***	***Чкаловское***
Скважина (индекс)	С-204	Пг-5	Пг-6	Чк-2
Забой, м	2502	2495	2400	3109
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Тюменская ($J_{1-2}tm$)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2108	2168	2170	2549
Мощность, м	28	22	21	12
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, $м^3$/сут)*	Куломзинская; $Б_{10}$; нефть; 30,7	Куломзинская; $Б_{12}$; нефть; 12,5 $Б_{13}$; нефть; 1,1 $Б_{16-20}$; нефть+вода; 1,8 Васюганская; $Ю_1$; нефть+вода; 0,9	Куломзинская; $Б_9$; нефть; 38,0 $Б_{16-20}$; «сухо» Васюганская; $Ю_1$; нефть; 1,0	Васюганская; $Ю_1$; газ+нефть; 39,4
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Куломзинская; 1874 м; 73 °С	Куломзинская; 1912 м; 85 °С 1934 м; 85 °С 2221 м; 87 °С Васюганская; 2193 м; 91°С	Куломзинская; 1921 м; 84 °С 2117 м; 92 °С Васюганская; 2194 м; 94 °С	Васюганская; 2563 м; 101°С

Продолжение табл. 2.3

«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^{0}); температура)**	Куломзинская; 1878 м; (0,59); 93 °С	–	–	Васюганская; 2603 м; (0,60); 94°С
Месторождение (площадь)	***Трассовая***	***Головное***	***Рабочая***	***Ясная***
Скважина (индекс)	Т-317	Г-352	Р-1	Я-21
Забой, м	3033	3055	2791	2984
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Наунакская (J_3nn)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2554	2522	2666	2586
Мощность, м	12	13	16	14
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м^3/сут)*	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 0,2	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 0,4	Васюганская; $Ю_1$; «сухо»	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 5,5 $Ю_1$; нефть; 2,2 Палеозой; Pz; нефть; 0,5
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Васюганская; 2570 м; 92°С	Васюганская; 2540 м; 98°С	–	Палеозой; 2930 м; 91°С
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^{0}); температура)**	–	Тюменская; 2808 м; (0,80); 120°С	Васюганская; 2697 м; (0,76); 115°С	Васюганская; 2628 м; (0,73); 111°С Тюменская; 2691 м; (0,73); 111°С
Месторождение (площадь)	***Снежное***	***Северо-Мыльджинская***	***Средненюрольская***	***Пуглалымская***
Скважина (индекс)	Сн-133	СМ-1	СН-41	Пу-86
Забой, м	2805	4003	2495	2703
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Васюганская (J_3vs)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2370	2610	2382	2439
Мощность, м	19	18	8	9
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м^3/сут)*	Васюганская; $Ю_1$; газ; 2120 $Ю_1$; нефть; 0,3 Палеозой; Pz; вода; 0,5	Палеозой; Pz; «сухо»	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 91,5	Киялинская; $А_{10}$; вода; 4,0 Васюганская; $Ю_1$; нефть; 8,2 Палеозой; Pz; вода; 3,0
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Васюганская; 2426 м; 102°С Тюменская; 2633 м; 119°С	–	Васюганская; 2403 м; 89°С	Васюганская; 2450 м; 86°С Тюменская; 2630 м; 90°С

Продолжение табл. 2.3

«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^{0}); температура)**	–	Тюменская; 2960 м; (0,76); 115°С 2990 м; (0,79); 119°С 3027 м; (0,80); 120°С	–	Палеозой; 2677 м; (0,76); 115°С
Месторождение (площадь)	***Глухариная***	***Средневасюганское***	***Южно-Пионерская***	***Заячья***
Скважина (индекс)	Гл-1	СВ-4	ЮП-263	За-50
Забой, м	2975	2370	3102	3329
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Тюменская ($J_{1\text{-}2}tm$)	Палеозой (PZ)	Тюменская ($J_{1\text{-}2}tm$)
Кровля баженовской свиты, м	2542	2282	2655	2808
Мощность, м	10	4	13	16
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, $м^3$/сут)*	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 14,4 Палеозой; Pz; вода; 0,5	Киялинская; $Б_5$; вода; 124,4 Тарская; $Б_7$; вода; 127,7 Тарская; $Б_8$; вода; 127,7 Куломзинская; $Б_{12}$; вода; 225,0 $Б_{13}$; вода; 47,2 $Б_{14}$; вода; 28,8 Васюганская; $Ю_1$; вода; 68,8	–	Куломзинская; $Б_{10}$; вода; 0,5 Васюганская; $Ю_1$; «сухо»
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Васюганская; 2569 м; 100°С	Киялинская; 1910 м; 68°С Тарская; 1940 м; 69°С 1973 м; 71°С Куломзинская; 2070 м; 74°С 2091 м; 75°С 2103 м; 75°С Васюганская; 2288 м; 75°С	–	–
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^{0}); температура)**	Баженовская; 2539 м; (0,76); 102°С Васюганская; 2613 м; (0,76); 115°С	Тюменская; 2339 м; (0,67); 103°С	Баженовская; 2663 м; (0,76); 115°С Васюганская; 2707 м; (0,76); 115°С	Васюганская; 2835 м; (0,75); 114°С 2840 м; (0,80); 120°С
Месторождение (площадь)	***Южно-Черемшанское***	***Ломовое***	***Грушевое***	***Дуклинское***
Скважина (индекс)	ЮЧ-337	Ло-203	Гр-212	Д-1
Забой, м	3116	2805	2802	2877
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Тюменская ($J_{1\text{-}2}tm$)	Тюменская ($J_{1\text{-}2}tm$)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2673	2671	2699	2559
Мощность, м	16	17	18	20

Продолжение табл. 2.3

Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, $м^3$/сут)*	Васюганская; $Ю_1$; вода; 2,2	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 50,0	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 80,6	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 48,0
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Васюганская; 2696 м; 98°С Тюменская; 2816 м; 103°С	Васюганская; 2708 м; 106°С	Васюганская; 2721 м; 104°С	Васюганская; 2782 м; 94°С
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^0); температура)**	–	Васюганская; 2675 м; (0,62); 96°С	Тюменская; 2802 м; (0,76); 115°С	Тюменская; 2875 м; (0,68); 104°С
Месторождение (площадь)	***Лонтынь-Яхское***	***Первомайское***	***Катыльгинское***	***Озерное***
Скважина (индекс)	ЛЯ-63	П-262	Ка-91	О-71
Забой, м	2624	2568	2667	2932
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)
Кровля баженовской свиты, м	2461	2447	2442	2545
Мощность, м	15	18	12	20
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, $м^3$/сут)*	Тарская; $Б_9$; вода; 3,0 Васюганская; $Ю_1$; нефть; 44,2	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 60,5	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 39,6 Палеозой; Pz; нефть; 2,2	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 135,4
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Васюганская; 2476 м; 95°С	Васюганская; 2470 м; 90°С	Васюганская; 2458 м; 92°С	Васюганская; 2565 м; 96°С
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R_{vt}^0); температура)**	–	Васюганская; 2490 м; (0,51); 81°С Тюменская; 2529 м; (0,55); 87°С	Тюменская; 2619 м; (0,80); 120°С 2639 м; (0,80); 120°С	Тюменская; 2665 м; (0,73); 111°С
Месторождение (площадь)	***Оленье***	***Приколтогорская***	***Матюшкинское***	***Матюшкинское***
Скважина (индекс)	Ол-121	Пк-1	Мт-31	Мт-34
Забой, м	2840	3305	2887	2584
Отложения на забое	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)	Васюганская (J_3vs)
Кровля баженовской свиты, м	2520	2619	2516	2518
Мощность баженовской свиты, м	13	16	15	14

Окончание табл. 2.3

Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, $м^3$/сут)*	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 95,5	Палеозой; Pz; нефть; 1,1	Васюганская; $Ю_1$; вода; 13,4 Тюменская; $Ю_{2-5}$; вода; 2,5 Палеозой; Pz; «сухо»	Покурская; $ПК_1$; вода; 6,1 Васюганская; $Ю_1$; нефть; 13,4
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)*	Васюганская; 2550 м; 94°С	Палеозой; 3185 м; 115°С	–	Васюганская; 2538 м; 93°С
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R^0_{vt}); температура)**	Баженовская; 2520 м; (0,59); 92°С Тюменская; 2796 м; (0,76); 115°С	Тюменская; 2910 м; (0,67); 103°С	Покурская; 1690 м; (0,50); 80°С Киялинская; 1871 м; (0,52); 83°С 1922 м; (0,55); 87°С Тюменская; 2657 м; (0,59); 92°С	–

* – *Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).*

** – *Отражательная способность витринита (ОСВ) - R^0_{vt} - определена в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).*

Сопоставление «наблюденных» геотемператур в скважинах и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического времени) показало, что выполняется один из основных критериев оптимальности модели – критерий «невязки» [57, 58]. Оптимальная «невязка» – это средняя квадратичная разность расчетных и наблюденных значений, равная погрешности наблюдений. «Невязки» решений обратных задач геотермии для каждой скважины (табл. 2.4) составили порядка ±2 ºС. Такие «невязки» оптимальны, т.к. «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность («белый шум») порядка ±2 ºС.

Таблица 2.4. Измеренные пластовые температуры и палеотемпературы по ОСВ (R^0_{vt}), расчетные геотемпературы, расчетный тепловой поток q и «невязки» моделирования.

Условный индекс скважины (рис. 1.2)	Пластовые температуры*				Температуры по ОСВ**					q, мВт/м²	«Невязка» моделирования, °С
	Глубина замера, м	Значение, ºС			Глубина, м	R^0_{vt}**, %	Палеотемпература, ºС				
		Измеренная	Расчетная	«Невязка»			Измеренная	Расчетная	«Невязка»		
А-10	1250	62	57	+5	1406	0,50	80	76	+4	62	±3
					2320	0,73	111	113	-2		
					2382	0,76	115	115	0		
					2460	0,76	115	118	-3		
Ал-103	-	-			2700	0,67	103	103	0	47	0
В-82	2565	102	102	0	-	-	-			59	0

Продолжение табл. 2.4

Г-352	2542	98	96	+2	2808	0,80	120	122	-2	55	±2
Гл-1	2569	100	99	+1	2539	0,76	115	114	+1	56	±1
					2613	0,76	115	117	-2		
Го-91	1917	75	75	0	-	-	-			55	±1
	1956	76	76	0							
	2215	86	85	+1							
	2247	85	86	-1							
Гр-212	2721	104	101	+3	2820	0,76	115	118	-3	54	±3
Д-1	2582	94	94	0	-	-	-			53	0
	2587	94	94	0							
Дб-4	2446	100	99	+1	-	-	-			59	±1
	2699	107	108	-1							
За-50	-	-			2835	0,75	114	117	-3	51	±3
					2840	0,80	120	117	+3		
Ка-91	2456	92	97	-5	2619	0,80	120	117	+3	57	±3
					2639	0,80	120	118	+2		
Кв-7	-	-			2670	0,67	103	103	0	47	0
К-Е-1	-	-			2680	0,62	96	96	0	43	0
Ко-33	2143	101	88	+13	2164	0,58	91	104	-13	61	±13
Кт-1	2275	95	88	+7	2395	0,67	103	109	-6	57	±7
Ло-203	2708	106	106	0	-	-	-			57	0
ЛЯ-63	2476	95	95	0	-	-	-			56	0
Ма-121	2453	90	87	+3	2470	0,67	103	103	0	51	±2
					2515	0,67	103	104	-1		
					2620	0,70	106	108	-2		
Мт-31	-	-			1690	0,50	80	79	+1	54	±1
					1871	0,52	83	85	-2		
					1922	0,55	87	87	0		
Мт-34	2538	93	93	0	-	-	-			53	0
Н-2	2445	91	91	0	2700	0,76	115	115	0	58	0
На-14	-	-			2580	0,73	111	112	-1	55	±1
					2630	0,76	115	114	+1		
О-71	2565	96	94	+2	2665	0,73	111	113	-2	53	±2
Ол-121	-	-			2647	0,76	115	115	0	51	0
П-262	2470	90	90	0	-	-	-			53	0
Пг-5	1912	85	82	+3	-	-	-			63	±2
	1934	85	83	+2							
	2121	87	90	-3							
	2193	91	93	-2							
Пг-6	1920	84	82	+2	-	-	-			62	±2
	1937	80	83	-3							
	1937	80	83	-3							
	2194	94	92	+2							
Пк-1	3185	115	106	+9	2910	0,67	103	113	-10	48	±10
По-221	2240	94	91	+3	2335	0,70	107	110	-3	60	±3
Пр-2	2361	96	90	+6	2531	0,69	106	113	-7	56	±7
	2398	100	92	+8	2760	0,76	115	121	-6		
Пу-86	2630	90	94	-4	2677	0,76	115	111	+4	53	±4
Р-1	-	-			2697	0,76	115	115	0	54	0
Са-1	2844	98	94	+4	2882	0,67	103	108	-5	58	±4
					3437	0,85	124	124	0		
С-204	1874	73	74	-1	1878	0,59	92	91	+1	46	±1
СВ-4	1910	68	69	-1	-	-	-			52	±1
	1940	69	70	-1							
	1974	71	71	0							
	2070	74	74	0							
	2091	75	74	+1							
	2104	75	75	0							

Окончание табл. 2.4

СМ-1	-	-			2960	0,76	115	117	-2	49	±1
					2990	0,79	119	118	+1		
					3027	0,80	120	119	+1		
Сн-133	2426	102	107	-5	-	-	-			64	±4
	2633	119	115	+4							
СН-41	2960	89	89	0	-	-	-			45	0
Со-20	-	-			2746	0,76	115	115	0	54	0
Ст-13	2566	86	81	+5	2678	0,62	96	100	-4	46	±5
Т-317	2567	92	92	0	-	-	-			52	0
Тг-3	2251	107	95	+12	2200	0,67	103	109	-6	63	±9
					2208	0,67	103	109	-6		
Х-1	-	-			2867	0,64	99	98	+1	42	±1
					2939	0,64	99	100	-1		
Ча-1	2294	92	92	0	-	-	-			59	0
Чк-2	2564	101	89	+12	2603	0,60	93	105	-12	50	±12
ЮП-263	-	-			2663	0,76	115	114	+1	53	±1
					2707	0,76	115	116	-1		
ЮЧ-337	2686	98	99	-1	-	-	-			53	±1
	2812	103	103	0							
Я-21	-	-			2628	0,73	111	110	+1	52	±1
					2691	0,73	111	112	-1		

** – Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).*

*** – Отражательная способность витринита (ОСВ) – R^0_{vt} – определена в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).*

Из 48-ми скважин территории исследований только для 6-ти скважин получены «невязки», существенно превышающие оптимальные. Это скважины со следующими индексами: Ко-33, Кт-1, Пк-1, Пр-2, Тг-3, Чк-2. Указанные скважины расположены, в основном, по линии Трайгородского мезовала (рис. 1.2). Нельзя объяснить полученные «невязки», а именно *превышение* расчетных геотемператур над температурами по ОСВ и *занижение* расчетных геотемператур по отношению к пластовым, *причиной неучета* в моделях трехмерности геологической среды [59], значительных денудаций разреза в прошлом [60] или конвективной составляющей теплового потока в зонах деструкции [61]. Все названные причины могут приводить только к «невязкам» противоположного знака для температур ОСВ и пластовых температур. Поэтому этот вопрос требует дальнейшей проработки.

По расчетным значениям q путем интерполяции построена схематическая карта распределения ***плотности теплового потока из основания осадочного чехла*** в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления (рис. 2.2).

Повышенные значения теплового потока приурочены к структурам восточного обрамления Колтогорской мезовпадины. Максимальные значения, более 60 мВт/м^2, локально соотносятся с Александровским сводом на северо-востоке и северным склоном Парабельского мегавыступа на юго-востоке территории исследования.

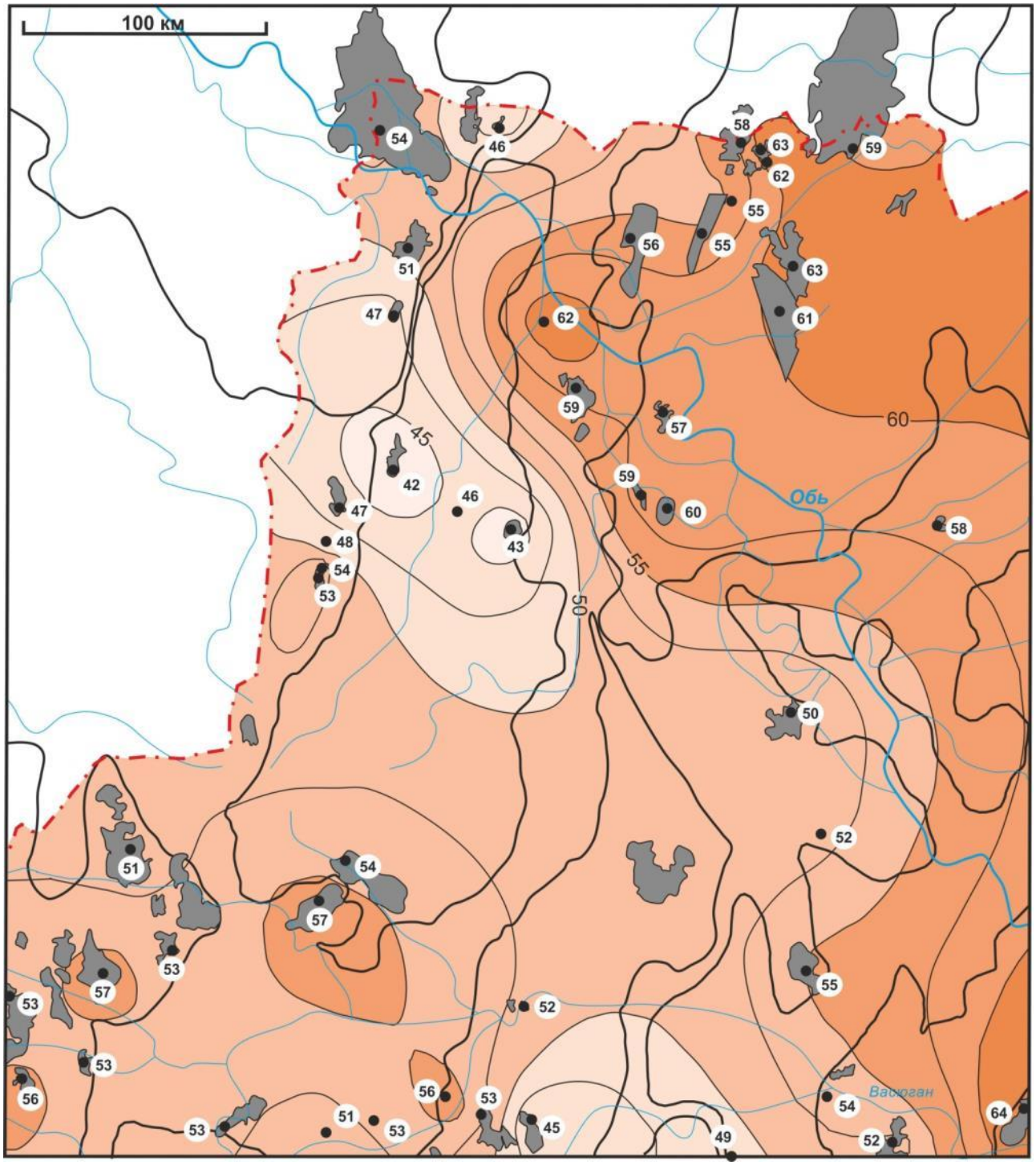


Рис. 2.2. Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока (мВт/м^2) из доюрского основания Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления. Значение изолиний в мВт/м^2. Для каждой скважины указано расчетное (табл. 2.4) значение плотности теплового потока, мВт/м^2. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.2.

Максимальный тепловой поток из основания осадочного чехла наблюдается за пределами палеорифта и локализуется на северном склоне Парабельского мегавыступа.

Здесь плотность теплового потока, рассчитанная в скважине Сн-133 на Снежном нефтяном месторождении, достигает 64 мВт/м^2.

Хорошо видно (рис. 2.2), что в центральной, глубокопогруженной части Колтогорской мезовпадины картируется область пониженных значений плотности теплового потока. На сочленении Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба отмечается повышенный тепловой поток и выделяются две локальные аномалии, оконтуренные изолиниями 55 мВт/м^2. Локальная аномалия наблюдается и в зоне сочленения северо-восточного борта мезопрогиба и западного склона Трайгородского мезовала. В целом, плотность теплового потока в пределах южного сегмента собственно Колтогорско-Уренгойского палеорифта характеризуется довольно мозаичным распределением с заметным присутствием пониженных значений. В рифтовой зоне нет «следов» возможного аномально высокого теплового потока в конце мелового периода.

Достоверность результатов палеотемпературного моделирования, выполненного на землях Колтогорского мезопрогиба, подтверждается хорошей согласованностью полученных расчетных значений плотности теплового потока с экспериментальными определениями плотности теплового потока А.Д. Дучкова [1]. *Экспериментальные данные* характеризуются дискретными значениями в диапазоне 52-63 мВт/м^2 (среднее значение 57 мВт/м^2), территория Колтогорского мезопргиба и структур обрамления оконтуривается изолинией 60 мВт/м^2. А полученные *расчетные значения* находятся в диапазоне 42-64 мВт/м^2 (среднее значение 54 мВт/м^2).

Полученные путем решения обратной задачи геотермии значения теплового потока [62, 63] позволяют перейти к следующему этапу палеотемпературного моделирования – реконструкции геотемпературного режима нефтематеринской баженовской свиты в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

2.3 Профильные палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции

Восстановление тектонической и термической истории баженовской свиты в первую очередь было выполнено в разрезах 8-ми представительных скважин (табл. 2.3) вкрест простирания пермь-триасового Колтогорско-Уренгойского палеорифта, для того, чтобы оценить геологическое время вхождения нефтематеринских баженовских отложений в ГЗН и определить геотемпературные условия генерации баженовских нефтей в разных структурно-тектонических условиях.

Для палеореконструкции тектонической истории и геотемператур были выбраны скважины, расположенные как в депрессионной зоне, так и в пределах положительных

структур (рис. 2.3). Примеры параметризации осадочного разреза, вскрытого скважиной, приведены в табл. 2.1-2.2.

На рис. 2.4 представлены полные палеореконструкции тектонической и термической истории осадочного чехла, вскрытого в разрезах скважин.

По геотемпературному критерию [33] прослежена динамика ***очагов интенсивной генерации баженовских нефтей***. Учитывая, что рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты сапропелевого типа [4], пороговая температура, определяющая границу очага (зоны) генерации нефтей, принята 85 ^{o}C.

Анализ термической истории баженовской свиты в разрезах скважин по выбранному профилю (рис. 2.4) свидетельствует о том, что свита повсеместно вступала в ГЗН, «перешагнув» порог температур в 85 ^{o}C. Раньше всего условия ГЗН наступили в районе сочленения Александровского свода и Усть-Тымской мегавпадины (район скважин По-221 и Н-2) в период 89-97 млн. лет назад. Но затем, в период 84-75 млн. лет назад, под влиянием палеоклиматического фактора [42, 64], баженовская свита вышла из главной зоны нефтеобразования. Вторая волна входа в ГЗН, обусловленная нарастанием мощности перекрывающей баженовскую свиту осадочной толщи, наступила 62 млн. лет назад (район скважин По-221, Н-2, а также, Са-1 и Со-20).

В целом, благоприятные условия для генерации баженовской нефти сохраняются в настоящее время как в наиболее погруженных, так и на возвышенных частях исследуемой территории. Баженовская свита под влиянием палеоклиматического фактора на текущий момент времени уже вышла из ГЗН в районе скважин Ал-103, Х-1, КЕ-1. Можно отметить, что для разрезов, вскрытых скважинами на бортах Колтогорского мезопрогиба (район скважин Ал-103, Х-1, КЕ-1), термическая история располагала к нефтегенерации менее благоприятно.

Плотность теплового потока из основания осадочного разреза, по расчетным результатам, отмечается максимальными показателями в зонах положительных структур (район скважин Со-20, По-221, Н-2) и минимальными по бортам структур (район скважин Х-1, КЕ-1), с понижением в зоне депрессии (район скважины Са-1) (рис. 2.5А, 2.5Б). Оптимальная согласованность «наблюденных» геотемператур в скважинах и расчетных (рис. 2.5В) показана в табл. 2.4.

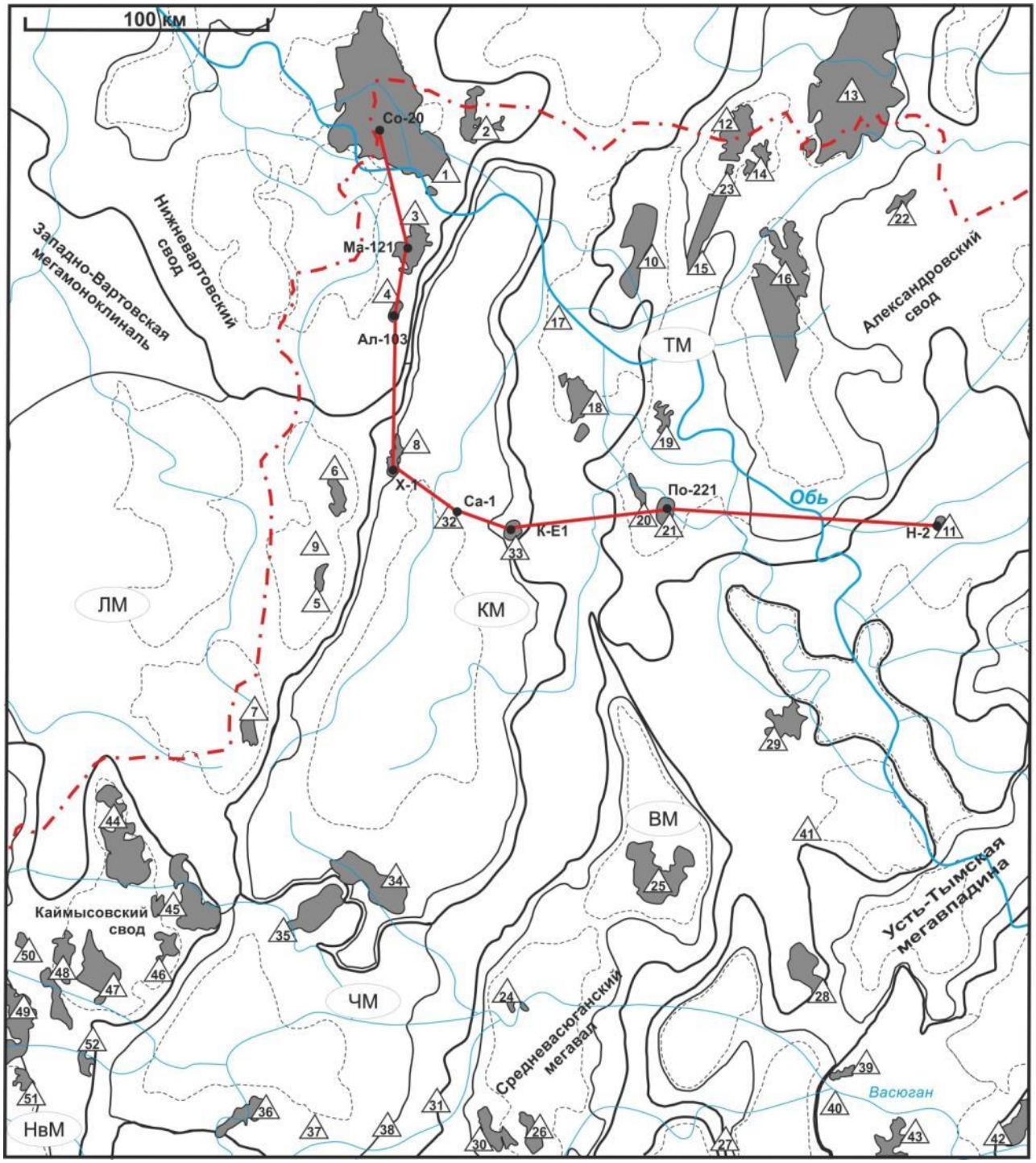
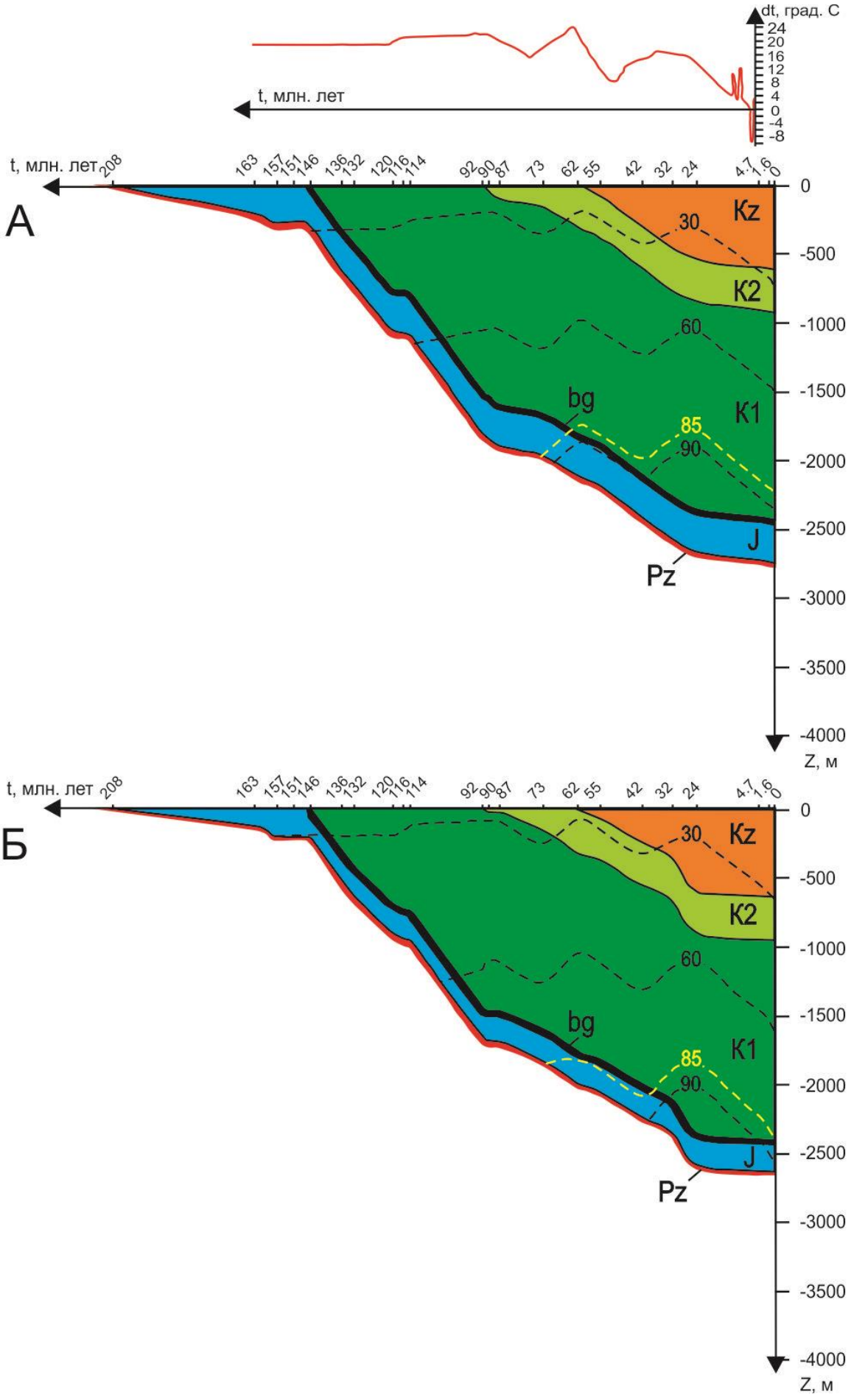
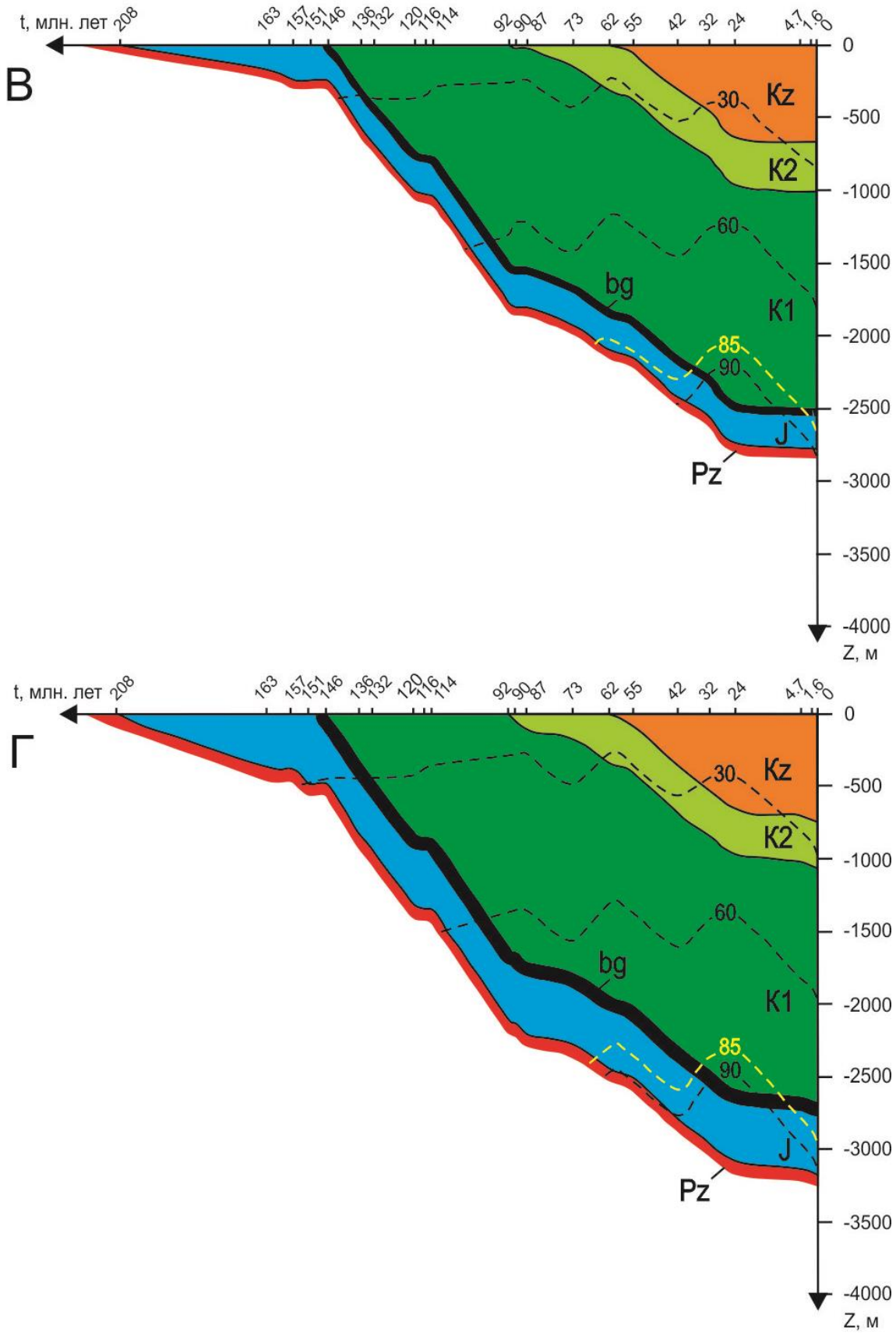
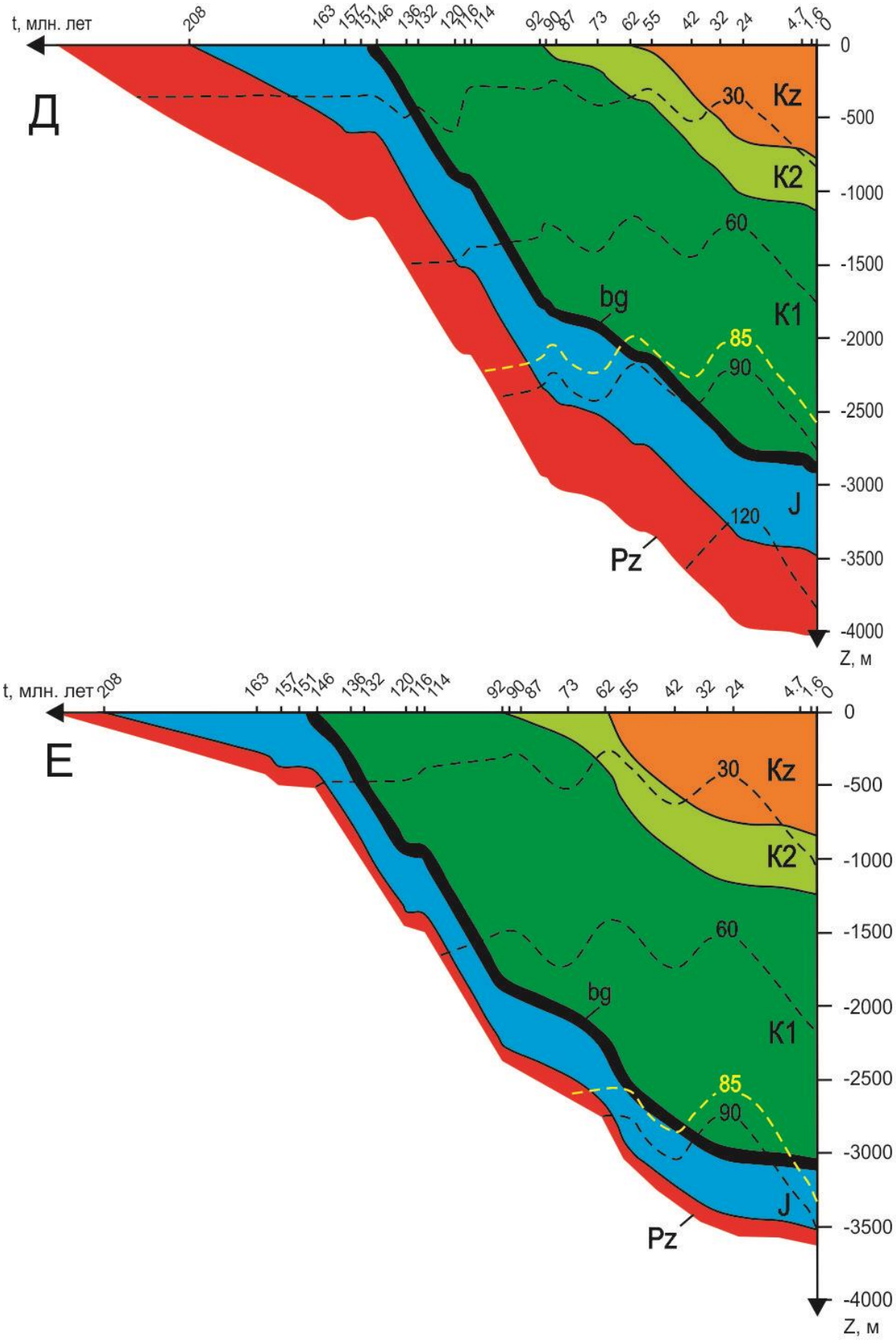


Рис. 2.3. Профиль скважин, выбранный для палеоструктурных и палеотектонических реконструкций (показан красной линией) на обзорной схеме нефтегазоносности Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления (на тектонической основе [6]). Условные обозначения те же, что на рис. 1.2.


dt, град. С
24
20
16
12
8
4
0
-4
-8
t, млн. лет
t, млн. лет
208
163
157
151
146
136
132
120
116
114
92
90
87
73
62
55
42
32
24
4.7
1.6
0
А
Kz
K2
K1
J
Pz
bg
30
60
85
90
0
-500
-1000
-1500
-2000
-2500
-3000
-3500
-4000
Z, м
Б


В
t, млн. лет
208
163
157
151
146
136
132
120
116
114
92
90
87
73
62
55
42
32
24
4.7
1.6
0
Kz
K2
K1
J
Pz
bg
30
60
85
90
0
-500
-1000
-1500
-2000
-2500
-3000
-3500
-4000
Z, м
Г
t, млн. лет
208
163
157
151
146
136
132
120
116
114
92
90
87
73
62
55
42
32
24
4.7
1.6
0
Kz
K2
K1
J
Pz
bg
30
60
85
90
0
-500
-1000
-1500
-2000
-2500
-3000
-3500
-4000
Z, м


t, млн. лет
208
163
157
151
146
136
132
120
116
114
92
90
87
73
62
55
42
32
24
4.7
1.6
0
Д
30
Kz
K2
60
bg
K1
85
90
J
120
Pz
0
-500
-1000
-1500
-2000
-2500
-3000
-3500
-4000
Z, м
t, млн. лет
208
163
157
151
146
136
132
120
116
114
92
90
87
73
62
55
42
32
24
4.7
1.6
0
Е
30
Kz
K2
60
bg
K1
85
90
J
Pz
0
-500
-1000
-1500
-2000
-2500
-3000
-3500
-4000
Z, м

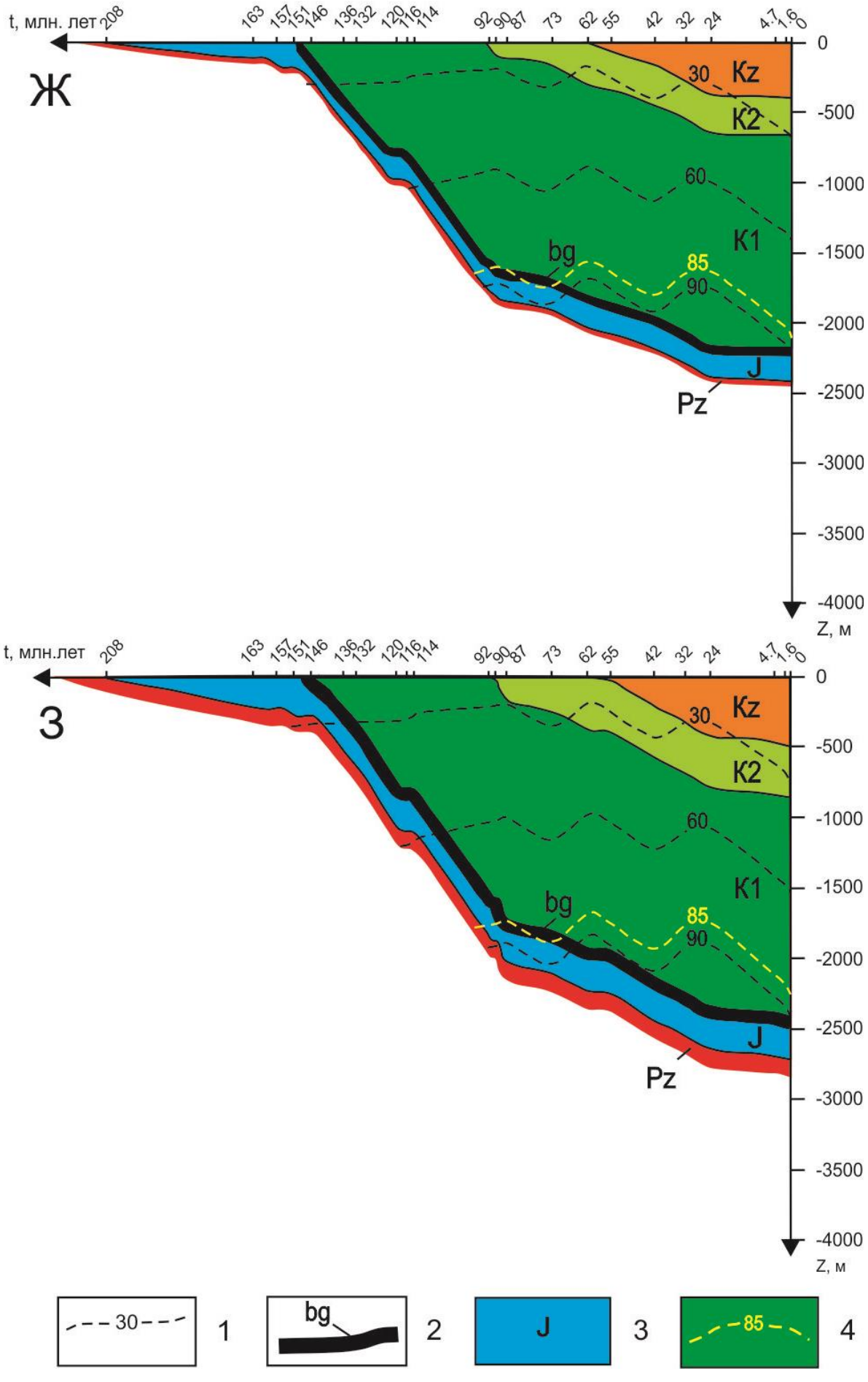

t, млн. лет
208
163
157
151
146
136
132
120
116
114
92
90
87
73
62
55
42
32
24
4.7
1.6
0
Ж
30
Kz
K2
60
K1
bg
85
90
J
Pz
0
-500
-1000
-1500
-2000
-2500
-3000
-3500
-4000
Z, м
t, млн.лет
З
1
2
3
4

Рис. 2.4. Палеореконструкции тектонической и термической истории в разрезах скважин (индекс скважины на рис. 2.3): А – Со-20; Б – Ма-121; В – Ал-103; Г – Х-1; Д – Са-1; Е – КЕ-1, Ж – По-221, З – Н-2. *1* – изотермы; *2* – баженовская свита; *3* – стратиграфическая приуроченность отложений; *4* – пороговая температура ГЗН. В верхней части рисунка (А) приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности [64].

С целью экспресс-оценки плотности генерации баженовских нефтей, сопоставительной оценки результатов вариантов моделирования и оценки степени согласованности расчетных очагов генерации УВ с установленной геологоразведочными работами нефтегазоносностью недр для каждой из скважин моделирования рассчитан интегральный показатель *R* по формуле [35, 65]:

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

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти, °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.

Расчет показателя *R*, кумулятивно учитывающий динамику геотемператур материнских отложений [66], позволяет достаточно просто определить пространственную (в геологическом разрезе) и временную (в геологическом времени) локализацию очагов генерации УВ.

Как следует из приведенной формулы, расчетное значение показателя R (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН, а, следовательно, такой подход можно принять в качестве экспресс-расчета (упрощенного расчета) плотности генерации УВ, не учитывающего качество, количество и состояние органического вещества (ОВ) материнской свиты. Допустимость такого подхода аргументируется тем, что параметры ОВ для вариантов моделирования разреза скважины не меняются и достаточны для интенсивной работы «удельного макрореактора» при энергообеспеченности, подводимой тепловым потоком и приростом геотемпературы [67]. В данном случае плотность генерации имеет размерность [°С·млн лет]. Эта единица оценки названа условной. *Таким образом, экспресс-расчет плотности генерации выполняется в условных единицах, что представляется корректным для сопоставления результатов вариантов моделирования.*

В работе [68] в расчет показателя R вкладывается смысл расчета относительной плотности генерации нефтей. Здесь относительная плотность генерации понимается так. Если по результатам моделирования получено значимое значение R, тогда в материнских отложениях имеет/имел место очаг генерации нефтей. Если, например, в скважине 1 моделирования плотность генерации R оценена в 105 усл. ед., а в скважине 2 – в 70 усл. ед., то это значит, что в скважине 1 прогнозируемая плотность генерации в 1,5 раза больше, чем прогнозируемая плотность генерации в скважине 2 (отношение 3:2).

В табл. 2.5 приведены результаты экспресс-оценки плотности генерации баженовских нефтей – рассчитан интегральный показатель *R*.

Таблица 2.5. Расчет интегрального показателя *R* для экспресс-оценки плотности генерации баженовских нефтей.

Скважина	Экспресс-оценка ресурсов (*R*), усл. ед.	Период работы палеоочага генерации нефти, млн. лет назад	Время работы палеоочага, млн. лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С
Со-20	62	61,7-0,0	61,7	105
Ма-121	38	24,0-0,0	24,0	102
Ал-103	31	24,0-4,7	19,3	97
Х-1	23	32,0-16,5	15,5	93
Са-1	67	61,7-0,0	61,7	106
КЕ-1	31	34,0-14,5	19,5	95
По-221	77	89,0-75,0; 61,7-0,0	75,7	106
Н-2	70	87,5-84,5; 61,7-0,0	63,7	105

Примененный экспресс-расчет плотности генерации нефти (через интегральный показатель *R*, усл. ед.) не является конкурирующим для расчетов [4, 66, 67] прироста генерационных потерь РОВ (кг/м^3) или объемной плотности генерации УВ (кг/м^2), выполняемых с использованием параметров нефтематеринской толщи (мощность, пористость и др.) и параметров «макрореактора» (S^1 – реализованный потенциал УВ, S^2 – нереализованный потенциал УВ, исходная масса РОВ, остаточная масса РОВ и др.). Экспресс-расчет *R* – это рабочий инструмент для оценки вариантов моделирования геотермического режима нефтематеринских отложений в разрезе скважины (сопоставление по относительному значению параметра) или для анализа результатов однотипного моделирования семейства скважин (районирование территории по параметру в относительном выражении).

Высокие значения плотности генерации отмечается в районах скважин Со-20, Са-1, По-221 и Н-2, то есть, как на положительных структурах, так и в депрессии. Низкие значения плотности генерации отмечаются по бортам структур.

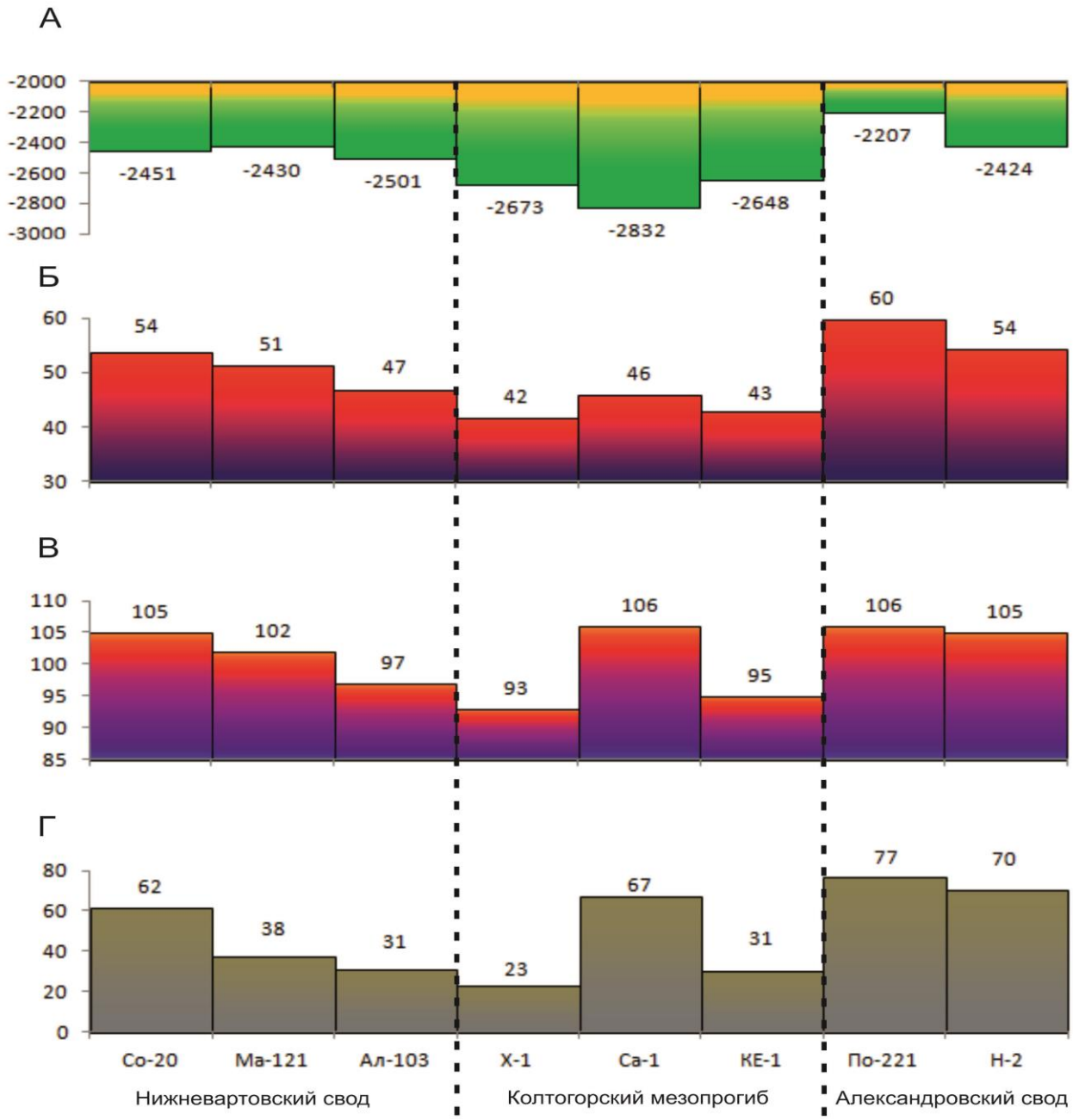


Рис. 2.5. Корреляционные графики вдоль линии исследуемых скважин (рис. 2.3): А – график мощностей отложений, перекрывающих баженовскую свиту (м); Б – график значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного разреза (мВт/м^2); В – график геотемператур максимального прогрева баженовской свиты (^{o}C); Г – график расчетной плотности генерации баженовских нефтей (усл. ед).

Подтверждение генерации баженовских нефтей на исследуемой территории подкреплено результатами испытаний глубоких скважин (рис. 2.3, табл. 2.3). Промышленные и непромышленные притоки нефти получены как при испытании верхнеюрского, так и

нижнемелового НГК. По данным бурения Саймовской скважины 1 (Са-1) получен непромышленный приток нефти непосредственно из баженовской свиты.

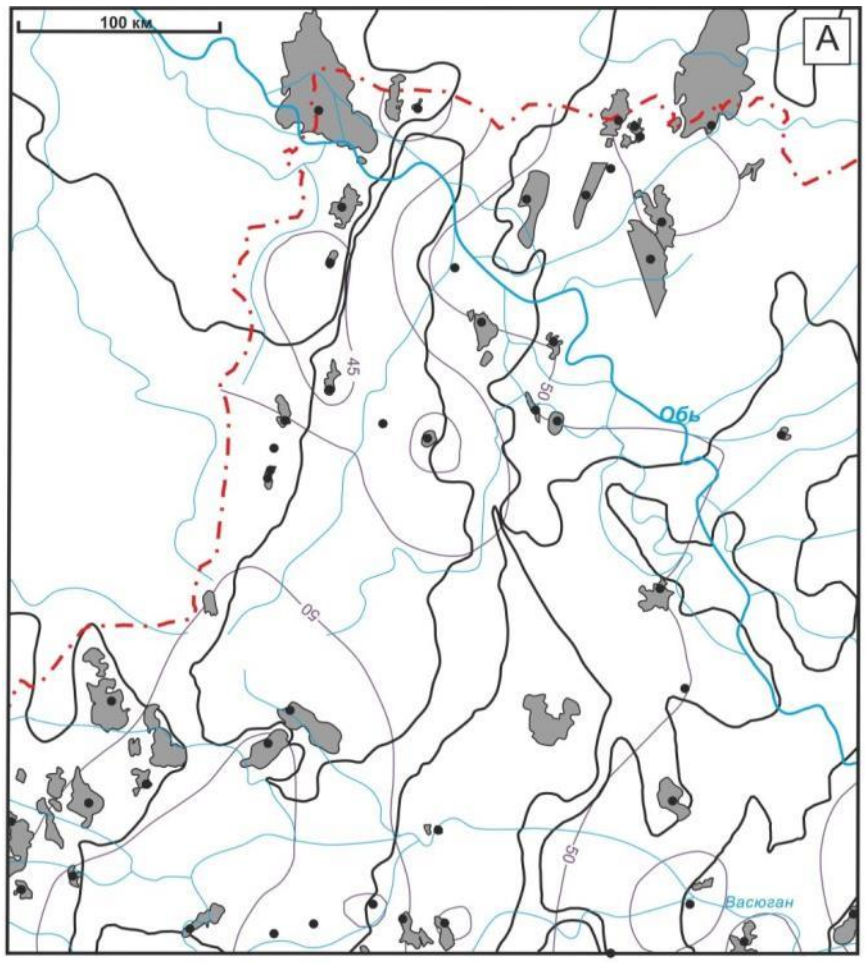
Полученное распределение относительной плотности генерации баженовских нефтей показывает (рис. 2.5), что интенсивность генерации УВ на положительных структурах не уступает плотности генерации в депрессии. Поэтому *становится излишним различать депрессии и положительные тектонические структуры как области только генерации и как области только аккумуляции УВ.* Последнее согласуется с высказанной ранее *концепцией* [6], подтвержденной экспериментально [69, 70], *о преимущественно вертикальной миграции УВ из баженовской свиты* в верхнеюрские и нижнемеловые резервуары.

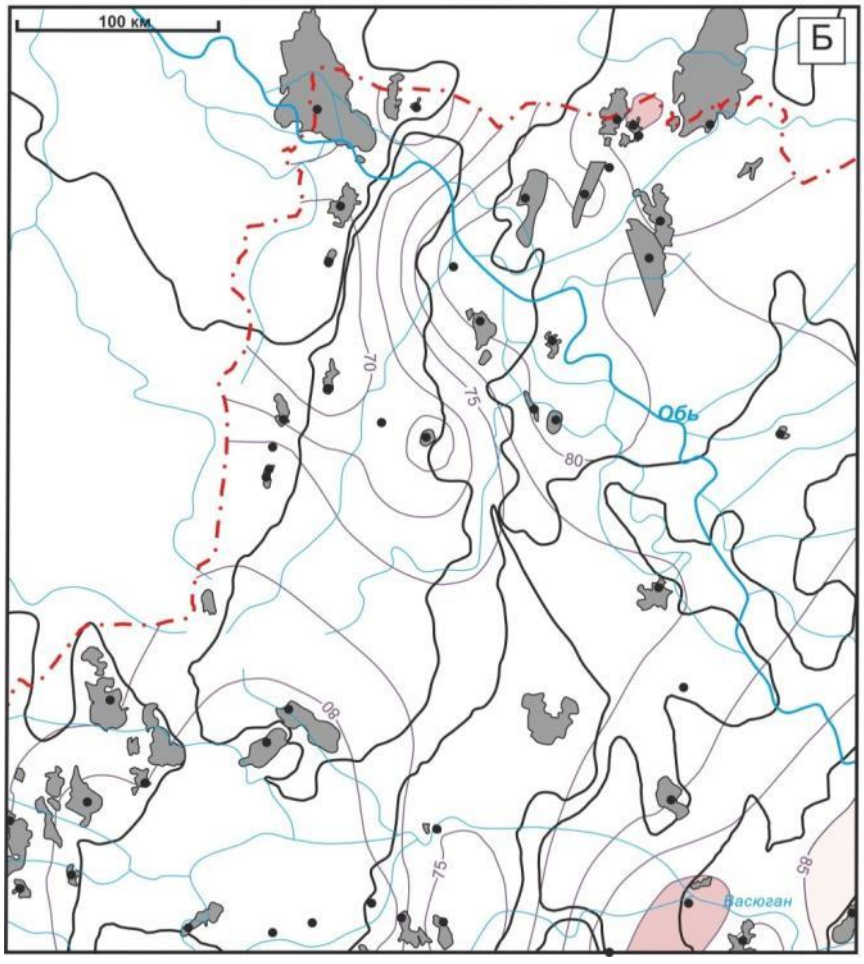
Выполненная оценка геотемпературного режима баженовской свиты на территории исследований методом палеотемпературного моделирования, учитывающего в строгой математической форме все основные параметры геотермополя, позволила получить *нетривиальный научный результат* – сопоставительную оценку вариаций плотности теплового потока из основания осадочного разреза вкрест простирания пермь-триасового Колтогорско-Уренгойского палеорифта [71].

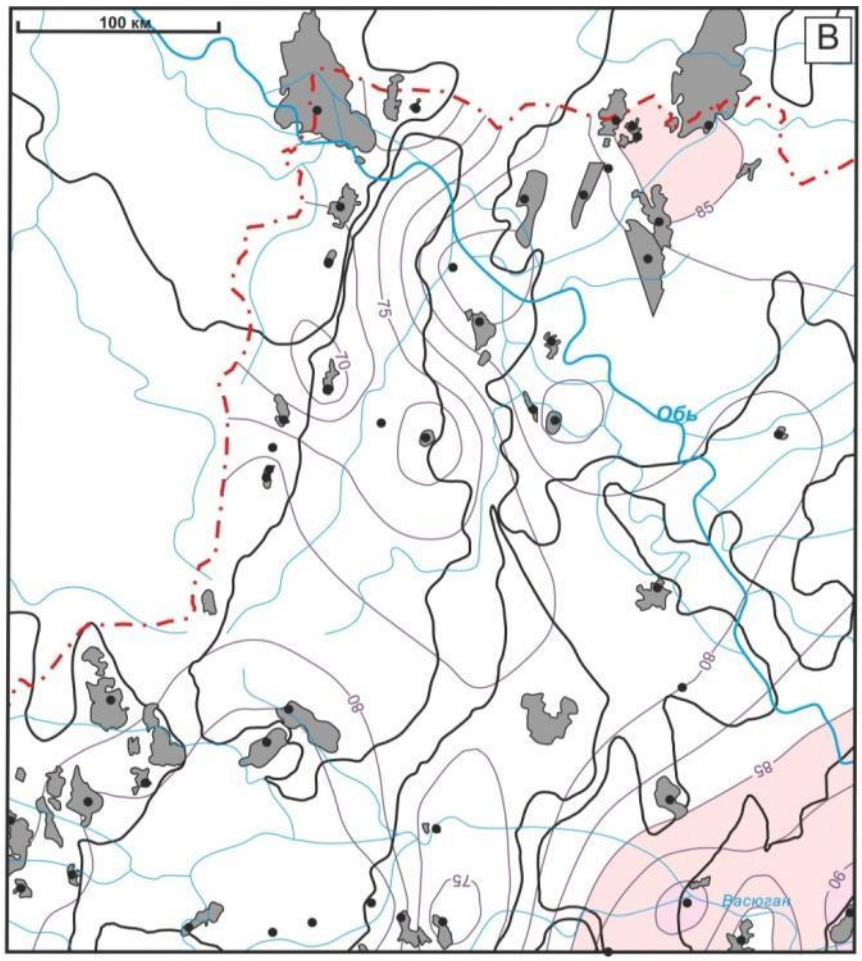
Полученные путем решения прямой задачи геотермии профильные палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции [62] послужили положительным обоснованием следующему этапу исследований – объемно-площадным палеотемпературным реконструкциям геотемпературного режима нефтематеринской баженовской свиты в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

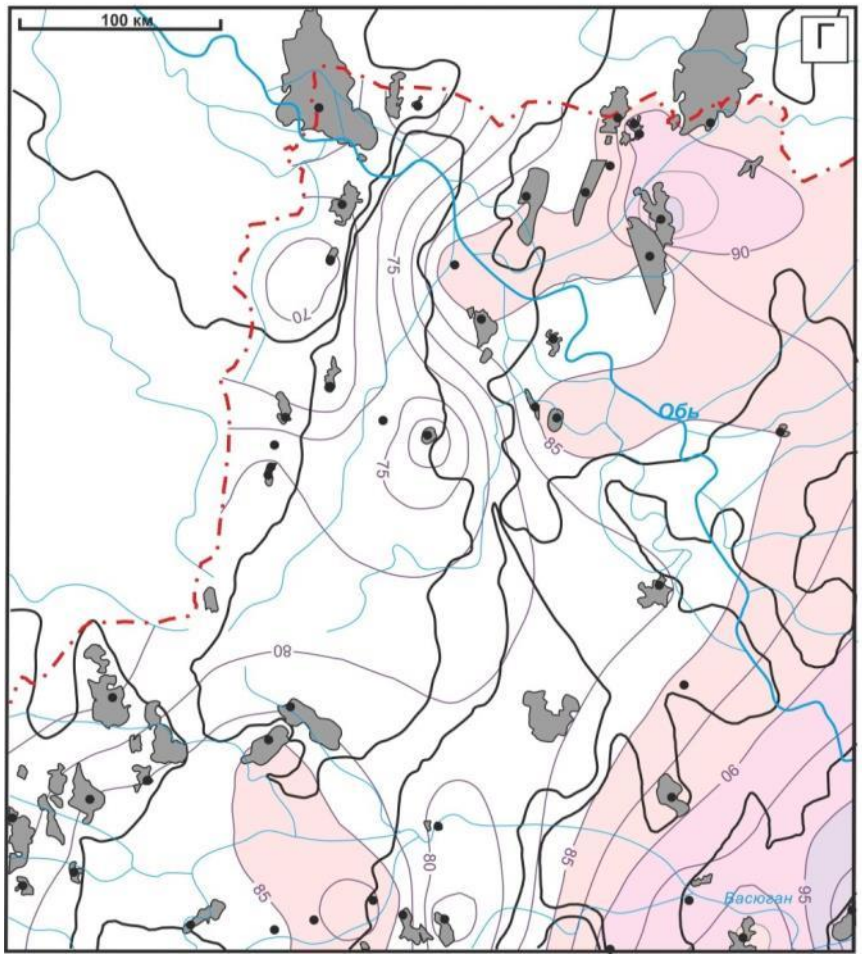
2.4 Объемно-площадные палеотемпературные реконструкции

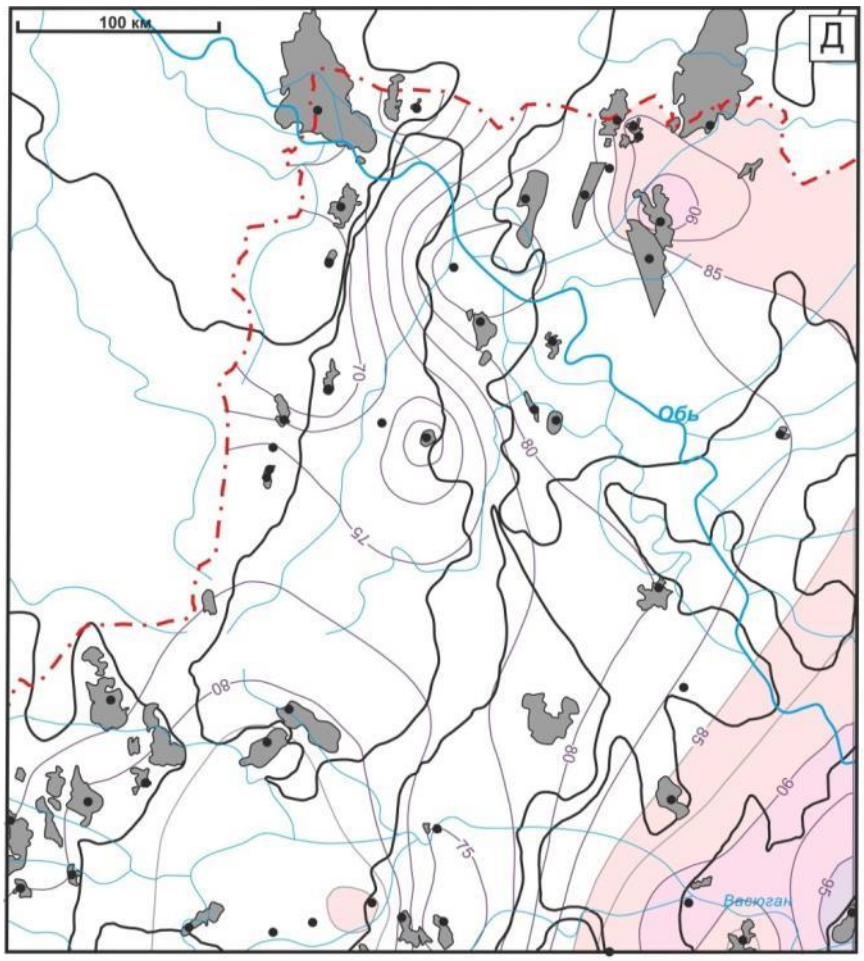
Восстановление тектонической и термической истории баженовской свиты в разрезах 48-ми скважин территории исследований, достаточно равномерно распределенных по площади, выполнено решением прямых задач геотермии – рассчитаны геотемпературы на ключевые моменты геологической истории формирования разреза. На эти ключевые времена, путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин, построены схематические карты ***распределения геотемператур отложений баженовской свиты и очагов генерации баженовских нефтей*** (рис. 2.6А-М). По геотемпературному критерию [33] выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Учитывая, что кероген баженовской свиты сапропелевого (аквагенного) типа, пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефтей, принята на отметке 85 °С.

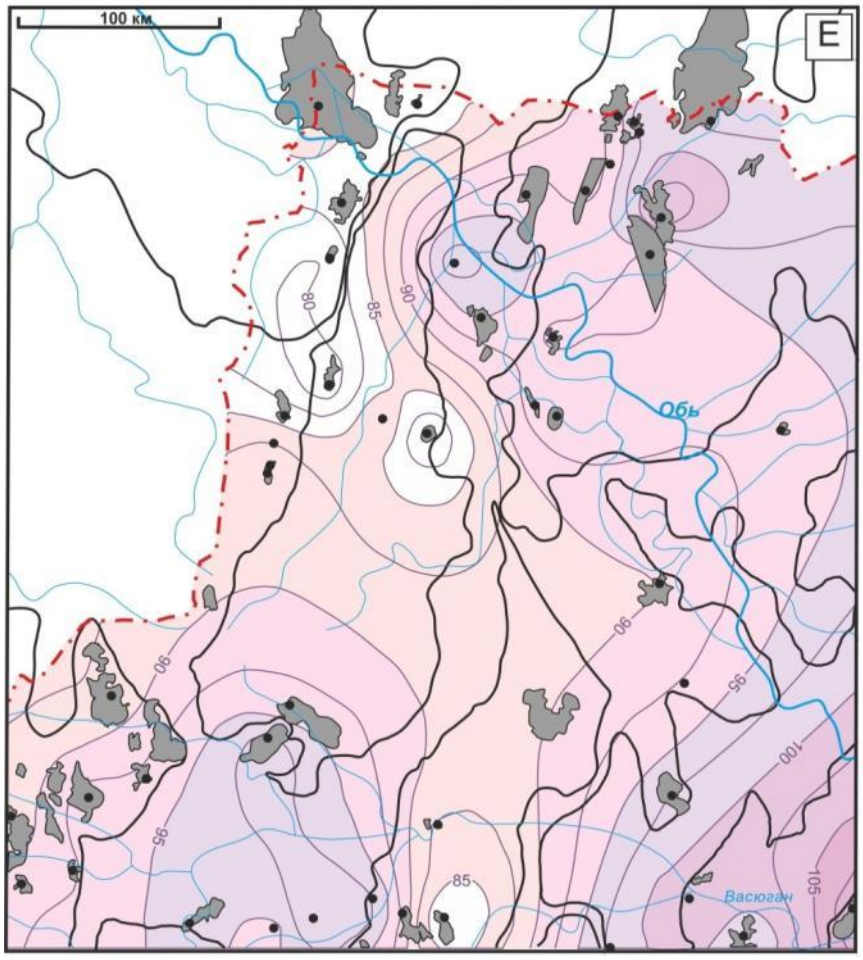

100 км
А
45
50
Обь
50
50
Васюган

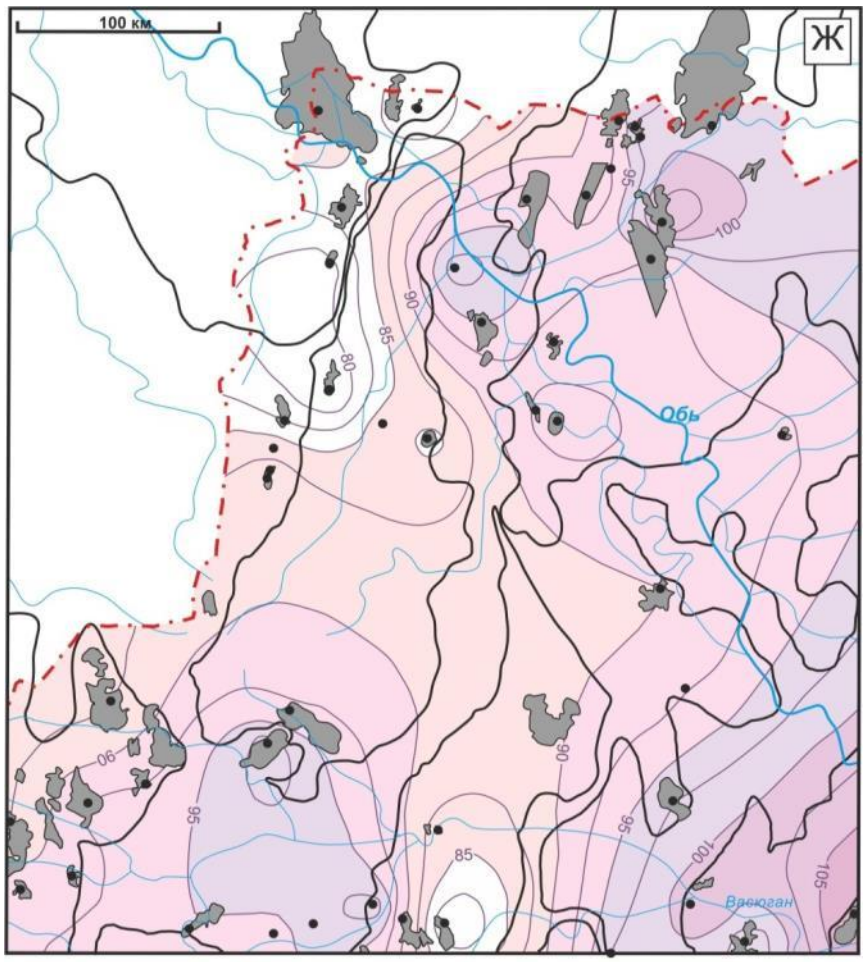

100 км
Б
70
75
Обь
80
80
75
85
Васюган

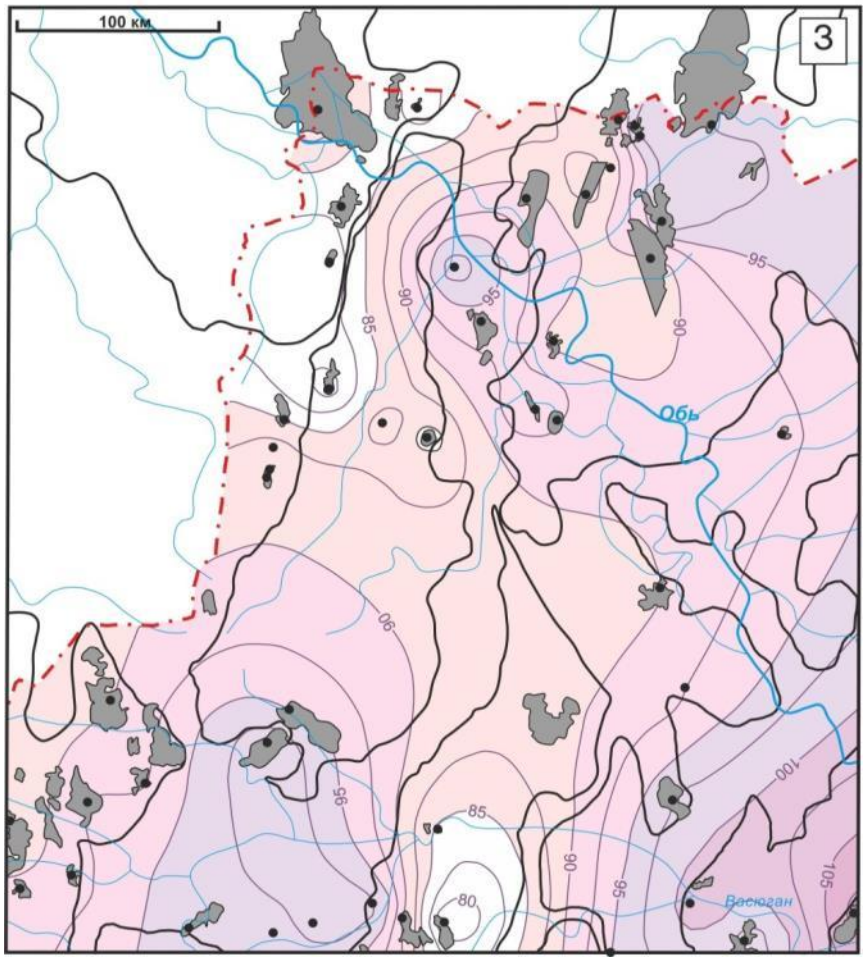

100 км
В
70
75
80
85
90
Обь
Васюган

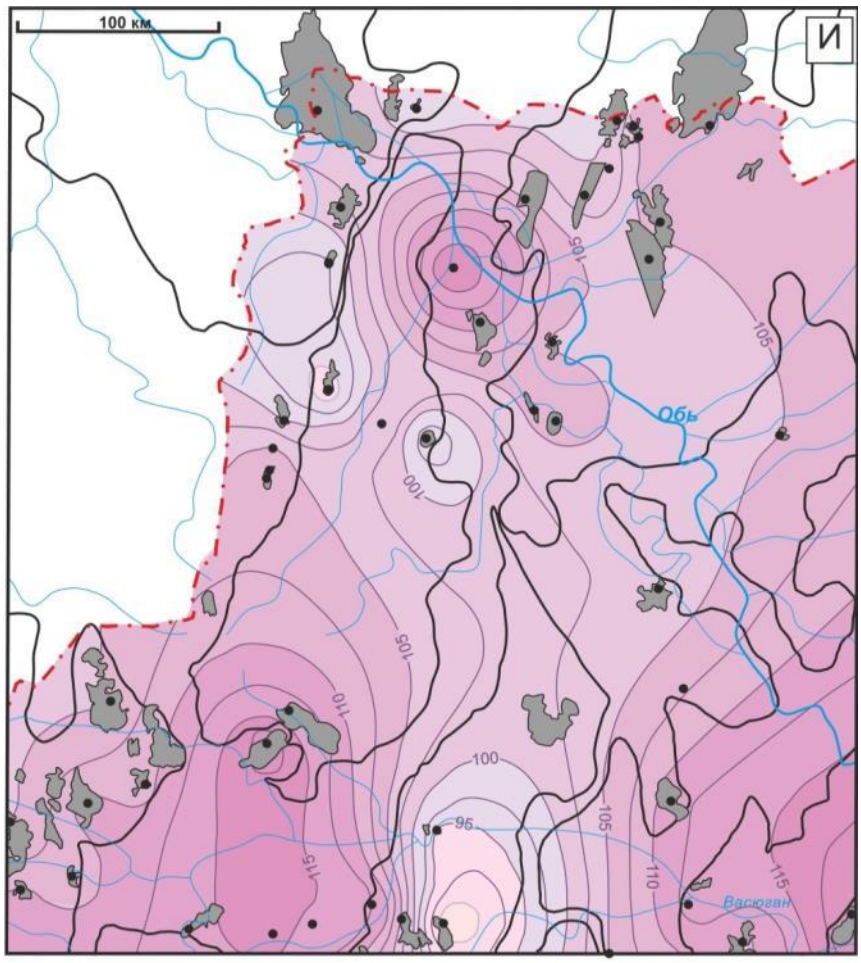

100 км
Г
70
75
80
85
90
95
Обь
Васюган

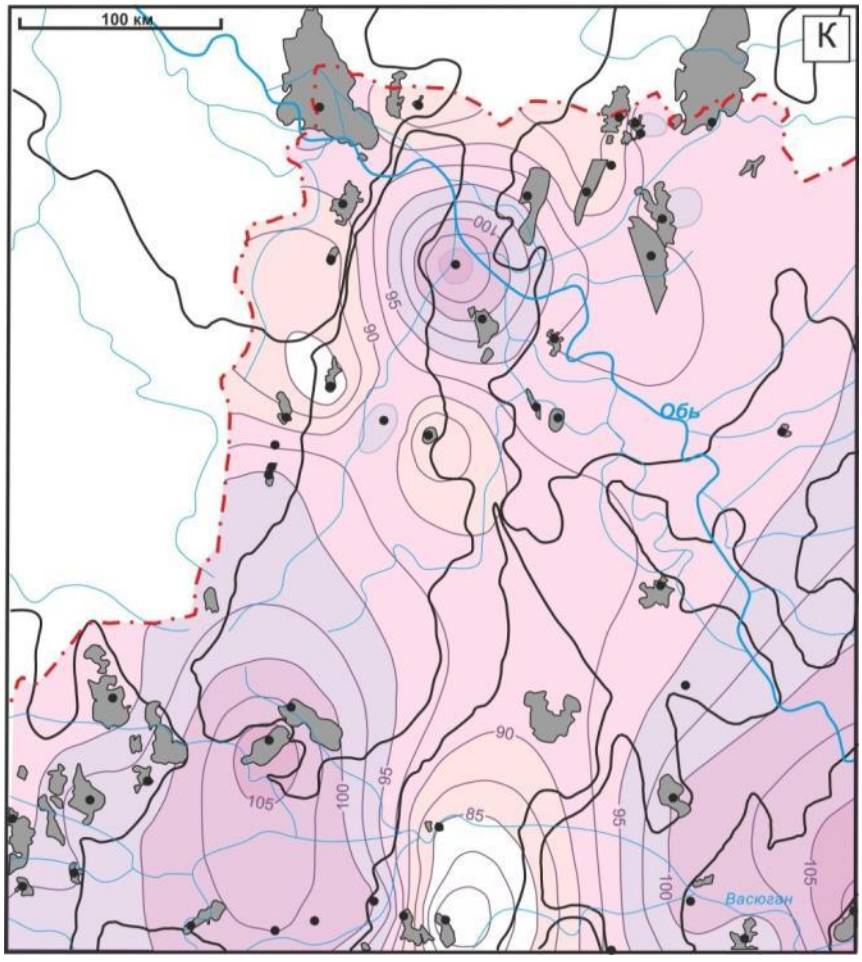

100 км
Д
Обь
Вавюган

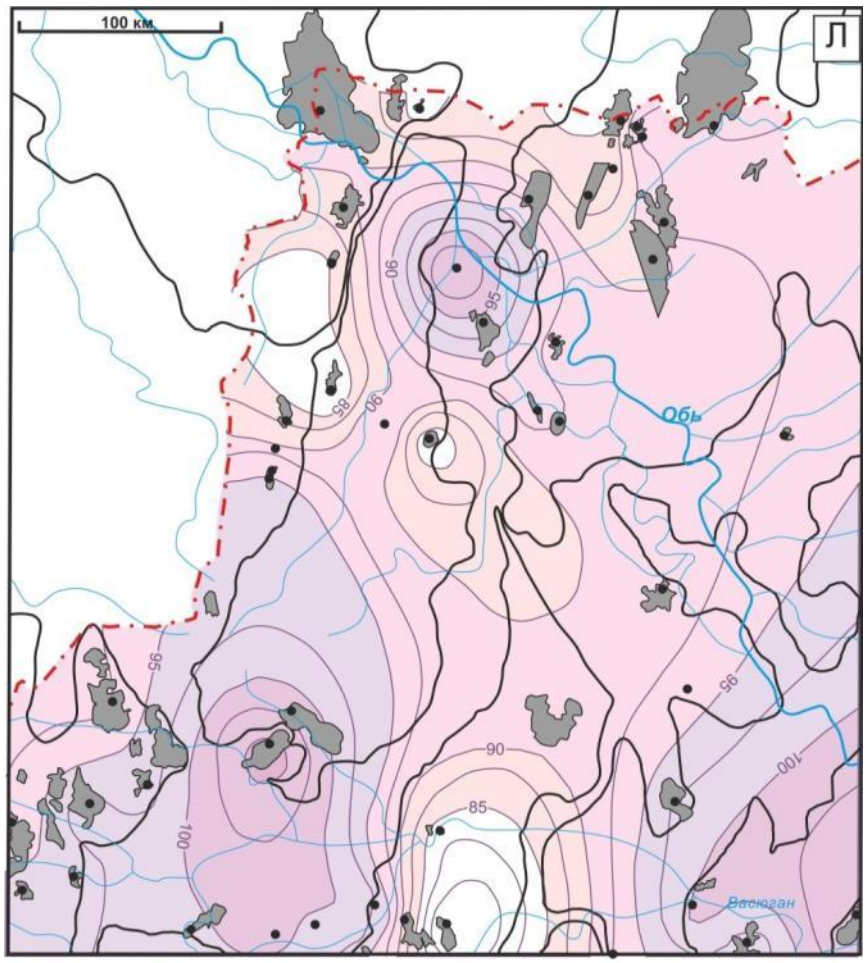

100 км
Е
Обь
Васюган


100 км
Ж
80
85
90
95
100
Обь
Васюган
105


100 км
З
85
90
95
Обь
80
Васюган
105


100 км
И
Обь
Васюган
95
100
105
110
115


100 км
К
Обь
Васюган
85
90
95
100
105


100 км
Л
Обь
Васюган

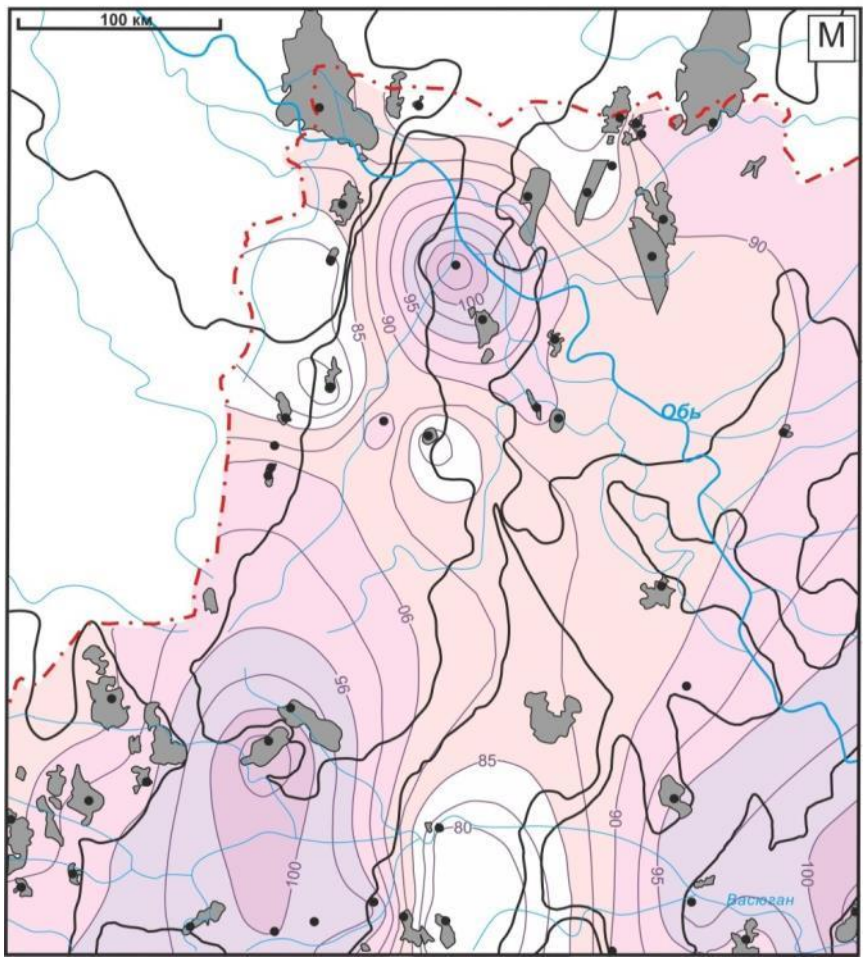

100 км
М
Обь
Васюган

Рис. 2.6. Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей (обозначены заливкой) Колтогорского мезопрогиба: 114,1 млн лет назад, конец формирования алымской свиты a_2K_1 (А); 91,6 млн лет назад, конец формирования покурской свиты $K_{1-2}pk$ (Б); 89,5 млн лет назад, конец формирования кузнецовской свиты K_2kz (В); 86,5 млн лет назад, конец формирования ипатовской свиты K_2ip (Г); 73,2 млн лет назад, конец формирования славгородской свиты K_2sl (Д); 61,7 млн лет назад, конец формирования ганькинской свиты Pg_1-K_2gn (Е); 54,8 млн лет назад, конец формирования талицкой свиты Pg_1tl (Ж); 41,7 млн лет назад, конец формирования люлинворской свиты Pg_2ll (З); 24,0 млн лет назад, конец формирования некрасовской свиты Pg_3nk (И), 4,7 млн лет назад, конец формирования миоценовых отложений N_1 (К), 1,6 млн лет назад, конец формирования плиоценовых отложений N_1 (Л), современный разрез (М). Остальные условные обозначения те же, что на рис.1.2.

Первые очаги генерации нефти появляются 92 млн. лет назад (рис. 2.6А-Б) (конец формирования покурской свиты $K_{1-2}pk$) в северной части Трайгородского мезовала и небольшой локальный участок в районе Снежного месторождения. В течение следующих 3-х млн. лет очаги получили развитие в пределах Александровского свода и Усть-Тымской мегавпадины (рис. 2.6В). Дальнейшее развитие очагов продолжилось и в пределах Черемшанской мезоседловины, начиная с 87 млн. лет назад (конец формирования ипатовской свиты K_2ip) (рис. 2.6Г-З). Максимальный прогрев баженовских отложений (рис. 2.6И) произошел 24,0 млн. лет назад (конец формирования некрасовской свиты Pg_3nk). Начало охлаждения баженовской свиты, вызванное изменением климатических условий в олигоцене [72], продолжается и до настоящего времени. Локальные участки на юге, севере и северо-западе выходят из ГЗН (рис. 2К-М).

Как будет описано ниже, и *с распределением геотемператур зона палеорифта так же однозначно не коррелирует.* Начало вступления баженовских отложений в «нефтяное окно» отмечено 86,5 млн. лет назад в восточной части Черемшанской мезоседловины. Однако, в конце мела, 73,2 млн. лет назад, происходит охлаждение разреза, и вся территория южного сегмента палеорифта выходит из «нефтяного окна». В ганькинское время, 61,7 млн. лет назад, за исключением двух локальных участков в районах скважин К-Е1, Х-1 на Куль-Еганской и Хвойной площадях, нефтематеринская свита входит в ГЗН, максимально прогревается до 95°С в Черемшанской мезоседловине. Вслед за небольшим спадом палеотемператур в талицкое время и уменьшением площади очагов генерации, идет нарастание палеотемператур вплоть до начала неогена. Максимальный прогрев этой зоны

наступает 24 млн. лет назад. В это время термодинамические условия генерации нефти из баженовской свиты существуют на всей территории палеорифта.

Максимальные температуры достигают 115 °С, причем тяготеют к территориям, расположенным гипсометрически выше в рельефе фундамента: к Черемшанской мезоседловине на юге и северному борту Колтогорской мезовпадины. В современном разрезе катагенетические условия ГЗН практически в равной мере сохраняются как на землях палеорифта, так и на структурах его обрамления. Зона «остывания» разреза намечается на структурах Средневасюганского мезовала на юге территории исследования и протягивается на север-северо-запад, пересекая структуру Колтогорского мезопрогиба по линии скважин К-Е1 – Са-1 – Х-1, уходя за пределы территории исследования.

Собственно, желоб южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта не находит яркой генетической связи (прямой положительной корреляции) с распределением геотемператур баженовской свиты, реконструированных термической историей, особенно в центральной наиболее погруженной части палеорифта.

Таким образом, в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления методом палеотектонических и палеотемпературных реконструкций построены детализированная схема глубинного теплового потока и объемно-площадная динамическая модель термической истории баженовских отложений. По геотемпературному критерию выделены и закартированы работающие с покурского времени (92 млн. лет назад) очаги генерации баженовских нефтей, питающие «сланцевый резервуар». Собственно желоб Колтогорско-Уренгойского палеорифта не находит значимой положительной корреляции с распределением плотности теплового потока и палеотемператур [63, 73].

2.5 Районирование сланцевой нефтеносности баженовской свиты

Для оценки величины плотности генерации нефтей в разрезе каждой из 48-ми скважин для баженовских отложений рассчитан интегральный показатель (R). Изменение плотности генерации (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. Плотность генерации оценивается в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Путем интерполяции расчетных значений интегрального показателя R построена схематическая карта распределения относительной плотности генерации баженовских нефтей (рис. 2.7). В пределах территории исследований выделяются наиболее

перспективные земли для проведения поисков «сланцевой нефти» по распределению плотности генерации баженовских нефтей. Перспективными для поисков «сланцевой нефти» являются земли с высокими значениями расчетной плотности генерации баженовских нефтей. Высоким считается значение плостности, удовлетворяющее условию $R \geq 1/2R_{max}$, где R_{max}=120 усл. ед. – максимальное значение плотности генерации в пределах территории исследований. В центральной части Колтогорского мезопрогиба, где закартирована секущая зона минимальных значений плотности теплового потока (рис. 2.2), отмечается пониженная плотность генерации баженовских нефтей (< 60 усл. ед.).

Наиболее *перспективными* для поисков «сланцевой нефти» являются земли юго-восточной части территории исследования, где уже открыто месторождение Снежное с залежью нефти в пласте $Ю_0$. Высокая плотность генерации (> 90 усл. ед.) баженовских нефтей и признаки нефтеносности, полученные при бурении 7-и скважин в южной части Колтогорского мезопрогиба, на северо-восточном склоне Каймысовского свода и Черемшанской мезоседловины, позволяют отнести эти земли к высокоперспективным. Высокая степень перспективности земель Трайгородского мезовала подтверждается полученными прямыми признаками нефтеносности при бурении скважин.

Важным критерием определения первоочередных районов для поисков является совпадение площадей с прямыми признаками нефтеносности и районов с максимальными расчетными значениями плотности генерированных ресурсов [31, 35, 74, 75]. Прямые признаки нефтеносности баженовской свиты на исследуемой территории Томской области, установленные *по результатам испытаний* глубоких скважин, *по керну и испытаниям* глубоких скважин, *по первичному описанию керна,* приведены в табл. 2.6.

Интересно отметить, что выполненное прогнозное районирование, в целом, согласуется с прогнозным распределением концентраций $C_{орг}$ в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления по А.Э. Конторовичу (рис. 1.5).

На рис. 2.7 дана сводная информация по размещению месторождений и площадей, в пределах которых бурением скважин вскрыта баженовская свита с признаками нефтеносности, и выполнено сопоставление размещения этих площадей с прогнозными районами высоких перспектив баженовской свиты на «сланцевую нефть».

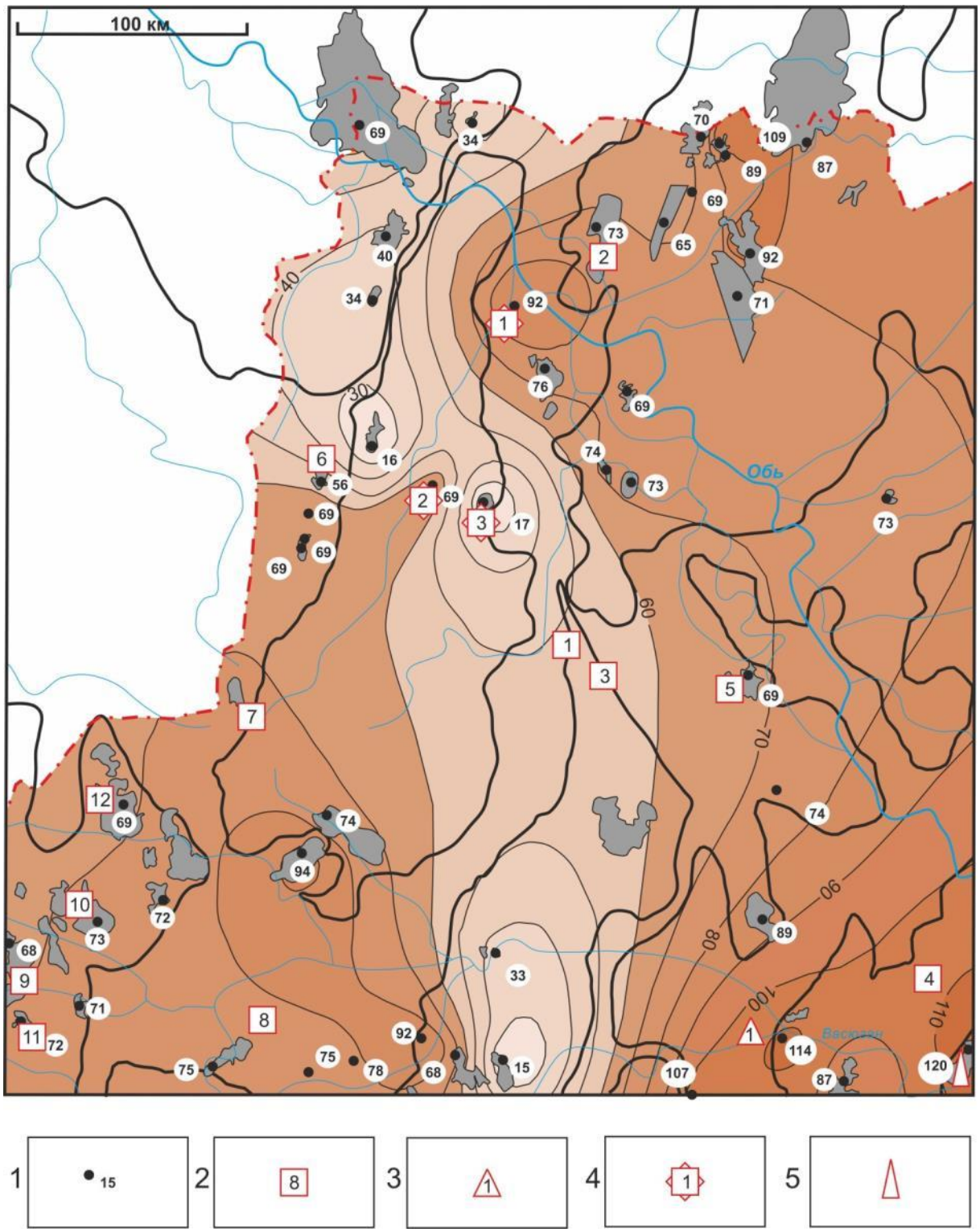


Рис. 2.7. Схематическая карта распределения плотности генерации баженовских нефтей в сопоставлении с прямыми признаками нефтеносности: *1* – скважина и расчетное значение плотности ресурсов, усл. ед.; *2–5* – площади с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты, условный номер площади (табл. 2.6): *2* – признак по керну; *3* – признак при испытании скважин; *4* – признаки при испытании и по керну; *5* – месторождение Снежное (пласт $Ю_0$). Значение изолиний в условных единицах. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.2.

Таблица 2.6. Прямые признаки нефтеносности баженовской свиты на исследуемой территории (с использованием [76]).

Условный номер (рис.2.7)	Месторождение (площадь)	№ скважины	Год бурения	Интервал баженовской свиты, м	tпл, °С	Краткая характеристика интервала	Источник информации
Признаки нефтеносности при испытании							
1	Лесная	206	1976	2608-2624	99	При испытании в интервале 2610-2624 м пластовая вода 1,1 м^3/сут с пленкой нефти на динамическом уровне 1190 м	Дело скважины
Признаки нефтеносности по керну и при испытании							
1	Александровская	2	1961	2503-2523	-	Запах нефти в керне. При испытании в интервале 2516-2523 м пластовая вода с пленкой нефти	Дело скважины
2	Куль-Еганская	2	1975	2703-2733	-	Запах, выпоты нефти в керне. При испытании в интервале 2722-2731 м - слабая пленка нефти	Дело скважины
3	Саймовская	1	1976	2832-2851	98	Запах, выпоты нефти в керне. При испытании в интервале 2840-2848 м - приток нефти 0,57 м^3/сут.	Дело скважины
Признаки нефтеносности по керну							
1	Ильякская	1	1973	2412-2427	-	Запах нефти, люминесценция	Дело скважины
		2	1973	2498-2504	-	Запах нефти	Дело скважины
2	Проточная	3	1978	2376-2386	-	Запах, выпоты нефти	Дело скважины
3	Полонская	2	1982	2506-2524	-	Запах, выпоты нефти	Дело скважины
4	Тростниковая	281	1968	2443-2458	-	Выпоты нефти	Дело скважины
5	Чкаловская	1	1977	2551-2565	-	Запах нефти	Дело скважины
		8	1981	2572-2587	-	Запах нефти	Дело скважины
6	Квартовая	7	1974	2593-2606	-	Выпоты нефти	Дело скважины
7	Ледовая	6	1974	2647-2655	-	Запах нефти	Дело скважины
8	Пионерская	260	1971	2717-2741	-	Выпоты нефти	Дело скважины
9	Весенняя	247	1975	2530-2542	-	Выпоты нефти	Сводное ГИС
		255	1974	2475-2488	-	Выпоты нефти	Сводное ГИС
10	Катыльгинская	101	1978	2495-2511	-	Выпоты нефти	Сводное ГИС
11	Лонтынь-Яхская	69	1995	2513-2526	-	Запах нефти	Сводное ГИС
12	Оленья	128	1972	2571-2588	-	Выпоты нефти	Сводное ГИС
		130	1973	2571-2589	-	Выпоты нефти	Сводное ГИС

Нужно отметить, что по распределению плотности генерации УВ (рис. 2.7) территория палеорифта весьма неоднородна. В южной и северной частях палеорифта выделяются две области, имеющие достаточно высокие перспективы на поиски «сланцевой нефти» (> 90 усл. ед.). Центральная область палеорифта по результатам моделирования обладает более скромными перспективами. Таким образом, очевидного генетического отражения палеорифта в распределении плотности генерации верхнеюрской «сланцевой нефти» не устанавливается.

Сопоставление прогноза высокоперспективных земель (рис. 2.7) на «сланцевую нефть» с фактически установленными прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты (табл. 2.6) показало хорошую согласованность, высокую достоверность зонального районирования. Уровень достоверности составляет порядка 80%.

Таким образом, путем расчетов интегрального показателя, учитывающего площадное и временное распределение палеоочагов генерации баженовских нефтей, получено площадное распределение плотности генерации нефтей и определены перспективные районы для проведения поисков «сланцевой нефти» – на землях северо-западного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали, северо-восточного склона Каймысовского свода, Черемшанской мезоседловины и Трайгородского мезовала. Непосредственно желоб Колтогорско-Уренгойского палеорифта не находит яркого генетического отражения в распределении плотности генерации верхнеюрской «сланцевой нефти» [62, 63, 73].

2.6 Выводы [62, 63, 72, 73, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83]

1. Для прогнозирования термической истории материнских баженовских отложений применен метод палеотемпературного моделирования, основанный на решении прямой и обратной задач геотермии, использующий комплекс геолого-геофизических данных о геологическом строении, о тектоно-седиментационной и термической истории нефтегазоносных комплексов и материнских отложений. Этот метод позволил выделить и картировать очаги интенсивной генерации баженовских нефтей Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

2. Полученные путем решения обратной задачи геотермии значения теплового потока в разрезах 48 глубоких скважин стали основой для построения детализированной схемы глубинного теплового потока. Повышенные значения теплового потока приурочены к структурам восточного обрамления Колтогорской мезовпадины, локально соотносятся с Александровским сводом на северо-востоке и северным склоном Парабельского

мегавыступа. В целом, максимальный тепловой поток из основания осадочного чехла наблюдается за пределами палеорифта. Расчет глубинного теплового потока обеспечил переход к следующему этапу палеотемпературного моделирования – реконструкции геотемпературного режима нефтематеринской баженовской свиты в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

3. Выполненые палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции, полученные путем решения прямой задачи геотермии вдоль профиля, секущего зону палеорифта, послужили положительным обоснованием следующему этапу исследований – объемно-площадным палеотемпературным реконструкциям геотемпературного режима нефтематеринской баженовской свиты в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

4. В пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления путем решения прямых задач геотермии в разрезах 48 глубоких скважин (на 17 ключевых моментов геологического времени – время начала/окончания формирования свит, слагающих разрез) построена объемно-площадная динамическая модель термической истории баженовских отложений. По геотемпературному критерию выделены и закартированы работающие с покурского времени (92 млн. лет назад) очаги генерации баженовских нефтей, питающие «сланцевый резервуар». Собственно желоб Колтогорско-Уренгойского палеорифта не находит значимой положительной корреляции с распределением палеотемператур.

5. Путем расчетов интегрального показателя, учитывающего площадное и временное распределение палеоочагов генерации баженовских нефтей, получено площадное распределение плотности генерации нефтей и определены перспективные районы для проведения поисков «сланцевой нефти» – на землях северо-западного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали, северо-восточного склона Каймысовского свода, Черемшанской мезоседловины и Трайгородского мезовала. Непосредственно желоб палеорифта не нашел яркого генетического отражения в распределении плотности генерации верхнеюрской «сланцевой нефти». Полученное распределение расчетной плотности генерации баженовских нефтей показывает, что интенсивность генерации УВ на положительных структурах не уступает плотности генерации в депрессии.

6. Сопоставление прогноза высокоперспективных земель на «сланцевую нефть» с фактически установленными прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты показало хорошую согласованность, порядка 80%.

Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение:

«В пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления методом палеотектонических и палеотемпературных реконструкций построены

детализированная схема глубинного теплового потока и динамические модели термической истории баженовских отложений. По геотемпературному критерию выделены и закартированы работающие с покурского времени (92 млн. лет назад) очаги генерации баженовских нефтей, питающие «сланцевый резервуар» и резервуары неокома. По плотности генерации нефтей определены перспективные районы для проведения поисков «сланцевой нефти» на землях северо-западного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали, северо-восточного склона Каймысовского свода, Черемшанской мезоседловины и Трайгородского мезовала».

3 ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ НЕОКОМА

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции неокомский комплекс пород является одним из наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности. Отложения неокома представляются косослоистой моделью, так называемыми клиноформами. Как было сказано выше, модель клиноформного строения неокома развивается, уточняется и детализируется уже более 50 лет, начиная с работ Ф.Г. Гурари [84], и по сегодняшний день [85, 86]. В нижней части мелового разреза – неокоме, открыты крупные промышленные залежи УВ практически на всей территории Западной Сибири, за исключением юго-востока [87].

В Томской области поиски и разведка в меловом НГК ранее были малопривлекательными из-за сложного типа ловушек, а низкоомность продуктивных пластов неокома существенно затрудняла их идентификацию в разрезе. На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные неопределенности [88].

В данном разделе приводится результаты выполненного картирования эффективных толщин резервуаров неокома. Оценка и анализ распределения прогнозной плотности аккумуляции нефтей в ачимовском и шельфовом резервуарах позволили выполнить районирование резервуаров неокома Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления по степени их перспективности на дальнейшие поисковые работы.

Задача районирования территории для поисков залежей в неокоме была решена путем совместного анализа данных о распространении ачимовского и шельфового резервуара, а также результатов палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, позволивших выявить и откартировать палеоочаги генерации баженовских нефтей. Палеоочаги выделены по результатам математического моделирования термической истории баженовских отложений, РОВ которых является источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового НГК, а перспективные на нефть районы поисков определены для ачимовских и шельфовых отложений неокома раздельно. Ранее подобные исследования выполнены для территории Нюрольской мегавпадины и структур обрамления [35, 68, 89].

Проведенные исследования вносят вклад в расшифровку перспектив неокома Западной Сибири и демонстрируют комплексирование данных геотермии для решения нефтепоисковых задач. Аргументировано применение геотермии, как формирующегося метода разведочной геофизики [90, 91, 92, 93, 94].

3.1 Распространение ачимовского резервуара

Отложения баженовской свиты согласно перекрываются отложениями куломзинской свиты в основании нижнемелового комплекса пород. Геологическое строение неокома обусловлено морской обстановкой осадконакопления, характерной чертой которой является проявление частой трансгресивно-регрессивной цикличности осадочного процесса, выраженной в относительно равномерном чередовании глинистых и песчано-алевролитовых пачек [95].

Как было сказано выше, обобщенная модель осадконакопления пород неокома представлена рядом 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 в континентальную фациальную зону. Перечисленные зоны относятся к одному седиментационному циклу, по которому проводится регионально-зональное районирование клиноформных комплексов [96]. На территории Томской области выделено 10 циклитов субмеридионального простирания (рис. 3.1). 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 [11].

Территория настоящих исследований включает в себя клиноформные части восьми циклитов – Пудинского, Казанского, Нюрольского, Назинского, Вахского, Столбового, Лонтынь-Яхского и Первомайского. С течением времени трансгрессия "передвигала" береговую линию по площади с востока на запад, соответственно и клиноформы смещались в том же направлении, образуя черепицеобразное залегание (рис. 3.1).

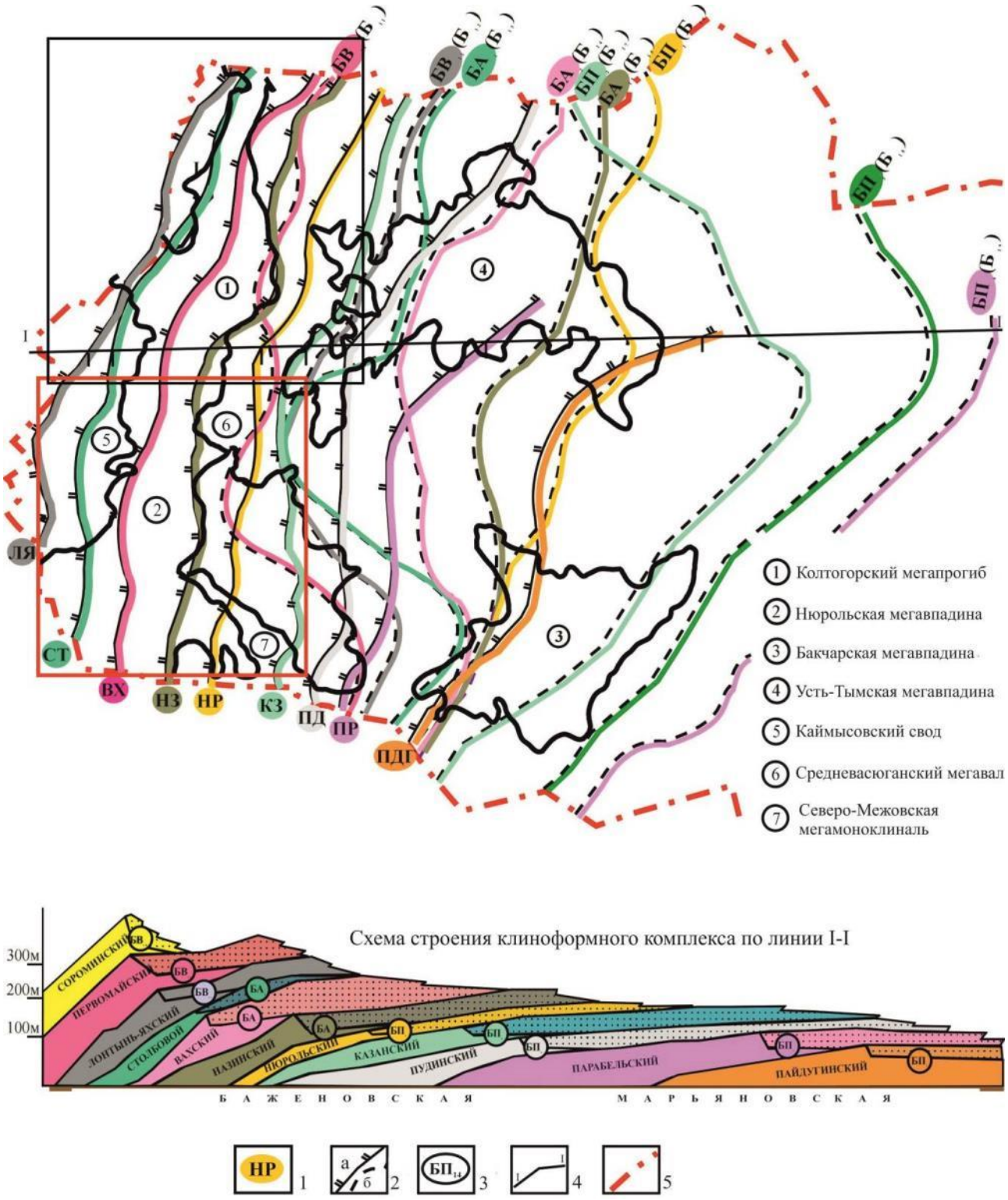


Рис. 3.1. Схема распространения циклитов неокома на территории Томской области по данным [11, 96]. *1*– индекс циклита; *2* – граница выклинивания циклита: а – линия бровки шельфа, б – восточная граница ундаформы; *3* – индекс шельфового пласта; *4* – линия профиля I–I; *5* – административная граница Томской области. Красным контуром выделена территория ранее выполненных исследований [35, 68, 89], приуроченная к Нюрольской мегавпадине. Черным контуром выделена территория настоящих исследований.

Выклинивание коллекторов по восстанию и по падению слоев, а также их надежная изоляция флюидоупорами, создают благоприятные условия для сохранения залежей УВ в ачимовском резервуаре, образуя ловушки преимущественно литологического типа.

В настоящей работе используется индексация и стратиграфическая привязка томских геологов [97], а материалы испытаний глубоких скважин клиноформных отложений рассмотрены в пределах пластов-коллекторов, приуроченных к куломзинской свите.

Клиноформные отложения, содержащие пласты $Б_{16\text{-}20}$, на исследуемой территории нефтегазоносны на Александровской площади, Вахском, Даненберговском, Северном, Советском и Столбовом месторождениях. Испытания отложений ачимовского резервуара в ряде скважин на других площадях не дали положительных результатов (табл. 3.1).

Таблица 3.1. Результаты испытаний пластов-коллекторов куломзинской свиты и их сопоставление с последующим прогнозным районированием ачимовского резервуара.

Название месторождения (площади)	Условный индекс скважины (рис. 3.2Б)	Интервал (глубина) испытания, м	Пласты	Приток, $м^3$/сут.	Тип флюида	Согласованность с результатами прогнозного районирования
Аленкинское	Ал-102	2462-2472	$Б_{16\text{-}20}$	3,1	вода	+
Александровская	А-1	2352-2360	ачим.	0,1/0,3	нефть/вода	+
	А-2	2478-2487	ачим.	0,6	вода/пленка нефти	
	А-3	2422-2433	ачим.	0,1	вода	
Вахское	В-16Р	2064-2073	ачим.	1,1	нефть	+
Даненберговское	Дб-5	2364-2372	$Б_{16\text{-}20}$	«сухо»	-	+
	Дб-6	2358-2361	$Б_{16\text{-}20}$	1,6	нефть	
Западно-Катыльгинское	З-Ка-18Р	2527-2555	$Б_{16\text{-}20}$	«сухо»	-	?
Ильякская	Ил-1	2322-2332	$Б_{16\text{-}20}$	3,8	вода	+
Квартовая	Кв-3	2478-2484	$Б_{16\text{-}20}$	«сухо»	-	?
Ледовое	Ле-2	2487-2590	$Б_{16\text{-}20}$	«сухо»	-	+/-
	Ле-3	2525-2536	$Б_{16}$	15,8	вода	
Матюшкинское	Мт-32	2470-2480	$Б_{16\text{-}20}$	34,9	вода	+/-
Озерное	О-73	2443-2524	$Б_{16\text{-}20}$	«сухо»	-	?
Оленье	Ол-124	2485-2493	$Б_{16\text{-}20}$	«сухо»	-	?
Первомайское	П-262	2364-2374	$Б_{16\text{-}20}$	3,3	вода	+/-
	П-2291	2436-2445	$Б_{16}$	2,0	вода	
Пионерская	Пн-258	2647-2662	$Б_{16\text{-}20}$	1,1	вода	+
Полуденное	По-222	2173-2225	$Б_{16\text{-}20}$	«сухо»	-	?
Приграничное	Пг-5	2118-2124	$Б_{16\text{-}20}$	1,8	вода	+/-
	Пг-6	2112-2121	$Б_{16\text{-}20}$	«сухо»	-	?

Продолжение табл. 3.1

Северное	С-103Р	2066-2073	$Б_{16-20}$	0.8	вода/пленка нефти	+/-
	С-201	1977-2000	$Б_{16-20}$	17,0/18,0/ 16,0 тыс.	нефть/вода/ газ	
	С-204Р	1993-2017	$Б_{16-20}$	«сухо»	-	
	С-412Р	2099-2105	$Б_{16}$	12,0	вода	
	С-413Р	2012-2021	$Б_{16}$	3,5	вода/пленка нефти	
	С-424	2032-2044	$Б_{20}$	0,8	вода/ф-т	
	С-424	1976-1978	$Б_{16}$	«сухо»	-	
Северо-Пионерская	СП-1	2618-2645	$Б_{16-20}$	«сухо»	-	?
Советское	Со-48Р	2326-2350	ачим.	5,9	вода	+
	Со-3001Р	2383-2395	$Б_{16}$	5,6	вода	
Средневасюганское	СВ-3	2211-2214	$Б_{16-20}$	46,4	вода	+
Столбовое	Стл-91	2492-2507	$Б_{18}$	72,0/7,5 тыс.	нефть/газ	+
	Стл-100	2499-2508	$Б_{18}$	«сухо»	-	?
Стрежевское	Ст-12	2519-2530	$Б_{16-20}$	«сухо»	-	?
	Ст-13	2485-2488	$Б_{16-20}$	«сухо»	-	
Южно-Черемшанское	ЮЧ-337	2608-2628	$Б_{16-20}$	«сухо»	-	?

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»).

На основе результатов работы коллектива авторов [98], выполненной для Томской области, обобщено развитие отдельных циклитов, приуроченных к ачимовским отложениям, Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления (рис. 3.2А).

Осадки самого молодого *Первомайского циклита* расположены на северо-восточном склоне Каймысовского свода, с толщинами ачимовских отложений до 80 метров в районе Катыльгинской группы месторождений. Также, в пределах склона Каймысовского свода картируются отложения *Лонтынь-Яхского циклита,* которые приурочены к Лонтынь-Яхскому валу с мощностями песчано-алевролитовой толщи до 100 м, соответственно. Также эти отложения каритруются в юго-восточной части Нижневартовского свода, зоне его сочленения с Колтогорским мезопрогибом.

Отложения *Столбового циклита*, толщиной до 80 м, отмечается в зоне сочленения северо-западной части Черемшанской мезоседловины и северо-восточного склона Каймысовского свода.

Отложения *Вахского циклита,* при суммарной мощности песчаной составляющей до 100 метров, расположены в районе восточной части Черемшанской мезоседловины, в зоне ее сочленения со Средневасюганским мегавалом и Колтогорским мезопрогибом.

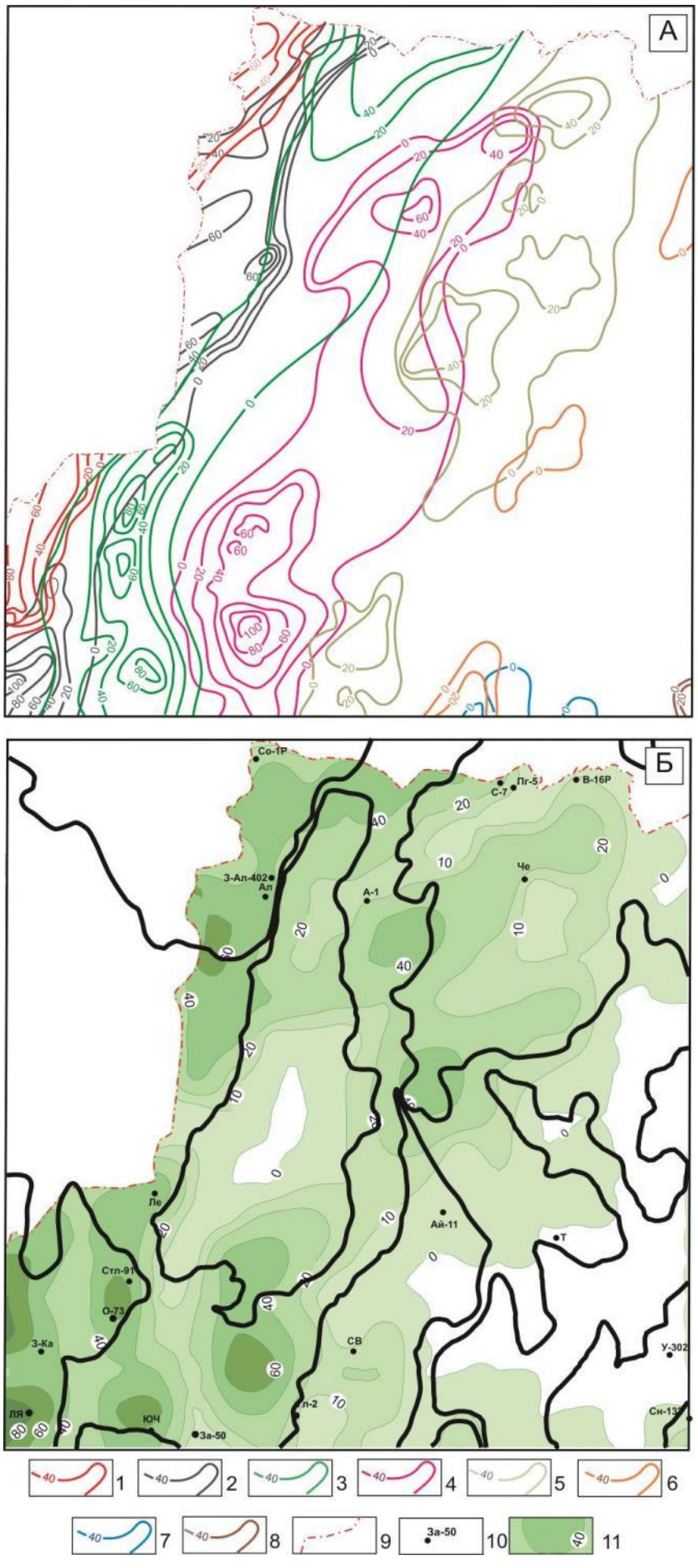

А
Б
Со-1Р
С-7
Пг-5
В-16Р
3-Ал-402
Ал
А-1
Че
Ле
Ай-11
Т
Стл-91
О-73
3-Ка
СВ
У-302
ЛЯ
ЮЧ
За-50
Л-2
Сн-13
1
2
3
4
5
6
7
8
9
За-50
10
11

Рис. 3.2. Схематические карты изопахит клиноформ по циклитам неокома (А) по данным [11] и суммарных толщин ачимовского резервуара (Б) Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления. Изопахиты клиноформ циклитов, м: *1* – Первомайский, *2* – Лонтынь-Яхский, *3* – Столбовой, *4* – Вахский, *5* – Назинский, *6* – Нюрольский, *7* – Казанский, *8* – Пудинский; *9* – граница Томской области; *10* – скважины, испытанные в ачимовских отложениях и их условный индекс, *11* – суммарные толщины, м. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.2.

Также отложения *Вахского* циклита распространены в пределах Александровского свода.

Отложения *Назинского циклита* картируются на севере Средневасюганского мегавала мощностью до 20 м и в пределах Александровского свода – мощностью до 40 м.

Отложения *Нюрольского, Казанского и Пудинского циклитов* отмечаются в пределах Усть-Тымской мегавпадины на территории исследований мощностями не более 20 м.

На основе работы [68] было обобщено развитие клиноформных отложений куломзинской свиты (рис. 3.2). На рис. 3.2А показана схема расположения и толщины клиноформных коллекторов восьми циклитов. На основе этой схемы *построена карта суммарных толщин ачимовского резервуара* (рис. 3.2Б).

Наибольшие толщины ачимовского резервуара (до 80 м) картируются на северо-восточном склоне Каймысовского свода, до 60 м – в зоне сочленения Черемшанской мезоседловины и Васюганского мезовала, а также в зоне сочленения Ледянской мезоседловины и Нижневартовского свода. Клиноформные отложения (до 40 м) распространены в северной части мезопрогиба, западной части Трайгородского мезовала. Отсутствие ачимовского резервуара обозначается «окном» в центральной части Колтогорского мезопрогиба и на большей части площадей востока территории исследований.

Таким образом, анализ распространения циклитов неокома позволил картировать толщины ачимовского резервуара и зоны его распространения в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления [77].

3.2 Распространение шельфового резервуара

Шельфовые резервуары относятся к той же палеогеоморфологической зоне, что и ачимовские, но характеризуются иными поисковыми критериями. Песчаные пласты выдержаны, поэтому сохранение залежей УВ здесь может быть обеспечено только при

условии благоприятного структурно-тектонического фактора, что предполагает формирование ловушек структурного типа.

Ундаформные шельфовые отложения характеризуются 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 [11, 95].

На исследуемой территории прослеживаются мелководно-шельфовые части шести субмеридионально вытянутых циклитов (рис. 3.1, рис. 3.3А) – Нюрольского, Назинского, Вахского, Столбового, Лонтынь-Яхского и Первомайского – которые сменяют друг друга с востока на запад.

Наиболее древний *Нюрольский циклит* занимает юго-восточную часть территории и выклинивается, его мощности здесь до 5 метров. Перекрывается он осадками *Назинского циклита*, мощностью до 40 метров.

Далее на смену приходят отложения *Вахского циклита*, которые перекрываются трансгрессивной пачкой глин Столбового и Лонтынь-Яхского циклитов мощностью в среднем 10 метров, которая, увеличиваясь в зоне бровки шельфа, сливается с клиноформными глинистыми осадками Столбового циклита.

Шельфовая часть *Столбового циклита* развита в пределах территории исследований и насчитывает один-два пласта, мощностью от 3 до 15 м. Бровка шельфа сформирована на западных склонах Александровского и Средневасюганского мегавалов.

Отложения *Лонтынь-Яхского циклита* прослеживаются выдержанной пачкой трансгрессивных глин от Первомайского циклита, границы распространения которой занимают Александровский и Средневасюганский мегавалы. Шельфовая часть циклита в наибольшей области своего развития достигает мощности 50 метров и представлена преимущественно двумя песчаными пластами (15-20 метров), часто расщепляемыми на 2-3 прослоя. Иногда, сливаясь, пласты достигают 30 метровой мощности.

Кровля *Первомайского циклита* проводится по подошве Сороминской пачки трансгрессивных глин, прослеживаемых на большей части его распространения. Шельфовая часть характеризуется толщиной осадков от 70 до 110 м, в разрезе которых, как правило, выделяется 3 песчаных пласта толщиной до 25 метров.

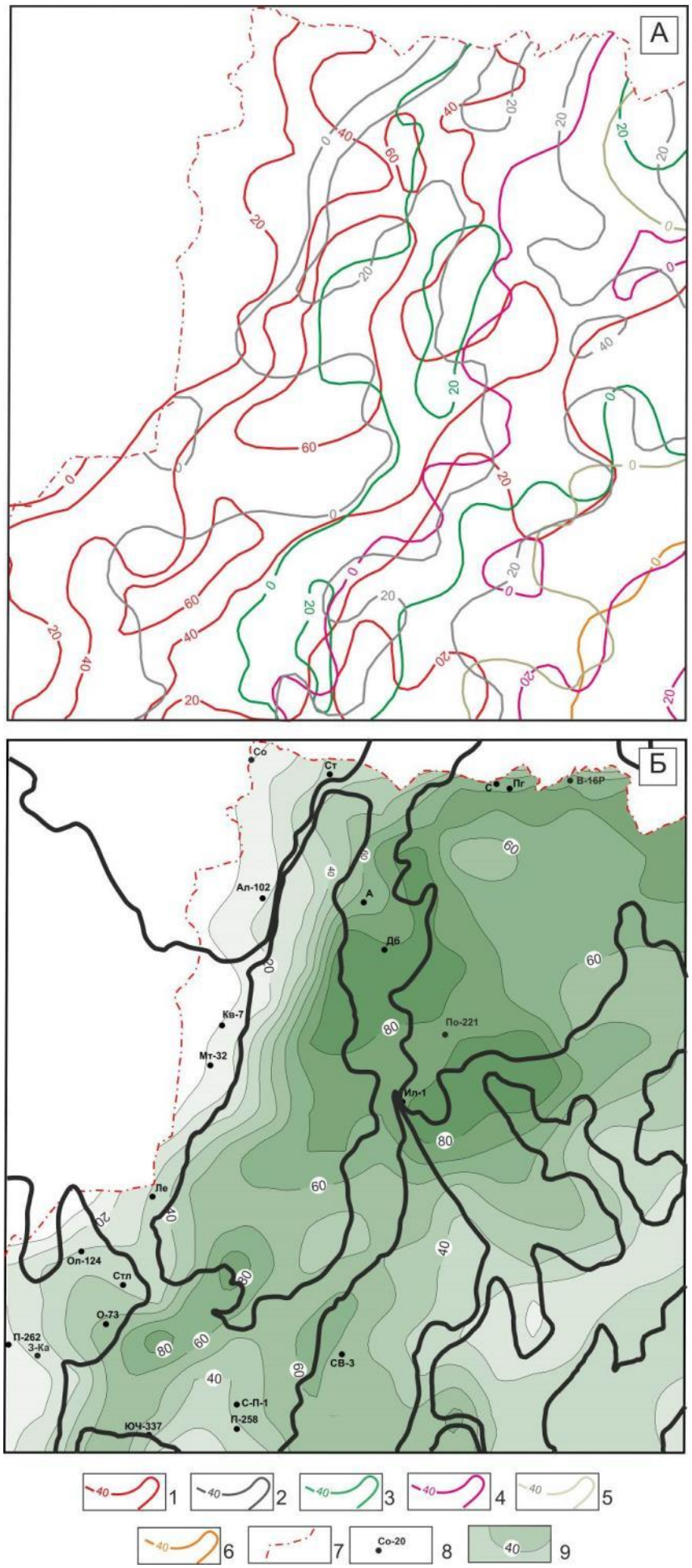

А
Б
Со
Ст
С
Пг
В-16Р
Ал-102
А
Дб
Кв-7
По-221
Мт-32
Ил-1
Ле
Ол-124
Стл
О-73
П-262
З-Ка
СВ-3
С-П-1
П-258
Юч-337
1
2
3
4
5
6
7
Со-20
8
9

Рис. 3.3. Схематические карты изопахит мелководно-шельфовой части циклитов (А) по данным [11] и суммарных толщин шельфовых пластов (Б) неокома Колтогорского мезопрогиба. Изопахиты циклитов, м: *1* – Первомайский, *2* – Лонтынь-Яхский, *3* – Столбовой, *4* – Вахский, *5* – Назинский, *6* – Нюрольский, *7* – граница Томской области, *8* – скважины, испытанные в шельфовых отложениях, и их условный индекс, *9* – суммарные толщины, м. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Песчаные пласты Первомайского циклита изменяются по мощности, наблюдается расщепление и слияние его песчано-алевролитовых прослоев, глинистые прослои, более выдержаны и увеличиваются в мощности ближе к глубоководному склону. Суммарная эффективная толщина шельфовых песчаников колеблется от 20 до 65 метров.

Отложения *седьмого циклита – Сороминская* перекрывающая пачка глин, толщиной от 12 до 25 метров, прослеживается от западных границ области до склонов Александровского и Средневасюганского мегавалов. Отложения Сороминского циклита при картировании не учитывались по причине отсутствия в них песчано-алевролитовых пачек в пределах территории исследований.

Шельфовые пласты циклитов преимущественно отнесены к отложениям тарской свиты. Являются выдержанными на больших пространствах мелководного шельфа, разделены локально развитыми глинистыми пачками, а также вся группа пластов циклита сверху экранируется трансгрессивными глинами перекрывающей клиноформы.

В материалах по испытанию глубоких скважин, использованных в исследованиях, шельфовые отложения рассматриваются в объеме пластов $Б_8$-$Б_{15}$. Залежи УВ в *шельфовом резервуаре* обнаружены на Аленкинском, Вахском, Конторовичском, Приграничном, Северном, Советском, Средневасюганском и Южно-Черемшанском месторождениях (табл. 3.2).

Таблица 3.2. Результаты испытаний пластов-коллекторов преимущественно тарской и верхней части куломзинской свиты и их сопоставление с последующим прогнозным районированием шельфового резервуара.

Название месторождения (площади)	Условный индекс скважины (рис. 3.3Б)	Интервал (глубина) испытания, м	Пласты	Приток, $м^3$/сут.	Тип флюида	Согласованность с результатами прогнозного районирования
Айгольская	Ай-11	2068...2076	$Б_{13}$	46,6	вода	+/-
		2028...2035	$Б_{12}$	56,9	вода	

Продолжение табл. 3.2

Александровская	А-1	2167...2170	$Б_{11}$	57,6	вода	-
Аленкинское	Ал-101	2296...2300	$Б_{15}$	15,4	вода/пленка нефти	+/-
		2181...2183	$Б_{11}$	0,3/2,3	нефть/вода	
	Ал-102	2410...2420	$Б_{15}$	15,0	вода	
		2254...2264	$Б_{12}$	48,0	вода	
Вахское	В-16Р	1864…1872	$Б_{10}$	374,0	пленка нефти	+
Глухариная	Гл-2	2199…2204	$Б_{8}$	4,0	вода	+/-
		2230…2234	$Б_{9}$	1,0	вода	
		2298…2301	$Б_{11}$	1,0	вода	
Западно-Катыльгинское	З-Ка-14	2441...2470	$Б_{15}$	«сухо»	-	+/-
	З-Ка-105	2241...2261	$Б_{11}$	28,0	вода	
Западно-Аленкинское	З-Ал-402	2159...2174	$Б_{11}$	8,6	вода	+
		2200...2221	$Б_{12}$	6,7	вода	
Заячья	За-50	2564…2624	$Б_{10}$	0,5	вода	+
Лонтынь-Яхская	ЛЯ-58	2177…2184	$Б_{8}$	55,2	вода	-
	ЛЯ-59	2082…2111	$Б_{8}$	5,8	вода	
		2228…2297	$Б_{10}$	2,5	вода	
	ЛЯ-61	2079…2101	$Б_{8}$	7,7	вода	
	ЛЯ-63	2104…2133	$Б_{9}$	3,0	вода	
Ледовое	Ле-1	2294...2300	$Б_{11}$	92,0	вода	+/-
	Ле-3	2385...2543	$Б_{13}$ $Б_{16}$	4,7	вода	
	Ле-5	2317...2377	$Б_{12}$	8,3	вода	
Озерное	О-73	2443...2524	$Б_{11}$	«сухо»	-	?
Приграничное	Пг-5	1932...1936	$Б_{13}$	1,1	нефть	+
		1910...1914	$Б_{12}$	12,5/0,6 тыс.	нефть/газ	
Северное	С-7	2200...2206	$Б_{15}$	"сухо"	-	?
Снежное	Сн-132	2113...2148	-	4,0	вода	+/-
Советское	Со-1Р	2130…2135	$Б_{8}$	277,0	нефть	+
Средневасюганское	СВ-1	2108...2113	$Б_{13}$	23,5	вода	+
		2097...2102	$Б_{13}$	44,9	вода	
	СВ-2	2044...2049	$Б_{12}$	1,1	вода/пленка нефти	
	СВ-3	2036...2040	$Б_{12}$	67,8	вода/пленка нефти	

Продолжение табл. 3.2

	СВ-4	2100...2107	$Б_{14}$	28,8	вода/пленка нефти	
		2088...2094	$Б_{13}$	47,23	вода/пленка нефти	
		2068...2072	$Б_{12}$	225,0	вода/пленка нефти	
	СВ-9	2112...2116	$Б_{14}$	10,14	вода/пленка нефти	
		2088...2090	$Б_{13}$	2,08	вода/пленка нефти	
		2071...2073	$Б_{12}$	2,1	нефть	
	СВ-10	2068...2104	$Б_{12}$	4,3	вода	
	СВ-11	2062...2098	$Б_{12}$ $Б_{13}$	6,2	вода	
Трассовая	Т-281	2254...2266	$Б_{15}$	30,6	вода	+/-
		2109...2120	$Б_{11}$	100,8	вода	
	Т-282	2176...2195	$Б_{12}$	6,7	вода	
	Т-314	2326...2395	$Б_{12}$	7,8	вода	
Ураловская	У-302	2187...2214	$Б_{12}$	8,8	вода	+/-
Чебачье	Ч-217	1932...1970	-	15	нефть	+/-
	Ч-219	1888...1908	$Б_{12}$	5,5	вода	
Южно-Черемшанское	ЮЧ-216Р	2545...2552	$Б_{13}$	12,5/ 0,495 тыс.	нефть/газ	+
	ЮЧ-226Р	2414...2424 2428...2430	$Б_{13}$	33,7	нефть	
	ЮЧ-335Р	2310...2315	$Б_{11}$	120,0	вода/пленка нефти	
	ЮЧ-339Р	2390...2425	$Б_{12}$	12,8	вода	
		2315...2321	$Б_{11}$	23,4	вода	
	ЮЧ-342Р	2384...2426	$Б_{11}$	41,8	вода	
	ЮЧ-344Р	2450...2494	$Б_{13}$	156,5	вода	
	ЮЧ-346Р	2454...2456	$Б_{13}$	1,5	вода	
		2413...2418 2400...2405	$Б_{12}$	2,7 48,5	вода	

Окончание табл. 3.2

	ЮЧ-442	2713...2715	$Б_{13}$	51,6/76,6	нефть/вода	
		2653...2655	$Б_{12}$	26,0/29,7	нефть/вода	
	ЮЧ-454	2448...2451	$Б_{12}$	29,0/87,0	нефть/вода	
		2404...2407	$Б_{11}$	33,3/12,6	нефть/вода	
	ЮЧ-474	2536...2539	$Б_{13}$	47,2/15,0	нефть/вода	
	ЮЧ-522	2840...2843	$Б_{12}$	25,6/91,5	нефть/вода	
	ЮЧ-534	2564...2567	$Б_{12}$	89,6/63,8	нефть/вода	
	ЮЧ-554	2445...2454	$Б_{13}$	76,3/69,4	нефть/вода	
	ЮЧ-561	2539...2543	$Б_{13}$	26,8/91,2	нефть/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»).

Определенные трудности в изучении нижнемеловых отложений создает неоднозначная индексация и стратиграфическая привязка морских пластов неокома. Как было сказано выше – в настоящей работе используется индексация томских геологов.

Аналогично ачимовским отложениям, на основе работ [97, 98], было обобщено развитие нижнемеловых мелководно-шельфовых отложений неокома для Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления (рис. 3.3). На рис. 3.3А показана схема расположения и толщины шельфовых коллекторов шести циклитов. На основе этой схемы *построена карта суммарных толщин шельфового резервуара неокома* (рис. 3.3Б).

Наиболее мощные пласты шельфового резервуара (до 80 м) картируются в пределах западной части Трайгородского мезовала и в зоне сочленения Черемшанской мезоседловины с Колтогорским мезопрогибом. Мелководно-шельфовые отложения распространены по всей территории исследований.

Таким образом, анализ распространения циклитов неокома позволил картировать толщины шельфового резервуара и зоны его распространения в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления [77].

3.3 Районирование ачимовского резервуара по плотности аккумуляции нефтей

Расчет плотности аккумуляции баженовских нефтей в ачимовском резервуаре выполнялся с учетом площадной дифференциации толщин ачимовских отложений. Схематическая карта (рис. 3.4А) построена путем «перемножения» карты распределения суммарной толщины резервуаров и карты распределения относительной плотности генерации баженовских нефтей. В таком представлении наряду с распределением относительной плотности генерации, учитывается распределение аккумулирующих объемов резервуара, обусловленных его толщинами. Распределение мощностей резервуаров и распределение относительной плотности генерации при картопостроении учитываются с одинаковым весовым коэффициентом.

Анализируя распределение относительной плотности генерации баженовских нефтей (рис. 2.7) и распределение толщин ачимовского резервуара (рис. 3.2Б) можно отметить определенный *диссонанс.* Диссонанс заключается в том, что зоне максимальных значений плотности генерации на структурах юго-восточного обрамления Колтогорского мезопрогиба (юго-запад Усть-Тымской мегавпадины, северный склон Парабельского мегавыступа) соответствует зона отсутствия ачимовских коллекторов. Аналогичный яркий диссонанс для ачимовского резервуара был выявлен в результате исследований территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления [35, 99].

Карта (рис. 3.4А) названа схематической картой распределения относительной плотности аккумуляции баженовских нефтей. Здесь относительную плотность аккумуляции следует понимать так. Если на первом участке плотность аккумуляции баженовских нефтей в ачимовском резервуаре оценена в 40 усл. ед., а на втором участке – в 10 усл. ед. (рис. 3.4А), это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность аккумуляции ачимовского резервуара в 4 раза больше, чем плотность аккумуляции на втором участке.

Для районирования ачимовского резервуара принята следующая градация плотности аккумуляции баженовских нефтей: более 30 усл. ед. – высокоперспективная зона, от 20 до 30 усл. ед. – зона средней перспективности, менее 20 усл. ед. – малоперспективная зона.

Выполненное прогнозное районирование ачимовского резервуара иллюстрируется рисунком 3.4Б. Ранжирование зон и районов по степени перспективности, площадное распространение и их тектоническая приуроченность отражены в таблице 3.3.

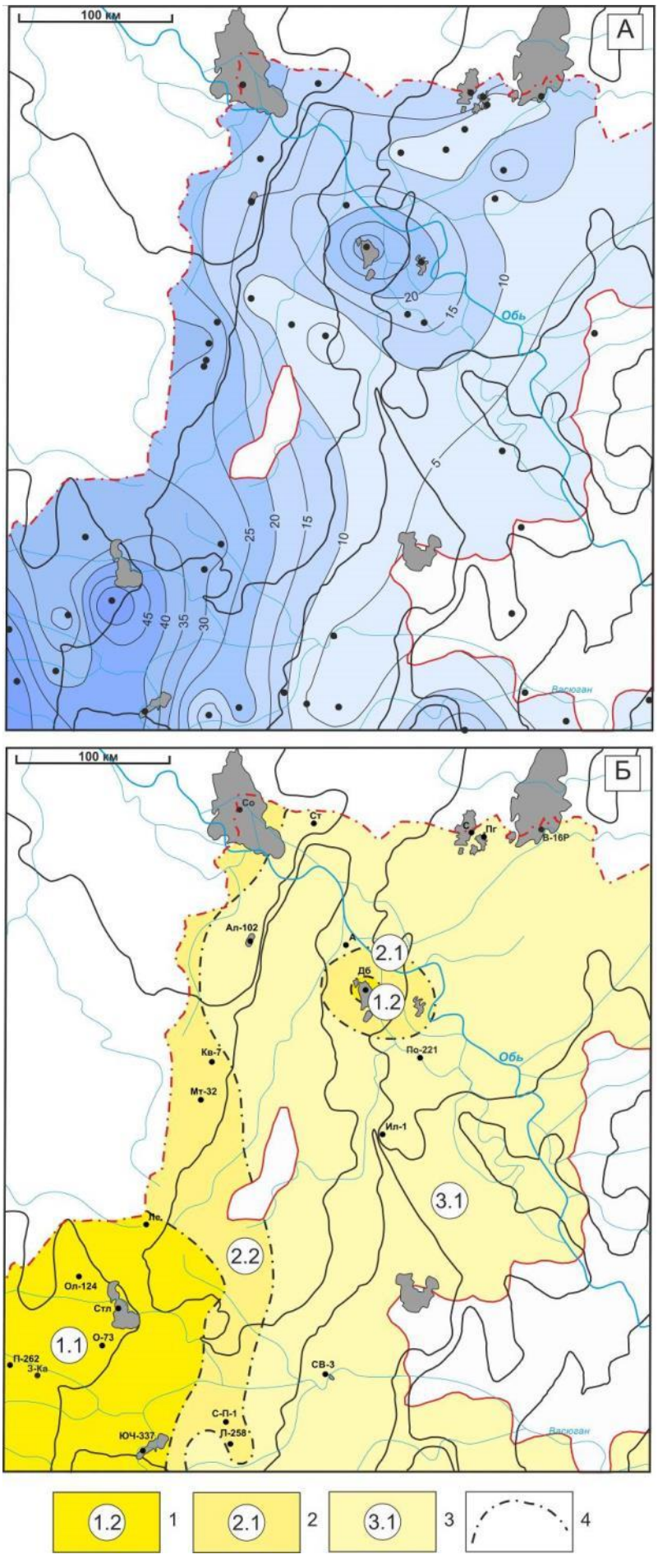

100 км
А
Обь
Васюган
100 км
Б
Со
Ст
Пг
В-16Р
Ал-102
Дб
2.1
1.2
Кв-7
Мт-32
По-221
Обь
Ил-1
3.1
Ле.
2.2
Ол-124
Стл
1.1
О-73
П-262
З-Ка
СВ-3
С-П-1
Л-258
ЮЧ-337
Васюган
1.2
1
2.1
2
3.1
3
4

Рис. 3.4. Схематическая карта распределения плотности аккумуляции баженовских нефтей (усл. ед.) в клиноформных отложениях (А) и схема районирования ачимовского резервуара (Б) неокома Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления по плотности аккумуляции баженовских нефтей: *1* – высокоперспективные зоны; *2* – зоны средней перспективности; *3* – малоперспективные зоны; *4* – границы зон (районов). Приведены месторождения с залежами УВ в резервуарах неокома. Показаны скважины моделирования (рис. А) и скважины, испытанные в ачимовских отложениях (рис. Б). Сплошной красной линией ограничены зоны отсутствия клиноформных отложений. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.2.

Таблица 3.3 Районирование ачимовского резервуара Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления по плотности аккумуляции баженовских нефтей

Зона* (район) рис.3.4Б	Тектоническая приуроченность районов (зон)	Скважины**, (рис. 3.4Б)	Плотность аккумуляции, усл. ед.	Площадь тыс. км^2
1.1	Северо-восточная часть Каймысовского свода, зона его сочленения с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, а также с Колтогорским мезопрогибом	З-Ка-18Р, Ле-2, Ле-3, О-73, Ол-124, П-262, П-2291, Стл-91, Стл-100, ЮЧ-337	30-55	30,0
1.2	Участок Даненберговского месторождения на борту Александровского свода в зоне сочленения с Колтогорским мезопрогибом	Дб-5, Дб-6	30-35	0,4
2.1	Зона сочленения Колтогорского мезопрогиба с Александровским сводом	-	20-30	10,1
2.2	Юго-восточный борт Нижневартовского свода, зона сочленения Нижневартовского свода, Ледянской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба, юго-западная часть Колтогорского мезопрогиба, центральная часть Черемшанской мезоседловины	Со-48Р, Со-3001Р, Кв-3, Мт-32, Пн-258, СП-1	20-30	21,0
3.1	Юго-восточный борт Нижневартовского свода, северная и центральная часть Колтогорского мезопрогиба, Александровский свод, Средневасюганский мегавал	А-1, А-2, А-3, По-222Ал-102, В-16Р, Ил-1, Пг-5, Пг-6, С-103Р, С-201, С-204Р, С-412Р, С-413Р, С-424, СВ-3, Ст-12, Ст-13	0-20	64,7
–	1. Центральная часть Колтогорского мезопрогиба, Усть-Тымская мегавпадина	*Выклинивание ачимовских отложений*	-	24,8

**Номер в таблице показывает ранжирование по степени перспективности в порядке убывания;*
***Показаны скважины, в которых проведены испытания ачимовских отложений*

По результатам ***районирования ачимовского резервуара*** (рис. 3.4Б) наиболее перспективными являются земли северо-восточной части Каймысовского свода и его сочленения с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, а также с Колтогорским мезопрогибом. Перспективными для исследований также являются земли сочленения Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопрогибом.

Прямые признаки нефтеносности являются важным критерием достоверности прогноза перспективных районов поисков [100, 101]. Поэтому было выполнено сопоставление результатов испытаний глубоких скважин (табл. 3.1) и прогнозных перспективных районов ачимовских отложений (табл. 3.3, рис. 3.4Б). Ниже приводится сопоставление прогнозного районирования с данными бурения поисковых и разведочных скважин, которые вскрывали разрез неокома на исследуемой территории. Испытания нижнемеловых объектов проводились в лучшем случае попутно с верхнеюрскими, а полученная «вода» либо отсутствие притока пластового флюида в одном нижнемеловом объекте, как правило, служили причиной не исследовать другие нижнемеловые объекты, вскрытые скважиной.

В результате районирования по степени перспективности выделены 3 зоны (рис. 3.4Б), которые представлены 5-ю районами (табл. 3.3). ***Высокоперспективная зона представлена двумя районами.***

Район 1.1 расположен в юго-западной части территории. Здесь испытаны ачимовские интервалы в скважинах Катыльгинской, Ледовой, Озерной, Оленьей, Первомайской, Столбовой и Южно-Черемшанской площадей. В большинстве испытанных скважин притока получено не было, в части скважин получен незначительный приток воды дебитами до 3,5 $м^3$/сут. На Столбовом месторождении в скв. Столбовая 91 (Стл-91, рис. 3.4Б) получен дебит нефти 72,0 $м^3$/сут., газа – 7,5 тыс. $м^3$/сут.

Район 1.2 приурочен к сочленению Колтогорского мезопрогиба с Александровским сводом и, по сути, является небольшим участком в пределах Даненберговского месторождения. Здесь испытаны ачимовские интервалы в скважинах Даненберговская 5 (Дб-5, рис. 3.4Б) – «сухо», Даненберговская 6 (Дб-6, рис. 3.4Б) – получен незначительный приток нефти 1,6 $м^3$/сут.

Зона средних перспектив представлена двумя районами.

Район 2.1 также приурочен к сочленению Колтогорского мезопрогиба с Александровским сводом, но охватывает большую площадь. Неподалеку в скважинах Александровской площади был получен незначительный приток нефти и воды с пленкой нефти дебитами до 0,5 $м^3$/сут., в одной из скважин получен незначительный приток воды.

Получен незначительный приток нефти на Даненберговском месторождении. На Полуденной площади в ачимовских отложениях притока получено не было.

Район 2.2 простирается с северо-запада на юго-восток территории от Советского месторождения до Пионерной площади, пересекая территории Матюшкинской и Квартовой площадей. В большинстве испытанных скважин притока получено не было, в части скважин получен приток пластовой воды.

Малоперспективная зона представлена одним районом широкого распространения.

Малоперспективный *район 3.1* занимает большую часть территории исследований и приурочен к юго-восточному борту Нижневартовского свода, северной и центральной части Колтогорского мезопрогиба, Александровскому своду, Средневасюганскому мегавалу. Наиболее перспективный участок в этом районе расположен в пределах Северного месторождения, где был получен приток нефти 17,0 $м^3$/сут, газа 16,0 тыс. $м^3$/сут. В части скважин получен приток воды с пленкой нефти. В большинстве испытанных скважин этого района притока получено не было, либо получен незначительный приток воды.

Районы выклинивания ачимовских отложений, приуроченные, в целом, к Усть-Тымской мегавпадине, а также к наиболее погруженной части в центре Колтогорского мезопрогиба, бурением практически не апробированы.

Разумеется, что оценка достоверности текущего прогнозного зонального районирования (ранжирования) будет получена только после проведения поисковых работ на площадях в этих зонах. Тем не менее, можно выполнить условную оценку согласованности прогнозного районирования с результатами испытаний ачимовского резервуара – в процентном соотношении она составляет порядка 60 % для ачимовского резервуара. Согласованность невысока, вероятно, за счет большого количества «промахов» при вскрытии пластов-коллекторов и определенной сложности их интерпретации по данным ГИС, а также результатов испытаний «сухо».

Таким образом, путем сопоставления распределения толщин ачимовских отложений и распределения плотности генерации баженовских нефтей, выделены наиболее перспективные зоны (районы) ачимовского резервуара в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления. Отмечен яркий диссонанс распределения значений плотности генерации баженовских нефтей и толщин ачимовских отложений. На участках максимальной плотности генерации происходит выклинивание ачимовского резервуара. Выполненное сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных районов ачимовских отложений показало согласованность порядка 60 % [77].

3.4 Районирование шельфового резервуара по плотности аккумуляции нефтей

Расчет плотности аккумуляции баженовских нефтей в шельфовом резервуаре выполнялся с учетом площадной дифференциации толщин мелководно-морских шельфовых отложений.

Как было описано выше, плотность аккумуляции баженовских нефтей получена путем «перемножения» карт распределения суммарной толщины резервуаров и распределения относительной плотности генерации баженовских нефтей. Интерполяцией полученных значений построена схематическая карта распределения плотности аккумуляции баженовских нефтей в шельфовом резервуаре неокома (рис. 3.5А).

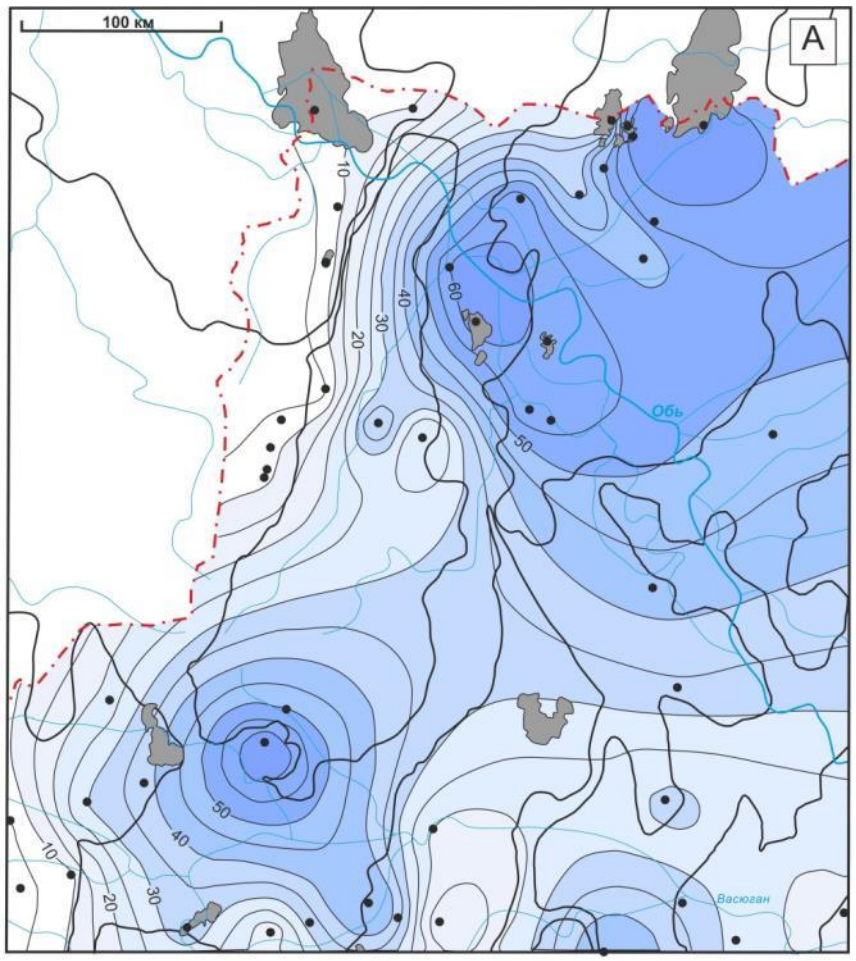
Для районирования шельфового резервуара принята следующая градация плотности аккумуляции баженовских нефтей: более 50 усл. ед. – высокоперспективная зона, от 30 до 50 усл. ед. – зона средней перспективности, менее 30 усл. ед. – малоперспективная зона.

Выполненное прогнозное районирование шельфового резервуара иллюстрируется рисунком 3.5Б. Ранжирование зон (районов) по степени перспективности, площадное распространение и их тектоническая приуроченность отражены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Районирование шельфового резервуара Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления по плотности аккумуляции баженовских нефтей

Зона* (район) рис.3.5Б	Тектоническая приуроченность районов (зон)	Скважины**, (рис. 3.5Б)	Плотность аккумуляции, усл. ед.	Площадь тыс. км^2
1.1	Александровский свод и зона его сочленения с Колтогорским мезопрогибом	А-1, В-16Р, Пг-5	50-65	33,8
1.2	Зона сочленения Колтогорского мезопрогиба с Черемшанской мезоседловиной	-	50-65	2,8
2.1	Северная часть Александровского свода	С-7, Ч-217, Ч-219	30-50	3,2
2.2	Зона сочленения Черемшанской мезоседловины, Колтогорского мезопрогиба, Каймысовского свода, Средневасюганского мегавала	Гл-2, О-73, скважины Южно-Черемшанского м/р	30-50	35,0
2.3	Северная часть Средневасюганского мегавала и зона его сочленения с Усть-Тымской мегавпадиной	Ай-11, скважины Трассовой площади	30-50	22,0
2.4	Зона сочленения Сампатского мезопрогиба и Восточно-Чижапского поднятия	-	30-50	5,0
3.1	Юго-восточный борт Нижневартовского свода и центральная часть Колтогорского мезопрогиба	Ал-101, Ал-102, За-50, З-Ал-402, Советское м/р	0-30	24,5
3.2	Центральная часть Средневасюганского мегавала, Восточно-Чижапское поднятие,	Сн-132, У-302, СВ-1, СВ-2, СВ-3	0-30	20,0
3.3	Северо-восточный борт Каймысовского свода	З-Ка-14, З-Ка-105, Ле-1, Ле-3, Ле-5,	0-30	7,2

** Номер в таблице показывает ранжирование по степени перспективности в порядке убывания;*
***Показаны скважины, в которых проведены испытания шельфовых отложений*


100 км
А
10
20
30
40
50
60
Обь
Васюган

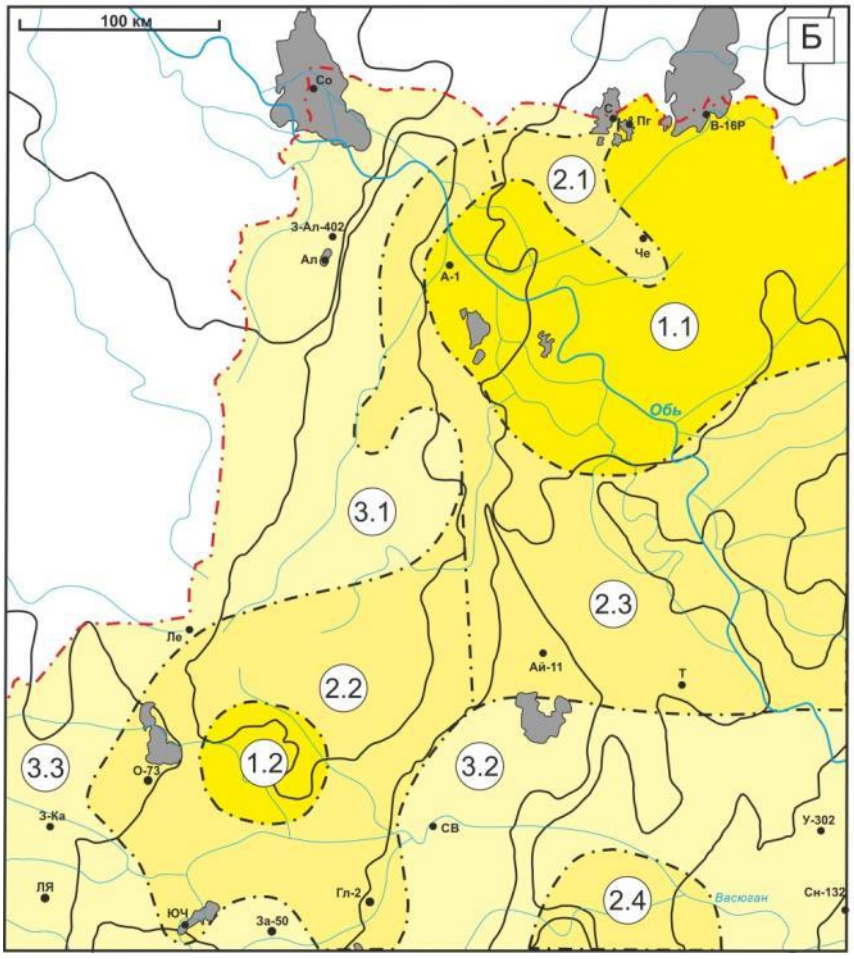

100 км
Б
Со
С
Пг
В-16Р
2.1
З-Ал-402
Ал
А-1
Че
1.1
Обь
3.1
2.3
Ле
Ай-11
Т
2.2
1.2
3.2
3.3
О-73
З-Ка
СВ
У-302
ЛЯ
Гл-2
2.4
Васюган
Сн-132
ЮЧ
За-50

Рис. 3.5. Схематическая карта распределения плотности аккумуляции баженовских нефтей (усл. ед.) в мелководно-морских шельфовых отложениях (А) и схема районирования шельфового резервуара (Б) неокома Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления по плотности аккумуляции баженовских нефтей. Приведены месторождения с залежами УВ в резервуарах неокома. Показаны скважины моделирования (рис. А) и скважины, испытанные в шельфовых отложениях (рис. Б). Условные обозначения те же, что на рис. 1.2. и рис. 3.4.

Анализ распределения относительной плотности генерации баженовских нефтей (рис. 2.7) и распределения толщин шельфового резервуара (рис. 3.2Б) также отмечается определенным *диссонансом.* Аналогично ачимовским отложениям диссонанс заключается в том, что зоне максимальных значений относительной плотности генерации на структурах юго-восточного обрамления Колтогорского мезопрогиба (юго-запад Усть-Тымской мегавпадины, северный склон Парабельского мегавыступа) соответствует зона минимальных мощностей шельфовых коллекторов.

По результатам ***районирования шельфового резервуара*** наиболее перспективными землями являются сочленение Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба (район Грушевого и Ломового месторождений, неподалеку от Столбового месторождения), а также Трайгородский мезовал, в пределах которого залежи УВ в неокоме открыты на Даненберговском, Приграничном, Северном и Вахском месторождениях.

Было выполнено сопоставление результатов испытаний глубоких скважин (табл. 3.2) и прогнозных перспективных районов шельфовых отложений (табл. 3.4, рис. 3.5Б). Ниже приводится сопоставление прогнозного районирования с данными бурения поисковых и разведочных скважин.

В результате районирования по степени перспективности выделены 3 зоны (рис. 3.5Б), которые поделены на 9 районов (табл. 3.4).

Высокоперспективная зона представлена двумя районами. *Район 1.1* расположен в северо-восточной части территории. Здесь залежи УВ в шельфовых пластах неокома открыты на Даненберговском, Приграничном, Северном и Вахском месторождениях. Этот район является наиболее перспективным.

Район 1.2 приурочен к сочленению Колтогорского мезопрогиба с Черемшанской мезоседловиной в районе Грушевого и Ломового месторождений, где открыты залежи УВ в верхнеюрских отложениях. На Ломовом месторождении из пласта $Б_{11}$ получен существенный приток пластовой воды. Более в этом районе резервуары неокома не испытывались.

Зона средней перспективности представлена четырьмя районами. *Район 2.1* приурочен к северной части Александровского свода. В испытанных скважинах

Александровской площади был получен значительный приток воды с пленкой нефти дебитом 57,6 м^3/сут из пласта Б$_{11}$, а в скважине 16Р Вахского месторождения получен приток воды с пленкой нефти из пласта Б$_{10}$. На Приграничной площади в шельфовых отложениях получен приток нефти и газа из пластов Б$_{12}$ и Б$_{13}$. *Примечательно* то, что приток УВ получен из нижележащих пластов, которые залегают «ближе» к нефтематеринской баженовской свите.

Район 2.2 это земли сочленения Черемшанской мезоседловины, Колтогорского мезопрогиба, Каймысовского свода и Средневасюганского мегавала. Здесь приток воды с пленкой нефти и приток чистой нефти был получен только в скважинах Южно-Черемшанского месторождения. В остальных скважинах этой зоны, на Озерном месторождении и Глухариной площади, притока, соответственно, получено не было или был получен приток пластовой воды.

Район 2.3 приурочен к северной части Средневасюганского мегавала и землям его сочленения с Усть-Тымской мегавпадиной. В скважинах этого района – на Айгольсокой и Трассовой площадях были получены существенные притоки пластовой воды.

Район 2.4 расположен на юго-востоке исследуемой территории и приурочен к землям сочленения Сампатского мезопрогиба и Восточно-Чижапского поднятия. Бурением эта зона практически не апробирована.

Малоперспективная зона представлена тремя районами. *Район 3.1* приурочен к юго-восточному борту Нижневартовского свода и центральной части Колтогорского мезопрогиба. Наиболее перспективный участок в этом районе расположен в пределах Советского месторождения, где был получен приток нефти 277,0 м^3/сут из пласта Б$_8$. Также притоки нефти или воды с пленой нефти были получены из пластов неокома в скважинах Аленкинского месторождения.

Район 3.2 это центральная часть Средневасюганского мегавала, Восточно-Чижапского поднятия. Притоки воды с пленой нефти были получены из пластов неокома в скважинах Средневасюганского месторождения.

Район 3.3 локализован в пределах северо-восточного борта Каймысовского свода. В большинстве испытанных скважин этого района получен приток пластовой воды, либо притока получено не было.

Условная оценка согласованности прогнозного районирования с результатами испытаний шельфового резервуара – в процентном соотношении она порядка 70%. Согласованность невысока, аналогично сопоставлению по ачимовским пластам, за счет большого количества «промахов» при вскрытии пластов-коллекторов и определенной сложности их интерпретации по данным ГИС, а также результатов испытаний «сухо».

Таким образом, путем сопоставления распределения толщин отложений мелководно-морского шельфа и распределения плотности генерации баженовских нефтей, выделены наиболее перспективные зоны (районы) шельфового резервуара в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления. Отмечен определенный диссонанс распределения значений плотности генерации баженовских нефтей и толщин шельфовых отложений. Участки максимальной плотности генерации локализуются в зонах уменьшения толщин отложений мелководно-морского шельфа. Выполненное сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных районов шельфовых отложений показало согласованность не менее 70 % [77].

3.5 Выводы [77]

1. Путем дифференцированного анализа распространения циклитов неокома выполнено картирование толщин ачимовского резервуара и зон его распространения в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

2. Наибольшие толщины ачимовского резервуара картируются на северо-восточном склоне Каймысовского свода и на сочленении Черемшанской мезоседловины с Васюганским мезовалом, а также на сочленении Ледянской мезоседловины с Нижневартовским сводом. Клиноформные отложения распространены и в северной части мезопрогиба, западной части Трайгородского мезовала. Отсутствие ачимовского резервуара обозначается «окном» в центральной, наиболее погруженной части Колтогорского мезопрогиба и на значительной части площадей востока территории исследований.

3. По принятой методике анализа выполнено картирование толщин шельфового резервуара и зон его распространения в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

4. Мелководно-шельфовые отложения распространены по всей территории исследований. Наиболее мощные пласты шельфового резервуара картируются в пределах западной части Трайгородского мезовала и в зоне сочленения Черемшанской мезоседловины с Колтогорским мезопрогибом.

5. Путем сопоставления распределения толщин ачимовских отложений и распределения плотности генерации баженовских нефтей выделены перспективные зоны и районы, разной степени перспективности, ачимовского резервуара в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления.

6. Наиболее перспективными землями ачимовского резервуара являются северо-восточная часть Каймысовского свода и его сочленение с Черемшанской и Ледянской

мезоседловинами, а также с Колтогорским мезопрогибом. Перспективным для поисков является и сочленение Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопрогибом.

7. Путем сопоставления распределения толщин мелководно-шельфовых отложений и распределения плотности генерации баженовских нефтей выделены перспективные зоны и районы, разной степени перспективности, шельфового резервуара в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления.

8. Наиболее перспективными землями шельфового резервуара для поисков являются сочленение Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба, а также Трайгородский мезовал.

9. Анализ распределения плотности генерации баженовских нефтей и распределения толщин ачимовского и шельфового резервуаров показывает определенный диссонанс, который выражается в том, что зоне максимальной плотности генерации нефтей соответствует зона отсутствия ачимовских коллекторов и зона минимальных мощностей коллекторов шельфовых отложений.

10. Выполнено сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных районов ачимовских и шельфовых отложений. Сопоставление показало определенную согласованность – не менее 60-70 % как для ачимовских, так и для шельфовых отложений неокома.

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение:

«По распределению аккумулирующих толщин ачимовского и шельфового резервуаров и распределению плотности генерации баженовских нефтей определены перспективные районы для проведения поисковых работ в неокомских отложениях: для ачимовского резервуара – на землях северо-восточной части Каймысовского свода и его сочленения с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, с Колтогорским мезопрогибом, на землях сочленения Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопрогибом; для шельфового резервуада – на землях сочленения Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба, на землях Трайгородского мезовала. В пределах территории исследований установлен значимый диссонанс – зонам максимальной плотности генерации баженовских нефтей соответствуют зоны отсутствия ачимовских коллекторов и минимальных мощностей коллекторов шельфовых отложений».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Многие месторождения Томского нефтегазового комплекса, как и в целом Западно-Сибирского региона, находятся на поздних стадиях разработки, в связи с этим становится актуальной проблемой вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов, в том числе и сланцевой нефти материнских пород.

Поиски «сланцевой нефти» – актуальная и одна из приоритетных задач для северо-запада Томской области, где нефтематеринские верхнеюрские баженовские отложения имеют повсеместное распространение. Поэтому проведенные диссертационные исследования были посвящены зональному районированию Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления, с ранжированием зон и районов по степени перспектив на постановку поисковых работ на сланцевую нефть.

Результаты проведенных исследований, позволяющие обосновать **1-е положение**, **выносимое на защиту**, следующие:

1. Для прогнозирования термической истории материнских баженовских отложений применен метод палеотемпературного моделирования, позволивший получить детализированную схему глубинного теплового потока. Это обеспечило переход к следующему этапу палеотемпературного моделирования – реконструкции геотемпературного режима нефтематеринской баженовской свиты в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

2. В пределах территории исследований путем решения прямых задач геотермии в разрезах 48 глубоких скважин построена объемно-площадная динамическая модель термической истории баженовских отложений. По геотемпературному критерию выделены и закартированы работающие с покурского времени (92 млн. лет назад) очаги генерации баженовских нефтей, питающие как «сланцевый резервуар», так и резервуары верхней юры и неокома.

3. Путем расчетов интегрального показателя, учитывающего площадное и временное распределение палеоочагов генерации баженовских нефтей, получено площадное распределение плотности генерации нефтей и определены перспективные районы для поисков «сланцевой нефти» – на землях северо-западного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали, северо-восточного склона Каймысовского свода, Черемшанской мезоседловины и Трайгородского мезовала.

4. Сопоставление прогноза высокоперспективных земель на «сланцевую нефть» с фактически установленными прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты показало хорошую согласованность, порядка 80 %.

Вероятно, что при богатстве залежей в верхнеюрском НГК, небольшое количество открытых нижнемеловых (неокомских) залежей на северо-западе Томской области связано с недостаточной изученностью и дифференциацией очень сложных в геологическом отношении неокомских отложений.

Промышленная нефтеносность резервуаров неокома, залегающих непосредственно на породах материнской баженовской свиты, позволила отнести территорию Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления к категории актуальных для проведения диссертационных исследований.

Результаты проведенных исследований, позволяющие обосновать **2-е положение**, **выносимое на защиту**, следующие:

1. Путем дифференцированного анализа распространения циклитов неокома выполнено картирование толщин ачимовского резервуара и зон его распространения. Отсутствие ачимовского резервуара обозначается «окном» в центральной, наиболее погруженной части Колтогорского мезопрогиба и на значительной части площадей востока территории исследований.

2. Картирование толщин шельфового резервуара показало его распространение по всей территории исследований. Наиболее мощные пласты шельфового резервуара картируются в пределах западной части Трайгородского мезовала и в зоне сочленения Черемшанской мезоседловины с Колтогорским мезопрогибом.

3. Путем сопоставления распределения толщин ачимовских отложений и распределения плотности генерации баженовских нефтей выделены наиболее перспективные земли – северо-восточная часть Каймысовского свода и его сочленение с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, а также с Колтогорским мезопрогибом. Перспективным для поисков является и сочленение Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопрогибом.

4. Путем сопоставления распределения толщин мелководно-шельфовых отложений и распределения плотности генерации баженовских нефтей выделены наиболее перспективные землями для поисков – сочленение Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба, а также Трайгородский мезовал,

5. Установлен заслуживающий внимания диссонанс, который выражается в том, что зоне максимальной плотности генерации нефтей соответствует зона отсутствия ачимовских коллекторов и зона минимальных мощностей коллекторов шельфовых отложений.

6. Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных районов ачимовских и шельфовых отложений показало определенную согласованность – не менее 60-70 % как для ачимовских, так и для шельфовых отложений неокома.

ЛИТЕРАТУРА

1. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т.2 / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.

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

3. Kurchikov A. R. The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia // Russian Geology and Geophysics. – 2001. – vol. 42. – no. 11-12. – pp. 1846-1853.

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

5. Предтеченская Е.А., Фомичев А.С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf

6. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

7. Конторович В.А., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Соловьев М.В., Бахарев А.Н. Тектоника и нефтегазоносность центральной части Александровского свода // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 119-127.

8. Калинин А.Ю. Структурно-тектоническая характеристика, сейсмогеологическая модель и оценка перспектив нефтегазоносности верхней юры и неокома Александровского свода и Колтогорского мегапрогиба. Дис. канд. геол.-мин. наук. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2015. – 200 с.

9. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири – М.: Недра, 1975. – 700 с.

10. Обзорная карта недропользования Томской области по состоянию на 01.01.2012 г. (углеводородное сырье) // Министерство природных ресурсов и экологии Российской федерации. Управление по недропользованию по Томской области (Томскнедра). – Томск: ФГУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу», 2011.

11. Даненберг Е.Е., Белозёров 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.

12. Конторович А.Э., Фомичев А.С. Нефтепроизводящие толщи в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти

в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Труды СНИИГГиМС; Сер. Нефтяная геология. Вып. 50. – Л.: Недра, 1967. – С. 146-163.

13. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Тезисы докладов научного совещания: Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999. – С. 10-12.

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

15. 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.

16. 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.

17. 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 Geophisics. – 2011. – Vol. 52. – no. 8. – pp. 859-870.

18. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. – М.: Недра, 1980. – 242 с.

19. Ухлова Г.Д. Прогноз песчаных тел в клиноформной части неокома запада Сургутского свода (ачимовский нефтегазоносный комплекс): Автореферат каднидатской диссертации. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2001. – 20 с.

20. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Бинштok М.М. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых отложений Западной Сибири: Сб. научных трудов. Вып. 64. – Тюмень: ТИИ, 1977. – С. 39-49.

21. Наумов А.Л., Хафизов Ф.З. Новый вид литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1986. – № 6. – С. 31-35.

22. Наумов А.Л. Принципы составления региональных корреляционных стратиграфических схем // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири: Сб. научных трудов ВНИГРИ. - Л.: ВНИГРИ, 1984. – С. 145-152.

23. Наумов А.Л., Онищук Т.М. Прогноз распространения неокомских литологических ловушек в слабоизученных районах Западной Сибири // Сб. научных трудов ВНИГРИ. – Л.: ВНИГРИ, 1989. – 109 с.

24. Гогоненков Г.Н., Михайлов Ю.А., Потапьев С.В., Просняков Д.В., Эльманович С.С. Сейсмостратиграфическая модель неокома Западной Сибири // Разведочная геофизика. Выпуск 6. – М.: ВИЭМС, 1989. – 49 с.

25. Нежданов А.А. Некоторые теоретические вопросы циклической седиментации – Новосибирск: Наука, Сиб. Отделение, 1990. – 60 с.

26. Мкртчян О.М., Белкин Н.М., Дегтярев В.А. Сейсмогеологическое обоснование единой схемы корреляции продуктивных шельфовых пластов неокома Среднего Приобья // Советская геология. – 1985. – № 11. – С. 115-122.

27. Мкртчян О.М., Гребнева И.Л., Игошкин В.П., и др. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья. – М.: Наука, 1990. – 109 с.

28. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. // Баженовский горизонт Западной Сибири – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.

29. Зубков М.Ю. Региональный прогноз нефтеносности баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3-4. – С. 504-510.

30. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – Vol. 50. – No. 11. – pp. 917-929

31. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Сунгурова О.Г. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11 – №1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf

32. Lobova G. A., Isaev V. I., Fomin A. N., Stotsky V. V. Searches Shale Oil in Western Siberia // International Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2016): Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: Conference Proceedings, Albena, 28 June - 7 July 2016. – Sofia: STEF92 Technology Ltd, 2016. – Vol. 1-3 – pp. 941-948.

33. 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.

34. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A, Safronov P.I., S.A. Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S, V.A. Kontorovich V.A, Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic–cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling) // Russian Geology and Geophysics. – 2013. – Vol. 54. – no 8. – pp. 1179-1226.

35. Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Фомин А.Н., Старостенко В.И. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов сланцевой и первично-

аккумулированной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 3. С. 29-51.

36. Морозов Н.В., Беленькая И.Ю., Жуков В.В. 3D моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов // PROНЕФТЬ. – 2016. – Вып. 1. – С. 38-45.

37. 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.

38. 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.

39. Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31. – № 2. – С. 15-46.

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

41. Стратиграфический кодекс России. Издание третье. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – 96 с.

42. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – №27 – 012023 – http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf

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

44. Дучков А.Д., Галушкин Ю.И., Смирнов Л.В., Соколова Л.С. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 51-60.

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

46. 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.

47. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 384 с.

48. Богачев С.Ф. Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях. Дис. канд. геол.-мин. наук. – Томск: ТПИ, 1987. – 225 с.

49. Галушкин Ю.И., Смирнов Я.Б. Термическая история осадочных бассейнов: экспресс-методы оценки теплового потока // Геология и геофизика. – 1987. – № 11. – С. 105-112.

50. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. –М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.

51. Isaev V.I. Paleotemperature modelling of the sedimentary section, and oil-and-gas generation // Geology of the Pacific Ocean. – 2004. – Vol. 23. – no 5. – pp. 101-115.

52. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.

53. Duchkov A.D., Sokolova L.S., Ayunov D.E., Yan P.A. Thermal conductivity of the Bazhenovo Formation rocks in the Salym area (West Siberian Plate) // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Vol. 57. – no 7. – pp. 1078-1089.

54. Попов Ю.А., Попов Е.Ю., Чехонин Е.М., Габова А.В., Ромушкевич Р.А., Спасенных М.Ю., Заграновская Д.Е. Исследования баженовской свиты с применением непрерывного профилирования тепловых свойств на керне // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 22-27.

55. Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf

56. Искоркина А.А., Прохорова П.Н., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. Реконструкции геотермического режима нефтематеринской китербютской свиты арктического региона Западной Сибири с учетом влияния палеоклиматических факторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2018. – Т. 329. – № 2 – С.49-64.

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

58. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – Vol. 7. – no. 2. – pp. 92-106.

59. Pyatakov Yu. V., Isaev V. I., Starostenko V. I. 3-D Paleotemperature Modeling of the Geothermal Regime of Sedimentary Basins: Example of the Lunskaya Depression, Sakhalin Island // Russian Journal of Pacific Geology. – 2016. – Vol. 10. – no. 6. – pp. 408-416.

60. Исаев В.И., Старостенко В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н., Исагалиева А.К. Тектоно-седиментационная интерпретация данных геотермии при выявлении и оценке позднеэоценовой эрозии на арктических месторождениях углеводородов (п-ва Ямал) //

Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 19-31.

61. Isaev V.I., Volkova N.A. The Use of Quadratic Programming for the Solution of an Inverse Heat Flow Problem // Geology of the Pacific Ocean. – 1995. – Vol. 12. – pp. 155-168.

62. Стоцкий В.В. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей (Колтогорский мезопрогиб и структуры его обрамления) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 18-28.

63. Исаев В.И., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. Зональное районирование нефтеносных сланцевых толщ южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т.12. – №2. – С.1-14 – http://ngtp.ru/rub/11/15_2017.pdf

64. 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.

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

66. 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.

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

68. 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.

69. Жильцова А.А., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Вертикальная геохимическая зональность нефтегазоносных комплексов (на примере Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 69-82.

70. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Жильцова А.А., Кузина М.Я. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. - № 12. – С. 30-36.

71. Ulminshek G. F. Petroleum geology and resources of the West Siberian basin, Russia // U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G. – 2003. – 53 p.

72. Исаев В.И., Искоркина А.А., Исагалиева А.К., Стоцкий В.В. Реконструкции мезозойско-кайнозойского климата и оценка его влияния на геотермическую историю и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2015. – вып. 17. – С. 8-18.

73. Lobova G., Stotsky V., Isaev V., Starostenko V. Shale oil of south segment of Koltogor-Urengoy paleorift // 17 th Inernational Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2017): Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining. Conference Proceedings: Albena. – Sofia, Bulgaria: STEF92 Technology Ltd, 51, 2017. – Vol. 17. – pp. 867-874.

74. Исаев В.И., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Схемы районирования Усть-Тымской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской свит // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 12. – С. 6-19.

75. Исаев В.И., Исаева О.С., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Экспресс-районирование материнской свиты по плотности ресурсов генерированной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 3 – С. 23-37.

76. Илларионова Л.В., Кокорина М.С., Исаева О.С. Прямые признаки нефтеносности баженовской свиты на территории Томской области // Геофизические методы при разведке недр: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – С. 114-117.

77. Стоцкий В.В., Осипова Е.Н., Исаева О.С. Районирование нижнемеловых резервуаров Колтогорского мезорогиба по плотности генерации и аккумуляции баженовских нефтей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2017. – Т. 328. – № 12 – С. 47-62.

78. Стоцкий В.В. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей (северо-запад Томской области) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. Том I / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – С. 498-500.

79. Stotskiy V. V., Isaev V. I., Fomin M. A. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures) // IOP Conf. Series:

Earth and Environmental Science 43 (2016) 012017 - С. 1-6. http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017/pdf

80. Стоцкий В.В., Исагалиева А.К. Прогноз сланцевой нефтеносности баженовской свиты Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления (по данным геотермии) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Том I / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – С. 409-410.

81. Исаев В.И., Стоцкий В.В. Термополе и сланцевая нефтеносность южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле земли, интерпретация геофизических полей. Девятые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича. Материалы конференции. – Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2017. – С.201-205.

82. Стоцкий В.В., Прохорова П.Н. Зональное районирование нефтеносности баженовской свиты (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта) // Творчество юных – шаг в успешное будущее: материалы X Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина по теме: «Арктика и её освоение». – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – С.254-255.

83. Исаев В.И., Стоцкий В.В., Ж.Б. Досымбекова Геотемпературные условия генерации баженовских нефтей в Колтогорском мезопрогибе // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2017. – вып. 20. – С. 9-14.

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

85. 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.

86. 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.

87. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1093-1106.

88. Мельник И.А., Ерофеев Л.Я. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 46–50.

89. Осипова Е.Н. Зональный прогноз нефтегазоносности нижнемелового комплекса Нюрольской мегавпадины на основе моделирования геотермического режима материнской баженовской свиты. Дис. канд. геол.-мин. наук. – Томск: ТПУ, 2015. – 107 с.

90. Веселов О.В., Грецкая Е.В., Ильев А.Я. Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря. – М.: Наука, 2006. – 130 с.

91. Galushkin Y.I. , Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Numerical modeling of the organic matter transformation in the sedimentary rocks of the northeastern Sakhalin Shelf // Oceanology. – 2011. – V. 51. – № 3. – P. 491-501.

92. Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Леонов Ю.Г., Подгорных Л.В., Поляк Б.Г., Сухих Е.А., Цыбуля Л.А. Геотермия арктических морей. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.

93. Nelskamp S., Donders T., van Wess J.-D., Abbink O. Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: an Example from the Russian Artic // ROGTEC. – 2014. – № 18. – P. 26-35.

94. Искоркина А.А., Брылина И.В., Корниенко А.А, Исаев В.И. Разработка эффективной методики оценки ресурсов углеводородов с применением сравнительно-исторического метода и геотермии как нового метода разведочной геофизики // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 7. – С. 60-69.

95. Брылина Н.А., Даненберг Е.Е., Камынина Л.А., Волков Б.М. 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.

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

97. 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. Т. 1. – Томск: ГалаПресс, 2000. – С. 231-233.

98. Брылина Н.А., Камынина Л.И., Брылина А.В., Москаленко В.А. 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.

99. 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.

100. 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 нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179-1226.

101. Razvozzhaeva E. P., Lapkovskii V.V., Prokhorova P.N. Numerical Modeling of the Tectonic and Thermal History of the Kyndal Graben of the Bureya Basin (Far East of Russia) // Russian Journal of Pacific Geology. – 2017. – V. 11. – № 3. – pp. 205-222.