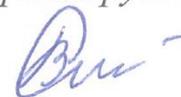


На правах рукописи



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

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск
2018

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

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

Официальные оппоненты: **Хуторской Михаил Давыдович,**
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Федеральное государственное бюджетное учреждение
науки «Геологический институт РАН»,
заведующий лабораторией теплопереноса
(г. Москва)

Москвин Валерий Иванович,
доктор геолого-минералогических наук,
Федеральное государственное бюджетное учреждение
науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН», ведущий научный
сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа
(г. Новосибирск)

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Казанский (Приволжский) федеральный университет" (г. Казань)

Защита диссертации состоится «__» _____ 2018 г. в 00-00 на заседании диссертационного совета Д 212.269.12 при ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 20, ауд. 504.

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

Автореферат разослан «__» _____ 2018 г.

И. о. ученого секретаря диссертационного совета

Д 212.269.12, д. г.-м. н.



С.И. Арбузов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Колтогорский мезопрогиб и структуры его обрамления – это земли действующих нефтепромыслов Томской области. Актуальными направлениями геологоразведочных работ становятся поиски и освоение залежей УВ в «сланцевой формации» баженовской свиты (А.Э. Конторович, 2016). На сегодняшний день возможности высокоразрешающей сейсморазведки и инновационные методики интерпретации данных ГИС снимают трудности поисков и разведки в меловом (неокомском) НГК (В.А. Конторович, 2011; И.А. Мельник, 2012).

Объектом исследований являются материнская баженовская свита, клиноформные (склоновые) части циклитов неокома – ачимовский резервуар и ундаформные (мелководно-шельфовые) части – 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; А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, 2010, 2011; В.А. Конторович, В.В. Лапковский, Б.В. Лунев, 2014; М.О. Захрямина, 2014; М.Ю. Зубков, 2017; и др.).

Баженовская свита является источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового НГК (А.Н. Фомин, 2011). На основе палеотемпературного моделирования баженовской свиты уже прогнозировались районы для поисков в нижнемеловых отложениях Нюрольской мегавпадины (Е.Н. Осипова, 2015).

Определить и предложить первоочередные районы для поисков сланцевой нефти, 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 на основе палеотемпературного моделирования баженовской свиты.

Научная новизна работы

1. Впервые выполнен зональный прогноз «сланцевой» нефтеносности баженовской свиты Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.
2. Показано, что плотность генерации баженовских нефтей на положительных структурах не уступает плотности генерации в депрессии.
3. Впервые построена карта глубинного теплового потока Колтогорско-Уренгойского палеорифта, уточняющая его геодинамическую позицию.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Выполнена представительная апробация методики нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которой принадлежит палеотемпературному моделированию.
2. Определены первоочередные районы для проведения поисков «сланцевой» нефти в пределах нефтепромыслов Томской области.
3. Определены первоочередные районы для проведения поисков в ачимовском и шельфовом резервуарах неокома.

Методология и методы исследования

Методологической основой является фундаментальная модель процессов нефтегазообразования А.Э. Конторовича, определяющая пороговые геотемпературы вхождения материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Базовым звеном методики исследований является метод палеотемпературного моделирования, позволяющий выделять и картировать по геотемпературному критерию очаги генерации УВ. Логика формирования геотермии, как метода разведочной геофизики, видна в исследованиях Р.А. Валиуллина, О.В. Веселова, Ю.И. Галушкина, И.В. Головановой, 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 мезопргиба 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 аккумулярующих 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 мезопргибом, на землях сочленения Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопргибом; для шельфового резервуара – на землях сочленения Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопргиба, 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.

Характеристика исходных данных

В качестве геолого-структурной основы принята тектоническая карта В.А. Конторовича (2002); анализировались данные бурения глубоких скважин (материалы ТФ ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по

СФО»), определения ОСВ (ИНГГ СО РАН); использованы карты распространения циклитов неокома (Н.А. Брылина и др., 1997).

Степень достоверности результатов

1. Достоверность выполненного прогноза «сланцевой» нефтеносности подтверждается прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты.
2. Достоверность выполненного прогноза нефтегазоносности резервуаров неокома подтверждена согласованностью с данными испытаний в скважинах.

Апробация результатов исследования

Основные положения и результаты докладывались на Международном симпозиуме им. М.А. Усова (Томск, 2016, 2017); на Всероссийской научно-практической конференции «Геофизические методы при разведке недр» (Томск, 2016); на Научных чтениях памяти Ю.П. Булашевича (Екатеринбург, 2015, 2017), на Всероссийской научной молодежной конференции им М.К. Коровина (Томск, 2017). Основные положения научной работы изложены в 23 публикациях диссертанта, в том числе 5 статей в журналах перечня ВАК.

Личный вклад автора

Лично автором собран фактический материал, проведено компьютерное палеотемпературное моделирование, выделение очагов генерации УВ, выделение прогнозных зон аккумуляции. Автором проведено районирование сланцевой нефтеносности баженовской свиты, резервуаров неокома.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из 3 разделов, введения и заключения, общим объемом 102 страницы, 17 иллюстраций, 11 таблиц, 101 источника литературы.

Благодарности. Автор выражает благодарность научному руководителю профессору В.И. Исаеву. Автор признателен академику НАН Украины В.И. Старостенко, профессорам А.Н. Фомину, М.Д. Хуторскому и Г.А. Лобовой за консультации. Автор благодарит к.г.-м.н. А.А. Искоркину и 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 ресурсной базы углеводородов северо-запада Томской области

Продуктивными НГК являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский. Здесь открыто более 40 месторождений УВ (рис. 1.1Б). Наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляют отложения верхней юры и неокома (А.Ю. Калинин, 2015). Территория включает южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта (рис. 1.1А).

Немалый интерес представляют залежи нефти и интенсивные нефтепроявления, установленные в баженовской свите. Выявленные залежи исключительно нефтяные. Механизмы формирования сланцевого коллектора описаны Н.В. Морозовым, И.Ю. Беленькой, В.В. Жуковым (2016) – «органическая пористость», М.Ю. Зубковым (2017) – «листовой коллектор».

Неокомский НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек (Е.Е. Даненберг, В.Б. Белозёров, Н.А. Брылина, 2006). В пределах неокомского НГК выделяются два нефтегазоперспективных комплекса отложений: клиноформный и шельфовый.

Клиноформные отложения на исследуемой территории нефтегазоносны на Вахском (рис. 1.1Б, условный номер 13), Даненбергском (номер 18), Советском (номер 1) и Столбовом (номер 45) месторождениях. Залежи УВ в шельфовом резервуаре обнаружены на Аленкинском (номер 4), Вахском (номер 13), Конторовичском (номер 19), Приграничном (номер 14), Северном (номер 12), Советском (номер 1), Средневасюганском (номер 24) и Южно-Черемшанском (номер 36) месторождениях.

Необходимо дальнейшее изучение нефтегазоносности неокомских отложений и «сланцевой» нефтеносности баженовской свиты Колтогорского мезопроггиба, с учетом генерационного потенциала нефтематеринских отложений, с последующей выдачей рекомендаций по проведению первоочередных поисковых работ.

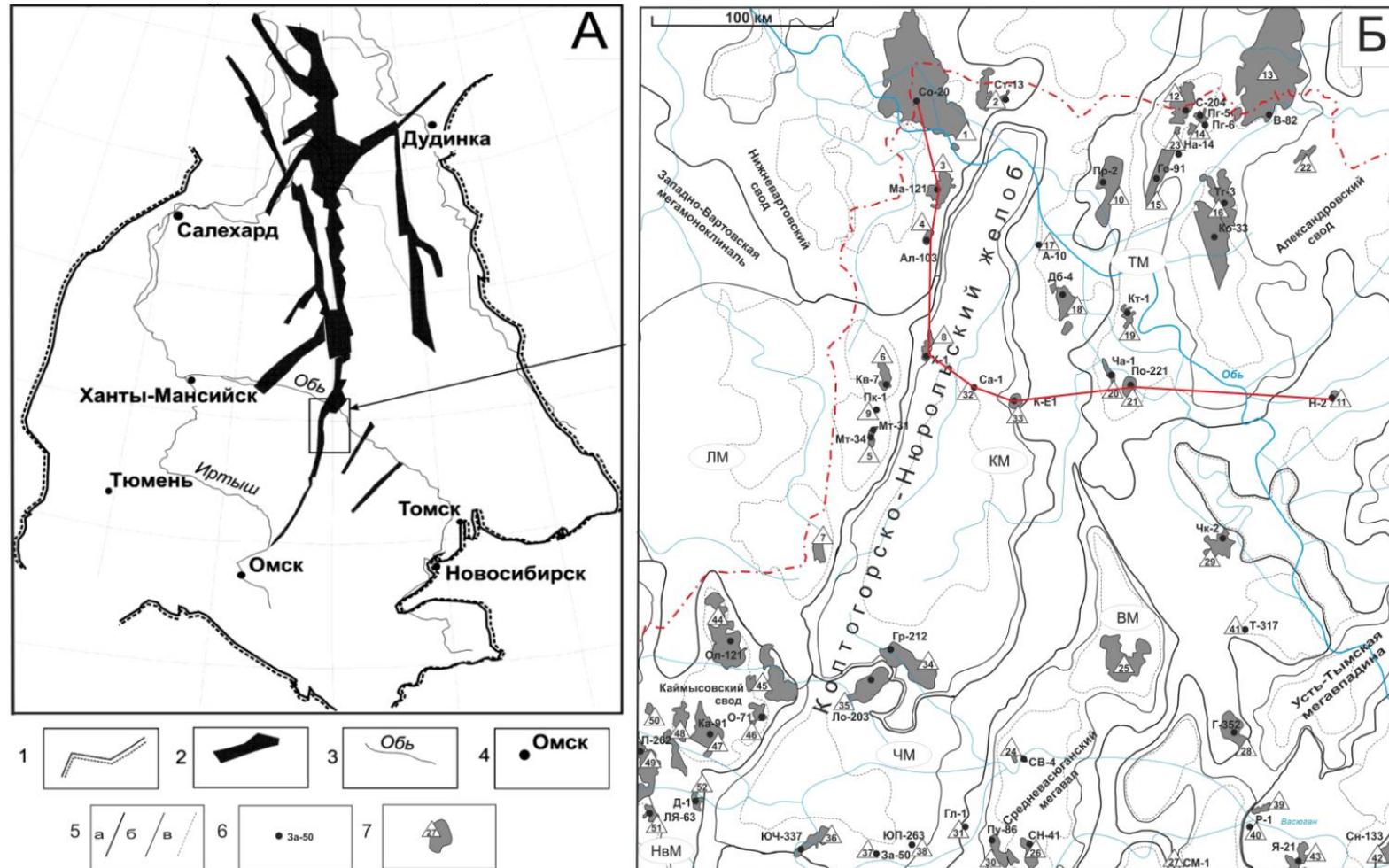


Рис.1.1. Положение (А) и схематическая карта нефтегазоносности (Б) территории исследований: 1 – граница Западно-Сибирской плиты; 2 – грабен-рифты; 3 – речная сеть; 4 – населенные пункты; 5 – контуры тектонических элементов: а) I-го порядка; б) II-го порядка; в) III-го порядка; 6 – скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс; 7 – месторождение углеводородов и его условный номер. Линия скважин, принятых для профильных палеоструктурных и палеотектонических реконструкций, показана красным.

2 Термическая история и зональный прогноз нефтеносности баженовских отложений

Методика палеотемпературного моделирования

Восстановление термической истории отложений баженовской свиты выполнено на основе метода палеотемпературного моделирования (В.И. Исаев, 2002; В.И. Исаев, Г.А. Лобова, А.К. Мазуров., А.Н. Фомин, В.И. Старостенко, 2016). На первом этапе рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, то есть решается обратная задача геотермии. В качестве «наблюденных» использованы как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (ОСВ) – R_{vt}^0 . Рассчитанные значения плотности теплового потока q , являющегося базовым параметром, создают возможность (путем решения прямых задач) расчета геотемператур U в любой точке Z геологического разреза скважины на любой момент геологического времени t .

Модель теплового потока

Опыт палеотемпературного моделирования свидетельствует (В.И. Исаев, Ю.В. Коржов, Г.А. Лобова, С.А. Попов, 2011), что уровень «белого шума», как в измерениях пластовых температур, так и в определениях по ОСВ, одного уровня и составляет порядка ± 2 °С.

Одним из основных критериев адекватности и предпочтительности результатов решения обратной задачи геотермии выступает оптимальная согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с температурами, определенными по ОСВ. Важна оптимальность «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка» – это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений (В.И. Старостенко, 1978).

Значения теплового потока q рассчитывались в разрезах 48-ми представительных глубоких скважин (рис. 1.1Б) и только для 6-ти скважин

получены «невязки», значительно превышающие оптимальные, то есть превышающие ± 2 °С. Эти скважины расположены по простиранию Трайгородского мезовала. Повышенные значения плотности теплового потока приурочены к структурам восточного обрамления Колтогорской мезовпадины (рис. 2.1). Максимальный тепловой поток наблюдается за пределами палеорифта.

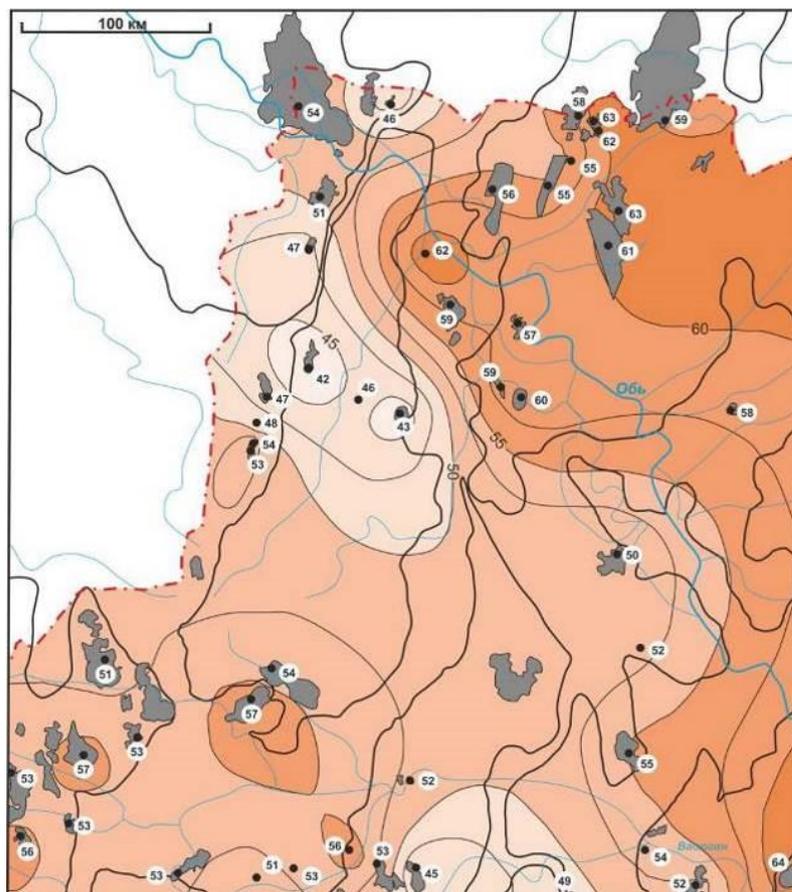


Рис. 2.1. Схематическая карта распределения плотности теплового потока из доюрского основания. Значение изолиний в мВт/м². Для каждой скважины указано расчетное значение плотности теплового потока, мВт/м². Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.1.

Достоверность результатов палеотемпературного моделирования подтверждается согласованностью расчетных значений плотности теплового потока с экспериментальными определениями А.Д. Дучкова (2000). Экспериментальные данные замыкаются изолинией 60 мВт/м², расчетные значения находятся в диапазоне 42-64 мВт/м² (среднее значение 54 мВт/м²).

Профильные палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции

Восстановление тектонической и термической истории баженовской свиты в первую очередь было выполнено в крест простирания пермь-триасового Колтогорско-Уренгойского палеорифта, в разных структурно-тектонических условиях. На рис. 2.2, в качестве примера, приведены палеореконструкции в разрезах 2-х таких скважин.

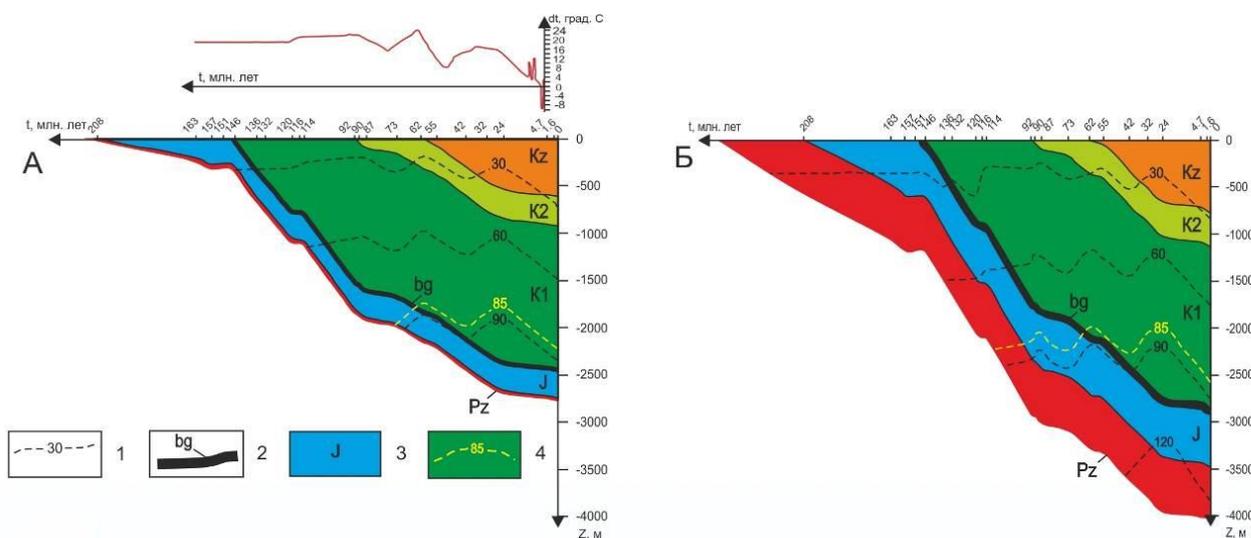


Рис. 2.2. Палеореконструкции тектонической и термической истории в разрезах скважин Советская 20 (рис. 1.1Б, Со-20) (А) и Саймовская 1 (Са-1) (Б): 1 – изотермы; 2 – баженовская свита; 3 – стратиграфическая приуроченность отложений; 4 – пороговая температура ГЗН. В верхней части рисунка (А) приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности (В.И. Исаев, А.А. Искоркина, 2014).

Анализ распределения плотности генерации нефтей вдоль линии исследуемых скважин показывает, 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.

Объемно-площадные палеотемпературные реконструкции

Термическая история баженовских отложений восстановлена путем решения прямых задач геотермии для разрезов 48-ми скважин. Интерполяцией

построены *схематические карты распределения геотемператур* на 12 ключевых моментов геологического времени (пример, рис. 2.3А-Г).

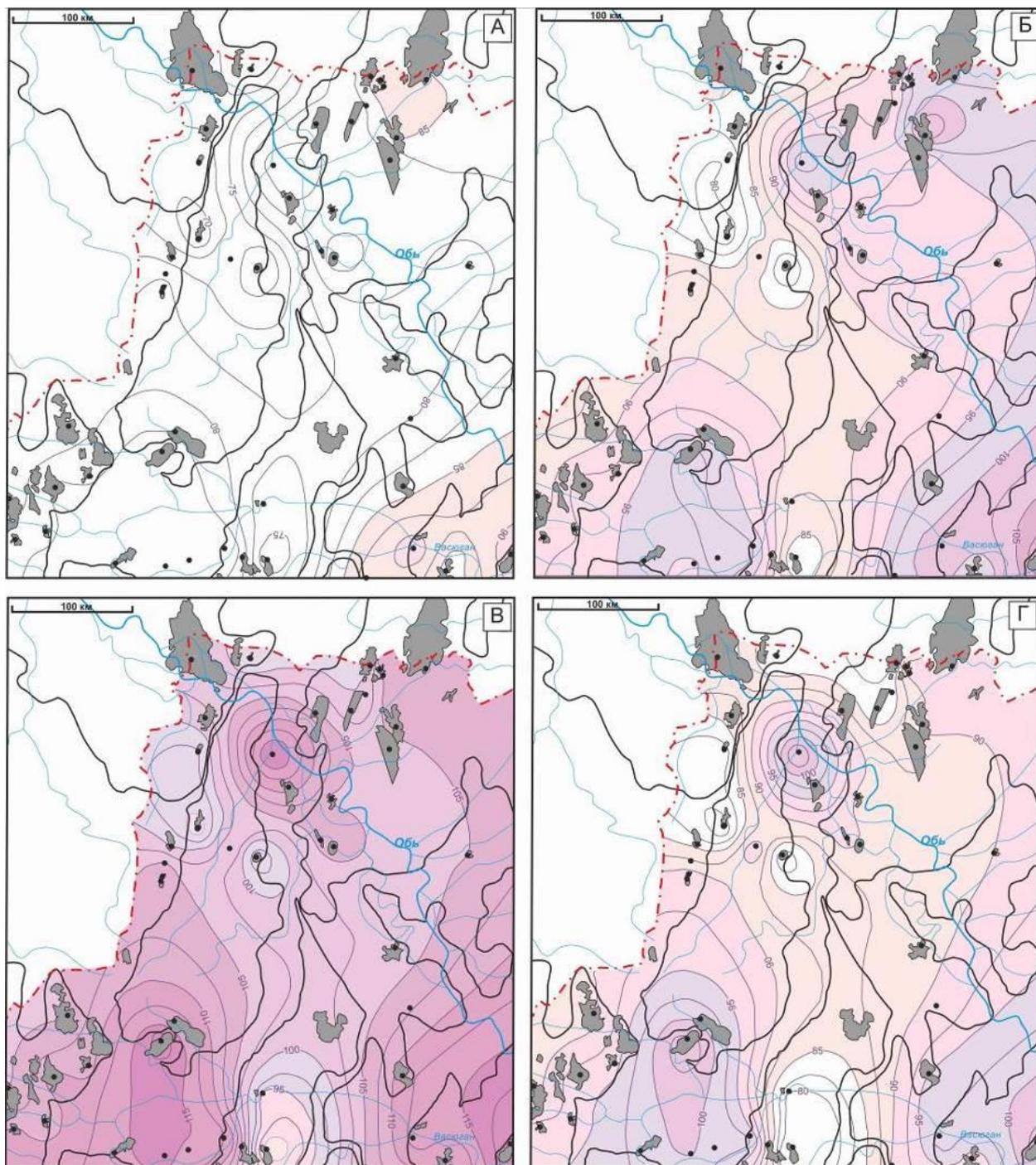


Рис. 2.3. Схематические карты распределения геотемператур (изолинии в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей (заливка): 89,5 млн лет назад (А); 61,7 млн лет назад (Б); 24,0 млн лет назад (В), современный разрез (Г). Остальные условные обозначения те же, что на рис.1.1.

Первые очаги генерации нефти появляются 92 млн лет назад (рис. 2.3А) в северной части Трайгородского мезовала и на локальном участке Снежного

месторождения. В течение следующих 30-ти млн лет очаги получили развитие (рис. 2.3Б). Максимальный прогрев баженовских отложений (рис. 2.3В) произошел 24,0 млн лет назад. Охлаждение баженовской свиты, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, продолжается и до настоящего времени (рис. 2.3Г). С распределением геотемператур зона палеорифта однозначно не коррелирует.

Районирование сланцевой нефтеносности баженовской свиты

Для оценки плотности генерации нефтей в каждой из 48-ми скважин рассчитан интегральный показатель R (Г.А. Лобова, С.А. Попов, А.Н. Фомин, 2013). Построена схематическая карта распределения плотности генерации нефтей (рис. 2.4).

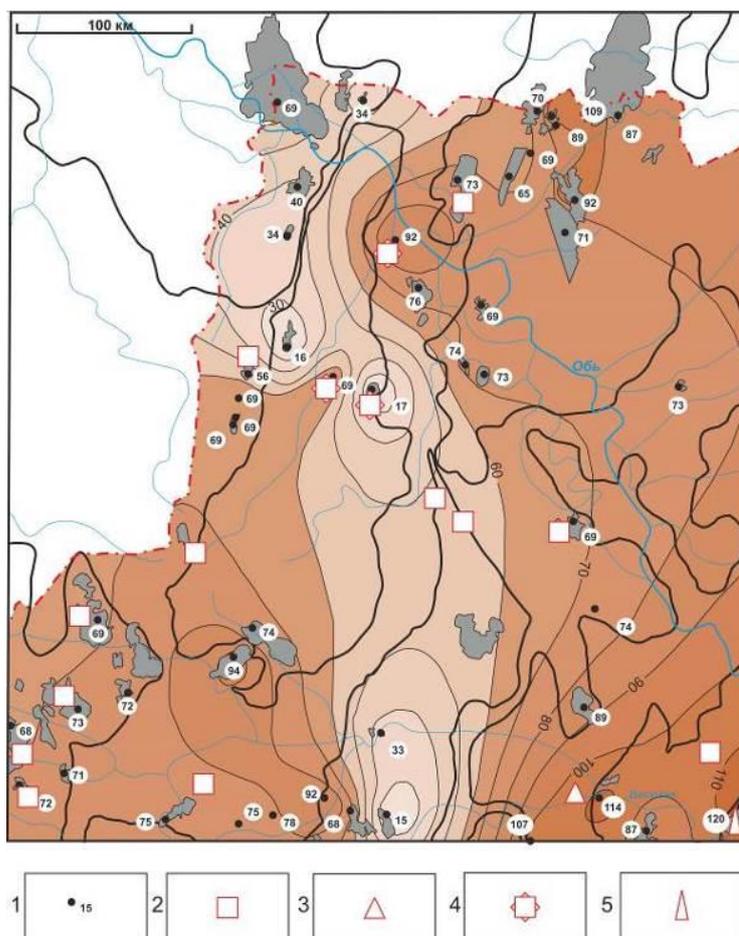


Рис. 2.4. Схематическая карта распределения плотности генерации баженовских нефтей: 1 – скважина и расчетное значение плотности генерации, усл. ед.; 2-5 – площади с прямыми признаками нефтеносности: 2 – по керну; 3 – признак при испытании; 4 – при испытании и по керну; 5 – месторождение Снежное (пласт Ю₀). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.1.

Перспективными для поисков «сланцевой» нефти являются земли юго-восточной части территории исследования. Высокая плотность генерации баженовских нефтей и признаки нефтеносности на Трайгородском мезовале, в южной части Колтогорского мезопргиба, на северо-восточном склоне Каймысовского свода и Черемшанской мезоседловины, позволяют отнести эти земли к высокоперспективным. Непосредственно желоб Колтогорско-Уренгойского палеорифта не находит прямого отражения в распределении плотности генерации «сланцевой» нефти.

Сопоставление (рис. 2.4) прогноза высокоперспективных земель ($R \geq 1/2R_{\max}$) на «сланцевую» нефть с фактически установленными прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты показало *согласованность, порядка 80%*.

Выводы

1. Путем решения обратной задачи геотермии получены значения теплового потока в разрезах 48 глубоких скважин, что создало основу схематической карты глубинного теплового потока.
2. Путем решения прямых задач геотермии построена объемно-площадная модель термической истории баженовских отложений. По геотемпературному критерию выделены и закартированы очаги генерации баженовских нефтей.
3. Получено площадное распределение плотности генерации нефтей и определены перспективные районы для проведения поисков резервуаров «сланцевой» нефти. Это земли северо-западного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали, северо-восточного склона Каймысовского свода, Черемшанской мезоседловины и Трайгородского мезовала.

Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение.

3 Зональный прогноз нефтегазоносности резервуаров неокома

Распространение ачимовского и шельфового резервуаров

В Томской области выделено 10 циклитов неокома субмеридионального простирания. Территория исследований включает *клиноформные* части восьми циклитов – Пудинского, Казанского, Нюрольского, Назинского, Вахского, Столбового, Лонтынть-Яхского и Первомайского. На основе работы коллектива авторов (Н.А. Брылина, Л.А. Камынина, А.В. Брылина, В.А. Москаленко, 2001) построена сводная схематическая карта изопахит клиноформ по отдельным циклитам неокома и *карта суммарных толщин ачимовского резервуара (рис. 3.1А).*

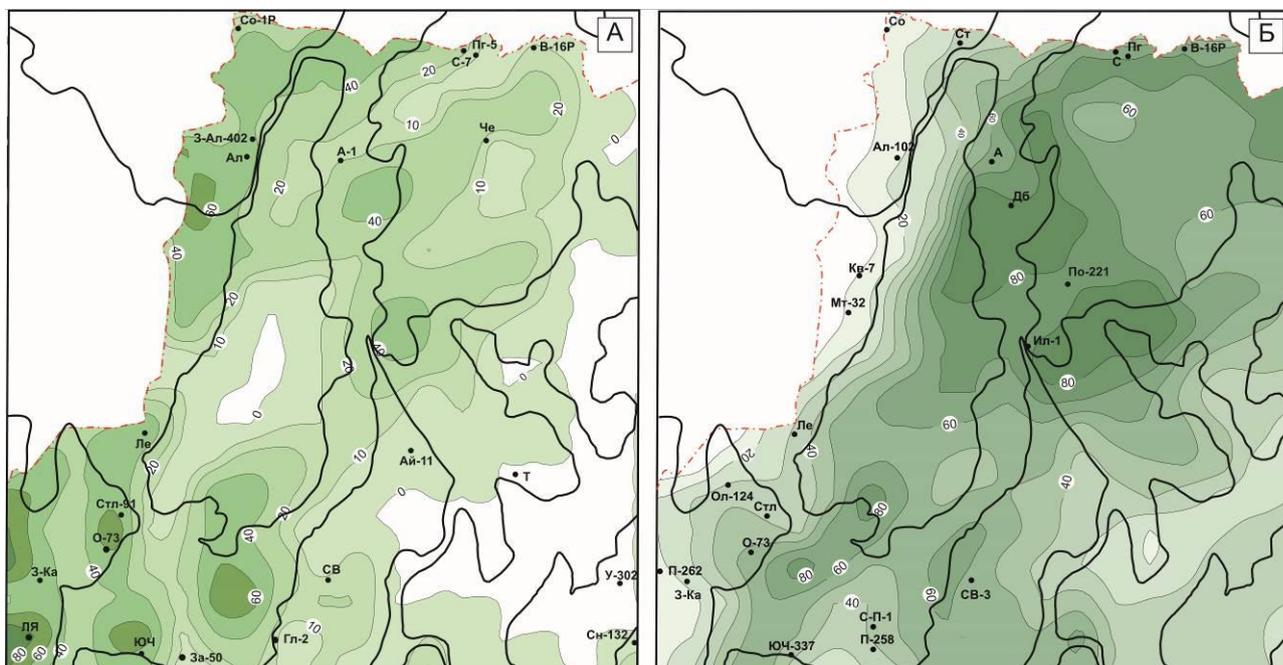


Рис. 3.1. Схематические карты суммарных толщин (м) ачимовского резервуара (рис. 3.1А) и шельфовых пластов (рис. 3.1Б) неокома Колтогорского мезопроггиба. Показаны скважины, испытанные в ачимовских (рис. 3.1А) и шельфовых (рис. 3.1Б) отложениях, и их условный индекс. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.1.

На исследуемой территории прослеживаются *мелководно-шельфовые* части шести циклитов – Нюрольского, Назинского, Вахского, Столбового, Лонтынть-Яхского и Первомайского – которые сменяют друг друга с востока на запад. На основе работ (Н.А. Брылина, Л.А. Камынина, В.А. Москаленко, Т.Н. Шатилова, 2000; Н.А. Брылина, Л.А. Камынина, А.В. Брылина, В.А.

Москаленко, 2001) построена сводная схематическая карта изопахит нижнемеловых мелководно-шельфовых отложений по отдельным циклитам неокома и карта суммарных толщин шельфового резервуара неокома (рис. 3.1Б).

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. Отсутствие ачимовского резервуара обозначается «окном» в центральной части Колтогорского мезопрогиба и на большей части площадей востока.

Наиболее мощные пласты шельфового резервуара (до 80 м) картируются в западной части Трайгородского мезовала и в зоне сочленения Черемшанской мезоседловины с Колтогорским мезопрогибом. На структурах юго-восточного обрамления мезопрогиба присутствует зона минимальных мощностей.

Районирование ачимовского резервуара по плотности аккумуляции нефтей

Схематическая карта *распределения плотности аккумуляции баженовских нефтей в ачимовском резервуаре* (рис. 3.2А) построена путем «перемножения» карт распределения суммарных толщин резервуара и распределения плотности генерации баженовских нефтей. Распределение мощностей резервуара и плотности генерации учтены с одинаковым весовым коэффициентом.

Анализируя распределение плотности генерации баженовских нефтей (рис. 2.4) и распределение толщин ачимовского резервуара (рис. 3.1А) можно отметить очевидный диссонанс. *Диссонанс* заключается в том, что на структурах юго-восточного обрамления Колтогорского мезопрогиба зоне максимальных значений плотности генерации соответствует зона отсутствия ачимовских коллекторов.

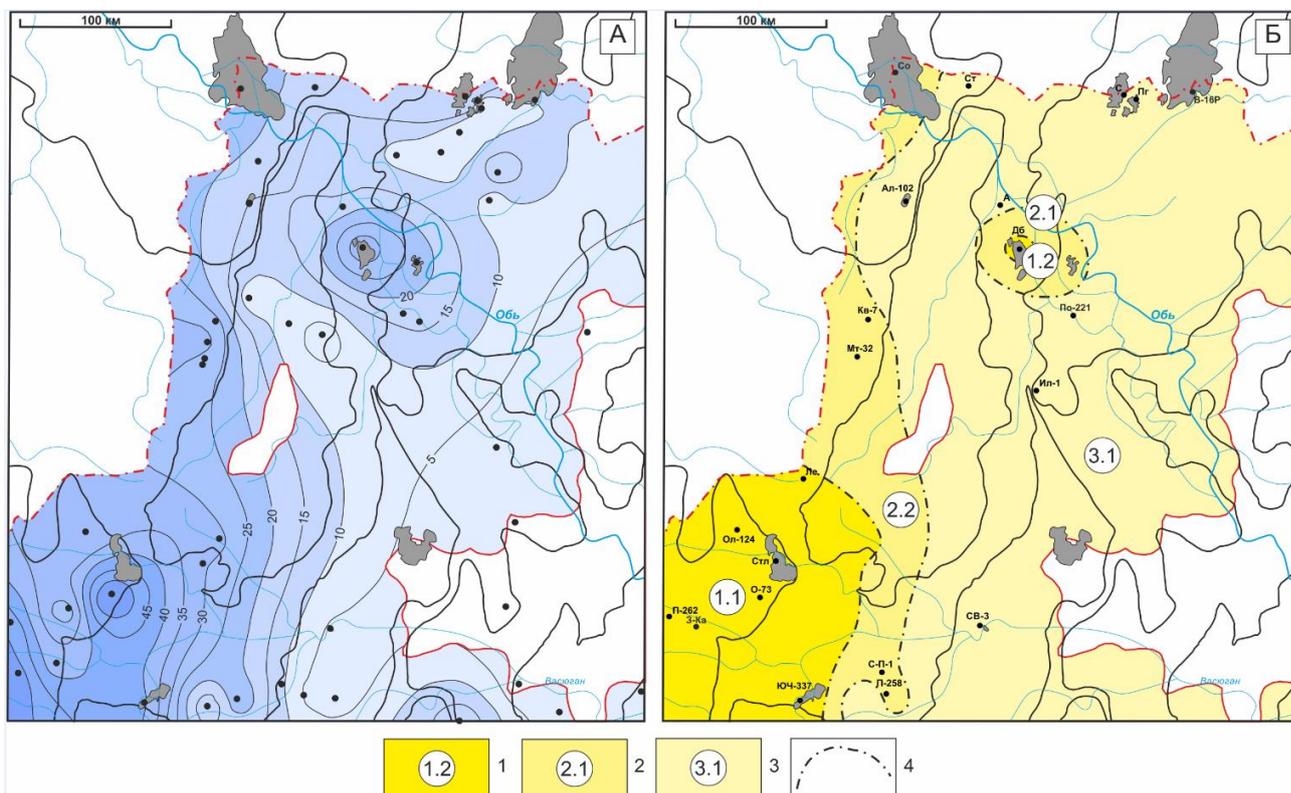


Рис. 3.2. Схематические карты распределения плотности аккумуляции баженовских нефтей (усл. ед.) в клиноформных отложениях (А) и районирования ачимовского резервуара (Б): 1 – высокоперспективные зоны; 2 – зоны средней перспективности; 3 – малоперспективные зоны; 4 – границы зон (районов). Приведены месторождения с залежами УВ в резервуарах неокома. Показаны скважины палеотемпературного 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. 1.1.

Карта (рис. 3.2А) названа картой распределения относительной плотности аккумуляции баженовских нефтей. Здесь плотность аккумуляции следует понимать так. Если на первом участке плотность аккумуляции нефтей в ачимовском резервуаре оценена в 40 усл. ед., а на втором участке – в 10 усл. ед. (рис. 3.2А), это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность аккумуляции ачимовского резервуара в 4 раза больше, чем плотность аккумуляции на втором участке, отношение 4:1.

Для районирования ачимовского резервуара (рис.3.2Б) принята следующая градация плотности аккумуляции: более 30 усл. ед. – высокоперспективная зона, от 20 до 30 усл. ед. – зона средней перспективности,

менее 20 усл. ед. – малоперспективная зона. Наиболее перспективными являются земли северо-восточной части Каймысовского свода и его сочленения с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, а также с Колтогорским мезопрогибом – *район 1.1*. Перспективными для исследований также являются земли сочленения Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопрогибом – *районы 1.2 и 2.1*.

Выполнено сопоставление результатов испытаний 36-ти глубоких скважин (рис. 3.2Б) и прогнозного районирования ачимовских отложений, *согласованность составила порядка 60%*.

Районирование шельфового резервуара по плотности аккумуляции нефтей

Анализ распределения плотности генерации баженовских нефтей (рис. 2.4) и толщин шельфового резервуара (рис. 3.1Б) также отмечает определенный *диссонанс*: зоне максимальных значений плотности генерации на структурах юго-восточного обрамления Колтогорского мезопрогиба соответствует зона минимальных мощностей шельфовых коллекторов.

Построена схематическая карта *распределения плотности аккумуляции баженовских нефтей* в шельфовом резервуаре неокома (рис. 3.3А). Для районирования шельфового резервуара (рис. 3.3Б) принята следующая градация плотности аккумуляции: более 50 усл. ед. – высокоперспективная зона, от 30 до 50 усл. ед. – зона средней перспективности, менее 30 усл. ед. – малоперспективная зона.

Высокоперспективными землями являются сочленение Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба, а также Трайгородский мезовал – *районы 1.1 и 1.2*, земли сочленения Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопрогибом – *районы 1.2 и 2.1*. Зона *средней перспективности* приурочена к северной части Александровского свода – *район 2.1*, землям сочленения Черемшанской мезоседловины, Колтогорского мезопрогиба, Каймысовского свода и Среднеvasюганского мезовала – *район 2.2*, северной части Среднеvasюганского мезовала и землям его сочленения с Усть-Тымской

мегавападиной – район 2.3, землям сочленения Сампатского мезопргиба и Восточно-Чижапского поднятия – район 2.4.

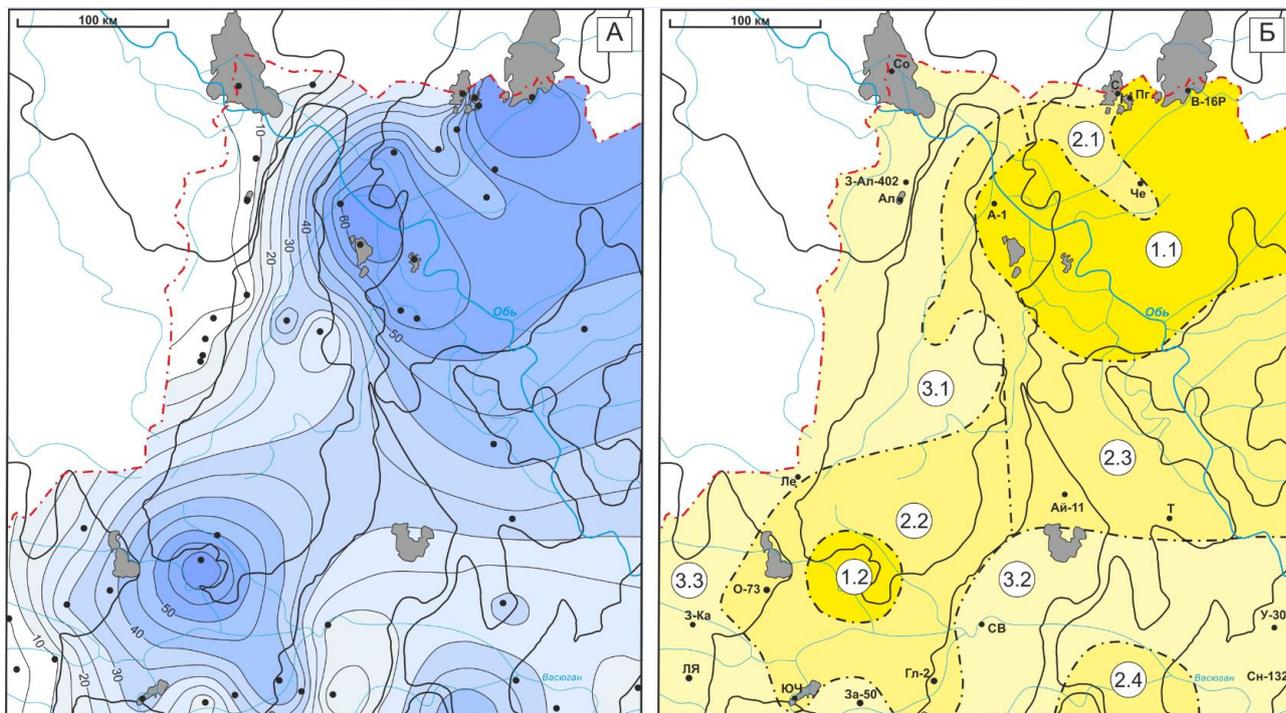


Рис. 3.3. Схематические карты распределения плотности аккумуляции баженовских нефтей (усл. ед.) в мелководно-морских шельфовых отложениях (А) и районирования шельфового резервуара (Б). Приведены месторождения с залежами УВ в резервуарах неокома. Показаны скважины палеотемпературного моделирования (рис. А) и скважины, испытанные в шельфовых отложениях (рис. Б). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.1. и рис. 3.2.

Выполнено сопоставление результатов прогнозного районирования с данными бурения 48-ми скважин (рис. 3.3Б, табл. 3.2), *согласованность составила порядка 75%*.

Выводы

1. Дифференцированный анализ распространения циклитов неокома позволил выполнить картирование толщин ачимовского и шельфового резервуаров и зон их распространения.

2. Путем сопоставления распределения толщин ачимовских и шельфовых отложений и распределения плотности генерации баженовских нефтей выделены перспективные земли ачимовского резервуара – северо-восточная часть Каймысовского свода и его сочленение с Черемшанской и Ледянской

мезоседловинами, с Колтогорским мезопрогибом, сочленение Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопрогибом, выделены перспективные земли шельфового резервуара для поисков – сочленение Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба, а также Трайгородский мезовал.

3. Установлен заслуживающий внимания диссонанс: зонам максимальной плотности генерации нефтей сопутствуют зоны отсутствия ачимовских коллекторов и зона минимальных мощностей коллекторов шельфовых отложений.

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Для прогнозирования термической истории баженовских отложений применен оригинальный метод палеотемпературного моделирования, позволивший получить детализированную схему глубинного теплового потока.

2. Построена объемно-площадная модель термической истории баженовских отложений. По геотемпературному критерию выделены и закартированы очаги генерации баженовских нефтей.

3. Получено площадное распределение плотности генерации нефтей и определены перспективные районы для поисков «сланцевой» нефти. Сопоставление перспективных земель с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты показало согласованность 80%.

4. Дифференцированный анализ распространения циклитов неокома позволил выполнить картирование толщин ачимовского и шельфового резервуаров и зон их распространения.

5. Сопоставлением распределения толщин ачимовских, шельфовых отложений и распределения плотности генерации баженовских нефтей выделены перспективные районы ачимовского и шельфового резервуаров для поисков. Сопоставление прогноза с результатами испытаний глубоких скважин показало согласованность порядка 60-75 %.

6. Установлен диссонанс распределения плотности генерации нефтей и распределения толщин ачимовских и шельфовых отложений.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в журналах перечня ВАК, индексируемых в Scopus и GeoRef

1. Стоцкий, В.В. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) / Г.А. Лобова, В.В. Стоцкий, В.И. Исаев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf
2. Стоцкий, В.В. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей (Колтогорский мезопргоиб и структуры его обрамления) / В.В. Стоцкий // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9 – С. 18–28.
3. Стоцкий, В.В. Зональное районирование нефтеносных сланцевых толщ южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, В.И. Старостенко, В.В. Стоцкий, А.Н. Фомин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т.12. – №2. – С.1–14 – http://ngtp.ru/rub/11/15_2017.pdf
4. Стоцкий, В.В. Районирование нижнемеловых резервуаров Колтогорского мезорогиба по плотности генерации и аккумуляции баженовских нефтей / В.В. Стоцкий, Е.Н. Осипова, О.С. Исаева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2017. – Т. 328. – № 11. – С. 47–62.
5. Стоцкий, В.В. Реконструкции геотермического режима нефтематеринской китербютской (тогурской) свиты арктического региона Западной Сибири с учетом влияния палеоклиматических факторов / А.А. Искоркина, П.Н. Прохорова, В.В. Стоцкий, А.Н. Фомин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 2. – С. 49–64.

Публикации в изданиях, индексируемых в Scopus

6. Stotsky, V.V. Searches Shale Oil in Western Siberia / G.A. Lobova, V.I. Isaev, A.N. Fomin, V.V. Stotsky // 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.
7. Stotskiy, V.V. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures) / V.V. Stotskiy, V.I. Isaev, M.A. Fomin // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 43 (2016) 012017 <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017>
8. Stotskiy, V. Shale oil of south segment of Koltogor-Urengoy paleorift / G. Lobova, V. Stotsky, V. Isaev, V. Starostenko // 17th International 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.