

На правах рукописи

Лобова

Лобова Галина Анатольевна

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕЮРСКИХ И ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ И ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Томск
2015

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

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

Официальные оппоненты: **Бычков Сергей Габриэльевич,**
доктор геолого-минералогических наук,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
«Горный институт УрО РАН»,
заведующий лабораторией геопотенциальных полей (г. Пермь)
Глазнев Виктор Николаевич,
доктор физико-математических наук, профессор,
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Воронежский государственный университет»,
заведующий кафедрой геофизических методов поисков
и разведки месторождений полезных ископаемых (г. Воронеж)
Москвин Валерий Иванович,
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
«Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука
СО РАН», ведущий научный сотрудник (г. Новосибирск)

Ведущая организация: **Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
«Геологический институт РАН» (г. Москва)**

Защита диссертации состоится **8 октября 2015 г.** в 15-00 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 «25» мая 2015 г.

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



А.А. Поцелуев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Известно, что промысловые объекты нефтедобычи в меловых и верхнеюрских нефтегазоносных комплексах (НГК) Западной Сибири находятся в поздней стадии разработки. Предлагаются различные варианты решения **проблемы воспроизводства и наращивания ресурсной базы углеводородов (УВ)**, в том числе, проведение геологоразведочных работ на малоизученных землях и/или новых стратиграфических уровнях. На территориях нефтепромыслов с развитой инфраструктурой наибольший интерес представляют глубокопогруженные нижнеюрский и доюрский НГК.

О перспективах нефтегазоносности пород фундамента Западно-Сибирской плиты в 30-40-е годы XX века высказывались И.М. Губкин, Д.Л. Степанов, Н.С. Шатский, М.М. Чарыгин, Н.А. Кудрявцев, М.К. Коровин и другие ученые. Позднее, в 70-е годы, перспективность доюрских отложений отмечали в своих работах А.А. Трофимук, Ф.Г. Гурари, В.С. Сурков, В.С. Бочкарев, В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Н.П. Запивалов. В последние десятилетия большое внимание нефтегазоносности фундамента и зоны контакта уделяется в работах С.Ф. Богачева, Е.Е. Даненберга, А.В. Ежовой, А.Е. Кавешникова, В.А. Конторовича, Е.А. Костыревой, Г.И. Тищенко и других исследователей. Открытие промышленных залежей на Талинском, Салымском, Новопортовском и ряде других месторождений позволило отнести базальные горизонты нижней юры к перспективным. Тем не менее, планомерных геологоразведочных работ на обнаружение залежей в этих НГК не проводилось.

Таким образом, **нижнеюрский и доюрский нефтегазоносные комплексы** в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции **являются перспективными объектами** воспроизводства и наращивания ресурсной базы на ближайшие годы. Наши исследования, направленные на решение указанной проблемы – зональную оценку и районирование по плотности ресурсов этих объектов для планирования поисков – являются **актуальными**.

Степень разработанности темы. В центральной части Западной Сибири, в Югорской зоне нефтенакопления, включающей Верхнеляминский вал, в нижнеюрских разрезах установлено наличие потенциально нефтематеринских отложений. Мощности тогурской и радомской толщ, содержание $C_{орг}$ и катагенетическая зрелость рассеянного органического вещества (РОВ) обуславливают их высокий нефтегенерационный потенциал. Здесь установлено наличие резервуаров в нижнеюрских и доюрских отложениях, а открытие залежей УВ в этих горизонтах на Тартасинской, Апрельской и Назымской площадях доказывает реализацию их аккумуляционного потенциала. Поэтому малоизученная территория Верхнеляминского вала является перспективной для проведения нефтегеологического прогнозирования и выработки рекомендаций по очередности проведения поисков на нижнеюрский и доюрский НГК в пределах центральной части Западной Сибири.

Для расширения ресурсной базы юго-востока Западной Сибири – территории Томской области, с хорошо развитой инфраструктурой нефтедобычи, необходимо проведение исследований и введение новых объектов, связанных с малоизученными глубокозалегающими нижнеюрскими и палеозойскими отложениями. Нефтегазоносность палеозойских отложений подтверждена открытием залежей УВ в Чузиковско-Чижарской мезоседловине, примыкающей к Нюрольской мегавпадине с юго-востока. Открыты месторождения и в нижнеюрских отложениях. Поэтому Нюрольская мегавпадина является перспективной территорией для проведения нефтегеологического прогнозирования на нижнеюрский и доюрский НГК.

Расширение ресурсной базы УВ Томской области возможно за счет новых земель на Правобережье. Открытие непромышленных залежей нефти на Толпаровской и Колпашевской площадях и общегеологические предпосылки дают основание отнести Усть-Тымскую мегавпадину к категории перспективных на обнаружение УВ в нижнеюрских отложениях. Промышленная нефтегазоносность доюрских отложений установлена на Чкаловском и Ясном месторождениях, что подтверждает перспективность этого стратиграфического уровня. Таким образом, территория Усть-Тымской мегавпадины является перспективной для проведения нефтегеологического прогнозирования на нижнеюрский и доюрский НГК.

Цель настоящих исследований – выполнение зонального прогноза нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских комплексов на территориях центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и выработка предложений по очередности ввода перспективных участков поисков.

Задачи исследований

1. Систематизация и анализ результатов геолого-геофизической изученности нижнеюрских и доюрских НГК территорий Усть-Тымской, Нюрольской мегавпадин и Верхнелеяминского вала.

2. Разработка методики нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных применительно к районированию нижнеюрских и доюрских резервуаров указанных территорий по плотности ресурсов первично-аккумуляированных нефтей.

3. Моделирование термической истории и реализации нефтегенерационного потенциала тогурских отложений, реализации аккумулярующих возможностей нижнеюрских и доюрских резервуаров, районирование этих резервуаров Усть-Тымской мегавпадины и структур обрамления по относительной плотности ресурсов нефтей.

4. Моделирование термической истории и реализации нефтегенерационного потенциала тогурских отложений, реализации аккумулярующих возможностей нижнеюрских резервуаров, районирование резервуаров Нюрольской мегавпадины и структур обрамления.

5. Моделирование термической истории и реализации нефтегенерационного потенциала тогурских отложений, реализации аккумулирующих возможностей нижнеюрских резервуаров, районирование резервуаров Верхнеляминского вала.

Научная новизна работы

1. В качестве базового звена методики нефтегеологической интерпретации геолого-геофизических данных принят метод палеотемпературного моделирования, основанный на решении прямых и обратных задач нестационарной геотермии. В развернутом виде продемонстрировано применение геотермии, как формирующегося метода прикладной геофизики, для решения прогнозно-поисковых задач нефтегазовой геологии.

2. Экспериментально обоснована и принята концепция «юрского источника» как главного источника углеводородов, формирующего залежи в нижнеюрских и доюрских резервуарах Западной Сибири. Эта концепция определила «конфигурацию» методических средств (методику) интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, решающих задачу об источнике углеводородов, что обеспечивает эффективность стратегии поисков.

3. Установлено и количественно оценено, как существенное, влияние палеоклимата на термическую историю и степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты, формирующей залежи УВ нижнеюрских и доюрских резервуаров Западной Сибири. В примененной методике исследований реализован учет «местного» векового хода температур на поверхности Земли, индивидуального для палеоклиматической зоны территорий исследований.

4. Выполнен зональный прогноз нефтегазоносности для малоизученных земель и стратиграфических уровней центральной и юго-восточной частей Западной Сибири с использованием метода геотермии, позволившим выполнить анализ и количественную интерпретацию всего доступного комплекса геолого-геофизических данных.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработанная методика нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которой принадлежит моделированию геоструктурной и термической истории материнских отложений и резервуаров, может быть применена для прогнозирования нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских НГК других перспективных территорий Западной Сибири.

2. Выполнено построение карт распределения расчетных значений плотности теплового потока Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадин – структур I порядка Западной Сибири. Результаты согласуются с экспериментальными исследованиями А.Р. Курчикова и Б.П. Ставицкого (1987 г.), А.Д. Дучкова (2000 г.) и, следовательно, заметно дополняют данные о тепловом потоке – фундаментальном параметре для любого геодинамического анализа.

3. Построены модели термической истории и реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, проведено районирование и ранжирование зон резервуаров нижней юры, коры выветривания и палеозоя Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления (более 90 тыс. км²).

4. Построены модели термической истории и реализации генерационного потенциала тогурских отложений, проведено районирование и ранжирование зон резервуаров нижней юры Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (порядка 40 тыс. км²).

5. Построены модели термической истории и реализации генерационного потенциала тогурских отложений, проведено районирование и ранжирование зон резервуаров нижней юры Верхнеляминского вала (более 5 тыс. км²).

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.

Важным теоретическим обоснованием исследований является концепция «юрского источника» как главного источника УВ, формирующего залежи в нижнеюрских и доюрских резервуарах Западной Сибири. Концепция экспериментально обоснована в работах В.И. Исаева, Ю.В. Коржова и Г.А. Лобовой с соавторами.

Базовым элементом методики исследований является метод палеотемпературного моделирования – интерпретационный метод геотермии. Геотермия формируется как метод разведочной геофизики, начиная с работ В.Н. Дахнова и Д.И. Дьяконова, в исследованиях Ю.И. Галушкина, А.Д. Дучкова, В.И. Исаева, А.Р. Курчикова, Р.И. Кутаса, Н.В. Лопатина, В.И. Старостенко, М.Д. Хуторского и других ученых. Геотермия органически «вписывается» в методику прогноза и поисков углеводородов в нижнеюрских горизонтах и доюрском основании Западной Сибири, решая концептуальную задачу об источнике УВ.

Положения, выносимые на защиту

1. Разработана методика нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, базовая роль в которой принадлежит геотермии – методу палеотемпературного моделирования. Целевое назначение методики – прогнозирование нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских отложений Западной Сибири.

2. Созданы модели термической истории и реализации генерационного потенциала нефтематеринских баженовских и тогурских отложений, модели аккумулирующих резервуаров и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского и доюрского НГК Усть-Тымской мегавпадины и структур обрамления.

3. Определены палеотемпературные условия реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, фациальные особенности аккумулирующих резервуаров и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского НГК Ньюрольской мегавпадины и структур обрамления.

4. Дана оценка термических условий реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, палеоструктурной обстановки аккумулирующего резервуара и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского НГК Верхнееляминского вала.

Характеристика исходных данных

В качестве геолого-структурной основы прогнозных построений приняты тектонические карты юрского структурного яруса В.А. Конторовича (2002) и В.И. Шпильмана (1998); использованы каталоги литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин В.И. Волкова (2000), В.Ф. Гришкевича и Е.А. Теплякова (2000); анализировались данные испытаний глубоких скважин из первичных «дел скважин»; углепетрографические определения выполнены А.Н. Фоминым в ИНГГ СО РАН; для определения возраста свит и толщ использованы материалы Решений стратиграфических совещаний (1991, 2004) и Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами (1985); литология и петрофизика пород приняты с учетом материалов обобщений С.Ф. Богачева (1987).

Степень достоверности результатов

1. Представительные глубокие скважины выбирались по следующим критериям: 1) наличие ощутимых притоков флюида, что повышает достоверность пластовых температур; 2) наличие определений максимальных геотемператур по ОСВ, используемых в качестве «наблюденных»; 3) достаточно равномерное распределение скважин по территории, что является условием корректности построения прогнозных карт.

2. Оценка погрешностей расчетных значений плотности теплового потока позволила корректно построить карты плотности теплового потока, карты расчетных геотемператур.

3. Сопоставление расчетных значений плотности теплового потока с его экспериментальными определениями для Западной Сибири показало их согласованность.

4. Расчетами установлено, что используемый программный комплекс ТеплоDialog по точности расчетов не уступает широко известному отечественному программному комплексу численного моделирования геотермического режима – комплексу ГАЛО.

5. Выполненный прогноз нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских резервуаров подтверждается сопоставлением с данными испытаний нижнеюрских пластов, коры выветривания и интервалов палеозоя в скважинах.

Апробация результатов исследования

Основные положения и результаты докладывались на Международных семинарах «Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей» им. Д.Г. Успенского (Казань, 2009; Воронеж, 2012; Москва, 2013; Екатеринбург, 2014; Пермь, 2015); на Научных чтениях памяти Ю.П. Булашевича «Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей» (Екатеринбург, 2011, 2013); на Международном научно-практическом форуме «Нефтегазовый комплекс Сибири: современное состояние и перспективы развития» (Томск, 2012, 2013). Основные положения диссертационной работы изложены в 40 публикациях диссертанта, в том числе: 23 статьи в журналах перечня ВАК, 2 монографии. Результаты также представлены в 3-х отчетах о НИР федеральных и ведомственных целевых программ.

Личный вклад автора

Автором сформулированы задачи исследований. Автор выполнил систематизацию, анализ, подготовку данных и компьютерное моделирование на кафедре геофизики ТПУ. При участии В.И. Исаева и Ю.В. Коржова и непосредственно автором выполнены исследования по выработке эффективной методики нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных. Автор выделил очаги генерации и зоны аккумуляции УВ, осуществил районирование резервуаров, сформулировал предложения по первоочередным участкам проведения ГРП. В сборе фактического материалы участие принимали Искоркина А.А., Криницына К.Е., Кузина М.Я., Лазарев Г.И., Осипова Е.Н., Попов С.А., Стоцкий В.В.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, 5 разделов, заключения, общим объемом 235 страниц, 56 иллюстраций и 50 таблиц, список источников включает 186 наименований.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность за полезные советы в работе научному консультанту профессору В.И. Исаеву. Автор глубоко признателен академику НАН Украины В.И. Старостенко, чл.-корр. РАН В.А. Конторовичу, профессору В.Н. Глазневу, рекомендовавшим для публикации основные материалы исследований. Автор признателен профессору МГУ Ю.И. Галушкину, профессору М. Д. Хуторскому и коллективу сотрудников Лаборатории тепломассопереноса ГИН РАН за консультации при прохождении научной стажировки. Автор признателен д. г.-м. н. А.Н. Фомину, д.т.н М.Э. Рояку, д. г.-м. н. В.Ю. Косыгину, к.х.м. Ю.В. Коржову, А.А. Жильцовой, О.С. Исаевой, Л.К. Кудряшовой, Е.Н. Осиповой – коллегам по совместным исследованиям. Автор благодарит профессора Л.Я. Ерофеева, профессора А.К. Мазурова, директора Института природных ресурсов А.Ю. Дмитриева, заведующего кафедрой геофизики Ю.В. Колмакова за поддержку работы в ТПУ.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1 Характеристика нефтегазоносности нижнеюрского и доюрского комплексов территорий исследований

Анализ результатов геофизических исследований и глубокого бурения на территории *Верхнеляминского вала* показывает ее весьма слабую геолого-геофизическую изученность. Вместе с тем, в нижнеюрских разрезах скважин установлено наличие потенциально нефтематеринских отложений. Мощности верхнеюрской тутлеймской и нижнеюрских тогурской и радомской толщ, содержание $C_{орг}$ и катагенетическая зрелость РОВ позволяют отметить их высокий нефтегенерационный потенциал. Геофизическими исследованиями выявлены резервуары в юрских и доюрских отложениях, а открытие залежей УВ в этих резервуарах доказывает реализацию их аккумуляционного потенциала. Согласно результатам экспериментальных исследований, расстояние вертикального межпластового перемещения УВ из нижнеюрской (нефтепроизводящей) зоны в доюрские разуплотненные отложения составляет 150–250 м. Расчеты показали, что вклад юрского источника для залежей доюрского НГК может достигать 98 %.

Для расширения ресурсной базы на территории *Нюрольской мегавпадины* и структур ее обрамления (районы нефтепромыслов Томской области, Левобережье Оби) целесообразно проведение исследований и введение новых объектов, связанных с малоизученными меловыми и с глубокозалегающими нижнеюрскими и палеозойскими отложениями. Анализ результатов геолого-геофизической изученности указывает на распространение в пределах Нюрольской мегавпадины нижнеюрских тогурских нефтематеринских отложений в пониженных зонах депрессии. Здесь развиты нижнеюрские резервуары, а в карбонатных и кислых магматических доюрских коренных образованиях, а также в зонах дезинтеграции в кровле доюрского основания возможно образование коллекторов с хорошими ФЕС.

Усть-Тымская мегавпадина – это зона, переходная от Левобережья к Правобережью Оби, интересна тем, что расширение ресурсной базы углеводородов Томской области возможно за счет новых земель в Правобережье Оби. Анализ выполненных работ в пределах Усть-Тымской мегавпадины отмечает ее недостаточную изученность как геофизическими методами исследования, так и глубоким бурением. В Усть-Тымской мегавпадине баженовская свита претерпевает фациальное и геохимическое изменение по латерали, вплоть до полной потери своих генерационных способностей на востоке территории исследования. Тогурская свита вскрыта многими скважинами в пониженных формах рельефа депрессии, однородна по своему составу и имеет геохимические параметры, определяющие ее высокий генерационный потенциал.

2 Методология и методы обработки и интерпретации комплекса геолого-геофизических данных

Метод палеотемпературного моделирования (метод палеотектонических и палеотемпературных реконструкций)

В настоящей работе применен метод палеотемпературного моделирования (Исаев, 2010) для прогноза очагов генерации УВ в материнских породах, наиболее полно учитывающий изменение во времени параметров геотермополя. В математическую термодинамическую модель непосредственно включены палеоклимат – вековой ход температур на земной поверхности (граничное условие) и палеотемпературы определений отражательной способности витринита (ОСВ), как «наблюдаемые». Применяемая математическая модель палеотектонических и палеотемпературных реконструкций реализована в программном комплексе ТеплоDialog, разработанном на кафедре прикладной математики Новосибирского ГТУ Ю.Г. Соловейчиком и М.Э. Рояком (2002, 2009).

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

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (2.1)$$

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

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2.2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (2.3)$$

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

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i в породах осадочного разреза и время осадконакопления t_i (рис. 2.1). Скорость осадконакопления v_i может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию. Краевое условие (2.2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т.е. определяется

палеоклиматом, и задается в виде кусочно-линейной функции векового хода температур на поверхности Земли.

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

$$\sum_{i=1}^{k_\tau} \left(U(Z_i, t, q) - T_i \right)^2 \xrightarrow{q} \min, \quad (2.4)$$

где T_i – «наблюдаемые» значения температур в k_τ точках на различных глубинах Z_i в моменты времени t . Здесь задача решается в предположении постоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени. Решение обратной задачи строится с учетом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (2.1) с краевыми условиями (2.2) и (2.3), в этом случае линейно зависит от q . Поэтому неизвестный параметр q определяется однозначно.

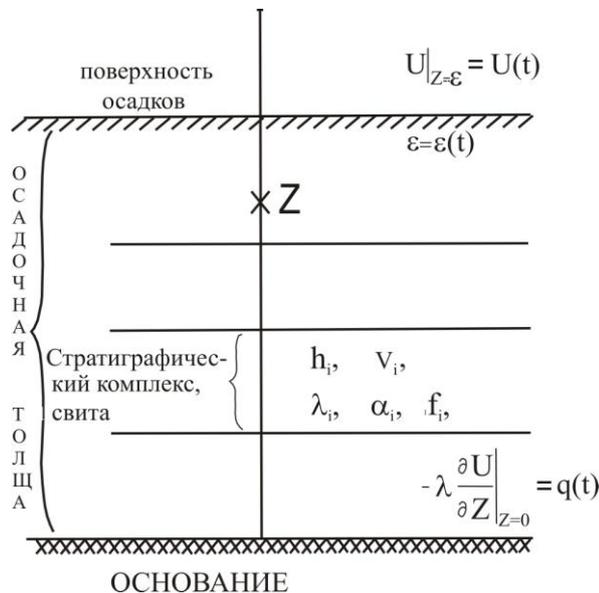


Рис. 2.1 Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании (Исаев, 2002). Условные обозначения и пояснения в тексте

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению «наблюдаемых» температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. После расчета значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза q , являющегося фундаментальным (базовым) параметром, создается и реализуется возможность (путем решения прямых задач) расчета геотемператур U в любой точке Z геологического разреза скважины на любой момент геологического времени t .

Сопоставление «наблюдаемых» геотемператур в скважинах и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического времени) показывает, выполняется ли

один из основных критериев оптимальности решения обратной задачи геотермии – критерий «невязки» (Старостенко, 1978). «Невязки» решений обратных задач (2.4) для каждой скважины – среднеквадратические отклонения расчетных значений от «наблюденных» – должны составлять порядка ± 2 °С. Такие «невязки» оптимальные, т. к. «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность порядка ± 2 °С.

Таким образом, применение метода палеотемпературного моделирования для картирования очагов интенсивной генерации нефтей обеспечивает системный подход к изучению территории исследований. Выполняется анализ и количественная интерпретация всего доступного комплекса геолого-геофизических данных о геологическом строении, о седиментационной истории и термическом режиме всех осадочных комплексов, включая материнские отложения.

Как следует из балансовой модели процессов нефтегазообразования (Конторович, 1975, 1997), геотемпературный критерий (поисковый признак) позволяет выполнить картирование очагов образования нефтей из РОВ тогурских отложений: с 95 °С – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Как видим, особая ценность данных геотермии проявляется в проведенных прогнозно-поисковых нефтегеологических исследованиях. Ценность состоит в том, что на начальном этапе исследований по геотемпературному критерию определяются очаги генерации нефти. Так решается концептуальная задача о «главном источнике» углеводородов.

Геохимическая модель вертикальной миграции углеводородов (концепция юрского генезиса нефтей в залежах доюрского основания)

По результатам послойного изучения молекулярно-массового распределения (ММР) нефтяных УВ в образцах керна скважин Рогожниковской группы месторождений составлена схематичная геохимическая модель меж- и внутрипластовой вертикальной миграции для среднеюрских и доюрских отложений, имеющей следующие особенности (Исаев, Коржов, Лобова и др., 2013). Зона юрского нефтепроявления сформирована в результате активных межпластовых перетоков из низов тюменской свиты и из баженовской свиты. Миграция из низов тюменской свиты происходит как в нижележащие доюрские отложения, так и в вышележащие пласты, заполняя углеводородами юрский комплекс до абалакского резервуара. Идентифицируемые УВ богаты легкими гомологами алкилбензолов (C_9-C_{21}), нафталинами ($C_{10}-C_{12}$). Расстояние нисходящей миграции нефти составляет 150–300 м в доюрские слои. Ниже по разрезу фиксируются фоновые концентрации сингенетичного битумоида.

Установленная дальность миграции нефтяных УВ из юрских в нижележащие отложения согласуется с концепцией о юрском генезисе нефтей в залежах доюрского основания. Вероятно, что для условий центральной части и юго-востока Западной Сибири

основной нефтегенерирующей толщей для образований залежей УВ в верхних горизонтах коренного фундамента, как и для отложений коры выветривания, являются нижнеюрские отложения тогурской свиты. Расчеты показали, что вклад юрского источника для залежей доюрского НГК при определенных структурно-формационных условиях может достигать 98 % (Исаев, Лобова, Коржов и др., 2014).

Оценка влияния палеоклимата на термическую историю нефтематеринских отложений

Оценка выполняется на основе анализа варибельности результатов палеотемпературных реконструкций при трех основных допущениях: 1) палеоклимат не учитывается; 2) палеоклимат учитывается по «стандартному» вековому ходу температур (Лопатин, 2006; Галушкин, 2007); 3) палеоклимат учитывается по «местному» вековому ходу температур, полученному для южно-сибирской палеоклиматической зоны (Исаев, Рылова, Гумерова, 2014).

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов при 3-х основных допущениях выступает лучшая согласованность максимума расчетных геотемператур с температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В качестве второго основного критерия принята степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию, с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр.

Моделирование геотермического режима нефтематеринских тогурских отложений приводится для осадочного разреза глубокой скважины Северо-Фестивальная 1, пробуренной на северо-восточном борту Нюрольской мегавпадины. Восстановление термической истории тогурской свиты выполнено методом палеотемпературного моделирования на 51-н ключевой момент геологического времени (табл. 2.1).

Из табл. 2.1 видим существенное влияния палеоклимата на геотермический режим и степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты, формирующей залежи УВ нижнеюрских и доюрских резервуаров. Неучет палеоклимата не позволяет адекватно восстановить термическую историю материнских отложений. Это может занижать до 2-х раз и более величины расчетных ресурсов объемно-генетическим методом. *При оценке ресурсов углеводородов на землях юго-востока Западной Сибири предпочтительно применять «местный» вековой ход температур на земной поверхности, построенный для южной палеоклиматической зоны Западной Сибири. Это позволяет более корректно учитывать историю ГЗН и не завышать/занижать (до 30-40 %) расчетные ресурсы.*

Табл. 2.1 Расчетные геотемпературы тогурской свиты (скв. Северо-Фестивальная1)

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С		Глубина положения тогурской свиты, м	Геотемпературы тогурской свиты, °С			
	«местный»	«стандартный»		Без учета палеоклимата	Без учета палеоклимата (без данных ОСВ)	Учет палеоклимата («местный» ход)	Учет палеоклимата («стандартный» ход)
0	0	+2	3177	125	122	120	121
0,005	+3	+2	3176	125	122	120	121
0,03	-2	+2	3176	125	122	119	121
0,05	-1	+2	3175	125	122	119	121
0,07	-4	+2	3175	125	121	119	121
0,09	-1	+2	3175	125	121	119	121
0,11	-4	+2	3174	125	121	119	120
0,13	-1	+2	3174	125	121	119	120
0,15	-4	+2	3173	124	121	120	120
0,19	-9	+2	3172	124	121	121	120
0,21	-6	+2	3172	124	121	121	120
0,235	-10	+2	3171	124	121	121	120
0,24	0	+2	3171	124	121	122	120
1,64	+1	+2	3142	124	120	122	120
3,1	+2	+2	3141	123	120	125	120
3,2	+2	+2	3141	123	120	126	120
3,8	+12	+5	3141	123	120	130	122
4,7	+3	+4	3141	123	120	124	122
5,2	-3	+4	3141	123	120	125	121
5,7	+7	+4	3141	123	120	128	121
6,3	+10	+4	3141	123	120	129	121
7	+4	+4	3141	123	120	124	121
20	+15	+7	3140	123	120	135	124
24	+16	+8	3140	123	120	136	125
31,5	+17	+9	3000	117	114	130	120
32,3	+16	+10	2986	116	113	129	121
34	+15	+12	2973	116	113	127	122
37,6	+14	+15	2946	115	112	125	124
41,7	+12	+19	2916	113	110	122	127
42	+11	+20	2910	113	110	120	127
46	+8	+21	2837	110	107	115	125
54,8	+19	+21	2676	102	100	118	118
58	+24	+20	2643	101	98	122	116
61,7	+22	+20	2606	99	97	118	114
73	+15	+20	2439	92	90	105	107
73,2	+16	+20	2436	92	89	105	107
86,5	+22	+20	2306	86	84	106	102
89,8	+22	+20	2305	86	84	106	102
90	+23	+20	2303	86	84	106	101
91,6	+22	+20	2290	85	83	105	101
114,1	+21	+20	1490	54	52	73	71
118	+19	+20	1458	53	51	70	69
120,2	+19	+20	1449	52	50	69	69
132,4	+19	+20	836	29	29	48	48
136,1	+19	+20	782	27	27	46	46
145,8	+19	+20	469	17	16	35	35
151,2	+19	+20	446	16	15	34	35
156,6	+19	+20	441	15	15	34	34
162,9	+19	+20	371	13	13	31	32
Расчетный тепловой поток из основания, МВт/м ²				57,2	55,7	55,6	54,2

Примечание: коричневой заливкой обозначены времена палеотемпературных максимумов в тогурской свите, синей заливкой – температуры главной зоны нефтеобразования.

Сопоставительная оценка характеристик метода палеотемпературного моделирования

Сопоставление проводится с широко известной отечественной системой бассейнового моделирования ГАЛО (Галушкин, 2007), применяемой для численной оценки изменения температуры и степени преобразования РОВ в истории погружения осадочных свит. В системе ГАЛО численная реконструкция термической истории осадочного разреза осуществляется путем решения одномерного нестационарного уравнения теплопроводности с краевыми условиями (2.1)–(2.3).

Сопоставительное моделирование геотермического режима баженовских и тогурских отложений выполнено для осадочного разреза глубокой скважины Толпаровская 1, расположенной в центральной части Усть-Тымской мегавпадины. Скважина вскрыла кору выветривания. Мощность тогурских отложений составляет 80 м, мощность баженовских отложений – 17 м.

Моделирование в системе ГАЛО выполнено диссертантом на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ под руководством профессора Ю.И. Галушкина и в лаборатории теплопереноса ГИН РАН под руководством профессора М.Д. Хуторского. Проведено сопоставление результатов восстановления термической истории нефтематеринских свит в разрезе скважины Толпаровская 1, полученных с применением программных комплексов ТеплоDialog и ГАЛО. Из сопоставления следует, что практически за всю историю существования очагов генерации баженовских и тогурских нефтей разница расчетных геотемператур по ТеплоDialog и ГАЛО не превышает $\pm 2-3$ °С, т.е. эта разница находится в пределах погрешности исходных данных.

Таким образом, можно сделать заключение, что используемый программный комплекс ТеплоDialog, как компьютерная реализация метода палеотемпературного моделирования, по эффективности не уступает лучшим отечественным программным комплексам численного моделирования палеотемпературного режима пород осадочного разреза глубокой скважины.

Выводы

1. Базовым звеном методики нефтегеологической интерпретации геолого-геофизических данных является метод палеотемпературного моделирования, основанный на решении прямых и обратных задач нестационарной геотермии. При этом выполняется анализ и количественная интерпретация всего доступного комплекса геолого-геофизических данных о геологическом строении, о седиментационной истории и термическом режиме всех осадочных комплексов, включая материнские отложения.

2. Принимая во внимание, что измеренные пластовые температуры и температуры по ОСВ, используемые при палеотемпературном моделировании, определены с погрешностью порядка ± 2 °С, то погрешность расчетных значений теплового потока (при решении обратной задачи) оценивается в $\pm(1-2)$ мВт/м². Это позволяет строить *схематические* карты расчетных значений плотности теплового потока с сечением изолиний (1–2) мВт/м². В свою очередь, погрешность расчетных значений геотемператур (при решении прямых задач) составляет те же ± 2 °С. Это позволяет строить *схематические* карты расчетных значений геотемператур с сечением изолиний (1–2) °С.

3. Интерпретационная модель палеотектонических и палеотемпературных реконструкции органически вписывается в технологию поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири, решая задачу выявления и картирования очагов генерации нефтей.

4. Принята и экспериментально обоснована концепция «юрского источника» как главного источника углеводородов, формирующего залежи в нижнеюрских и доюрских резервуарах исследуемых структурно-формационных зон Западной Сибири. Эта концепция является теоретической основой методики проводимых прогностических исследований нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских отложений центральной части и юго-востока Западной Сибири.

5. Установлено существенное влияние палеоклимата на термическую историю и степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты, формирующей залежи УВ нижнеюрских и доюрских резервуаров Западной Сибири. В методике диссертационных исследований реализован учет «местного» векового хода температур на поверхности Земли, характерного для палеоклиматической зоны территорий исследований. Это позволяет более корректно учитывать историю главной фазы нефтеобразования.

6. Установлено, что используемый программный комплекс ТеплоDialog, как компьютерная реализация метода палеотемпературного моделирования (метода палеотектонических и палеотемпературных реконструкций), по эффективности не уступает лучшим отечественным программным комплексам численного моделирования геотермического режима пород нефтематеринских свит.

Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение:

«Разработана методика нефтегеологической интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, базовая роль в которой принадлежит геотермии – методу палеотемпературного моделирования. Целевое назначение методики – прогнозирование нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских отложений Западной Сибири».

3 Оценка нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины

В настоящем разделе в наиболее полном объеме, в качестве иллюстрации, реализуется методика интерпретации и прогнозирования не только для тогурских отложений, но и для баженовских. Последние являются «главным источником» для верхнеюрского и мелового НГК. Для палеотемпературного моделирования и последующего прогнозирования выбраны 10-ть представительных глубоких скважин (рис.3.1). Геологический разрез Усть-Тымской мегавпадины представлен отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла мощностью до 3250 м, залегающими на разновозрастных породах доюрского фундамента. По фундаменту развиты коры выветривания различного профиля.

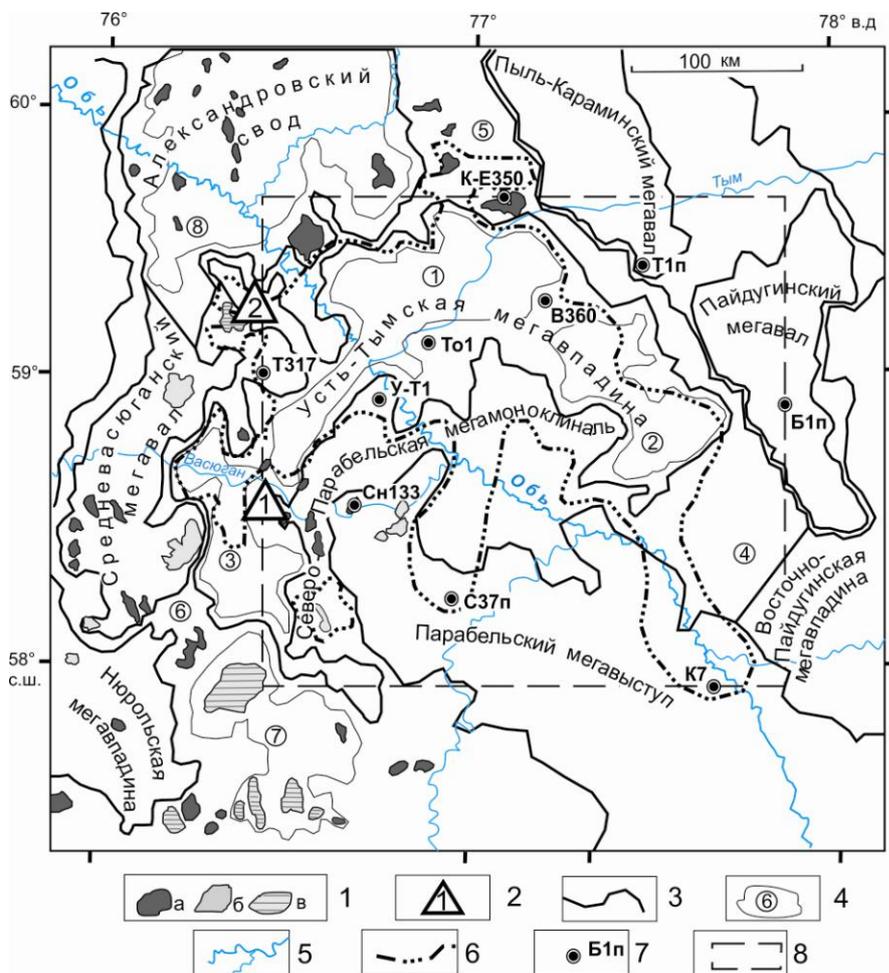


Рис. 3.1 Обзорная схема территории исследования на структурно-тектонической основе (В.А. Конторович, 2002): 1 – месторождения: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное; 2 – условный номер месторождения с залежами в доюрском НГК: 1 – Ясное; 2 – Чкаловское; границы тектонических элементов: 3 – I порядка, 4 – II порядка и условный номер структуры; 5 – речная сеть; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс (табл. 3.1); 8 – контур территории построения прогнозных карт. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Сампатский мезопрогиб, 4 – Зайкинская мезоседловина, 5 – Караминская мезоседловина, 6 – Шингинская мезоседловина, 7 – Пудинское мезоподнятия, 8 – Трайгородский мезовал

В Усть-Тымском НГР выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: доюрский (собственно палеозойский и нефтегазоносный горизонт зоны контакта – НГГЗК), нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднеетоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский). Нефтепроизводящие породы *тогурской свиты* являются типичными озерными отложениями с РОВ сапропелево-гумусового типа, мощность отложений достигает 100 м.

В табл. 3.1 приведена систематизированная сводка результатов испытаний представительных глубоких скважин, пробуренных в пределах Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления, в табл. 3.2 приведена сводная информация по лабораторному определению ОСВ (R_{vt}°) керн глубоких скважин.

Табл. 3.1 Данные по испытанию глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления

Название площади, номер скважины	Индекс скважины на рисунке 3.1	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	Температура пластовая, °С
Береговая, 1 параметрическая	Б1п	2534-2528	Тюменская	Ю ₅₋₆	сухо	-	-
		2420-2409	Тюменская	Ю ₂	6,9	Вода	83
		2335-2325	Васюганская	Ю ₁	14,6	Вода	78
Трассовая, 317	Т317	2565-2569	Васюганская	Ю ₁	2,26	Вода+нефть	92
Сенькинская, 37 параметрическая	С37п	3102-3106	Палеозой	Pz	сухо	-	-
		3076-3060	Палеозой	Pz	0,25	Фильтрат бурового раствора	-
		2764-2776	Тюменская	Ю ₄	1,1	Вода	95
		2629-2644	Васюганская	Ю ₁	5,0	Вода	88
		2275-2285	Тарская	-	100	Вода	78
Киев-Еганская, 350	К-Е350	2618-2626	Васюганская	Ю ₁	8,4	Нефть+вода	-
Толпаровская, 1	То1	2631-2639	Васюганская	Ю ₁	4,11	Вода	97
		3028-3034	Тюменская	Ю ₉₋₁₁	0,5 1000	Нефть Газ	-
		3221-3224 3218-3227	Тюменская	Ю ₁₇₋₁₆	4,2	Нефть	-
		2920-2911 2905-2900	Тюменская	-	0,72	Вода	100
Тымская, 1 параметрическая	Т1п	2785-2778	Тюменская	-	сухо	-	-
		2690-2680	Тюменская	-	1,6	Вода	89
		2980-2992	Палеозой	-	сухо	-	84
Колпашевская, 7	К7	2305-2318 2304-2312 2298-2308	Наунакская	-	1,15	Вода+ пленка нефти	80
		2620-2609	Васюганская	Ю ₁	4,38	Вода	85
		2605-2588	Васюганская	Ю ₁	6,38	Вода	84
Усть-Тымская, 1	У-Т1	2890-2873	Тюменская	Ю ₆	1,52	Вода	107
		2763-2777	Тюменская	Ю ₆	4,9	Вода	96
		2685-2701	Тюменская	Ю ₅	8,1	Вода	90
		2538-2550	Тюменская	Ю ₂	9,8	Вода	82
Снежная, 133	Сн133	2623-2642	Палеозой		0,5	Вода	119
		2419-2433	Наунакская	Ю ₁	0,24	Нефть	102
		2395-2404	Наунакская	Ю ₁	800	Газ	95

Определение теплового потока

В разрезе 10-ти глубоких скважин методом палеотемпературного моделирования (в варианте решения обратной задачи геотермии) выполнен расчет значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза (рис. 3.2). На схеме видно, что распределение повышенных расчетных значений теплового потока, характерное для северо-востока и юго-запада Усть-Тымской мегавпадины, коррелирует с размещением месторождений нефти и газа.

Выполнено сопоставление расчетных значений плотности теплового потока с экспериментальными данными о плотности теплового потока А.Р. Курчикова и Б.П. Ставицкого (1987 г.) и А.Д. Дучкова (2000 г.). Расчетные значения находятся в диапазоне 50–60 мВт/м², экспериментальные – в диапазоне 63–65 мВт/м².

Табл. 3.2 Палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита (R_{vt}°) керна глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Название площади, номер скважины	Индекс скважины на рисунке 3.1	Глубина определения (гипсометрическая привязка), м	Отложения, свита	R_{vt}° %	Палеотемпература (°С) по R_{vt}°
Береговая, 1 параметрическая	Б1п	2351	Васюганская	0,52	83
		2390	Васюганская	0,64	98
		2405	Тюменская	0,64	98
		2410	Тюменская	0,64	98
		2449	Тюменская	0,64	98
		2460	Тюменская	0,59	93
		2542	Тюменская	0,61	95
		2560	Тюменская	0,67	103
		2570	Тюменская	0,62	97
		2573	Тюменская	0,65	100
Киев-Еганская, 350	К-Е350	2610	Баженовская	0,72	109
		2690	Васюганская	0,81	121
Сенькинская, 37 параметрическая	С37п	2895	Тюменская	0,67	103
		3013	Тюменская	0,67	103
Толпаровская, 1	То1	2590	Куломзинская	0,64	99
		3217	Тюменская	0,73	111
Колпашевская, 7	К7	2375	Наунакская	0,62	96
		2705	Тюменская	0,62	96
Вертолетная, 360	В360	2622	Наунакская	0,69	105
		2656	Тюменская	0,69	105

Расчет палеотемператур отложений тогурской свиты, картирование очагов генерации тогурских нефтей

На втором этапе исследований в моделях распространения тепла скважин, расположенных в пределах развития тогурских отложений, решением прямых задач геотермии восстановлена термическая история тогурских отложений на 10-ть ключевых моментов геологического времени (на начало/завершение формирования свит, толщ). Очаги выделены по геотемпературному критерию ГЗН. На рис. 3.3 приведены схематические карты распределения

геотемператур в тогурской свите и положение очагов генерации на 2-а значимых времени: на момент максимального прогрева тогурских отложений и на настоящее время.

Аналогичные палеотемпературные исследования выполнены для баженовских отложений с построением карт положения палеоочагов генерации баженовских нефтей (Лобова, 2012, 2013).

Расчет плотности ресурсов генерированных баженовских и тогурских нефтей

Для анализа территории по плотности генерированных нефтей применен интегральный показатель R , который рассчитывается по формуле (Лобова, Попов, Фомин, 2013):

$$R = \Sigma(T_i \times t_i \times 10^{-2}) ,$$

где T_i – температура очага генерации нефти на i -тый ключевой момент геологического времени, °С; t_i – время действия очага, млн. лет; $i=1, n$. Изменение расчетной плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. Выполнено построение схематических карт распределения значений плотности генерированных баженовских и тогурских нефтей (рис.3.4).

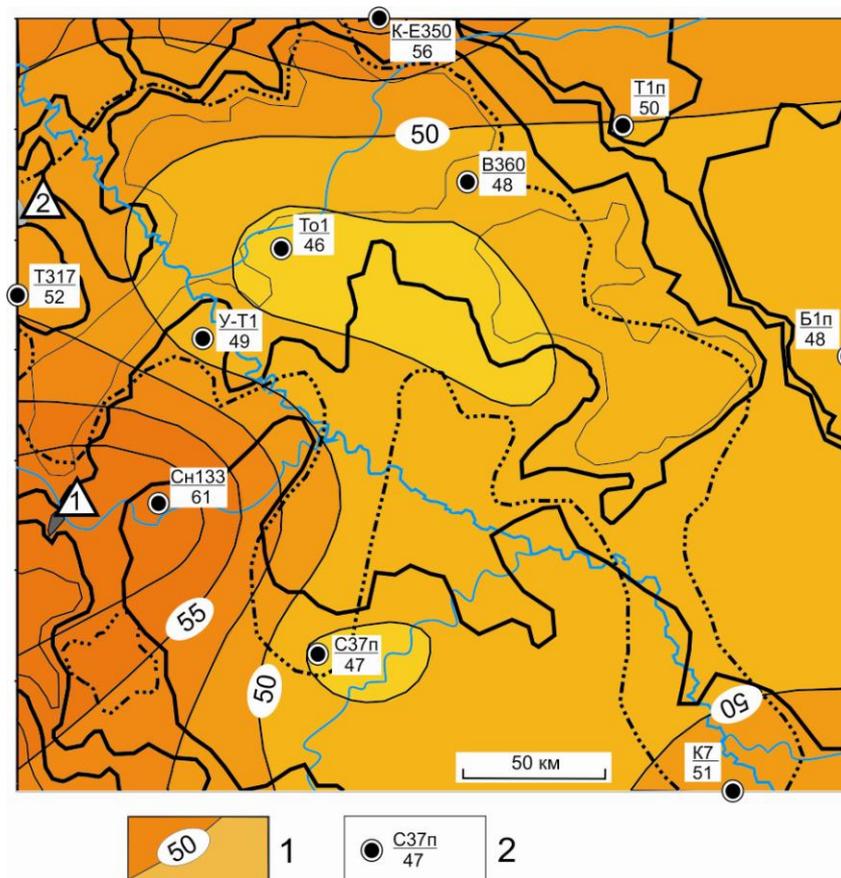


Рис. 3.2 Схема распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания Усть-Тымской мегавпадины: 1 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока, мВт/м²; 2 – скважина палеотемпературного моделирования: в числителе условный индекс скважины (табл.3.2), в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока, мВт/м². Остальные условные обозначения на рис. 3.1

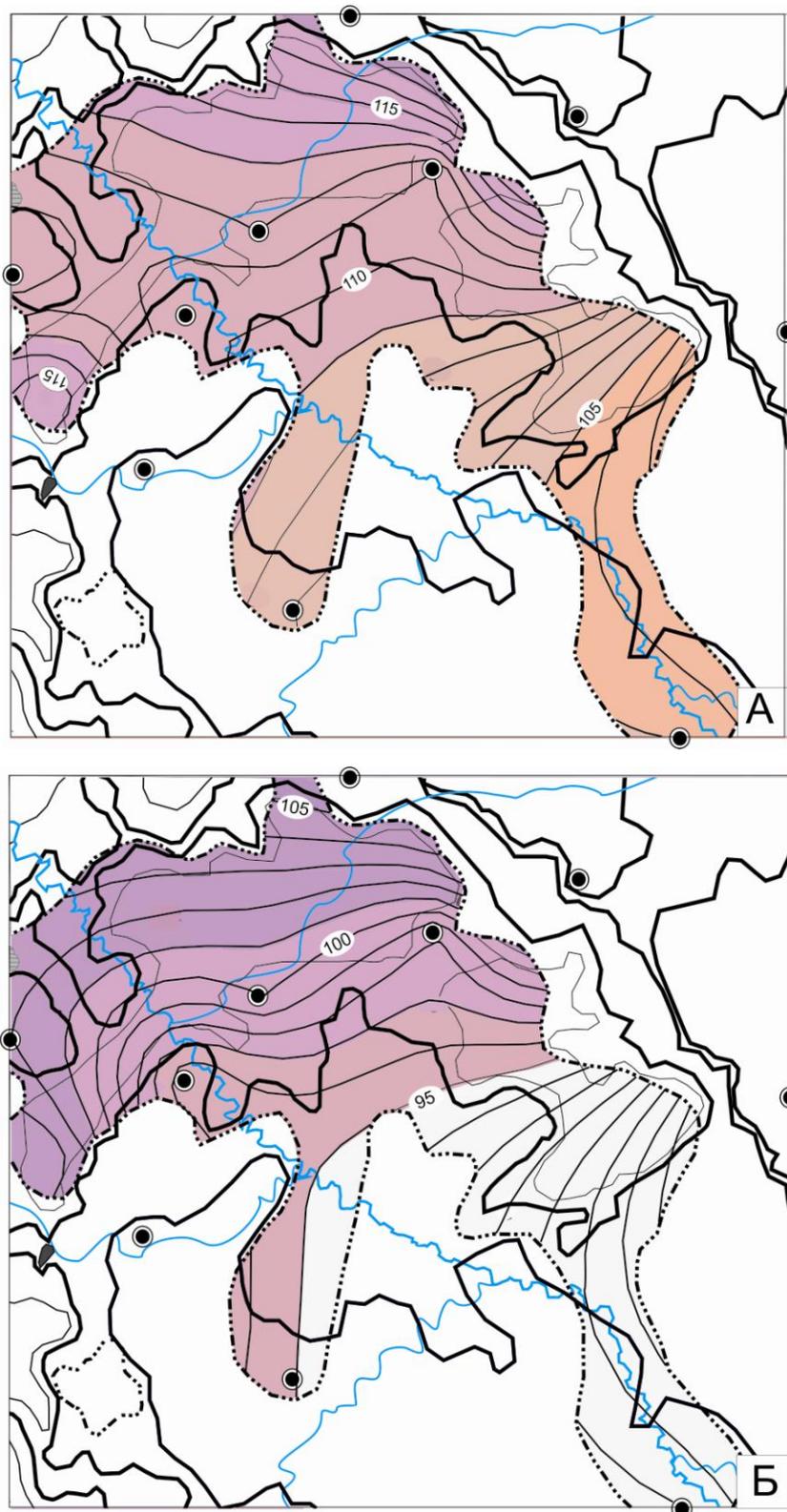


Рис.3.3 Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурских нефтей 37,6 (А) млн. лет назад и в современном разрезе (Б). Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти породами тогурской свиты – 95 °С. Остальные условные обозначения те же, что на рис.3.1

Анализ показывает, что на юго-восток (Правобережье Оби) расчетная плотность генерированных баженовских нефтей закономерно и существенно уменьшается. А плотность ресурсов тогурских нефтей высока во всей области распространения тогурской свиты.

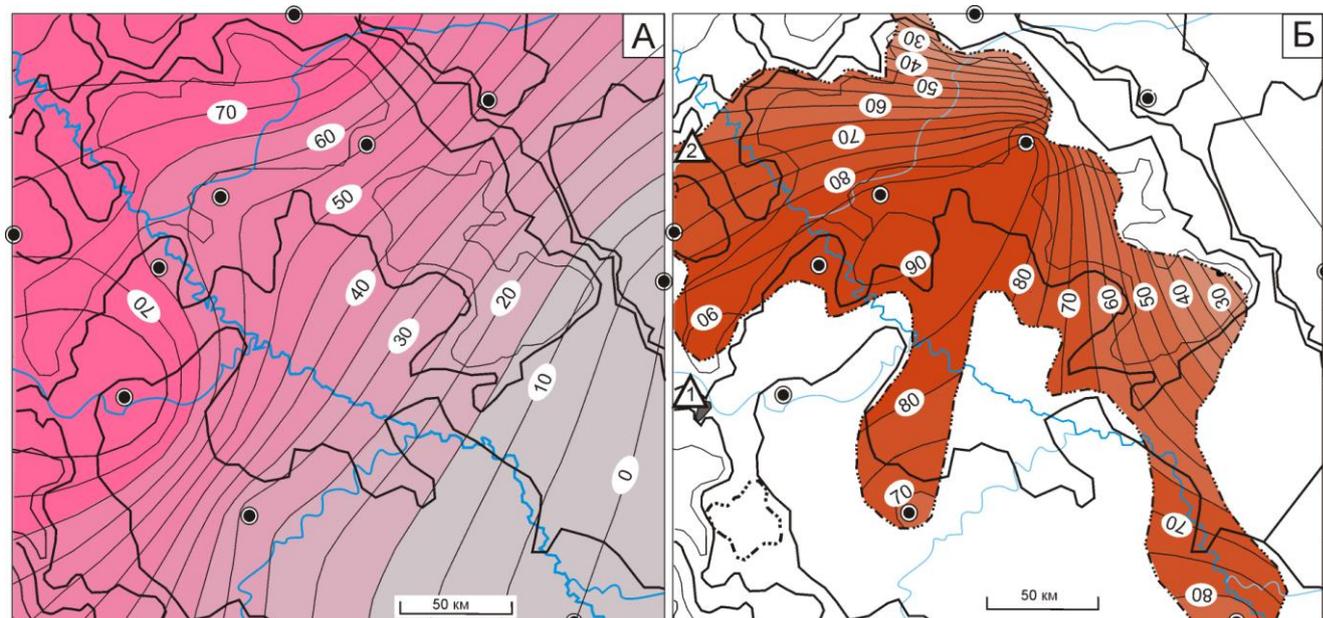


Рис. 3.4 Схематические карты распределения значений плотности генерированных баженовских (А) и тогурских (Б) нефтей Усть-Тымской мегавпадины (значения изолиний в усл. ед.). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.1

Распространение нижнеюрских резервуаров – пластов Ю₁₆ и Ю₁₅

С использованием данных бурения 20-ти глубоких скважин (Лифанов, 2012) откартировано развитие пластов-коллекторов Ю₁₆ и Ю₁₅ (рис. 3.5). Наибольшие толщины пласта Ю₁₆ наблюдаются в северном врезе Неготского мезопроггиба (рис. 3.5А). В южном и восточном направлении от центра мегавпадины мощность пласта значительно уменьшается. Пласт Ю₁₆ практически перекрывается тогурской свитой. Пласт Ю₁₅ имеет большее площадное распространение (рис. 3.5Б) и практически перекрывает нижележащую тогурскую свиту.

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в пластах Ю₁₆ и Ю₁₅ и районирование нижнеюрских резервуаров

Полученные данные о распределении аккумулярующих объемов нижнеюрских резервуаров, обусловленных их толщинами, и о распределении относительных объемов генерированных нефтей позволили построить схематические карты распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей, отдельно для резервуара пласта Ю₁₆ и резервуара пласта Ю₁₅ (рис. 3.6).

Наибольшая плотность ресурсов тогурских нефтей пласта Ю₁₆ отмечается в северо-западной части Усть-Тымской мегавпадины, на северо-западном склоне Северо-Парабельской мегамоноклинали и на их сочленении – район 1. Приток нефти из интервала залегания пластов

Ю₁₇₋₁₆ в скв.1 Толпаровская (То1) и прямые признаки нефтенасыщенности пласта Ю₁₆ в скв. 2 Толпаровской площади (То2) подтверждают высокую перспективность этого района.

Наибольшая плотность ресурсов тогурских нефтей пласта Ю₁₅ отмечается в центральной части Усть-Тымской мегавпадины, охватывая северо-западный склон Северо-Парабельской мегамоноклинали и их сочленение – район 1 (участок 1.1). На этом перспективном участке в пробуренных скважинах пласт Ю₁₅ не испытывался.

Выделяется и предлагается центральная часть Неготского мезопрогиба как первоочередная зона для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины (пластов Ю₁₆ и Ю₁₅), где происходит латеральное совпадение высокой плотности ресурсов аккумулированных тогурских нефтей по обоим пластам.

Распространение резервуара отложений коры выветривания

Проанализированы результаты бурения 38-ми скважин, вскрывших доюрский фундамент. По вскрытым толщинам построена карта (рис. 3.7А). Проанализированы петротипы пород фундамента, выходящих на доюрскую поверхность (рис. 3.7Б). Зоны выхода глинисто-кремнистых и магматических пород кислого состава на поверхность фундамента учтем как зоны распространения улучшенных коллекторов. Учтем и зоны коллекторов коры выветривания с неблагоприятными ФЕС, образованных по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации (рис. 3.8А).

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумулированных тогурских нефтей в отложениях коры выветривания и районирование резервуара зоны контакта

Используя карту распределения плотности генерированных тогурских нефтей (рис. 3.4) и карту толщин отложений коры выветривания (рис. 3.7А), построена схематическая карта распределения относительной плотности первично-аккумулированных тогурских нефтей в резервуаре коры выветривания (рис. 3.8А).

В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в резервуаре коры выветривания выделяется перспективная зона северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины (рис. 3.8Б). Эта зона сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Распространение палеозойского резервуара

Используя схему распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (рис. 3.7Б), выделены области пород фундамента с потенциально улучшенными ФЕС, области с потенциально средними ФЕС и области с потенциально неблагоприятными ФЕС (рис. 3.9А). Затем, с учетом интенсивности разрывной тектоники в фундаменте, определены зоны коллекторов с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС.

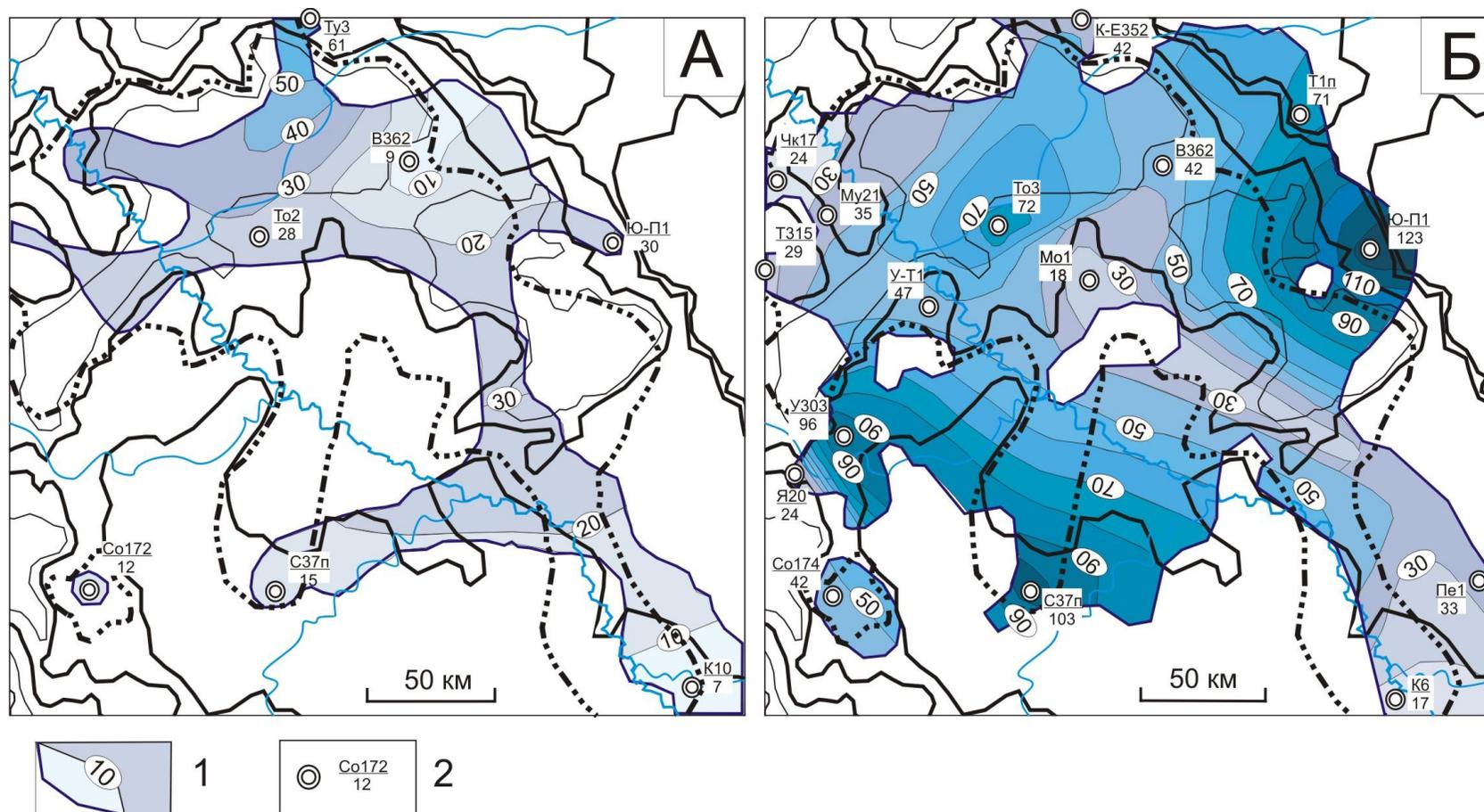


Рис. 3.5. Схематические карты распространения и толщин пласта Ю₁₆ (А) и пласта Ю₁₅ (Б) в Усть-Тымской мегавпадине: 1 – граница распространения и изопахиты пласта (по Лифанову, 2012); 2 – скважина, использованная для построения карт: в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – мощность пласта, м. Скважины: В362 – Вертолетная 362, К-Е352 – Киев-Еганская 352, К10 – Колпашевская 10, К6 – Колпашевская 6, Мо1 – Можанская 1, Му21 – Мурасовская 21, Пе1 – Песчаная 1, С37п – Сенькинская 37 параметрическая, Со172 – Соболиная 172, Со174 – Соболиная 174, То2 – Толпаровская 2; То3 – Толпаровская 3, Т315 – Трассовая 315, Ту3 – Тунгольская 3, Т1п – Тымская 1 параметрическая, У303 – Ураловская 303, У-Т1 – Усть-Тымская 1, Чк17 – Чкаловская 17, Ю-П1 – Южно –Пыжинская 1, Я20 – Ясная 20. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.1

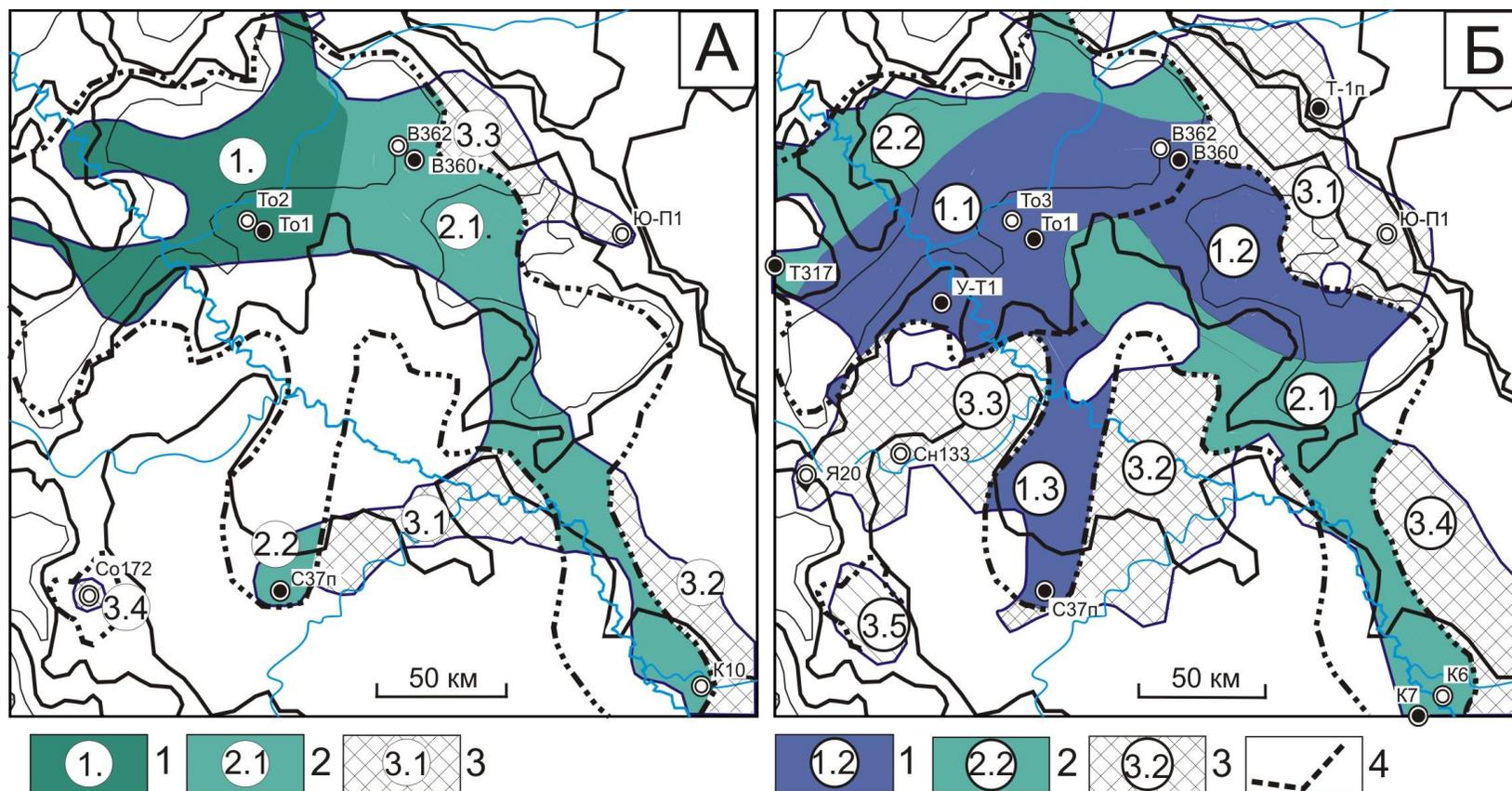


Рис. 3.6. Схемы районирования нижнеюрских резервуаров – пласта Ю₁₆ (А) и пласта Ю₁₅ (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1–3 – районы, участки (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1 – больше 20, 2 – меньше 20, 3 – ресурсы не оценены. К рисунку Б: 1–3 – районы, участки (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1 – больше 30, 2 – меньше 30, 3 – ресурсы не оценены; 4 – граница участка. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.1

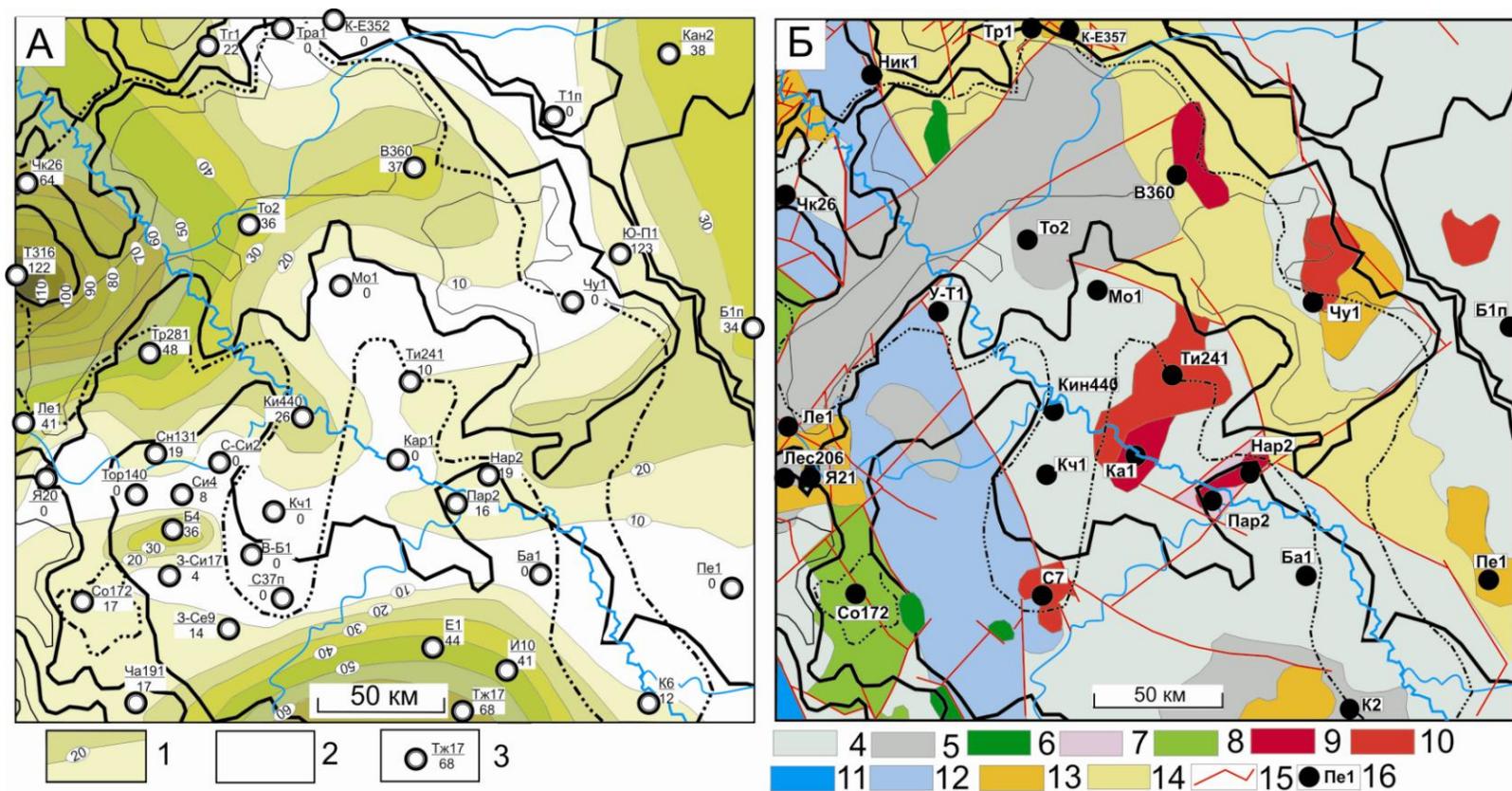


Рис. 3.7 Схематические карты распространения пород коры выветривания (А) и распространения петротипов пород фундамента (по Лифанову, 2012; Недоливко и Ежовой, 2005) (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – изопакиты отложений коры; 2 – зона отсутствия коры выветривания; 3 – скважина, использованная для построения карты изопакит: в числителе условный индекс, в знаменателе – мощность коры. К рисунку Б, фации комплексов пород фундамента: 4 – аспидная; 5 – базальтовая; 6 – базиты; 7 – глинисто-кремнистая; 8 – глинисто-сланцевая; 9 – гранодиориты; 10 – гранитоиды; 11 – карбонатная; 12 – терригенно-карбонатная; 13 – риолитовая; 14 – терригенная; 15 – тектонические нарушения; 16 – скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс. Остальные обозначения те же, что на рис. 3.1.

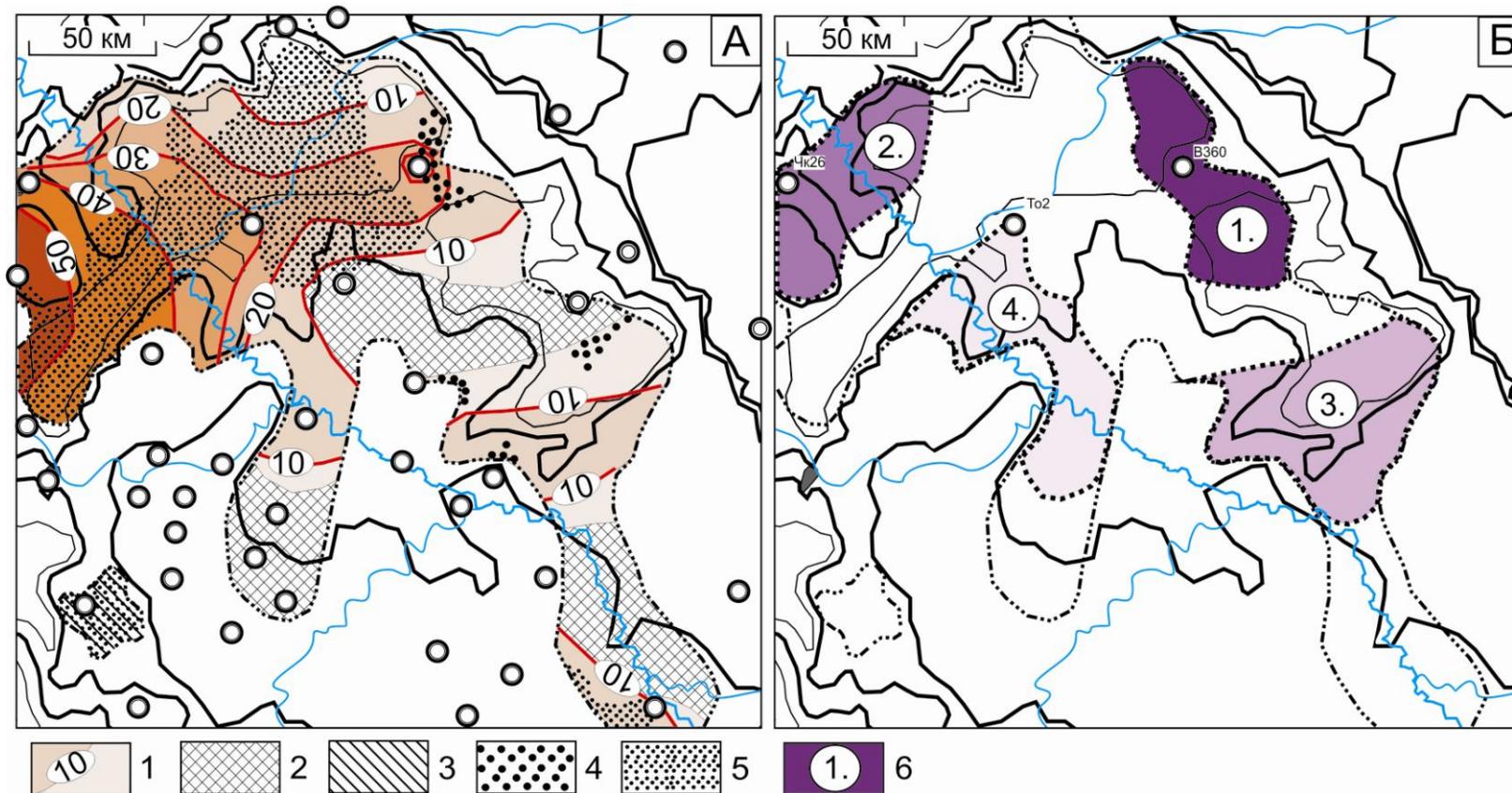


Рис. 3.8 Схема соотношения распределения плотности генерированных тогурских нефтей и качества коллекторов в резервуаре коры выветривания (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в отложениях коры выветривания (Б) Усть-Тымской мегападины. К рисунку А: 1 – изолинии плотности генерированных нефтей, усл. ед.; 2 – зона отсутствия коры выветривания в пределах распространения тогурской свиты; 3 – зона отсутствия оценки плотности генерированных тогурских нефтей; 4 – зона коллекторов коры выветривания с улучшенными ФЕС; 5 – зоны коллекторов коры выветривания с неблагоприятными ФЕС. К рисунку Б: 6 – перспективный участок, номер ранжирования. Интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности земель. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.7

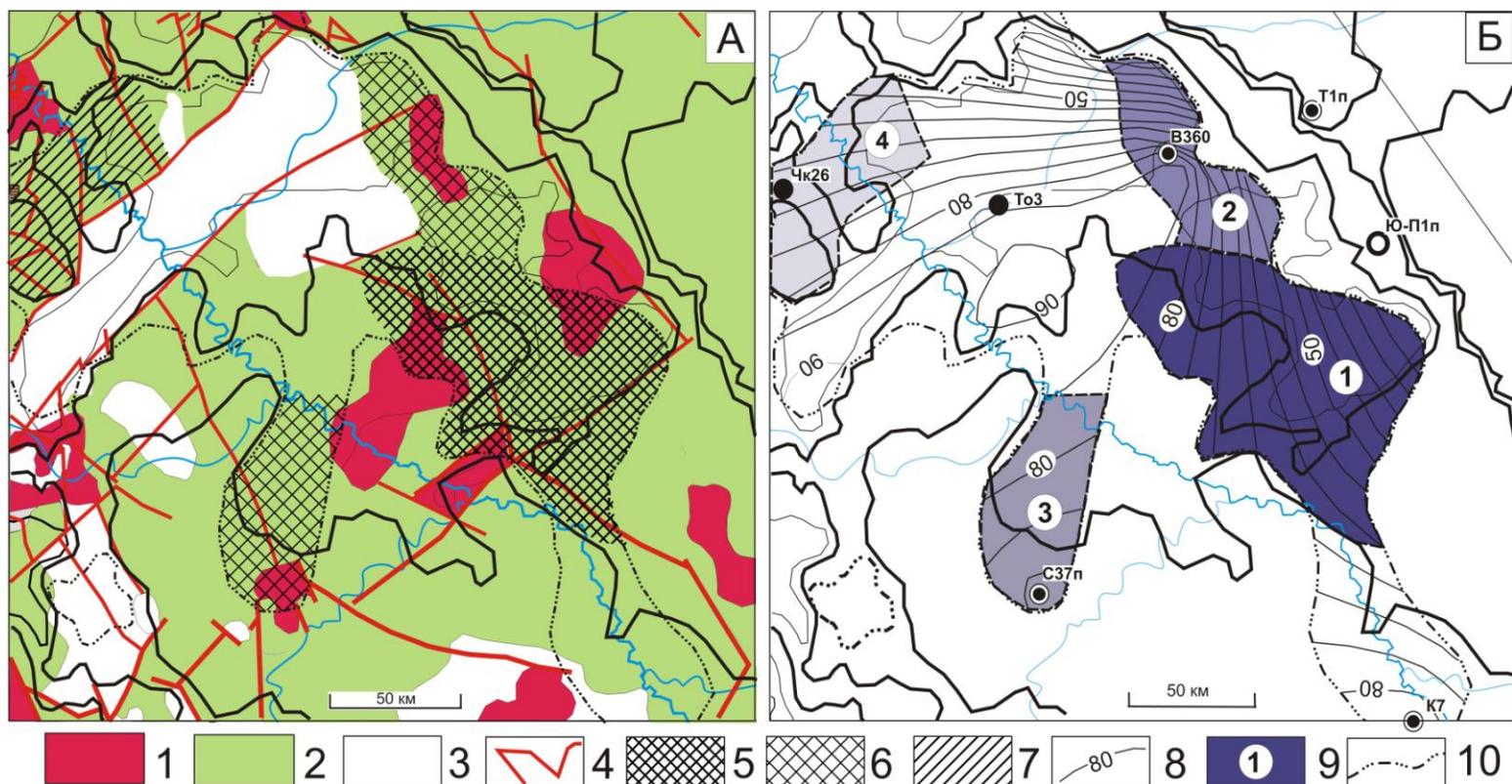


Рис. 3.9 Схема распределения петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в палеозойском резервуаре (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – область петротипов пород с потенциально улучшенными ФЕС; 2 – область петротипов пород с потенциально средними ФЕС; 3 – область петротипов пород с потенциально неблагоприятными ФЕС; 4 – тектонические нарушения; 5 – зона коллекторов с лучшими ФЕС; 6 – зона коллекторов с хорошими ФЕС; 7 – зона коллекторов с удовлетворительными ФЕС. К рисунку Б: 8 – изолинии значений плотности генерированных тогурских нефтей, усл. ед.; 9 – перспективный участок, номер ранжирования (интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности участка); 10 – граница распространения нефтематеринской тогурской свиты. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3.

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в коренных породах фундамента и районирование палеозойского резервуара

Сопоставлением зон коллекторов, дифференцированных по петротипу коренных отложений и тектоническому фактору, с распределением плотности генерированных нефтей выделены и проранжированы 4-е перспективных участка палеозойского резервуара (рис. 3.9Б).

В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в палеозойском резервуаре выделяется перспективная зона, объединяющая земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопрогиба.

Выводы

1. Выполнен расчет значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза Усть-Тымской мегавпадины и восстановлена термическая история нефтепроизводящих баженовской и тогурской свит, построены карта плотности теплового потока и комплект карт геотемператур, с положением очагов интенсивной генерации баженовской и тогурской нефтей.

2. Рассчитан интегральный показатель и построены карты распределения плотности ресурсов генерированных баженовских и тогурских нефтей. На юго-восток расчетная плотность ресурсов баженовских нефтей закономерно и существенно уменьшается. А плотность ресурсов тогурских нефтей высока во всей области распространения тогурской свиты.

3. Построены карты распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей, отдельно для резервуара пласта Ю₁₆ и резервуара пласта Ю₁₅. Выделена первоочередная зона для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров. Это наиболее перспективная зона приурочена к центральной части Неготского мезопрогиба.

4. Построена карта первично-аккумуляированных ресурсов резервуара коры выветривания. В качестве первоочередного района поисков выделяется перспективная зона северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины.

5. Выделены и проранжированы четыре перспективных участка палеозойского резервуара. В качестве первоочередного района поисков выделяется зона, объединяющая земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопрогиба.

6. Выполненный прогноз нефтегазоносности и районирование нижнеюрских и доюрских резервуаров согласуется с данными опробования 19-ти глубоких скважин.

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение:

«Созданы модели термической истории и реализации генерационного потенциала нефтематеринских баженовских и тогурских отложений, модели аккумулярующих резервуаров и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского и доюрского НГК Усть-Тымской мегавпадины и структур обрамления».

Построена схематическая карта расчетных значений плотности теплового потока, показывающая заметную корреляцию с известными месторождениями УВ (рис. 4.2). Установлено, что тепловой поток от основания осадочного чехла к приповерхностному уровню разреза увеличивается в среднем на $2,5 \text{ мВт/м}^2$, т. е. порядка на 3 %.

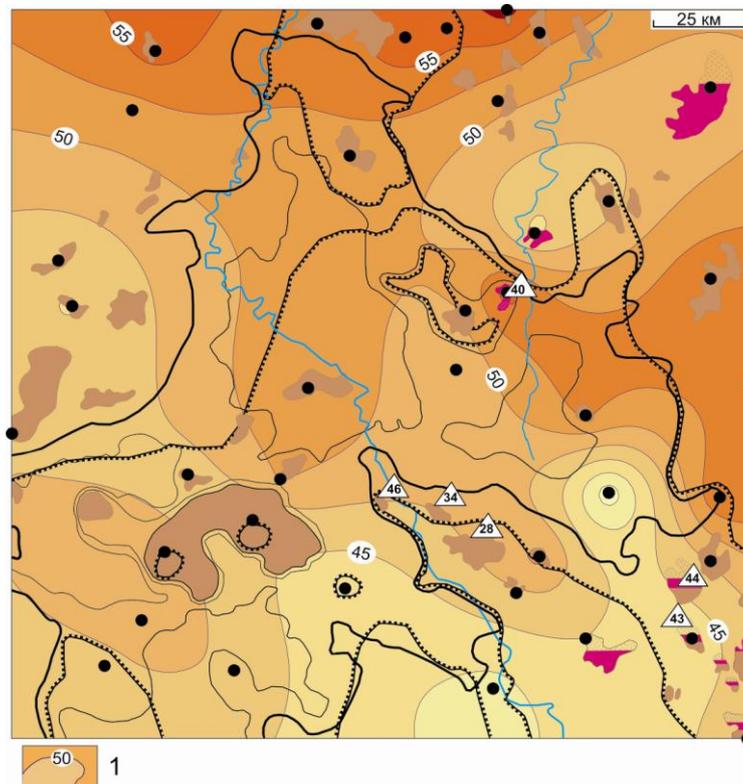


Рис. 4.2 Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза Ньюрольской мегавпадины: 1 – значения изолиний, мВт/м^2 . Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.1

Выполнено сопоставление полученных расчетных значений плотности теплового потока с экспериментальными данными А.Р. Курчикова и Б.П. Ставицкого (1987 г.) и А.Д. Дучкова (2000 г.). Экспериментальные данные характеризуются дискретными значениями в диапазоне $52\text{--}63 \text{ мВт/м}^2$, на схеме – территория исследований оконтуривается изолинией 60 мВт/м^2 . Расчетные значения находятся в диапазоне $45\text{--}57 \text{ мВт/м}^2$ (из основания осадочного разреза) и в диапазоне $47\text{--}61 \text{ мВт/м}^2$ (у дневной поверхности).

Расчет палеотемператур отложений тогурской свиты, картирование очагов генерации тогурских нефтей

Для восстановления термической истории (решением прямых задач геотермии) принята 21-а скважина, расположенная в зоне распространения тогурских отложений. По рассчитанным палеотемпературам построены схематические карты на 21-н ключевой момент геологического времени.

Условия ГЗН для тогурских нефтей наступают *91,6 млн лет назад*, в альб-сеномане. Очаги интенсивной генерации нефти локализируются в центральной части Нюрольской мегавпадины и на северо-восточном борту депрессии. В турон-сантоне, начиная с *86,5 млн лет назад* (время формирования ипатовской свиты), территория очага увеличивается, охватывая всю центральную часть Нюрольской мегавпадины, распространяясь вдоль восточного её борта на юг. Максимальный прогрев тогурских отложений на этот период достигает 115 °С. *61,7 млн лет назад*, во время формирования ганькинской свиты, генерация нефтей происходит практически во всей области распространения тогурских отложений, за исключением небольшого участка в юго-западной части территории исследования. Максимальные изотермы в 115 °С оконтуривают Налимью площадь, восточный борт Тамрадской впадины, зону сочленения северного борта мегавпадины и Среднеवासюганского мегавала. *37,6 млн лет назад* – время максимального прогрева осадочной толщи, ГЗН занимает всю территорию распространения тогурской свиты. Максимальные палеотемпературы достигают более 130 °С. На рубеже неогенового периода (24 млн лет назад) палеотемпературы начинают снижаться, а на юге и юго-востоке небольшие по площади участки выходят из ГЗН. К настоящему времени «остывание» осадочной толщи, связанное с изменением климатических условий в олигоцене, продолжается. Максимальные температуры в тогурской свите снизились до значений 115–120 °С. Расширилась и зона отсутствия условий ГЗН на юго-востоке.

Расчет плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей

Для анализа территории по плотности генерированных тогурских нефтей для каждой из 21-ой скважины рассчитан интегральный показатель относительной плотности ресурсов генерированных нефтей (*R*). Путем интерполяции значений *R*, построена схематическая карта распределения плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей (рис. 4.3).

В зону наибольших значений плотности генерированных тогурских нефтей попадает Фестивальный вал, где залежи в нижнеюрском и палеозойском НГК уже открыты. Палеотемпературы, соответствующие нижней зоне газообразования (130 °С и выше), подтверждают фазовое состояние нижнеюрской газоконденсатной залежи на Северо-Фестивальном месторождении.

Распространение нижнеюрских резервуаров – пластов Ю₁₆ и Ю₁₅

Согласно (Лифанов, Нассонова, Лапина, 2011), образование пласта Ю₁₆ (песчано-гравийные разности верхнеурманской подсвиты) приурочено к достаточно узким руслам палеорек, огибающим с юго-востока и юго-запада Лавровский выступ и небольшие останцы фундамента (рис. 4.4А, жирный контур). Границы пласта Ю₁₆ практически не выходят за пределы зоны распространения тогурской свиты.

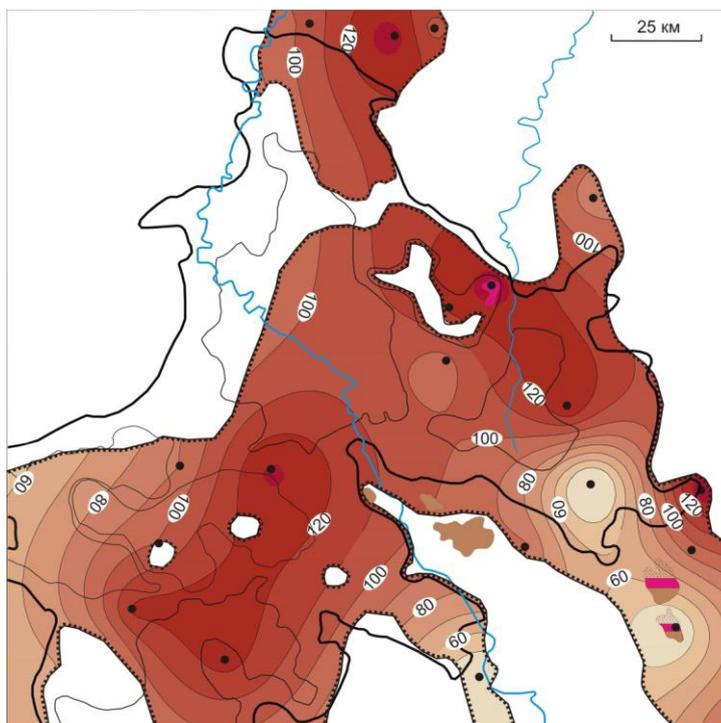


Рис. 4.3 Схематическая карта распределения значений (усл. ед.) относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей Ньюрольской мегавпадины. Показаны месторождения с залежами в нижнеюрском НГК. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.1

Площадь аккумуляции осадков салатской свиты значительно увеличена и песчаный пласт Ю₁₅ имеет более широкое распространение (рис. 4.4Б). Ореол распространения пласта Ю₁₅ выходит за границы тогурских отложений в пределах Лавровского мезовыступа, небольшого участка в северной части Чузикско-Чижапской мезоседловины и вдоль восточного и западного бортов северного вреза мегавпадины.

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в пластах Ю₁₆ и Ю₁₅ и районирование нижнеюрских резервуаров

Учитывая площадное распространение пластов Ю₁₆ и Ю₁₅, построены *схемы районирования резервуаров* по относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей (рис. 4.4).

Анализ проведенного районирования для *резервуара пласта Ю₁₆* показывает, что наиболее перспективными являются районы 1.1–1.3, значения плотности ресурсов достигают 130 усл.ед. (рис. 4.4А). Сопоставление результатов районирования нижнеюрского резервуара Ю₁₆ с данными по испытанию глубоких скважин, расположенных в пределах выделенных районов, показали подтверждение высокой перспективности *района 1.2*, где получен приток газоконденсата из этого резервуара в скважине Северо-Фестивальная 1.

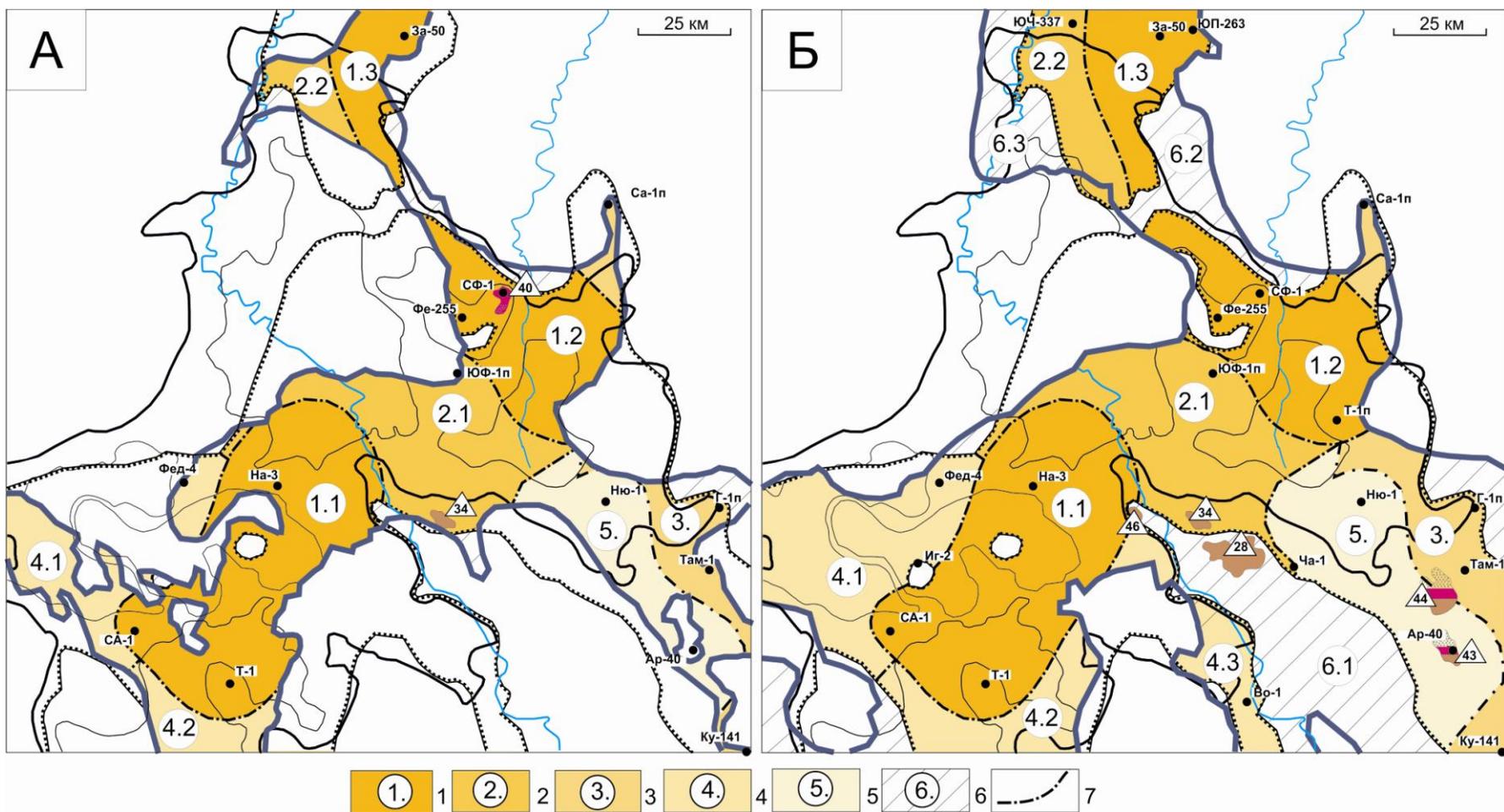


Рис. 4.4 Схемы районирования пластов Ю₁₆ (А) и Ю₁₅ (Б) нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей. 1–6 – районы (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1. – 110-130, 2. – 90-110, 3. – 70-110, 4. – 50-110, 5. – 40-90, 6. – менее 40; 7 – границы районов. Месторождения: Майское (34), Северо-Фестивальное (40) с залежами в Ю₁₆ (А) и Южно-Майское (28), Среднемайское (46), Арчинское (43), Урманское (44) с залежами в Ю₁₅ (Б). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.1

Сопоставление результатов районирования с данными по испытанию *резервуара пласта Ю₁₅* (рис. 4.4Б) показало подтверждение высокой перспективности *района 1.2*, где при совместном испытании интервала пластов Ю₁₃₋₁₅ в скважине Северо-Фестивальной 1 получен приток газоконденсата. В *районе 5* в результате сопоставления выявлено соответствие перспективного района и полученного притока газоконденсата при совместном испытании пласта Ю₁₅ и резервуара коры выветривания (НГГЗК) в скважине Арчинская 40.

Выводы

1. Выполнено палеотемпературное моделирование в варианте решения обратной задачи геотермии – расчет плотности теплового потока из основания осадочного разреза Нюрольской мегавпадины, построена карта с сечением изолиний 2,5 мВт/м². Установлено, что тепловой поток от основания осадочного чехла к приповерхностному уровню разреза увеличивается в среднем на 2,5 мВт/м².

2. Сопоставление расчетных значений плотности теплового потока, полученных для территории Нюрольской мегавпадины, с экспериментальными данными показало их согласованность.

3. Методом палеотемпературного моделирования (в варианте решения прямой задачи геотермии) восстановлена термическая история нефтепроизводящей тогурской свиты. Определены палеотемпературные условия реализации генерационного потенциала нефтематеринских отложений.

4. Рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей. Выполнено построение карты распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей.

5. С учетом фациальных особенностей нижнеюрских пластов выполнено построение карт распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей отдельно для резервуара пласта Ю₁₆ и резервуара пласта Ю₁₅. Выполненное районирование выявило первоочередную зону для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров. Это северный борт Тамрадской впадины.

6. Перспективность зоны северного борта Тамрадской впадины согласуется положительными результатами испытаний глубоких скважин.

Приведенные выше выводы обосновывают 3-е защищаемое положение:

«Определены палеотемпературные условия реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, фациальные особенности аккумулярующих резервуаров и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины и структур обрамления».

5 Оценка нефтегазоносности нижнеюрского резервуара Верхнелемяминского вала

Верхнелемяминский вал объединяет ряд структур III порядка, осложненные структурами IV порядка, к которым приурочены месторождения УВ (рис. 5.1). Осадочный чехол достигает толщин более 3000 м. В нижнеюрских шеркалинских отложениях (J_{1p-t}) присутствуют потенциально материнские тогурская и радомская пачки.

Достаточно крупный масштаб исследований позволил для этой территории реализовать возможности методики исследований в части площадных палеоструктурных реконструкций с последующим учетом их результатов для определения палеоплощадей нефтесбора и локализации ресурсов.

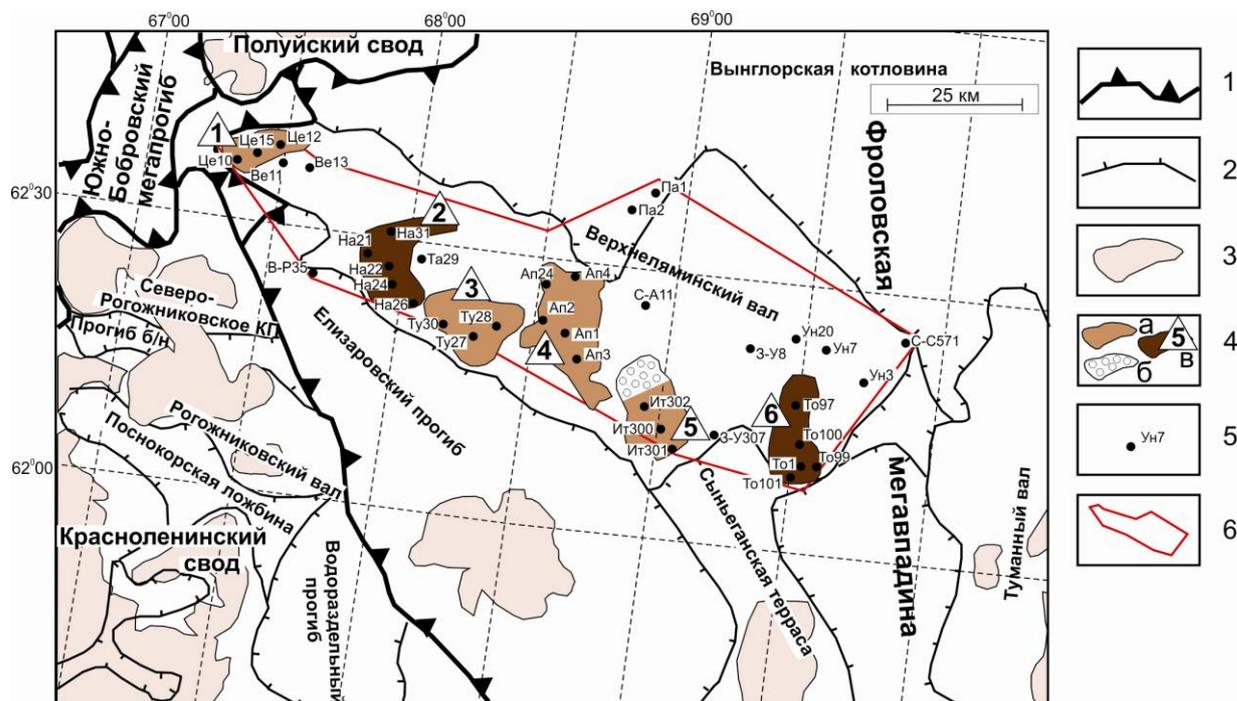


Рис. 5.1 Схематическая карта нефтегазоносности Верхнелемяминского вала, на основе (Атлас..., 2000): 1 – границы тектонических элементов I порядка; 2 – границы внутреннего районирования; 3 – месторождение УВ на сопредельных территориях; 4 – месторождение УВ и его условный номер с залежами а) нефти, б) газа, в) в нижнеюрском НК; 5 – поисково-разведочная скважина и ее условный индекс; 6 – контур территории построения прогнозных карт. Месторождения УВ: 1 – Центральное; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Апрельское; 5 – Итьяхское; 6 – Торгасинское.

Определение плотности теплового потока

Решением обратной задачи геотермии выполнен расчет плотности теплового потока из основания осадочного разреза по 37-и представительным глубоким скважинам выполнен. В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при 26-ти испытаниях скважин, и 113-ть значений палеотемпературы, определенных из ОСВ. Построены схематические карты расчетных значений плотности теплового потока (рис. 5.2).

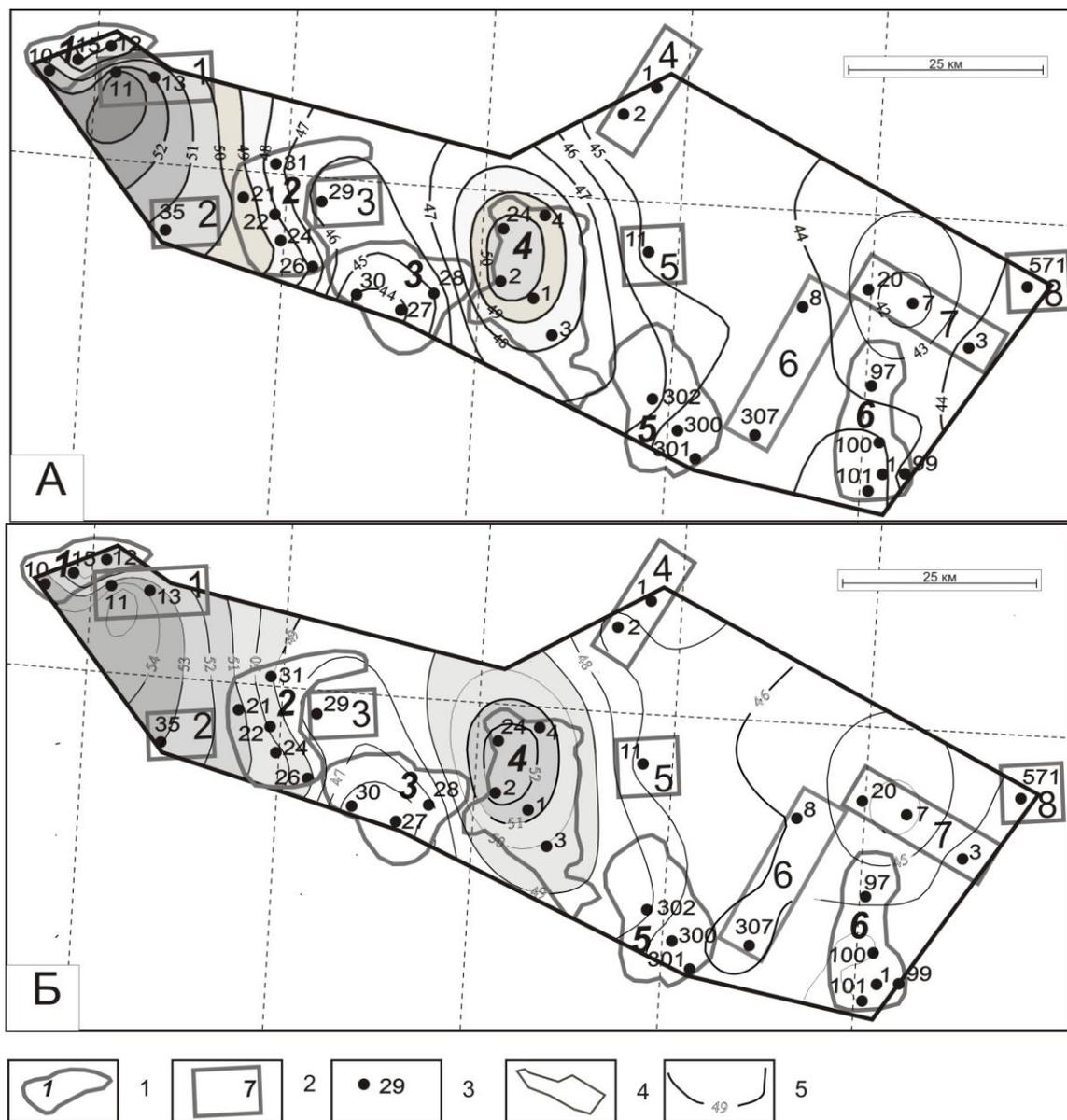


Рис. 5.2 Схематические карты распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского основания (А) и через дневную поверхность (Б) Верхнеляминского вала: 1 – месторождение и его условный номер; 2 – площадь нефтепоискового бурения и ее условный номер; 3 – поисково-разведочная скважина и ее условный номер; 4 – контур территории построения прогнозных карт; 5 – изолинии расчетных значений плотности теплового потока, мВт/м²

Расчет палеотемператур отложений шеркалинской свиты, картирование очагов генерации и зон аккумуляции тогурских нефтей

Решением прямых задач геотермии в разрезах 20-ти скважин, вскрывших шеркалинскую свиту, восстановлена термическая история тогурских отложений. Построен комплект схематических карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в тогурской нефтепроизводящей пачке на 5-ть ключевых времен истории осадконакопления (рис. 5.3). Карты палеотемператур совмещены с *палеоструктурными картами* кровли шеркалинской свиты.

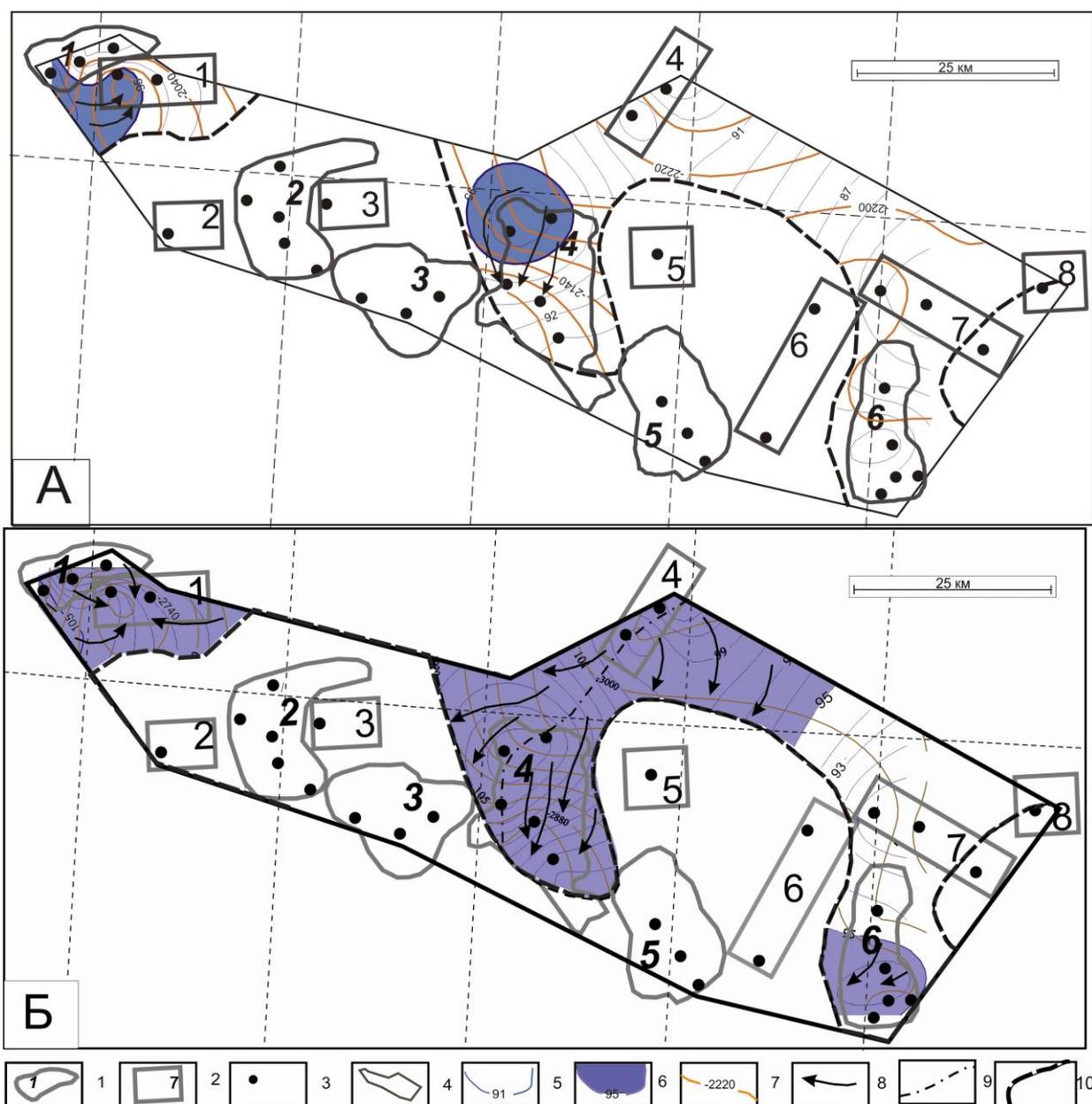


Рис. 5.3 Схема положения очагов генерации и направлений возможной миграции тогурских нефтей 62 млн лет назад (А) и современное состояние (Б) Верхнеильминского вала: 1-4 – то же, что на рисунке 5.2; 5 – изолинии значений температур в шеркалинской свите, °С; 6 – контур очага генерации нефтей; 7 – (палео)изогипсы кровли шеркалинской свиты, м; 8 – направления линий тока флюидов; 9 – генерализованные («гальвиговые») границы зон нефтесбора; 10 – линия выклинивания шеркалинских отложений

Резервуары пластов Ю₁₀ и Ю₁₁

В шеркалинских отложениях развиты резервуары пластов Ю₁₀ и Ю₁₁ (рис. 5.4). Рассчитан интегральный показатель для зон аккумуляции тогурских нефтей, учитывающий размер площади нефтесбора, температуру очага генерации нефти и время действия очага. *Зоны аккумуляции тогурских нефтей Верхнеильминского вала дифференцируются по интегральному показателю, локализуя прогнозные ресурсы углеводородов (рис.5.4).*

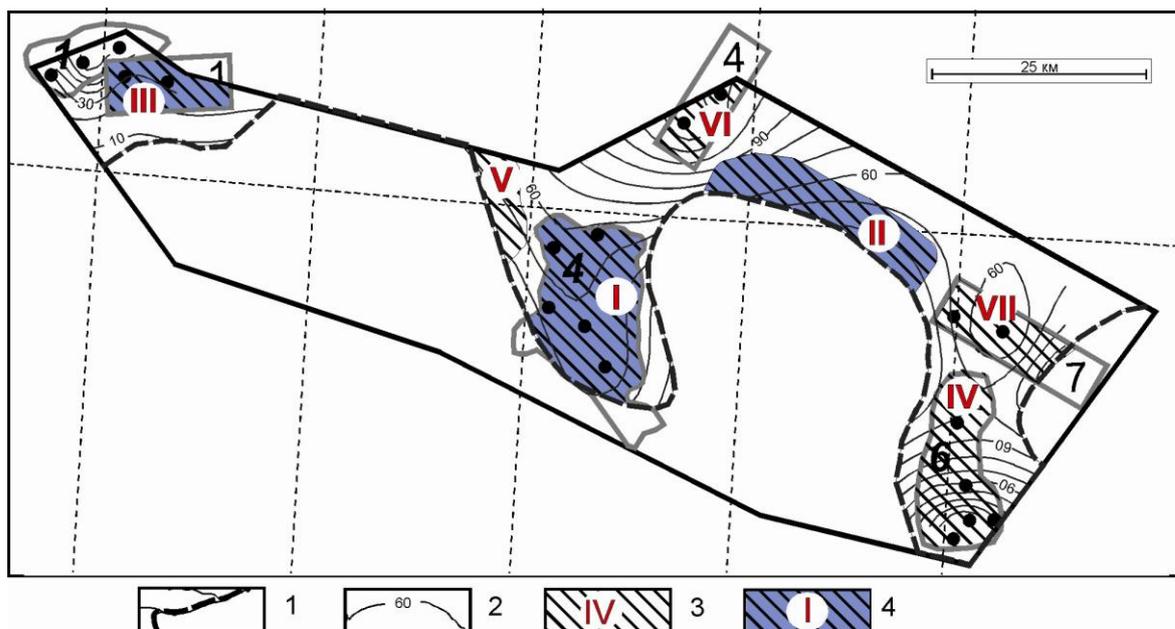


Рис.5.4 Схематическая карта распределения мощности шеркалинской свиты и районирования нижнеюрского НГК Верхнелямского вала: 1 – граница распространения отложений шеркалинской свиты; 2 – изолинии значений мощности, м; 3 – зона аккумуляции тогурских нефтей и ее номер ранжирования; 4 – перспективная зона нижнеюрских резервуаров (пласты Ю₁₀ и Ю₁₁), рекомендуемая для поисково-разведочных работ.

Выводы

1. Решением обратной задачи геотермии рассчитана плотность теплового потока из основания осадочного разреза и построена карта. Максимальное значение расчетной плотности теплового потока у дневной поверхности достигает 55 мВт/м^2 , что не противоречит значениям этого параметра, полученного экспериментальным путем.
2. Решением прямых задач геотермии выполнена оценка термических условий реализации нефтегенерационного потенциала тогурских отложений. На палеоструктурной основе построен комплект карт положения очагов интенсивной генерации нефти
3. Определены зоны аккумуляции тогурских нефтей. Зоны аккумуляции дифференцируются по интегральному показателю, локализуя прогнозные ресурсы УВ.
4. Высокоперспективные зоны нижнеюрских резервуаров пластов Ю₁₀ и Ю₁₁ прогнозируются на землях Апрельского месторождения и Верхненазымской поисковой площади, а также в полосе выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части вала.

Приведенные выше выводы обосновывают 4-е защищаемое положение:

«Дана оценка термических условий реализации генерационного потенциала нефтематеринских тогурских отложений, палеоструктурной обстановки аккумулирующего резервуара и выполнен зональный прогноз нефтегазоносности нижнеюрского НГК Верхнелямского вала».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

1. Экспериментально обоснована и принята концепция «юрского источника» как главного источника углеводородов, формирующего залежи в нижнеюрских и доюрских резервуарах центральной части и юго-востока Западной Сибири.

2. В качестве базового звена методики нефтегеологической интерпретации реализован метод палеотемпературного моделирования, основанный на решении прямых и обратных задач геотермии в условиях седиментации. Интерпретационная модель решает концептуальную задачу об источнике УВ.

3. *Применение метода палеотемпературного моделирования обеспечило анализ и количественную интерпретацию всего доступного комплекса геолого-геофизических данных.*

4. В методике исследований реализован учет «местного» векового хода температур на поверхности Земли, индивидуальный для палеоклиматической зоны территорий исследований.

5. Сопоставительными расчетами установлено, что используемый программный комплекс TermoDialog, как компьютерная реализация метода палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, по эффективности не уступает лучшим отечественным программным комплексам.

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

1. Для Усть-Тымской мегавпадины и структур обрамления выполнен расчет и построена карта распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза. Сопоставление расчетных значений с данными о плотности теплового потока, полученными экспериментальным путем, подтвердило достоверность модельных расчетов.

2. Восстановлена термическая история всех свит, включая нефтепроизводящие баженовскую и тогурскую. Построен комплект карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в баженовской и тогурской свитах.

3. Рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов, выполнено построение карт распределения значений плотности генерированных баженовских и тогурских нефтей. Установлено, что на Правобережье Оби расчетная плотность ресурсов баженовских нефтей закономерно и существенно уменьшается.

4. Закартированы аккумулярующие объемы нижнеюрских и доюрских резервуаров и построены карты распределения относительной плотности ресурсов первично-

аккумулятивных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины, отдельно для резервуара пласта Ю₁₆, резервуара пласта Ю₁₅, резервуара коры выветривания и палеозойского резервуара. *Выделены и рекомендованы в качестве первоочередных для поисков наиболее перспективные зоны, районы, участки.*

5. Установлено, что согласованность геофизического прогноза с данными бурения составляет порядка 95%.

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

1. Для Нюрольской мегавпадины и структур обрамления выполнено моделирование плотности теплового потока из основания осадочного разреза. Достоверность расчетных значений подтверждается проведенными ранее экспериментальными исследованиями.

2. Восстановлена термическая история свит и толщ осадочного чехла. Построен комплект карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в тогурской свите.

3. Рассчитан интегральный показатель относительной плотности ресурсов и построена карта распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей.

4. Построены карты распространения нижнеюрских пластов и распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей для резервуара пласта Ю₁₆ и резервуара пласта Ю₁₅, отдельно. *Выделена и рекомендована первоочередная зона для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины.*

Результаты проведенных исследований, позволившие обосновать 4-е защищаемое положение, следующие:

1. Выполнен расчет плотности теплового потока из основания осадочного разреза Верхнелемминского вала. Построенные карты расчетных значений плотности теплового потока не противоречат значениям этого параметра, полученным экспериментальным путем.

2. В разрезах скважин, вскрывших нижнеюрскую шеркалинскую свиту, восстановлена палеоструктурная обстановка и термическая история тогурских отложений. Построен комплект карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти, определены зоны аккумуляции тогурских нефтей.

3. Рассчитан интегральный показатель для зон аккумуляции тогурских нефтей, учитывающий размер площади нефтесбора, температуру очага генерации нефти и время действия очага. *Зоны аккумуляции тогурских нефтей Верхнелемминского вала дифференцированы (ранжированы) по интегральному показателю, локализуя прогнозные ресурсы углеводородов.*

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в журналах перечня ВАК

- 1 Лобова Г.А. Очаги генерации тогурских нефтей центральной части Югорского свода // Ученые записки Казанского гос. ун-та. – 2008. – Т. 150 – кн. 3. – С. 169–182.
- 2 Исаев В.И., Лобова Г.А., Попов С.А., Хашитова А.Б. Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода // Известия ТПУ. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С.38–43.
- 3 Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Исаева О.С., Лобова Г.А. Плотностное моделирование фундамента осадочного разреза и прогноз зон нефтегазонакопления (на примере Южного Сахалина и Западной Сибири) // Тихоокеанская геология. – 2008. – Т. 27 – № 3. – С. 3–17.
- 4 Исаев В.И., Лобова Г.А. Зона нефтегазонакопления доюрского комплекса Сургутского свода (по результатам геоплотностного моделирования) // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 8. – С.27 – 30.
- 5 Гуленок Р.Ю., Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Лобова Г.А., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии и геотермии // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – № 4. – С. 3–18.
- 6 Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумулятивные ресурсы баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Известия ТПУ. – 2012. – Т. 321. – № 1 – С. 122–128.
- 7 Лобова Г.А. Оценка перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-меловых отложений Усть-Тымской мегавпадины по результатам палеотемпературного моделирования // Вестник Воронежского гос. ун-та. Геология. – 2012. – № 2. – С. 169–178.
- 8 Лобова Г.А. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей промысловых районов Томской области // Геофизика. – 2012. – № 6. – С. 35– 41.
- 9 Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Криницына К.А., Останкова Ю.Г. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовской свитой (на широтах Томской области) // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 322. – № 1 – С. 45–51.
- 10 Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51–56.
- 11 Осипова Е.Н., Лобова Г.А. Геотемпературный режим баженовской свиты и нефтеперспективные зоны меловых отложений (Нюрольская мегавпадина) // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 322. – № 1 – С. 51–56.

- 12 Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство.– 2013.– №2 – С.36–40.
- 13 Лобова Г.А., Исаев В.И., Панова А.С., Исаева О.С. Результаты выделения нефтеперспективных зон меловых отложений Нюрольской мегавпадины по геотемпературному критерию // Каротажник. – 2013. – вып.4 (226) – С. 3–15.
- 14 Лобова Г.А., Власова А.В. Реконструкции геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрском и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf.
- 15 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.
- 16 Лобова Г.А., Власова А.В., Исаева О.С., Исаев В.И. Реконструкции термической истории нефтематеринских тогурских отложений и оценка распределения плотности ресурсов пластов Ю₁₆ и Ю₁₅ // Известия ТПУ. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 119–127.
- 17 Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кудряшова Л.К. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений по данным гравirazведки и геохимии (Тюменская область) // Известия ТПУ.– 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 65–72.
- 18 Лобова Г.А. Поиски углеводородов в доюрском фундаменте центральной части Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2014.pdf.
- 19 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.
- 20 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.
- 21 Лобова Г.А. Нефтегазоносность нижнеюрских и палеозойского резервуаров Усть-Тымской мегавпадины (по геотермическим данным) // Вестник Воронежского гос. ун-та. Геология. – 2015. – № 1. – С. 89–94.
- 22 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.

23 Исаев В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н. Влияние палеоклимата на геотермический режим баженовских отложений юго-востока Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 3 – С. 4–11.

Монографии

24 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.

25 Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.

Публикация в международных научных журналах

26 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.

27 Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4 – С. 28 – 39.

28 Лобова Г.А., Искоркина А.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2015. – Т. 37. – № 1. – С. 3–20.

29 Isaev V.I., Gulenok R.Y., Isaeva O.S., Lobova G.A. Density Modeling of the Basement of Sedimentary Sequenc and Prediction of Oil–Gas Accumulation: Evidence from South Sakhalin and West Siberia // Russian Journal of Pacific Geology. – 2008. – Vol. 2. – No. 3. – pp. 191–204.

30 Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., 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.

31 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.

32 Lobova G. A. , Osipova E. N. , Isaev V. I. , Terre D. A. Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015 – Vol. 24, Article number 012001. – http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf