

На правах рукописи



Лунёва Татьяна Евгеньевна

ЗОНАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ДОЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО
КОМПЛЕКСА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ ГЕОТЕРМИИ
(ПРОМЫСЛОВЫЕ РАЙОНЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск
2020

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

Научный руководитель: Лобова Галина Анатольевна,
доктор геолого-минералогических наук, доцент

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

Бурштейн Лев Маркович,
доктор геолого-минералогических наук,
Федеральное государственное бюджетное учреждение
Науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им.
А.А. Трофимука СО РАН», заведующий лабораторией
теоретических основ прогноза нефтегазоносности
(г. Новосибирск)

Защита диссертации состоится «29» апреля 2020 г. в 14-00 на заседании диссертационного совета ДС.ТПУ.27 при ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 20, ауд. 406.

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 dis.tpu.ru

Автореферат разослан «25» февраля 2020 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета ДС.ТПУ.27

Лобова Галина Анатольевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Перспективность палеозойских отложений в Западной Сибири на протяжении всей истории ее изучения оценивалась неоднозначно. О возможной перспективности палеозоя высказывались такие видные учёные как И. М. Губкин (1932), Н. С. Шатский (1932), М. М. Чарыгин (1933), Д. Л. Степанов (1934), М. К. Коровин (1934), Н. А. Кудрявцев (1943), Н. Н. Ростовцев (1958), Ю. К. Миронов, Л. И. Ровнин (1958) и другие. Однако открытие крупных месторождений в мезозойских отложениях несколько приостановили интерес к палеозою. Позже, высокую перспективность отмечал в своих работах академик А. А. Трофимук (1963 г.), выделяя палеозойский этаж как самостоятельный. Эту идею поддержали В. С. Вышемирский (1971), И.А. Иванов (1975), Г. П. Худорожков (1975), Н. П. Запывалов (1975, 1984, 1985), В. И. Бененсон (1985, 1987). Несколько более сдержанную оценку в то время этим отложениям давали А. Э. Конторович (1964), В.С. Бочкарев (1968), В.С. Сурков (1973), О.Г. Жеро (1973), И. И. Нестеров (1975). В 70-х годах 20 века в Томской области поисково-разведочные скважины практически всегда бурились со вскрытием отложений фундамента, что вскоре привело к массовому открытию сложных по геологическому строению и мелких по запасам залежей в доюрском комплексе в Чузикско-Чижапской зоне. Однако, в связи с тем, что поиски палеозойской нефти велись попутно с мезозойской, эффективность их была невысокой. Поэтому, до настоящего времени, доюрский нефтегазоносный комплекс, относимый к трудноизвлекаемым запасам, является одним из перспективных объектов воспроизводства и наращивания ресурсной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Ступакова, 2015; Ильинский, Прищепа, 2017; Конторович, 2018; Белозеров, 2018; Лобова и др., 2018). Сложившаяся в последние годы экономическая и геополитическая обстановка, приводящая к росту цен на сервисные услуги и нефтегазовое оборудование, побуждает планировать мероприятия по наращиванию добычи, в первую очередь, в рамках существующих фонда скважин и лицензионных границ. Такие территории обладают развитой инфраструктурой, что значительно может снижать капитальные затраты на разведку и освоение. **Актуальность** диссертационной работы определяется принадлежностью территории исследований к одному из нефтепромысловых районов Томской области.

Объектом прогнозных исследований являются нефтематеринская тогурская свита и резервуары коры выветривания, внутреннего палеозоя в доюрском нефтегазоносном комплексе в пределах Колтогорского мезопрогиба, Нюрольской мегавпадины и структур обрамления, расположенных в западной части Томской области.

Степень разработанности темы. Поиски залежей углеводородов в доюрском комплексе возможны при наличии резервуаров в отложениях фундамента и источника генерации нефти – нефтематеринской свиты. Основной нефтегенерирующей толщей для доюрского нефтегазоносного комплекса (НГК) большинством исследователей (Гончаров, 1987; Костырева, 2005; Фомин, 2011; Костырева, Москвин, Ян, 2014) признается нижнеюрская тогурская свита, которая имеется в пределах территории исследований. Высокий нефтегенерационный потенциал тогурских отложений подтверждается содержанием $C_{орг}$ и катагенетической зрелостью рассеянного органического вещества в ней. Распространение коллектора с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в Колтогорском мезопрогибе и Нюрольской мегавпадине подтверждается открытием промышленных залежей, связанных как с корой выветривания, так и с внутренним палеозоем. В пределах территории исследований открыто порядка 15-и месторождений, а на ряде площадей получены прямые признаки нефтенасыщения пород этого стратиграфического уровня. Установленная ранее экспериментальным путем, возможность вертикальной миграции на 250 м вниз по разрезу от нефтематеринской толщи (Коржов и др., 2013; Кузина и др., 2014) дает основание на проведение нефтегеологического прогнозирования на доюрский НГК в границах латерального распространения тогурской свиты.

Цель настоящих исследований – определить первоочередные районы поисков на доюрский нефтегазоносный комплекс в пределах основных промысловых районов Томской области – Колтогорском мезопрогибе, Нюрольской мегавпадине и структурах их обрамления.

В диссертационной работе решалась следующая научная задача – выполнить зональное районирование резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины на основе комплексной технологии зонального прогнозирования нефтегазоносности доюрского основания, включающей геотермию как метод нефтепоисковой геофизики.

Решение задачи разделено на следующие этапы: 1) сбор, систематизация и анализ результатов геолого-геофизической изученности нефтегазоносности Колтогорского мезопрогиба, Нюрольской мегавпадины и структур обрамления; 2) картирование и анализ латерального распространения и мощностей пермо-триасовой коры выветривания; 3) анализ петротипов доюрских пород в связи с возможностью образования вторичных коллекторов с хорошими ФЕС в коре выветривания и внутреннем палеозое; 4) компьютерное моделирование глубинного теплового потока и термической истории материнских тогурских отложений, выделение и картирование очагов генерации тогурской нефти; 5) интегрированный анализ объемных и качественных характеристик потенциальных коллекторов доюрских отложений, районирование резервуара коры выветривания и внутреннего палеозоя Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины по плотности аккумуляции тогурской нефти; 6) анализ корреляции распределения плотности теплового потока, петротипов пород и плотности разрывных нарушений фундамента.

Научная новизна работы

1. На территории исследований восстановлена термическая история тогурской свиты, выявлены и закартированы катагенетические очаги генерации тогурской нефти.
2. На территории исследований выполнен зональный прогноз нефтегазоносности доюрского комплекса, отнесенного к трудноизвлекаемым запасам.
3. На территории исследований выполнен качественный и количественный анализ причин аномального распределения плотности теплового потока, его корреляция с литологией и плотностью разрывных нарушений фундамента.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Продемонстрирована реализация комплекса методических подходов и технологии зонального прогнозирования нефтегазоносности доюрского основания на примере трудноизвлекаемых ресурсов запада Томской области.
2. Выполнено районирование, ранжирование зон и районов резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя, предложены первоочередные участки для поисков и освоения доюрского комплекса на западе Томской области.

Методология и методы исследования

Исследования опираются на теоретические основы историко-геологического прогноза, получившие мощный импульс работами А.Э. Конторовича и др. (1967) и Н.Б.

Вассоевича (1967), на методологию осадочно-миграционной теории нефтидогенеза – интенсивно развивающееся направление современной науки.

Основным звеном методики исследований является технология зонального прогнозирования нефтегазоносности, разрабатываемая Томской исследовательской школой геотермии (Исаев и др., 2014-2019).

Положения, выносимые на защиту

1. Детализированная карта глубинного теплового потока, рассчитанного решением обратной задачи геотермии в Колтогорском мезопрогибе и структурах обрамления, имеет средний уровень 53 мВт/м^2 , максимальные значения наблюдаются на южном склоне Александровского свода и достигают 70 мВт/м^2 , минимальные значения порядка 40 мВт/м^2 закартированы в центральной части Средневасюганского мегавала. Распределение плотности теплового потока не находит значимой корреляции с расположением южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта. На основе палеотемпературного моделирования выявлены катагенетические очаги генерации нефти в материнской тогурской свите и восстановлена их термическая история. Вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования начинается в альб-сеномане, достигая максимальных температур 130°C в некрасовское время. Катагенетические условия главной фазы нефтеобразования сохраняются в тогурской свите практически на всей территории исследования до настоящего времени.

2. С учетом экспресс-оценки плотности генерации тогурской нефти и вертикальной миграции как преимущественной, объемной характеристики и потенциальных фильтрационно-емкостных свойств отложений коры выветривания и палеозоя выполнено зональное нефтегеологическое районирование пластов М и М₁ Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления. Первоочередным районом для поисков залежей в нефтегазоносном горизонте зоны контакта и внутреннем палеозое является восточная часть Черемшанской мезоседловины и ее сочленение с северным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала.

3. С учетом геотермии материнской свиты, оценки плотности генерации тогурской нефти, объемной характеристики и потенциальных фильтрационно-емкостных свойств отложений коры выветривания и палеозоя выполнено зональное нефтегеологическое районирование пластов М и М₁ Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Первоочередными районами для поисков залежей в нефтегазоносном горизонте зоны

контакта являются южные земли Центральнотюрольской мезовпадины. Первоочередные районы для поисков залежей в отложениях внутреннего палеозоя выделяются на территории южного борта Кулан-Игайской мезовпадины и зоны ее сочленения с Тамрадской мезовпадиной. Установлена корреляция распределения плотности теплового потока и литологии фундамента, отсутствие значительной корреляции теплового потока и плотности разрывных нарушений.

Характеристика исходных данных

Геолого-структурной основой является структурно-тектонические карты В. А. Конторовича (2002); петрологической основой является карта вещественного состава домезозойского основания под редакцией А. Э. Конторовича (2001); использованы каталоги литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин В. И. Волкова (2001); данные по испытанию скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО); углепетрографические определения ОСВ, выполненные А. Н. Фоминым в ИНГГ СО РАН; для стратиграфической и геохронологической привязки границ свит; использованы материалы Решений стратиграфических совещаний (1991, 2004) и Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами (1985); литология и петрофизика пород принята с учетом материалов обобщений С.Ф. Богачева (1987).

Степень достоверности результатов

1. Представительность моделируемых глубоких скважин, оптимальная «невязка» при расчете значений плотности теплового потока и геотемператур, позволившие построить корректные прогнозные карты.
2. Сопоставление и хорошая согласованность с экспериментальными значениями плотности теплового потока.
3. Сопоставление и согласованность на уровне 75 % прогнозируемых перспективных районов доюрского НГК с установленной нефтегазоносностью территории исследований.

Апробация результатов исследования

Основные положения и результаты докладывались на Международных симпозиумах студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (Томск, 2016,

2018, 2019); на XVII Уральской молодежной научной школе по геофизике (Екатеринбург, 2016); на Международном семинаре «Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей» им. Д.Г. Успенского (Пермь, 2019); на научных чтениях памяти Ю.П. Булашевича «Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей» (Екатеринбург, 2019); на Трофимукловских чтениях (Новосибирск, 2019).

Основные положения диссертационной работы изложены в 23 публикациях диссертанта, в том числе: 4-е статьи в журналах перечня ВАК, из них 3-и индексируемые в Scopus и Web of Sciences; 3-и статьи опубликованы в изданиях, индексируемых в Web of Sciences.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из 4 разделов, введения и заключения, общим объёмом 182 страницы, 53 иллюстрации, 20 таблиц, 170 источников литературы.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю, д.г.-м.н. Г.А. Лобовой. Автор признателен академику НАН Украины В.И. Старостенко, профессору М.Д. Хуторскому, рекомендовавшим для публикации основные материалы исследований, профессору В.И. Исаеву, за совместные исследования и консультации. Автор благодарит главного научного сотрудника ИНГГ СО РАН А.Н. Фомина и руководителя ТФ ФБУ ТФГИ по СФО О.С. Исаеву за предоставление данных.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1 Состояние оценки нефтегазоносности отложений фундамента

Нюрольская мегавпадина и структуры ее обрамления в своем основании приурочены к Нюрольскому прогибу, развивающемуся на опущенном блоке устойчивого Межовского срединного массива байкальского возраста. Наложённая впадина формируется здесь в условиях устойчивого погружения в течение среднего-позднего палеозоя, образуя карбонатные и терригенно-карбонатные отложения. Основанием для *Колтогорского мезопроггиба* является зона сочленения Айгольского синклинория и Назинско-Сенькинского антиклинория с более поздним, салаирским и каледонским складчатым комплексом в ядре. В мезопроггипе центральная часть грабена

выполнена вулканогенно-осадочными и эффузивными породами, преимущественно основного состава.

В разрезе изучаемых территорий присутствует нижнеюрская *тогурская свита*, потенциально нефтематеринская для палеозойского НГК. Перспективы нефтегазоносности доюрского НГК в пределах территорий исследования к настоящему времени оценены, в основном, на региональном уровне. Наиболее высоко оценивается перспективность юго-восточной части Нюрольской мегавпадины, где уже доказана нефтегазоносность резервуаров доюрского НГК и открыты месторождения в Чузикско-Чижапской зоне.

Таким образом, Колтогорский мезопрогиб, Нюрольская мегавпадина и структуры их обрамления являются привлекательными территориями для зонального районирования доюрского нефтегазоносного комплекса с целью выделения первоочередных участков поисков.

2 Методика исследований

Применяемая методика, базирующаяся на палеотемпературном моделировании, предложена В.И. Исаевым с соавторами (2014) как основа технологии прогнозирования и поисков УВ в доюрском основании Западной Сибири.

2.1 Палеотемпературное моделирование

Моделирование опирается на решение уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей (Старостенко и др., 2006) и осуществляется в два этапа (Исаев и др., 2014-2018). Решением *обратной задачи геотермии* рассчитывается тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла с учетом «местного» векового хода температуры на поверхности Земли, без привлечения сведений о природе теплового потока и геодинамике ниже основания. Начиная с юрского времени, глубинный тепловой поток характеризуется как квазистационарный (Ермаков и Скоробогатов, 1986; Дучков и др., 1990; Курчиков, 2001), поэтому обратная задача геотермии решается однозначно. Решением *прямой задачи* вычисляются температуры в материнской свите на заданные моменты геологического

времени. Применяемая экспресс-оценка плотности генерации нефти (Исаев и др., 2014), учитывает динамику геотемператур очагов генерации нефти материнских отложений.

2.2 Нефтегеологическое зональное районирование

Прогнозирование проводится в контуре распространения тогурской свиты с учетом преимущественно вертикального межпластового перемещения УВ (Коржов и др., 2013-2015). Плотность аккумуляции нефти определяется степенью реализации генерационного потенциала с учетом потенциальных емкостных характеристик резервуара (Лобова и др., 2013-2018). Ранжирование перспективных участков учитывает плотность аккумуляции нефти и плотность дизъюнктивной тектоники.

Методика, включающая палеотемпературное моделирование, учитывающая литолого-петрофизические и структурно-тектонические характеристики палеозоя и коры выветривания, позволяет произвести зональное нефтегеологическое районирование изучаемых резервуаров. Принятые критерии адекватности и предпочтительности результатов обеспечивают их достоверность.

3 Колтогорский мезопрогиб и структуры его обрамления

3.1 Моделирование глубинного теплового потока

Для решения обратной задачи геотермии в разрезах 82-х представительных глубоких скважин использованы замеры пластовых температур, термограммы ОГГ и значения палеотемператур, пересчитанных из ОСВ, (рисунок 1А). Получен оптимальный уровень «невязки» расчетных и «наблюденных» геотемператур – ± 2 °С. По расчетным значениям теплового потока построена карта (рисунок 1Б).

Территория исследования характеризуется плотностью теплового потока в интервале значений от 40 до 70 мВт/м², при среднем значении 53 мВт/м². На детализированной карте видно, что распределение плотности теплового потока *не находит положительной корреляции с расположением жлоба Колтогорско-Уренгойского палеорифта*. Следует отметить, что территория Колтогорского мезопрогиба оконтуривается изолинией 60 мВт/м² на региональной схеме экспериментальных определений плотности теплового потока (Дучков и др., 1985).

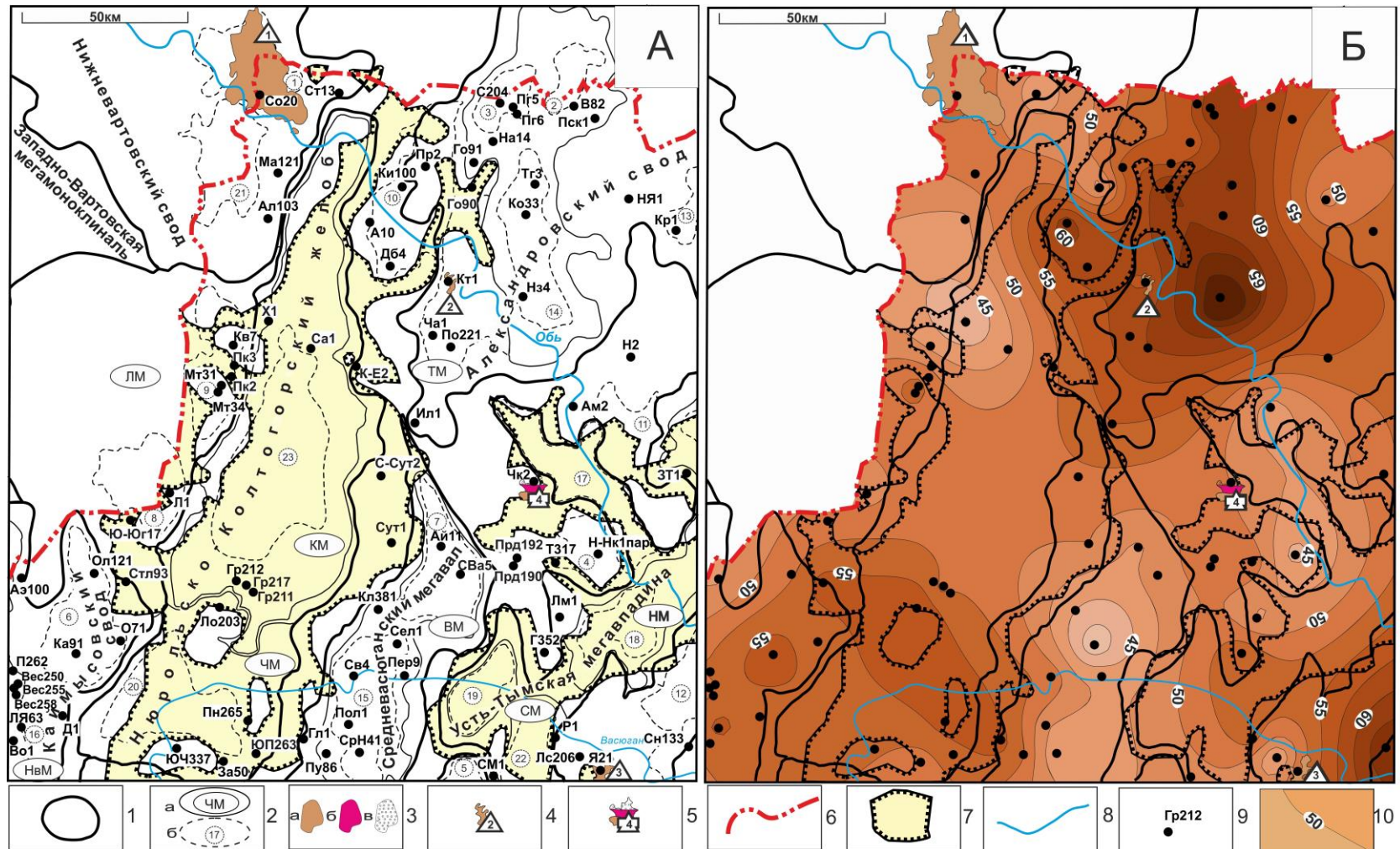


Рисунок 1 – Колтогорский мезопрогиб. Схематические карты нефтегазоносности (А) на тектонической основе В.А. Конторовича (2002) и распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания (Б). К рисунку (А): контуры тектонических элементов: 1 – I-го порядка; 2 – II-го порядка и его условный индекс (а): мезоседловины: ЛМ – Ледянская, ЧМ – Черемшанская; мезовалы: ТМ – Трайгородский, ВМ – Васюганский, НвМ – Нововасюганский; мезопрогибы: КМ – Колтогорский, НМ – Неготский, СМ – Сампатский; III-го порядка и его номер (б); 3 – месторождение углеводородов: а) нефтяное, б) конденсатное, в) газовое; 4 – месторождения в коре выветривания: 1 – Советское; 2 – Конторовичское, 3 – Ясное; 5 – месторождения в коре выветривания и палеозое: 4 – Чкаловское; 6 – административная граница Томской области; 7 – зона распространения тогурской свиты; 8 – речная сеть; 9 – скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс. К рисунку (Б): изолинии расчетных значений теплового потока, мВт/м²

3.2 Моделирование термической истории материнской свиты и картирование катагенетических очагов генерации тогурской нефти

Решением прямой задачи были восстановлены палеотемпературы тогурской свиты на 12-ть ключевых моментов геологической истории и построены карты динамики геотемпературных условий очагов генерации тогурской нефти. Катагенетические условия генерации УВ наступают в альб-сеномане (91,6 млн лет назад), достигая максимальных температур 130 °С в некрасовское время (24 млн лет назад), и сохраняются до настоящего времени (рисунок 2 А-В).

Интегральный показатель (R) *оценки плотности генерации нефти*, рассчитан в разрезах 16-ти скважин, вскрывших тогурские отложения. Построена карта распределения относительной плотности генерации тогурских нефтей (рисунок 2Г). Значение R распределяется в интервале от 30 и более 120 усл. ед. Наиболее высокими значениями плотности генерации тогурской нефти характеризуются земли зоны сочленения центральной части Колтогорского мезопрогиба и северной части Средневасюганского мегавала, а также восточной части Черемшанской мезоседловины.

3.3 Выводы

1. На детализированной карте плотности теплового потока максимальные значения наблюдаются на южном склоне Александровского свода, минимальные закартированы в центральной части Средневасюганского мегавала. В целом, распределение теплового потока не находит значимой корреляции с расположением южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта.

2. Катагенетические очаги генерации нефти в тогурской свите присутствуют с альб-сеномана, динамично разрастаясь до некрасовского времени, и к настоящему времени сохраняются практически на всей территории распространения свиты. Значение интегрального показателя экспресс-оценки плотности генерации тогурской нефти распределяется достаточно неоднородно.

3. Сравнение результатов палеотемпературного моделирования с экспериментальными определениями плотности теплового потока показывает их согласованность.

Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение.

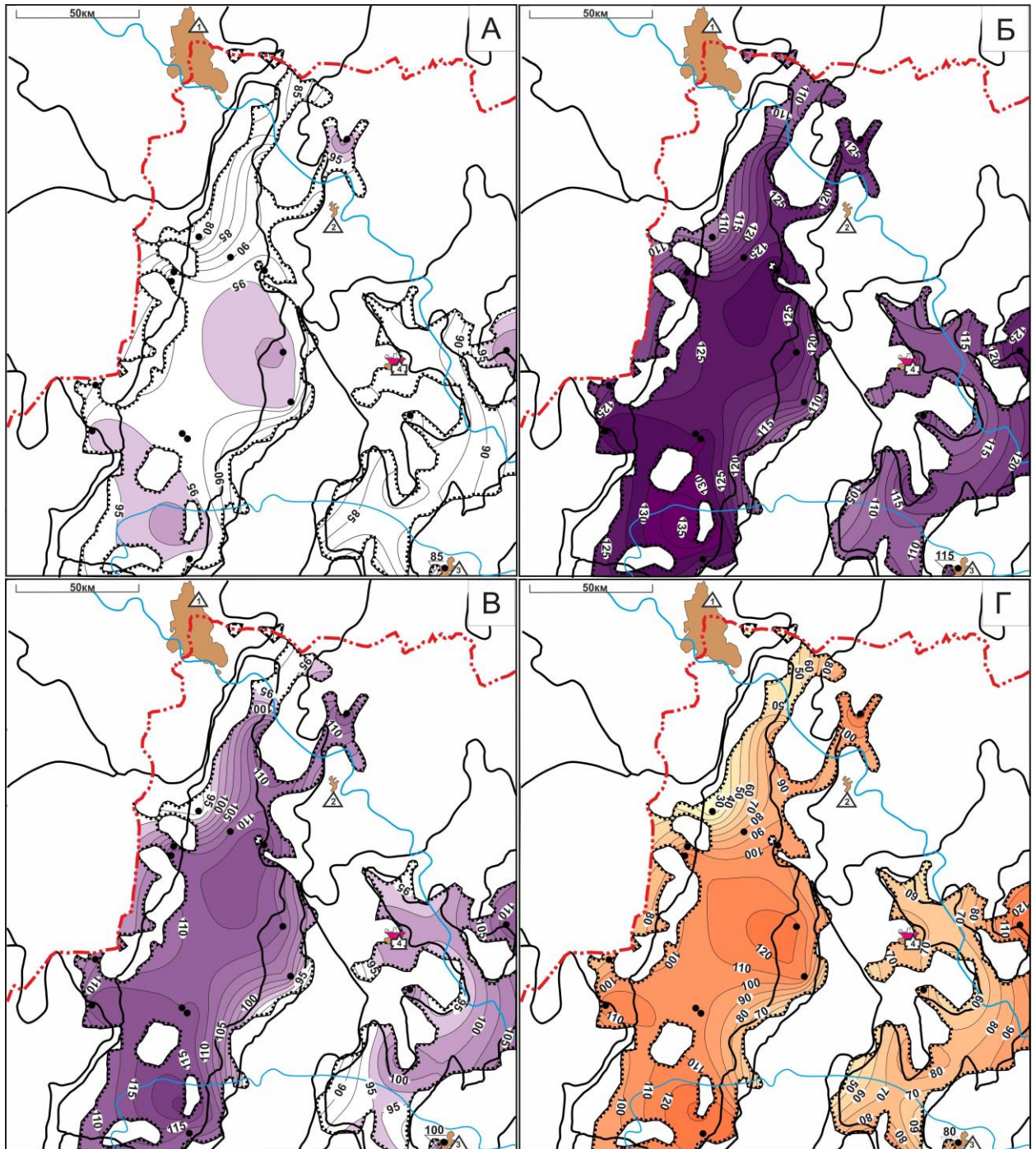


Рисунок 2 – Колтогорский мезопрогиб. Схематические карты (А-В) распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурских нефтей (обозначены заливкой): 91,6 млн лет назад (А); 24,0 млн лет назад (Б); современный разрез (В) и (Г) распределения плотности генерации тогурской нефти (в условных единицах). Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 1

3.4 Резервуар коры выветривания и его зональное районирование

Районирование перспектив резервуара коры выветривания основывается на комплексном учете следующих факторов: 1) плотности генерации тогурской нефти (рисунок 2Г); 2) распространении петротипов пород фундамента (рисунок 3А), по

которым могут образовываться коллекторы в коре выветривания с хорошими ФЕС; 3) наличии разломной тектоники (рисунок 3А), способствующей образованию кор выветривания; 4) толщины резервуара (рисунок 3Б).

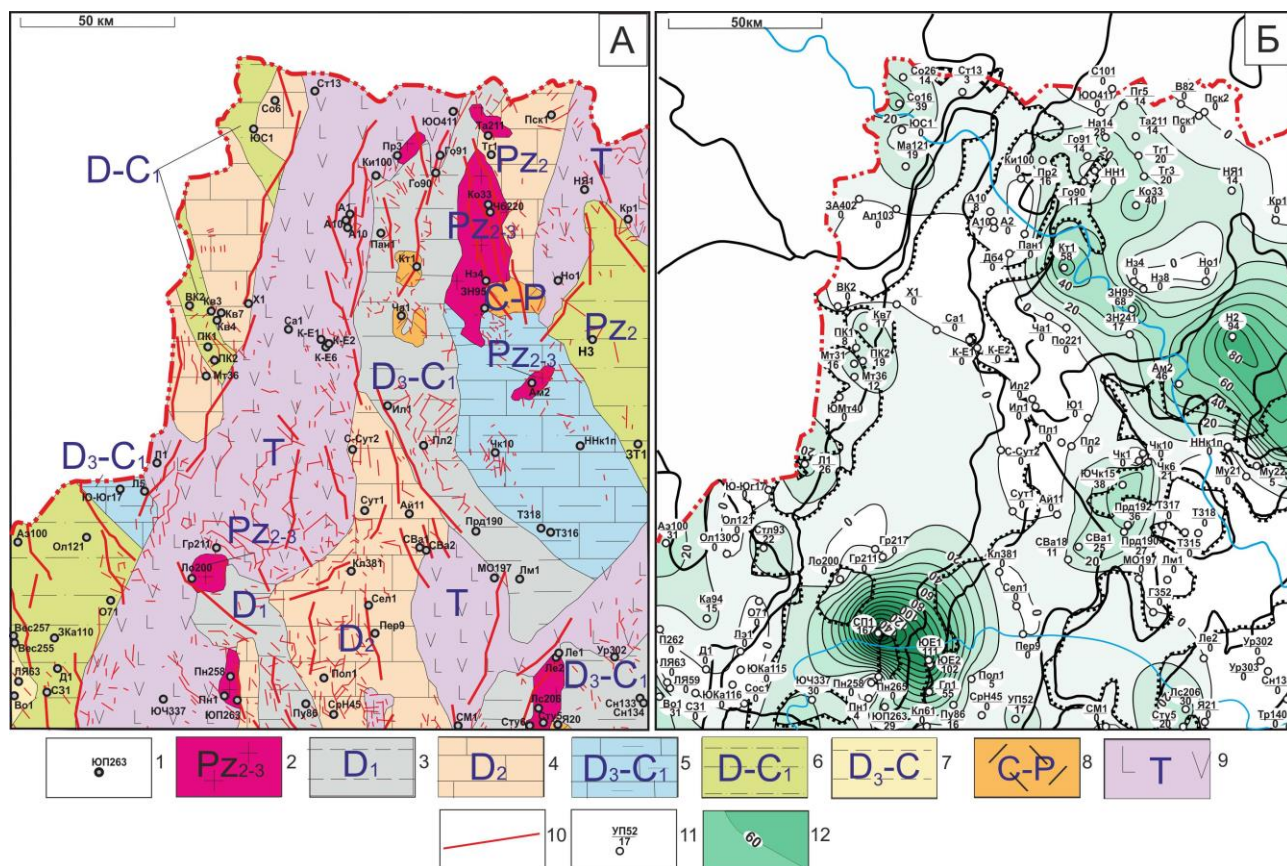


Рисунок 3 – Колтогорский мезопрогиб. Схема петротипов пород фундамента и дизъюнктивных нарушений (А) и схематическая карта изопакит коры выветривания (Б). К рисунку 3А: 1 – скважина, вскрывшая доюрские отложения; фация комплекса пород фундамента с датировкой возраста: 2 – гранитная, 3 – глинисто-кремнистая сланцевая, 4 – карбонатная, 5 – терригенно-карбонатная; 6 – терригенная; 7 –глинисто-сланцевая, 8 – липаритовая, 9 – андезитово-базальтовая; 10 – дизъюнктивы. К рисунку 3Б: 11 – скважина, вскрывшая кору выветривания, в числителе – условный индекс скважины, в знаменателе – мощность коры, м; 12 – изопакиты, м

Характеристика петротипов пород с точки зрения качества потенциального коллектора отображена на рисунке 4А. Значения распределения плотности аккумуляции тогурской нефти (усл. ед.) в коре выветривания (рисунок 4А) рассчитаны перемножением матрицы значений мощности коры (рисунок 3Б) и матрицы значений плотности генерации нефти (рисунок 2Г). Наибольшие значения плотности аккумуляции тяготеют к восточной части Черемшанской мезоседловины и зоне ее сочленения с южным бортом Колтогорского мезопрогиба. Согласованность выделенных перспективных участков (рисунок 4Б) *резервуара коры выветривания* и признаков нефтенасыщения, по результатам испытаний скважин, составляет 75%.

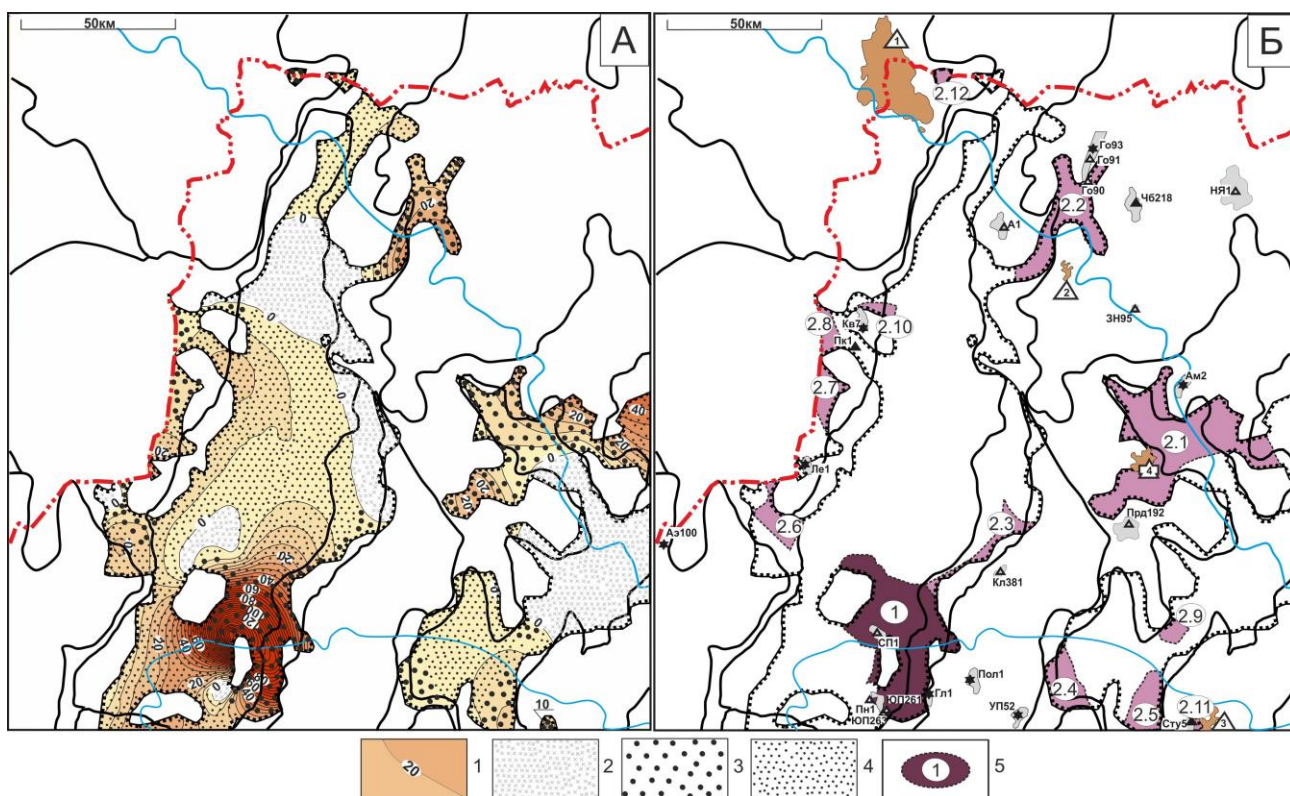


Рисунок 4 – Колтогорский мезопроегиб. Схемы соотношения распределения плотности аккумуляции тогурской нефти и качества коллекторов коры выветривания (А) и ранжирования участков по степени перспективности (Б) К рисунку (А): 1 – изолинии плотности аккумуляции тогурской нефти, усл. ед.; 2 – зона отсутствия коры выветривания; зоны коллекторов: 3 – с улучшенными ФЕС, 4 – с неблагоприятными ФЕС. К рисунку (Б): 5 – перспективная зона (участок), номер ранжирования (степень перспективности определяет интенсивность заливки)

3.5 Резервуар внутреннего палеозоя и его зональное районирование

Резервуары *внутреннего палеозоя* формируются за счет вторичных минералогических процессов и трещиноватости. На рисунке 5А представлена схема выделения возможных коллекторов с учетом петротипов и плотности дизъюнктивных нарушений. Наибольший интерес представляют локальные разрозненные участки, приуроченные к бортам Колтогорского мезопроегиба (рисунок 5Б). Сопоставление прямых признаков нефтенасыщения в глубоких скважинах и закартированных перспективных зон и участков палеозойского резервуара (рисунок 5Б) показывает согласованность 80 %.

3.6 Выводы

1. Районирование в отношении нефтегазоносности доюрских резервуаров выполнено с учетом плотности генерации тогурской нефти, «предрасположенности» различных петротипов пород к образованию коллекторов, учете плотности дизъюнктивных нарушений.

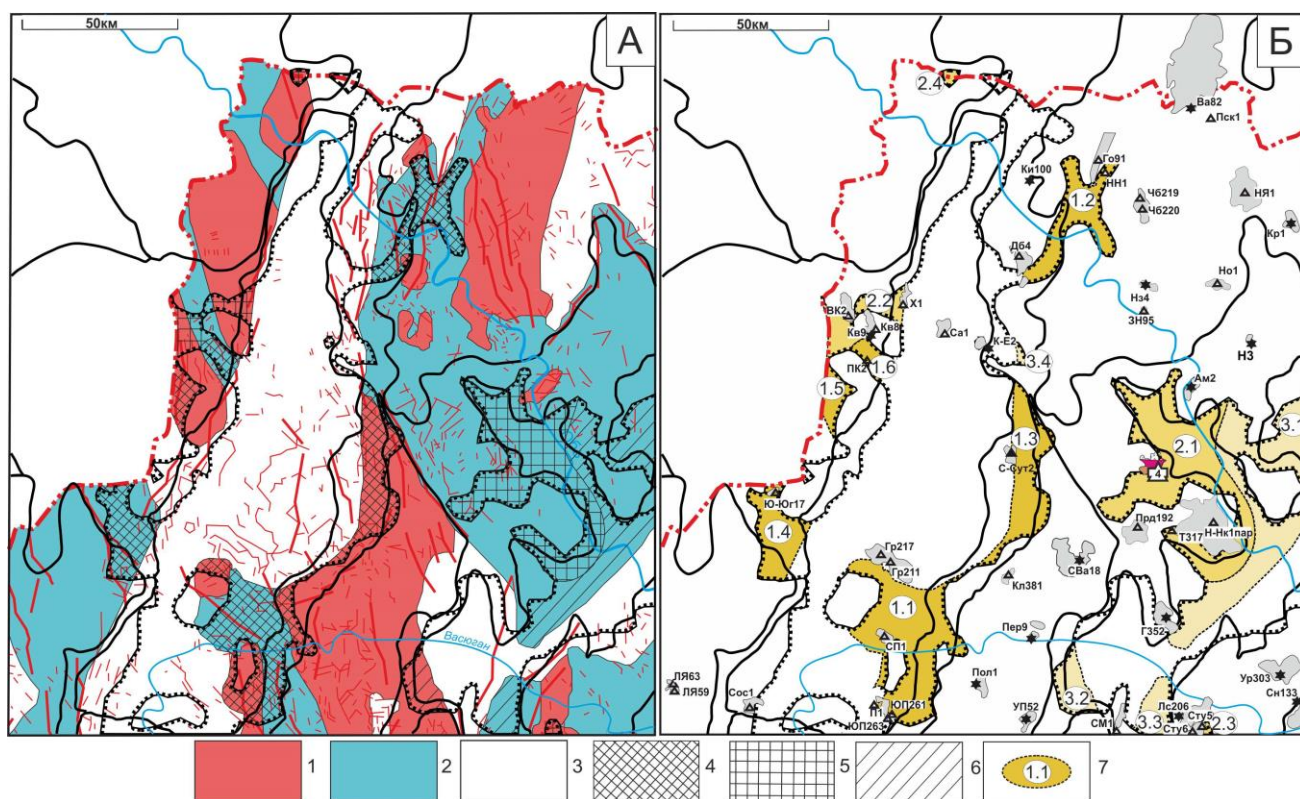


Рисунок 5 – Колтогорский мезопрогиб. Схемы распределения возможных типов коллекторов в резервуаре внутреннего палеозоя (А) и районирование, ранжирование участков по степени перспективности (Б). К рисунку (А): области петротипов пород, разделенных по вероятности образования коллекторов: 1 – высокая, 2 – средняя, 3 – низкая; зоны образующихся коллекторов: 4 – с лучшими ФЕС, 5 – с хорошими ФЕС, 6 – с плохими ФЕС. К рисунку (Б): 7 – перспективные зоны и участки (степень перспективности определяет интенсивность заливки)

2. Наиболее приоритетными в отношении нефтегазоносности резервуара коры выветривания являются участки, включающие *северо-восточную часть Черемшанской мезоседловины, ее сочленение с южным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Среднеvasюганского мегавала.*

3. Для изучения и освоения резервуара палеозойского фундамента приоритетными являются земли *северо-восточной части Черемшанской мезоседловины, земли ее сочленения с западным склоном Среднеvasюганского мегавала и южным бортом Колтогорского мезопрогиба.*

4. Согласованность прогнозируемых перспективных районов резервуара коры выветривания, внутреннего палеозоя и признаков нефтенасыщения по результатам испытаний глубоких скважин составляет 75-80 %.

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение.

4 Нюрольская мегавпадина и структуры ее обрамления

В Нюрольской мегавпадине В.А. Конторовичем (2002) закартирована тогурская нефтематеринская свита (рисунок 6А), А. Е. Ковешниковым и Н. М. Недоливко (2012) описаны породы в палеозойском фундаменте, представляющие интерес как коллекторы.

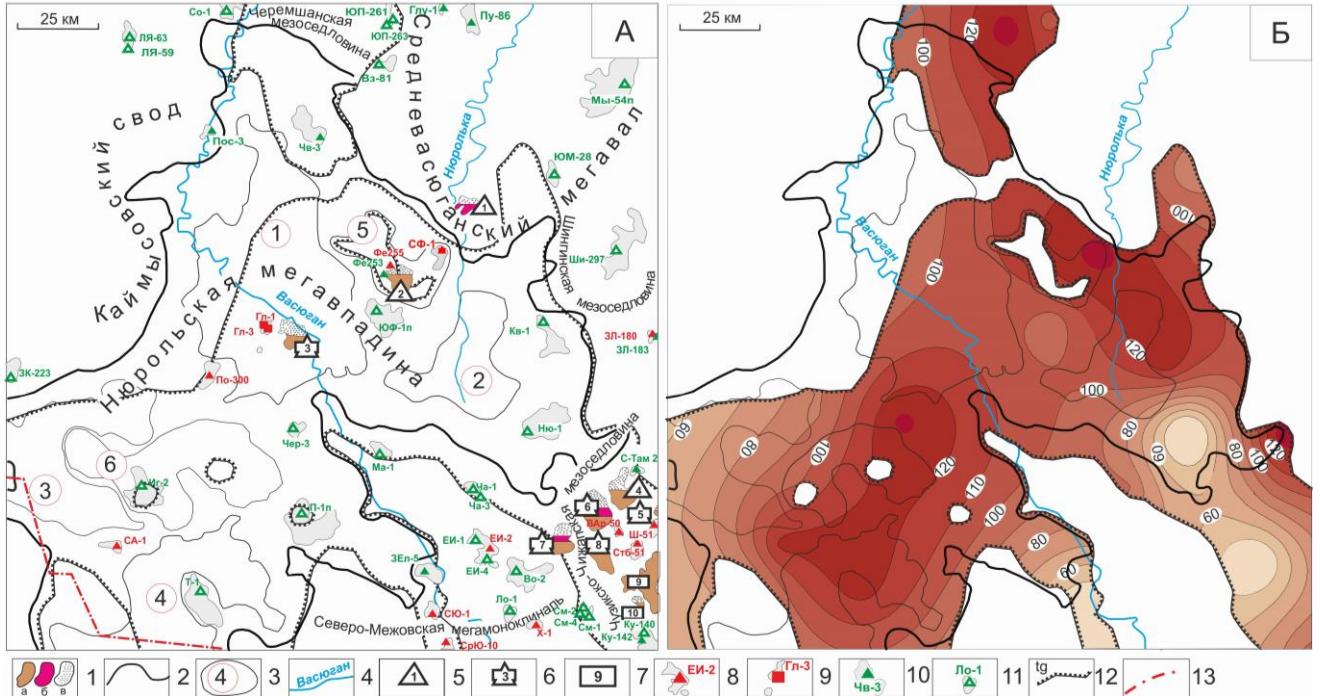


Рисунок 6 – Нюрольская мегавпадина. Схематические карты нефтегазоносности доюрского НГК (А) и распределения плотности генерации тогурской нефти (Лобова, Власова, 2013) (Б). К рисунку (А): 1 – месторождение: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное. Тектонические элементы: 2 – I порядка; 3 – II порядка и условный номер структуры; 4 – реки; месторождения: 5 – в палеозойском фундаменте: Нижнетабаганское (9), Южно-Табаганское (10); 6 – в коре выветривания: Речное (1), Фестивальное (2), Тамбаевское (4); 7 – в объединенном резервуаре коры выветривания и внутреннего палеозоя: Среднеглуховское (3), Южно-Тамбаевское (5), Урманское (6), Арчинской (7), Южно-Урманское (8). Скважина на локальной структуре, ее условный индекс и результаты исследований доюрских отложений: 8 – приток УВ при испытании, 9 – признаки УВ в керне; 10 – приток воды; 11 – «сухо». Граница: 12 – распространения тогурской свиты; 13 – Томской области. К рисунку (Б): значение изолиний – в условных единицах

Эти обстоятельства дают возможность провести прогнозирование нефтегазоносности этого стратиграфического уровня с применением данных геотермии. Для проведения этих исследований используется ранее построенная Г.А. Лобовой и А.В. Власовой (2013) схематическая карта распределения плотности генерации тогурской нефти (рисунок 6Б).

4.1 Резервуар коры выветривания и его зональное районирование

Резервуар НГТЗК, обособливающийся в пласт М, имеет фрагментарное распространение (рисунок 7Б) Образующиеся коллекторы разного качества в коре

выветривания обусловлены выходящими на поверхность гетерогенными и полифациальными породами фундамента (рисунок 7А) и, в зависимости от их состава и плотности разрывных нарушений, создают предпосылки к образованию коллекторов разного качества.

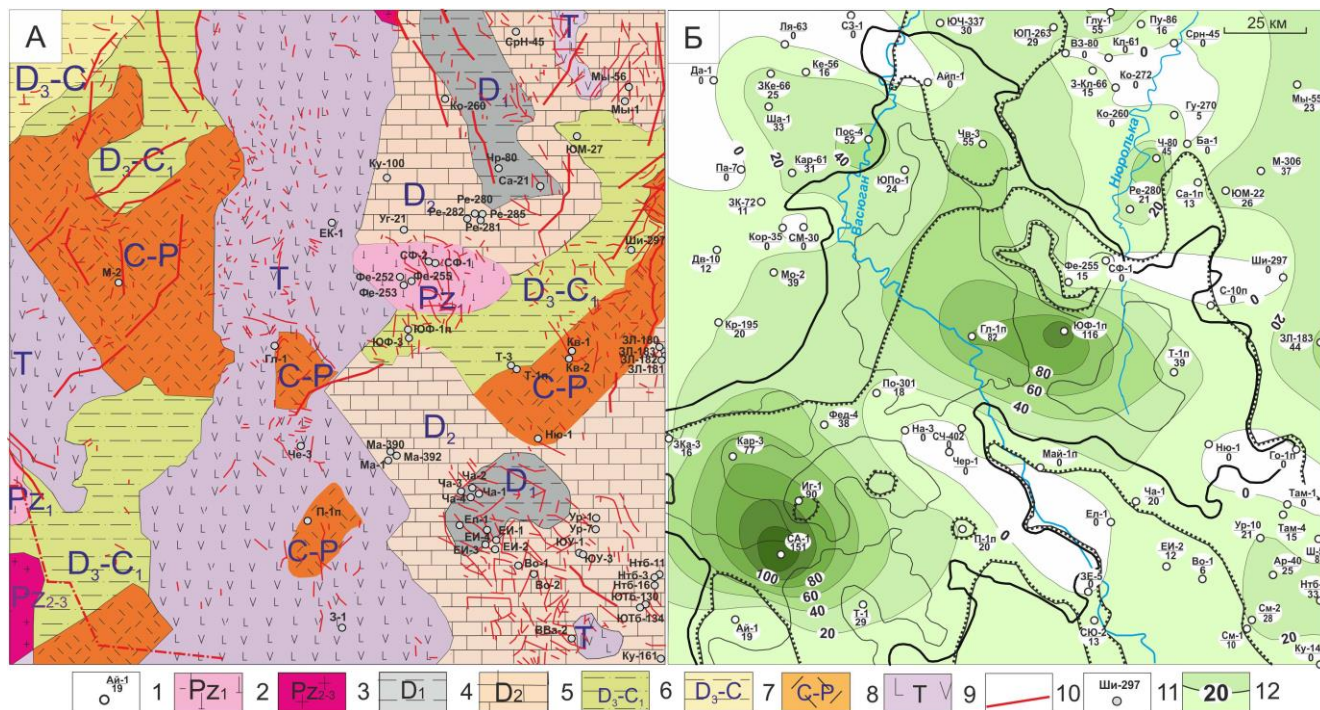


Рисунок 7 – Нюрольская мегавпадина. Схематические карты распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (А) и изопахит коры выветривания (Б). К рисунку (А): 1 – скважина с описанием керна, её условный индекс; фации комплексов пород с указанием их возраста: 2 – ультрабазиты, 3 – граниты, 4 – глинисто-кремнистые сланцы, 5 – карбонаты, 6 – терригенные породы, 7 – глинистые сланцы, 8 – липариты, 9 – андезит-базальты, 10 – разломы. К рисунку (Б): 11 – скважина, использованная для построения карты изопахит: в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – мощность коры выветривания, м; 12 – изопахиты коры выветривания, м. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 6

Ранжирование по степени перспективности прогнозных участков (рисунок 8Б) выполнено с учетом плотности аккумуляции тогурских нефтей и качества коллекторов коры выветривания (рисунок 8А). Первоочередным районом для поисков и освоения резервуара коры выветривания являются земли южных бортов Кулан-Игайской и Тамрадской впадин, а также зона их сочленения. Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и выделение прогнозных перспективных участков резервуара коры выветривания (рисунок 8Б) показывает согласованность, формализовано оцениваемую в 75 %.

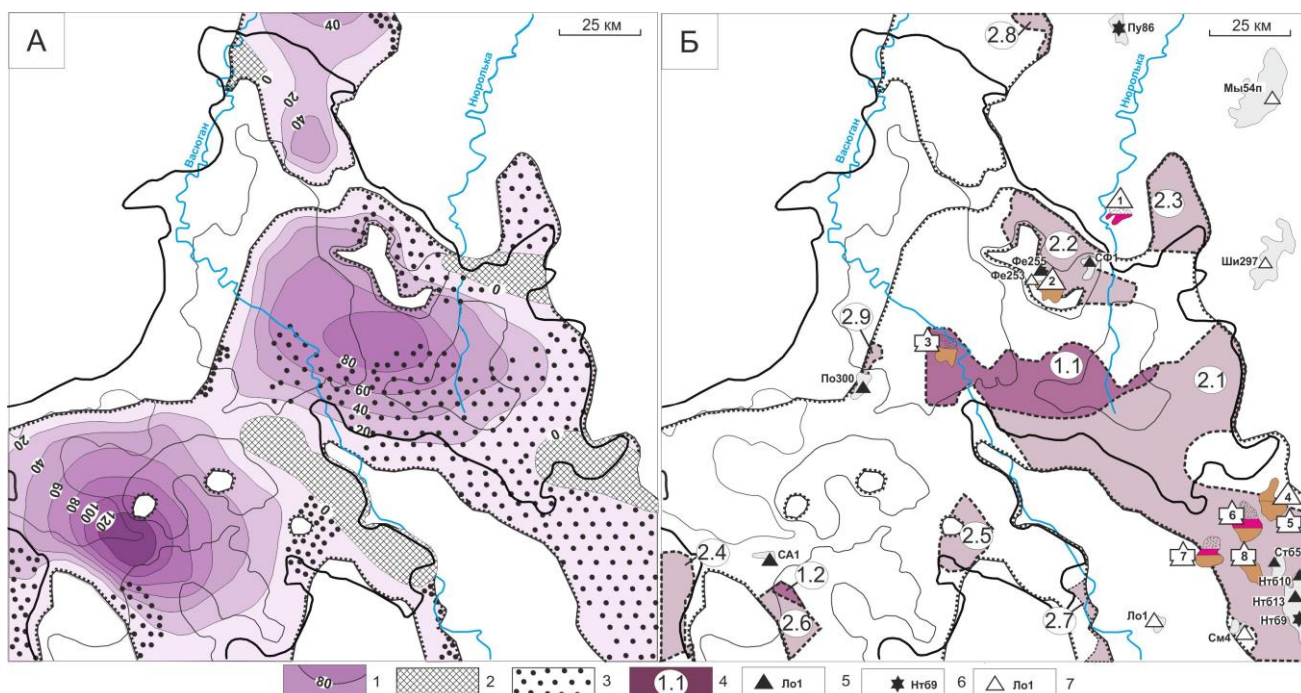


Рисунок 8 – Нюрольская мегавпадина. Схемы соотношения распределения плотности аккумуляции тогурских нефтей и качества коллекторов коры выветривания (А) и районирования, ранжирования участков по степени перспективности для поисков залежей УВ в отложениях коры выветривания (Б). К рисунку (А): 1 – изолинии плотности аккумуляции тогурских нефтей, усл. ед.; 2 – зона отсутствия коры выветривания; 3 – зоны коллекторов коры выветривания с «улучшенными» ФЕС. К рисунку (Б): 4 – перспективная зона (участок), номер ранжирования (степень перспективности определяет интенсивность заливки) результат испытания пласта М; 5 – приток УВ; 6 – приток воды; 7– приток не получен. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 6

4.2 Резервуар внутреннего палеозоя и его зональное районирование

Выделение перспективных зон в палеозойском резервуаре основывается на учете плотности генерации тогурской нефти, «предрасположенности» различных петротипов пород к образованию коллекторов, плотности дизъюнктивных нарушений, (рисунок 9А) – на распределение комплексного параметра, характеризующего плотность аккумуляции тогурских нефтей в резервуаре коренного палеозоя.

Первоочередным районом для поисков и освоения резервуара палеозойского фундамента предлагаются земли южного борта Кулан-Игайской впадины, зона ее сочленения с Тамрадской впадиной и северо-восточный склон Фестивального вала (рисунок 9Б). Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных участков резервуара палеозойского фундамента (рисунок 9Б) показывает согласованность порядка 70 %.

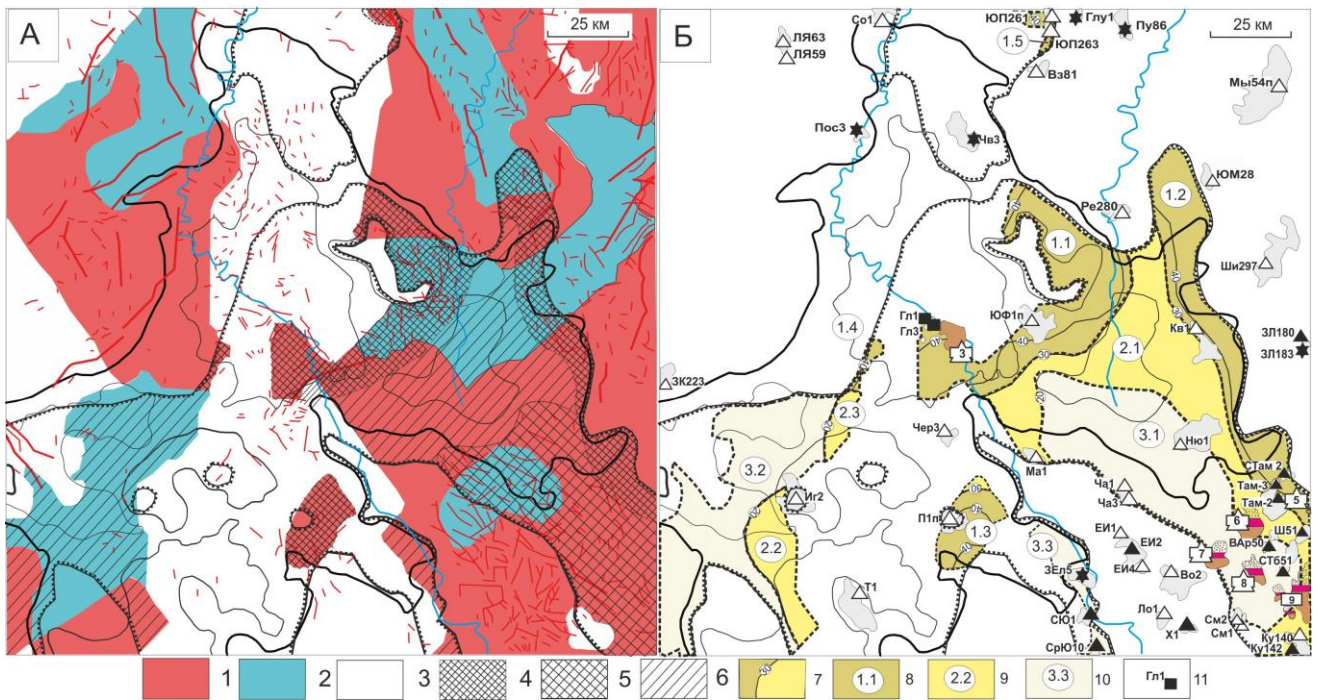


Рисунок 9 – Нюрольская мегавпадина. Схемы распределения возможных типов коллекторов в резервуаре внутреннего палеозоя (А) и районирования, ранжирования участков по степени перспективности в отложениях палеозоя (Б). К рисунку (А): области петротипов пород, разделенных по вероятности образования коллекторов: 1 – высокая, 2 – средняя, 3 – низкая; зоны образующихся коллекторов: 4 – с лучшими ФЕС, 5 – с хорошими ФЕС, 6 – с плохими ФЕС. К рисунку (Б): 7 – изолинии комплексного параметра, усл. ед.; перспективные зоны и участки, диапазон значений комплексного параметра в усл. ед. (8-10): 8 – более 30; 9 – от 20 до 30; 10 – менее 20. 11 – признаки УВ в керне. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 6

4.3 Корреляция распределения плотности теплового потока, петротипов пород, плотности разрывных нарушений фундамента

Фундаментальным геофизическим параметром естественного теплового поля Земли является глубинный тепловой поток. М. Д. Хуторским (2014) для анализа причин изменчивости плотности глубинного теплового потока указана целесообразность использования вероятностно-статистических методов. Для установления возможной связи зонально-локальных аномалий теплового потока с литологическим строением (петротипами) фундамента используется *дисперсионный однофакторный анализ*. Оценка влияния плотности дизъюнктивных нарушений основывается на *корреляционно-регрессионном анализе*. Для корреляционного сопоставления неоднородности плотности теплового потока область исследования разделена на ячейки со стороной 10 км (рисунок 10). На аналогичные ячейки (площадки) разделена карта распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (рисунок 7А).

Оценка влияния литологии на значение плотности теплового потока показала, что повышенные значения потока статистически значимо соответствуют

метаморфическим формациям (рисунок 11А). Для плотности теплового потока и плотности разрывных нарушений получен коэффициент корреляции $r=0,03$ (рисунок 11Б).

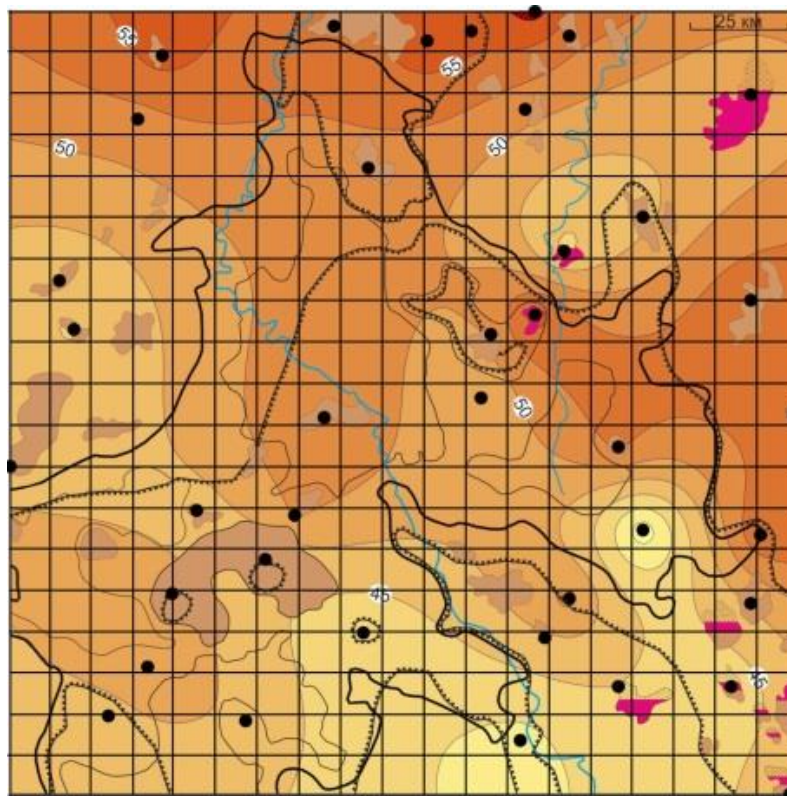


Рисунок 10 – Ньюрольская мегавпадина. Карта плотности теплового потока (изолинии расчетных значений, мВт/м^2) (Лобова и др., 2013) с нанесенной сеткой «съема» данных через 10 км для вероятностно-статистического анализа. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 6

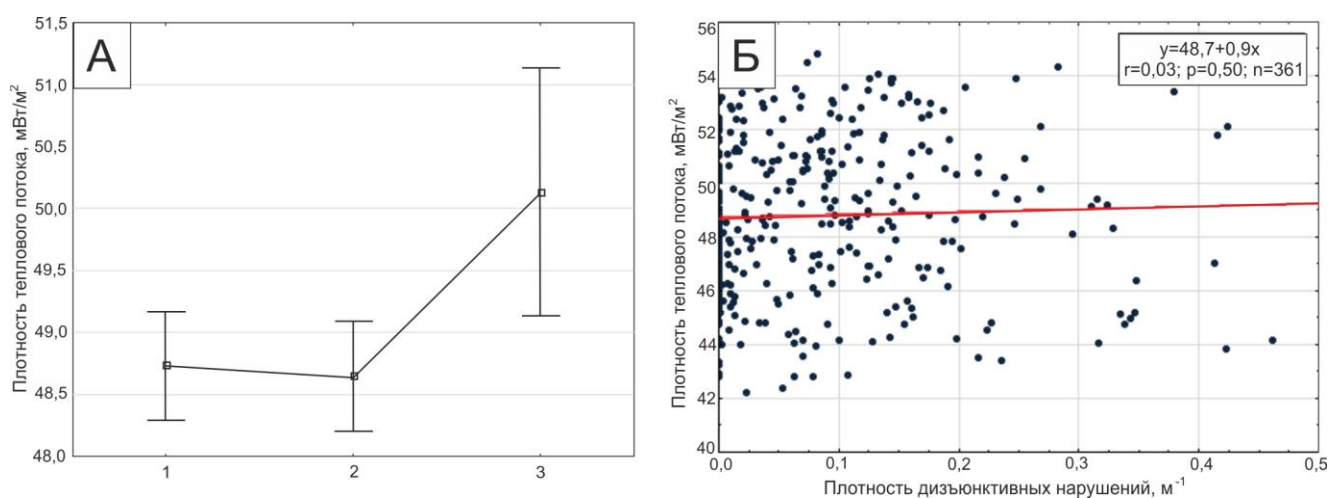


Рисунок 11 – Ньюрольская мегавпадина. График средних значений плотности теплового потока по группам пород (А) и кросс-плот плотности теплового потока и плотности дизъюнктивных нарушений (Б). К рисунку (А): группы пород: 1 – магматические, 2 – осадочные, 3 – метаморфические

4.4 Выводы

1. Районирование в отношении нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины выполнено с учетом распределения комплекса параметров, включающих геотермию материнской свиты, влияющих на плотность аккумуляции тогурской нефти в резервуаре.

2. Перспективные районы в отношении нефтегазоносности резервуара коры выветривания разделены на 2-е зоны и участки в них. Первоочередным для освоения являются южные борта Кулан-Игайской и Тамрадской впадин, а также зона их сочленения.

3. По районированию резервуара внутреннего палеозоя выделены 3-и зоны. Первоочередными по ранжированию для поисков и освоения резервуара внутреннего палеозоя определены земли южного борта Кулан-Игайской впадины, ее сочленения с Тамрадской впадиной и северо-восточный склон Фестивального вала.

4. Согласованность прогнозируемых перспективных районов резервуаров коры выветривания, внутреннего палеозоя и признаков нефтенасыщения по результатам испытаний глубоких скважин составляет 70-75 %.

5. Вероятностно-статистический анализ причин изменчивости плотности глубинного теплового потока, основного энергетического источника генерации УВ, показал значимую связь с литологией пород фундамента и отсутствие корреляции с плотностью разрывных нарушений.

Приведенные выше выводы обосновывают 3-е защищаемое положение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Компьютерное моделирование глубинного теплового потока и моделирование термической истории тогурских отложений позволило восстановить, начиная с юрского времени, динамику катагенетических очагов генерации тогурской нефти Колтогорского мезопрогиба. Получены результаты, *обосновывающие 1-е защищаемое положение.*

Картирование и анализ распространения пермо-триасовой коры выветривания Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления, анализ петротипов доюрских пород показал, что существуют предпосылки к образованию коллекторов как в коре выветривания, так и во внутреннем палеозое. В результате интегрированного анализа распределения плотности генерации тогурской нефти, объемных и качественных характеристик потенциальных коллекторов доюрских отложений проведено зональное районирование резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя. Получены результаты, *обосновывающие 2-е защищаемое положение.*

Картирование и анализ распределения толщин пермо-триасовой коры выветривания Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления, анализ петротипов доюрских пород показал, что существуют предпосылки к образованию коллекторов как в коре выветривания, так и во внутреннем палеозое. В результате интегрированного анализа плотности генерации тогурской нефти, объемных и качественных характеристик потенциальных коллекторов доюрских отложений проведено зональное районирование резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя. Исследовано влияние геолого-геофизических характеристик фундамента на значение плотности теплового потока. Получены результаты, *обосновывающие 3-е защищаемое положение.*

Таким образом, поставленная задача диссертационных исследований – выполнить зональное районирование резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины – в авторском исполнении решена, а *цель* работы – определить первоочередные районы поисков на доюрский нефтегазоносный комплекс в пределах основных промысловых районов Томской области – автором достигнута.

Выполненный в диссертационной работе прогноз рекомендуется использовать при планировании нефтепоисковых работ для расширения ресурсной базы Томской области. Большой интерес представляет продолжение исследований геолого-геофизических причин локально-зональных аномалий плотности теплового потока из основания осадочного разреза.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях перечня ВАК, индексируемых Scopus и Web of Sciences

1. Лобова, Г. А. Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегаплатины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения) [Текст] / Г. А. Лобова, Т. Е. Лунёва, М. С. Кириллина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 3 – С. 123–133.
2. Исаев, В. И. Мезозойско-кайнозойский климат и геотермический режим нефтематеринской китербютской свиты арктического региона Западной Сибири [Текст] / В. И. Исаев, А. А. Искоркина, Г. А. Лобова, Т. Е. Лунёва, Е. Н. Осипова, Р. Ш. Аюпов, Н.О. Игенбаева, А. Н. Фомин // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 4. Ч.2. – С. 386–395.
3. Лобова, Г. А. Нефтегазоносность коры выветривания и палеозоя Колтогорского мезопрогиба (северо-запад Томской области) [Текст] / Г. А. Лобова, Т. Е. Лунёва, О. С. Исаева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 103–113.

Публикации в изданиях перечня ВАК

4. Лунёва, Т.Е. Геотермический режим и реализация генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты (северо-запад Томской области) [Электронный ресурс] / Т.Е. Лунёва // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т.14. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/2019/11_2019.html/

Публикации в изданиях, индексируемых Web of Sciences

5. T. Luneva. Oil and gas perspectives of weathering crust reservoir of Nurol'ka megabasin according to data of Geothermics [Электронный ресурс] / T. Luneva, G. Lobova, A. Fomin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 43: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012014, 6 p.]. – Title screen. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/43/1/012014/>
6. Лобова, Г. А. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) [Текст] / Г. А. Лобова, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков, Т. Е. Лунёва, Е. Н. Осипова // Геофизический журнал, 2018. – № 4, т. 40. – С. 73–106.
7. Лобова, Г.А. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопрогиба (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта) [Текст] / Г. А. Лобова, Т. Е. Лунева, В. И. Исаев, А.Н. Фомин, Ю. В. Коржов, М.Ф. Галиева, Д. С. Крутенко // Геофизический журнал, 2019. – Т. 41. – № 5. – С. 128–155.