

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

*На правах рукописи*

ГЕРАСИМОВА АННА СЕРГЕЕВНА

**ТЕПЛОЙ ПОТОК И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ  
БАКЧАРСКОЙ И ВОСТОЧНО-ПАЙДУГИНСКОЙ ВПАДИН ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
(ВОСТОК ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)**

1.6.9 – Геофизика

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель  
доктор геолого-минералогических наук  
**В.И. ИСАЕВ**  
Г. ЛОБОВА

ТОМСК  
2023

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ .....	10
1.1 Тектоника осадочного чехла и доюрского фундамента востока Томской области .....	13
1.2 Стратиграфия и вещественный состав палеозоя-мезозоя-кайнозоя востока Томской области .....	18
1.3 Нефтегазовая изученность, нефтематеринские толщи, перспективные резервуары УВ востока Томской области .....	27
1.4 Выводы.....	31
2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ .....	33
2.1 Палеотемпературное моделирование – картирование плотности теплового потока и катагенетических очагов генерации нефти .....	34
2.2 Экспресс-оценка плотности генерации нефти и районирование нефтематеринской свиты.....	37
2.3 Оценка аккумулирующего потенциала и районирование резервуара коры выветривания.....	40
2.4 Оценка аккумулирующего потенциала и районирование резервуара коренного палеозоя.....	43
2.5 Критерии оценки достоверности палеотемпературного моделирования и районирования резервуаров .....	45
2.6 Выводы.....	49
3 КАРТА ПЛОТНОСТИ ТЕПЛОвого ПОТОКА ВОСТОКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ .....	50
3.1 Изученность теплового поля Томской области .....	50
3.2 Краткая нефтегеологическая характеристика территории исследований.....	54
3.3 Расчет плотности теплового потока .....	57
3.4 Карта распределения плотности теплового потока .....	61
3.5 Выводы.....	66
4 ТЕПЛОвой ПОТОК, ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ ТОГУРСКОЙ НЕФТИ И РАЙОНИРОВАНИЕ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНО-ПАЙДУГИНСКОЙ ВПАДИНЫ .....	67

4.1 Характеристика территории исследований .....	67
4.2 Тепловой поток района исследований .....	78
4.3 Выделение и картирование очагов генерации тогурской нефти.....	84
4.4 Оценка плотности генерации тогурской нефти .....	87
4.5 Промысловая характеристика палеозойского резервуара и резервуара коры выветривания.....	94
4.6 Районирование палеозойского резервуара по плотности аккумуляции тогурской нефти .....	101
4.7 Районирование резервуара коры выветривания по плотности аккумуляции тогурской нефти .....	104
4.8 Выводы.....	109
<b>5 ТЕПЛОВОЙ ПОТОК, ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ ТОГУРСКОЙ НЕФТИ И РАЙОНИРОВАНИЕ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА БАКЧАРСКОЙ ВПАДИНЫ .....</b>	<b>113</b>
5.1 Характеристика территории исследования .....	113
5.2 Тепловой поток территории исследований .....	122
5.3 Выделение и картирование очагов генерации тогурской нефти.....	126
5.4 Оценка плотности генерации тогурской нефти .....	130
5.5 Промысловая характеристика палеозойского резервуара и резервуара коры выветривания.....	136
5.6 Районирование палеозойского резервуара по плотности аккумуляции тогурской нефти .....	143
5.7 Районирование резервуара коры выветривания по плотности аккумуляции тогурской нефти .....	146
5.8 Выводы.....	151
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>155</b>
<b>ЛИТЕРАТУРА.....</b>	<b>159</b>

## ВВЕДЕНИЕ

***Актуальность темы***

Томская область – один из важных региональных центров нефтегазового комплекса Западной Сибири и Российской Федерации, характеризующийся в последние годы падающей добычей нефти. Традиционные территории и стратиграфические уровни – районы нефтепромыслов запада Томской области и верхнеюрский нефтегазоносный комплекс находятся на завершающих и поздних стадиях разработки. Актуальной становится проблема восполнения ресурсной базы углеводородов на основе изучения, поисков и освоения новых перспективных территорий и стратиграфических уровней на землях востока Томской области, куда относится недоизученное правобережье Оби. В работе В. А. Конторовича (2002) показано постепенное фациальное преобразование нефтематеринской баженовской свиты, положение границ одновозрастных свит (марьяновской, максимоярской) и потеря ее генерационного потенциала в восточном направлении. В связи с этим особый интерес представляет нижнеюрская нефтематеринская тогурская свита, обладающая, по исследованиям А. Н. Фомина (1995, 2011), Е. А. Костыревой (2005), Е. А. Костыревой, В. И. Москвина, П. А. Яна (2014) и других исследователей высоким генерационным потенциалом. Наибольший интерес представляют Бакчарская, Восточно-Пайдугинская впадины и структуры их обрамления, перспективные для проведения прогнозно-поисковых исследований на нижнеюрские и доюрские нефтегазоносные комплексы в связи с широким распространением здесь тогурской свиты, которая является по исследованиям многих ученых для этих стратиграфических уровней основной материнской толщей. Исследования проводятся также и с целью привлечения инвесторов для освоения земель, находящихся в нераспределённом фонде.

***Объектами диссертационных исследований*** являются нефтематеринская тогурская свита и коллекторы доюрских резервуаров – перспективные промысловые стратиграфические уровни юго-востока Западной Сибири.

***Предмет исследований*** – история катагенеза/степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты и петротипы/емкостные свойства коллекторов резервуаров коренного палеозоя и коры выветривания.

***Степень разработанности темы***

В доюрском комплексе открытие залежей углеводородов (УВ) возможно при условии наличия ловушек нефти и/или газа в отложениях фундамента и потенциально нефтематеринских отложений с высоким содержанием органического вещества. Одними из основных предпосылок

к поиску залежей УВ в доюрском основании мезозойско-кайнозойского осадочного чехла являются результаты палеонтологических исследований по результатам бурения глубоких поисковых и параметрических скважин, литолого-фациальный анализ потенциальных резервуаров УВ, а также современные данные сейсморазведки.

В результате комплексных региональных сейсморазведочных работ, проведенных в 2002-2006 годах, подтверждено наличие обширной зоны рифовых построек в кембрийском осадочном комплексе, что представляет особый интерес и говорит о возможных перспективах при поиске залежей УВ (А. Э. Конторович и др., 2012).

По результатам работ, связанных с уточнением тектонического строения юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы, были сделаны выводы о высоких перспективах вендских докембрийских карбонатных отложений, которые четко прослеживаются в том числе и в пределах Вездеходного структурно-фациального района (СФР). В вендских отложениях выявлена большая по площади карбонатная платформа, которая, при благоприятных для развития вторичных процессов условиях, имеет высокие перспективы для поисков ловушек УВ (А. Е. Ковешников, В. А. Конторович и др., 2014). Исследования в данном направлении с целью поиска резервуаров нефти и газа в венд-кембрийской части разреза также проводились И. В. Тумашовым (2013); Ю. Ф. Филлиповым (2016).

В 2014 году инициативной научной группой сотрудников Томского политехнического университета и Югорского государственного университета под руководством В. И. Исаева разработана стратегия поисков УВ в доюрском основании Западной Сибири. Стратегия основана на нескольких концептуальных положениях – предположении о том, что РОВ тогурской свиты является основным источником УВ для нижнеюрских и доюрских ловушек нефти и газа (И. В. Гончаров, 1987; Е. А. Костырева, 2005; А. Н. Фомин, 2011), а также преимущественно вертикальной миграции УВ (Ю. В. Коржов и др., 2013, Г.А. Лобова и др., 2014). В работе основой для выявления перспективных участков и постановки последующих поисковых работ является интегральный учет латерального распространения материнских отложений, плотности генерации углеводородов и петротипов пород доюрского фундамента.

Такой методический подход зонального районирования с ранжированием по уровню перспективности применен ранее в пределах Западной части Томской области для Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадин (Г. А. Лобова, 2015), Колтогорского мезопргиба (Т. Е. Лунёва, 2020).

***Цель настоящих исследований*** – на основе палеотемпературного моделирования и зонального районирования оценить перспективы доюрского нефтегазоносного комплекса и дать рекомендации к поискам залежей углеводородов в пределах Бакчарской мезовпадины, Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур их обрамления.

*В диссертационной работе решались следующие задачи* – изучить геотермический режим и катагенетическую зональность нефтематеринской тогурской свиты, оценить плотность генерации тогурской нефти, аккумулирующего потенциала резервуаров коры выветривания и верхних горизонтов палеозоя в пределах территории исследования, а также определить первоочередность перспективных участков для проведения комплекса геолого-разведочных работ на нефть и газ.

*Решение задач разделено на следующие этапы:*

1) сбор, упорядочение и оценка имеющихся результатов геолого-геофизических исследований по территориям Бакчарской мезовпадины, Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур их обрамления; 2) расчет плотности теплового потока и его картирование в пределах исследуемых территорий, анализ распределения величины теплового потока; 3) выделение и картирование очагов генерации тогурской нефти в ключевые моменты геологического времени, в результате решения прямой задачи геотермии – восстановления палеотемператур для уровня подошвы осадочного чехла; 4) составление классификации пород доюрского основания по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя и резервуаре коры выветривания, выделение областей высоких и низких весовых коэффициентов необходимых для дальнейшего комплексирования данных; 5) районирование и ранжирование территорий по степени перспективности пород доюрского основания на основе картировочного комплексирования схем распределения весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород и плотности генерации тогурских нефтей; 6) районирование и ранжирование территории по степени перспективности резервуара коры выветривания на основе картировочного комплексирования схем распределения плотности генерации тогурской нефти, групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания и схемы изопакит коры выветривания.

*Научная новизна работы*

А. Для территории востока Томской области построена карта распределения плотности теплового потока – ключевого геодинамического параметра процессов нефтидогенеза.

Б. На территории Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин выполнена оценка и зональный прогноз нефтегазоносности резервуара коры выветривания.

В. На территории Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин выполнена оценка и зональный прогноз нефтегазоносности резервуара внутреннего палеозоя.

### ***Теоретическая и практическая значимость работы***

А. Реализована методика зонального прогнозирования на примере трудноизвлекаемой нефти в пределах Нюрольской, Колпашевской и Вездеходной палеозойских структурно-фациальных зон (СФЗ).

Б. Для территорий Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин рекомендованы первоочередные участки для планирования поисков доюрских залежей нефти.

### ***Методология и методы исследования***

Диссертационные исследования осуществляются с использованием методологии осадочно-миграционной теории нафтидогенеза и историко-геологического анализа (А. Э. Конторович и др., 1967; 2013), цифрового палеотемпературного моделирования (В. И. Старостенко и др., 2006) и концепции о преимущественно вертикальной миграции углеводородов (В. А. Конторович, 2002; В. И. Исаев и др., 2013). ***Методы диссертационных исследований*** – хорошо апробированное математическое моделирование глубинного теплового потока и палеотемпературного моделирования в приложении к нефтяной геологоразведке (В. И. Исаев и др., 2018).

### ***Положения, выносимые на защиту***

***Первое положение.*** Для территорий Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин, на базе геотермических расчетов 66 параметрических, опорных и поисково-разведочных скважин, впервые подготовлена схематическая карта плотности теплового потока из основания осадочного разреза (в изолиниях через 2 мВт/м<sup>2</sup>). На карте проявляются ярко-выраженные зоны повышенных значений теплового потока (до 64 мВт/м<sup>2</sup>), зона с низкими значениями теплового потока (до 33 мВт/м<sup>2</sup>), а также градиентные зоны, окаймляющие крупные аномалии. Полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта значений теплового потока из доюрского фундамента служат «каркасной» основой моделирования катагенетической истории нефтематеринской тогурской свиты.

***Второе положение.*** Для Восточно-Пайдугинской впадины выявление катагенетических очагов генерации тогурской нефти соотносится с кузнецовским временем (92 млн лет назад), максимальные значения палеотемператур (до 140 °С) достигаются в талицкое (62 млн лет назад) и в некрасовское (24 млн лет назад) времена на Колпашевском мезовале, Пыжинском и Варгатском мезопрогибе. «Горячие» очаги (115 °С и более) идентифицируются в течение 31 млн лет (55-24 млн лет назад). С учетом прогноза плотности генерации тогурской нефти и качества коллекторов доюрских резервуаров картированы, районированы и ранжированы зоны и участки максимальных и высоких перспектив. Первоочередным для поисков углеводородов в палеозойском резервуаре предлагается участок в северной части области сочленения Восточно-

Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, для резервуара коры выветривания – западный борт Варгатского мезопргиба. Высокая перспективность этих зон подтверждается установленной нефтегазоносностью.

*Третье положение.* Для Бакчарской впадины выявление катагенетических очагов генерации тогурской нефти соответствует кузнецовскому времени, максимальные значения палеотемператур (до 150 °С) достигаются в талицкое и некрасовское времена на Колпашевском мезовале, в Бакчарской мезовпадине и в зоне ее сочленения с Калгачским мезовыступом. «Горячие» очаги (115 °С и более) идентифицируются в течение последних 86 млн лет. С учетом прогноза плотности генерации тогурской нефти и качества коллекторов доюрских резервуаров картированы, ранжированы и районированы зоны и участки максимальных и высоких перспектив. Первоочередными для поисков углеводородов в палеозойском резервуаре предлагаются участки на северо-восточном склоне Калгачского мезовыступа, на южном борту Бакчарской мезовпадины и в зоне их сочленения с Барабинско-Пихтовской моноклизой, для резервуара коры выветривания – южная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа. Высокая перспективность этих зон подтверждается установленной нефтегазоносностью.

### *Характеристика исходных данных*

Исследования опираются на тектонические схемы районирования и классификации структур палеозойского фундамента В. С. Суркова (1981) и юрского структурного яруса В. А. Конторовича (2002); петрологической основой является геологическая карта петротипов пород доюрского основания, разработанная В. С. Сурковым и В. И. Лотышевым (2007); данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО») и каталога литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин В. И. Волкова (2001); входными параметрами геотемпературной модели служат экспериментальные определения теплопроводности А. Д. Дучкова (2013), пластовые температуры, полученные при испытаниях скважин, и термограммы выстоявшихся скважин (ОГГ) – получены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»); палеотемпературы пересчитаны из определений отражательной способности витринита, выполненных А. Н. Фоминым в ИНГГ СО РАН; для стратиграфической и геохронологической привязки свит использованы шкала геологического времени У. Харленда с соавторами (1985); стратиграфия и геологическое строение палеозоя уточнялось по трудам Г. Д. Исаева (2009, 2010); данные по испытаниям глубоких скважин сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»).



### ***Степень достоверности результатов***

А. Достоверность результатов выполненного палеотемпературного моделирования в глубоких скважинах аргументируется получением оптимальной «невязки» при расчете значений плотности теплового потока.

Б. Полученные расчетные значения плотности теплового потока хорошо согласуются с экспериментальными значениями, полученными ранее (А. Д. Дучков и др., 2013).

В. Сопоставление и согласованность прогнозируемых перспективных районов на уровне 70 % для резервуара внутреннего палеозоя, на уровне 85 % – для резервуара коры выветривания.

### ***Апробация результатов исследования***

Основные положения и результаты многократно докладывались на Международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (Томск, 2017-2022 гг.), на 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири» (Новосибирск, 2019 г.), на XXIV Уральской молодежной научной школе по геофизике (Пермь, 2023 г.).

Основные положения диссертационной работы изложены в 22 публикациях, в том числе 8 статей в журналах перечня ВАК, из них 3 индексируемых в Scopus и Web of Sciences, 1 статья опубликована в международном журнале, индексируемом в Web of Sciences.

### ***Благодарности***

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю д. г.-м. н. Г. Лобовой за продуктивные совместные исследования и многочисленные консультации, доценту Югорского государственного университета Ю. В. Коржову, а также доценту Томского политехнического университета Е. Н. Осиповой, ассистенту Д. С. Крутенко за обсуждение работы. Автор благодарит главных научных сотрудников ИНГГ им. А. А. Трофимука СО РАН А. Д. Дучкова и А. Н. Фомина, руководителя Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО» О. С. Исаеву за предоставление геолого-геофизической информации, советника НАН Украины В. И. Старостенко и председателя Совета по геотермии РАН М. Д. Хуторского за внимание к работе.

Отдельно автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность преподавателю и научному руководителю, д. г.-м. н. В. И. Исаеву, за помощь на всех этапах подготовки диссертации и неоценимый вклад в проделанную работу, за объективную оценку и комментарии, позволившие глубже понять значение данного диссертационного исследования.

## 1 СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Западная Сибирь остается основной базой нефтедобычи России, а потребность в новых источниках пополнения ресурсной базы в Томской области является весьма назревшей задачей. Однако прирост запасов не превышает объемы их добычи. Для поддержания существующего уровня добычи, согласно принятой стратегии развития Российской Федерации до 2035 года, задача нефтяной отрасли в Западной Сибири – прирастить запасы УВ нужно не менее чем на 10 миллиардов тонн за счет изучения и освоения малоизученных территорий [1]. Пока темпы истощения запасов происходят в 10 раз быстрее, чем их прирост. По газу темп истощения запасов за последние три года ускорился вдвое [2].

Одним из перспективных направлений воспроизводства сырьевой базы нефтегазового комплекса Томской области (юго-восток Западной Сибири) является изучение и освоение нераспределенного фонда недр, к которому относится недоизученное правобережье Оби [3]. Полагается, что, когда добыча в западных нефтепромысловых районах Томской области опустится до критической отметки рентабельности, освоение восточной ее части будет неизбежно [4]. На этих территориях наибольший интерес представляют залежи нижнеюрского и доюрского нефтегазоносных комплексов (НГК) в связи с широким распространением тогурской свиты (рисунок 1.1), которая набирает здесь максимальную мощность и является для доюрского НГК основной материнской толщей [5, 6].

Нефтегазоносность доюрских отложений в пределах Томской области была установлена еще в середине прошлого века бурением глубокой скважины на Колпашевской площади. Массовое открытие залежей в доюрском фундаменте относят к концу 70-х годов прошлого столетия. В этом регионе на государственный баланс поставлено 25-ть месторождений с залежами, приуроченными как к промежуточному структурному этажу – нефтегазоносному горизонту зоны контакта (НГГЗК), так и к коренным отложениям палеозоя, которые нередко гидродинамически объединяются в одну залежь (рисунок 1.2). Однако, открытие этих месторождений можно считать случайным, поскольку специальных технологий для поисков и разведки на эти горизонты ранее практически не предлагалось [7, 8].

В пределах Томской области ранее выполнены исследовательские работы в Нюрольской, Усть-Тымской мегавпадинах, Колтогорском мезопрогибе (рисунок 1.1), включающие бассейновое моделирование и ранжирование территорий по степени перспективности для проведения дальнейших поисковых работ на горизонты нижней юры и палеозоя.

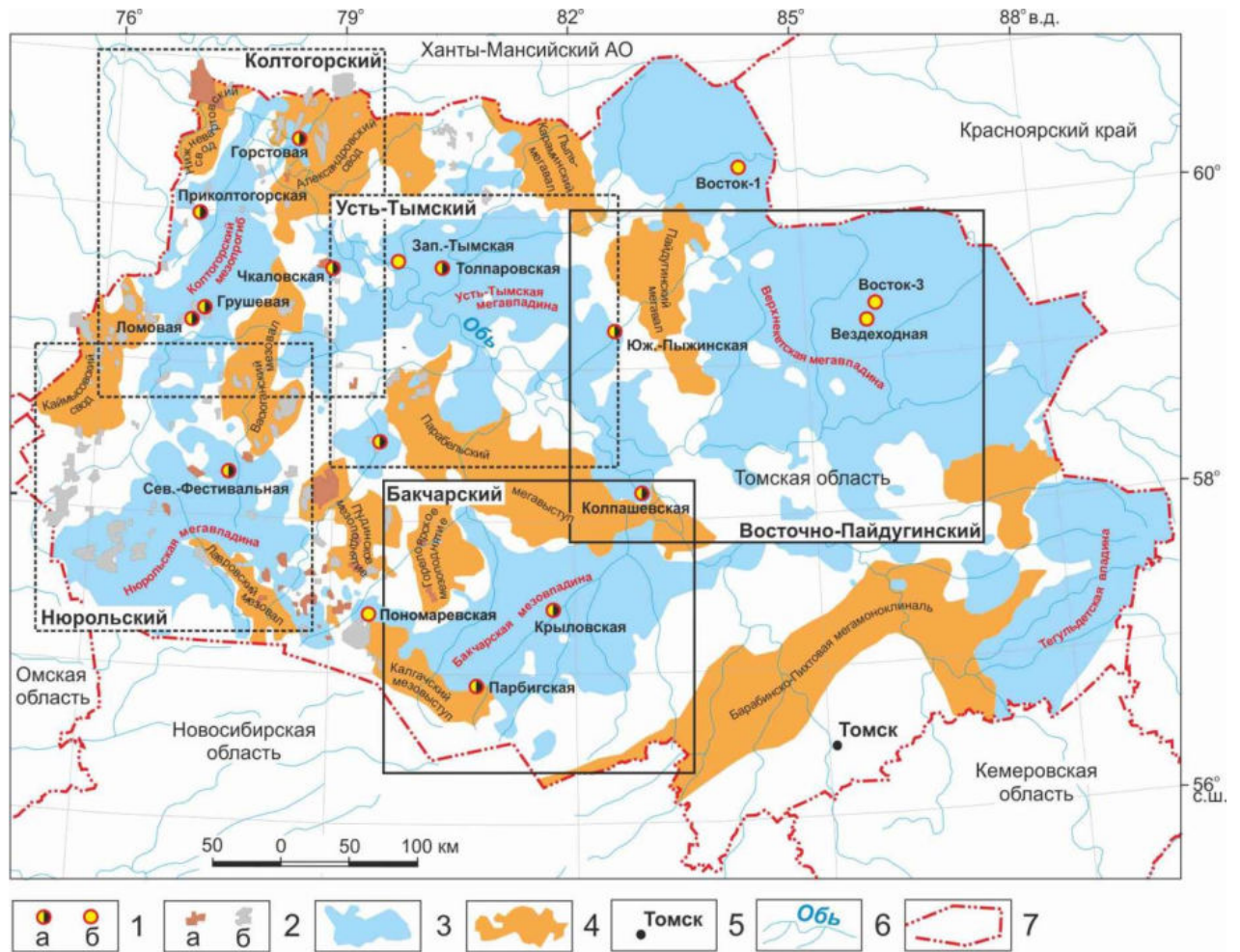


Рисунок 1.1 – Схема областей накопления нижнеюрских нефтематеринских отложений (по [6, 9] с доработкой): 1 – скважина, вскрывшая тогурскую свиту: получен приток (а), изучен керн (б); 2 – месторождение с залежью в: доюрском НГК (а), юрском и меловом НГК (б); 3 – отрицательная структура (геттанг-нижнетюарский седиментационный бассейн); 4 – положительная структура; 5 – населенный пункт; б – речная сеть; 7 – административная граница Томской области. Пунктирной черной линией обозначены участки ранее выполненных исследований нижнеюрского и доюрского НГК [10-12]. Сплошным черным контуром показано положение территории исследований настоящей работы

В рамках настоящей работы на правобережье Оби для исследования выбраны две территории, которые условно можно назвать Восточно-Пайдугинской и Бакчарской. По ряду наблюдаемых и прогнозируемых признаков эти территории существенно отличаются.

Так по структурно-фациальному районированию палеозойских отложений Восточно-Пайдугинская территория находится в пределах Колпашевской и Вездеходной СФЗ, а Бакчарская – в пределах Ньюрольской СФЗ.

Восточно-Пайдугинская территория охватывает практически всю площадь Верхнекетского геттанг-нижнетюарского седиментационного бассейна, к которому относится

нижнетоарская тогурская нефтематеринская свита. А Бакчарская территория охватывает всю площадь Бакчарского геттанг-раннетоарского седиментационного бассейна. На северо-западе Бакчарской территории прослеживается фрагмент Чузиковского грабен-рифта.

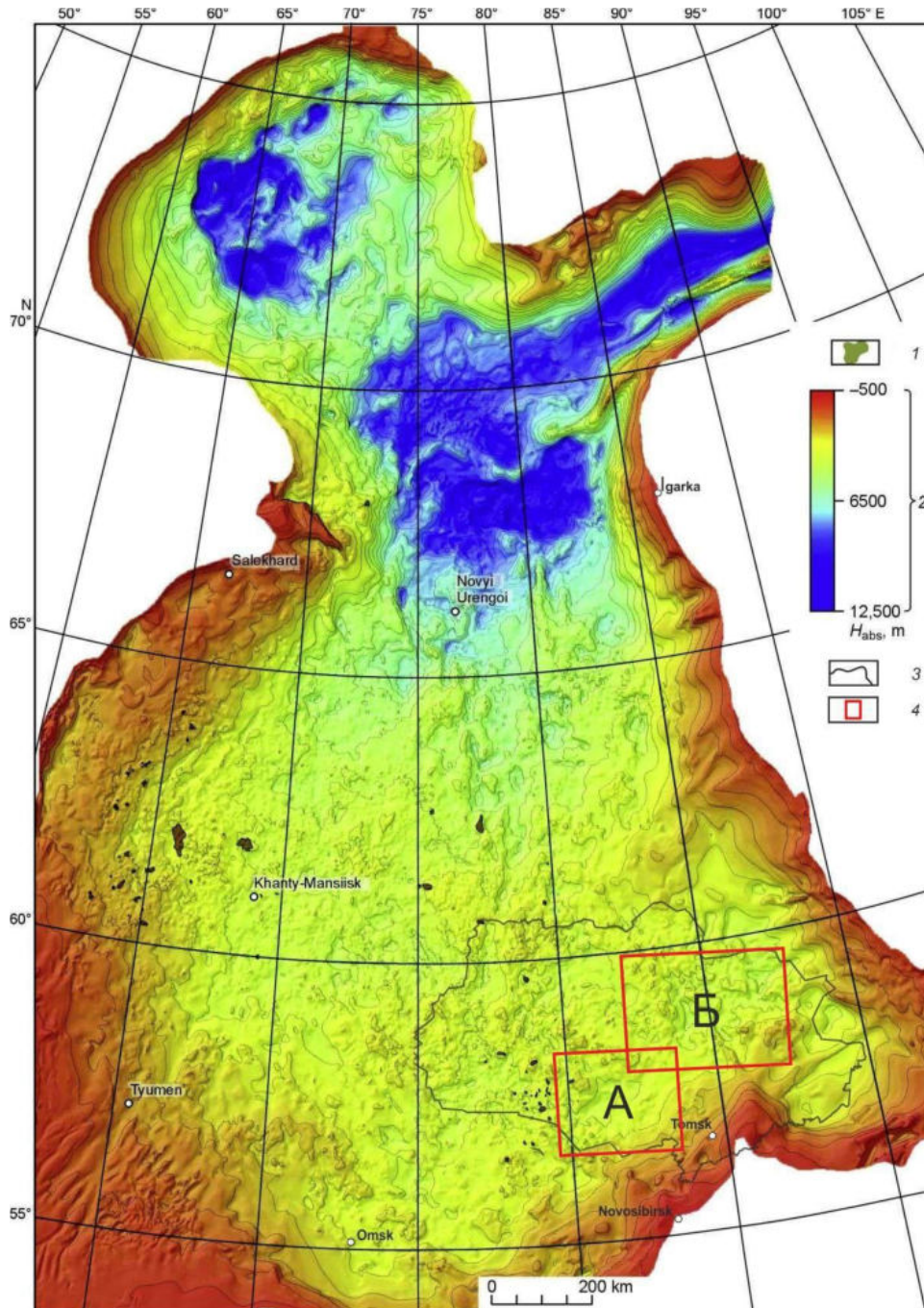


Рисунок 1.2 – Положение территории исследований на структурной карте Западно-Сибирской плиты по реперному сейсмическому горизонту, приуроченному к подошве юрских отложений (по [13]): 1 – месторождения УВ доюрского комплекса; 2 – шкала глубин кровли доюрских образований; 3 – административная граница Томской области; 4 – контур территории исследований: Бакчарская (А), Восточно-Пайдугинская (Б)



Месторождения нефти и газа открыты главным образом в западной части, на обрамлении Бакчарской мезовпадины. Восточно-Пайдугинская мегавпадина является в рельефе баженовского горизонта наиболее крупной и контрастной на востоке Томской области. Территория Восточно-Пайдугинской мегавпадины интересна тем, что расширение ресурсной базы углеводородов Томской области возможно за счет этих новых земель нераспределенного фонда недр на правобережье Оби.

И, наконец, по региональной оценке теплового потока, диапазон плотности теплового потока Восточно-Пайдугинской территории составляет 50-70 мВт/м<sup>2</sup>, а для Бакчарской территории – 50-90 мВт/м<sup>2</sup>.

В результате решения сформулированной научной задачи, помимо зонального нефтегеологического районирования Восточно-Пайдугинской мегавпадины, Бакчарской мезовпадины, могут быть получены дифференцированные рекомендации по методике палеотемпературного моделирования и нефтегеологического прогнозирования.

Таким образом, в качестве *территорий диссертационных исследований* определены новые, слабоизученные земли Бакчарской мезовпадины, Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур их обрамления – нераспределенный фонд недр востока Томской области. В качестве основного *объекта исследований* приняты потенциально нефтематеринская тогурская свита и коллекторы доюрских резервуаров – новые потенциально промысловые стратиграфические уровни юго-востока Западной Сибири.

### 1.1 Тектоника осадочного чехла и доюрского фундамента востока Томской области

Исследования опираются на тектонические схемы районирования и классификации структур палеозойского фундамента по [14] и юрского структурного яруса по [9].

В структурах осадочного чехла [9] по кровле баженовской свиты в восточной части Томской области выделяются пять положительных (IV-Парабельский мегавыступ, II-Пайдугинский и I-Пыль-Караминский мегавалы, III-Владимировский мегавыступ, V-Александровский свод) и две отрицательных (II-Усть-Тымская и I-Пайдугинская мегавпадины) структуры 1-го порядка (рисунок 1.3).

Условно район исследований можно разделить на две части: юго-восточную, приуроченную к структуре 2-го порядка Бакчарской мезовпадине и ее обрамлению, а также северо-восточную, в центре которой расположена Восточно-Пайдугинская мегавпадина, являющаяся в рельефе баженовского горизонта наиболее крупной и контрастной на востоке Томской области.

Бакчарский участок исследования в структурах осадочного чехла приурочен к Бакчарской мезовпадине, выделенной по отражающему горизонту Б как структура II-го порядка [9], которая граничит с Горелоярским мезоподнятием на западе, Калгачским мезовыступом и Барабинско-Пихтовской моноклизой на юге и с Парабельским мегавыступом на северо-востоке. Бакчарскую мезовпадину осложняют структуры III-го порядка – Южно-Парбигская впадина и Северо-Парбигский прогиб (рисунок 1.3). Крупные тектонические разломы расположены в области Горелоярского мезоподнятия и вдоль нижней границы Калгачского мезовыступа, также несколько разломов расположены в зоне сочленения Бакчарской мезовпадины с Барабинско-Пихтовской моноклизой.

Восточно-Пайдугинский участок исследования по осадочному чехлу приурочен к тектонической структуре I-го порядка Восточно-Пайдугинской мегавпадине [9], на востоке граничащей с Владимировским мегавыступом, на северо-западе с Пайдугинским мегавалом, на юго-западе со структурой II-го порядка Зайкинской мезоседловиной, на юге с переходной зоной к структуре внешнего пояса Западно-Сибирской плиты – Барабинско-Пихтовской моноклизой (рисунок 1.3). Восточно-Пайдугинская мегавпадина осложнена структурой II-го порядка – Варгатским мезопрогибом. Основные крупные тектонические разломы расположены вдоль правого борта Белоярского мезопрогиба, границы юго-восточной оконечности Восточно-Пайдугинской мегавпадины, а также по северным склонам положительных структур II порядка – Ярского мезовыступа и Степановского мезоподнятия.

На *тектонической карте фундамента* в пределах востока Томской области [14] глубинные региональные разломы ограничивают крупные структуры. Весь район изучения условно можно разделить на 4 крупные зоны северо-западного простирания (с востока на запад): Алипский прогиб и Улулюльско-Среднечулымский выступ области салаирской складчатости, Пыль-Караминский мегантиклинорий и Нарымско-Колпашевская внутренняя впадина позднегерцинской области (рисунки 1.4). В исследуемом районе фиксируется фрагмент Чузикского грабен-рифта раннемезозойского возраста, имеющий северо-восточное направление. Фундамент локально прорван интрузивными образованиями преимущественно кислого и основного состава.

В основании Бакчарской впадины лежит межгорный прогиб, образованный в протоорогенный этап развития, и который представляет собой внутреннюю впадину, граничащую по глубинным разломам с антиклинорными зонами с запада – инверсионного типа, а с востока – унаследованного типа развития. Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты [14] Бакчарский участок исследования находится в области позднегерцинской складчатости, представляющей область распространения геосинклинальных комплексов. Преимущественно развиты аспидная и глинисто-сланцевая геосинклинальные

формации, разделенные на крупные блоки, а также межгорные прогибы и внутренние впадины, выполненные терригенной формацией, локализованные в западной и северо-восточной частях изучаемого участка.

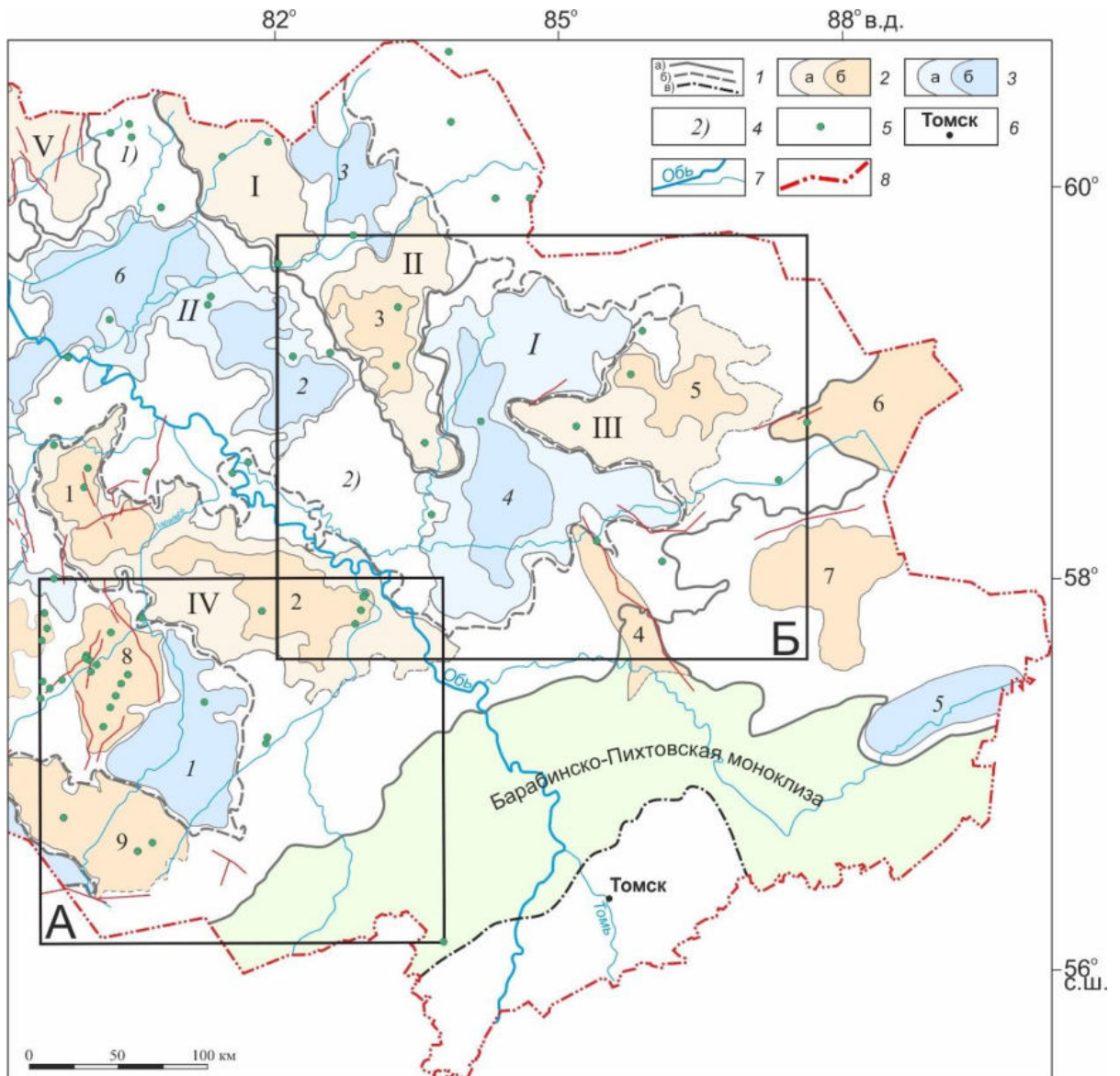


Рисунок 1.3 – Обзорная схема восточной части Томской области на тектонической основе [9]: I – условная граница: надпорядковых структур (а), «переходной зоны» (б), внешнего пояса Западно-Сибирской плиты (в); 2 – положительные структуры осадочного чехла с условным номером: I-го порядка (а): I – Пыль-Караминский мегавал; II – Пайдугинский мегавал, III – Владимирский мегавыступ, IV – Парабельский мегавыступ, V – Александровский свод; II-го порядка (б): 1 – Восточно-Чижапское поднятие, 2 – Колпашевский мезовал, 3 – Пайдугинско-Береговое мезоподнятие, 4 – Белоярский мезовыступ, 5 – Белоноговское мезоподнятие, 6 – Ярский мезовыступ, 7 – Степановское мезоподнятие, 8 – Горелоярское мезоподнятие, 9 – Калгачский мезовыступ; 3 – отрицательные структуры осадочного чехла с условным номером: I-

го порядка (а): I – Восточно-Пайдугинская мегавпадина, II – Усть-Тымская мегавпадина; II-го порядка (б): 1 – Бакчарская мезовпадина, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Косетский мезопрогиб, 4 – Варгатский мезопрогиб, 5 – Тегульдетский мезопрогиб, 6 – Неготский мезопрогиб; 4 – промежуточные структуры II-го порядка: 1) – Караминская мезоседловина, 2) – Зайкинская мезоседловина; 5 – скважина диссертационных исследований; 6 – населенный пункт; 7 – речная сеть; 8 – административная граница Томской области. Черными прямоугольниками показаны контуры территорий исследований: Бакчарской (А), Восточно-Пайдугинской (Б)

Верхнепалеозойские крупные гранитоидные комплексы закартированы в районе скважины Северо-Колпашевская 1, на Крыловской структуре и в юго-восточной части участка. На схематической карте осадочных бассейнов доюрского фундамента [14] в западной части находится достаточно крупный бассейн, приуроченный к Кёнгской впадине. С юго-запада на северо-восток прослеживаются триасовые базальты, слагающие фрагменты Чузикского грабен-рифта (рисунки 1.3-1.4).

Согласно тектонического районирования доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты [14], в пределах Восточно-Пайдугинского участка исследования выделяются структуры трех циклов тектоногенеза (рисунок 1.4). Западную часть занимают структуры позднегерцинской складчатости – Нарымско-Колпашевская внутренняя впадина и Пыль-Караминский мегантиклинорий, с осью простирания с северо-запада на юго-восток. Восточнее этого блока располагаются структуры салаирского диастрофизма: на севере небольшой фрагмент Ажарминского прогиба, далее Алипский прогиб и, южнее, граничащий с ним Улулюльско-Среднечулымский выступ.

В северо-восточной части территории структуры фундамента докарельской и карельской складчатости, переработанные байкальским тектоногенезом, перекрыты палеозойским платформенным чехлом за исключением небольших выступов-горстов докарельского и карельского возраста. Широкое распространение имеет блоковая разломная тектоника, ограничивающая складчатые системы и структурно-формационные зоны.

Согласно карте вещественного состава палеозойского фундамента восточной части Томской области (рисунок 1.5) и схеме тектонического районирования доюрского фундамента (рисунок 1.4) проводим выделение основных групп петротипов и их приуроченности следующим образом.

Терригенные и терригенно-карбонатные породы осадочной формации преимущественно приурочены к структурам позднегерцинской складчатости – Нарымско-Колпашевской внутренней впадине, а также к структурам салаирского диастрофизма – Ажарминскому и Алипскому прогибам и их обрамлению.



Границы распространения карбонатных и доломитовых пород осадочной формации четко соотносятся с границами двух контуров салаирских и каледонских выступов-горстов (один расположен западнее Алипского прогиба, второй приурочен к Улююльско-Среднечулымскому выступу), а также в зонах распространения байкальских выступов-горстов, локализованных в северо-восточной части территории исследования. Сюда же относятся, преимущественные по площади, эффузивно-карбонатные породы эффузивно-осадочной формации.

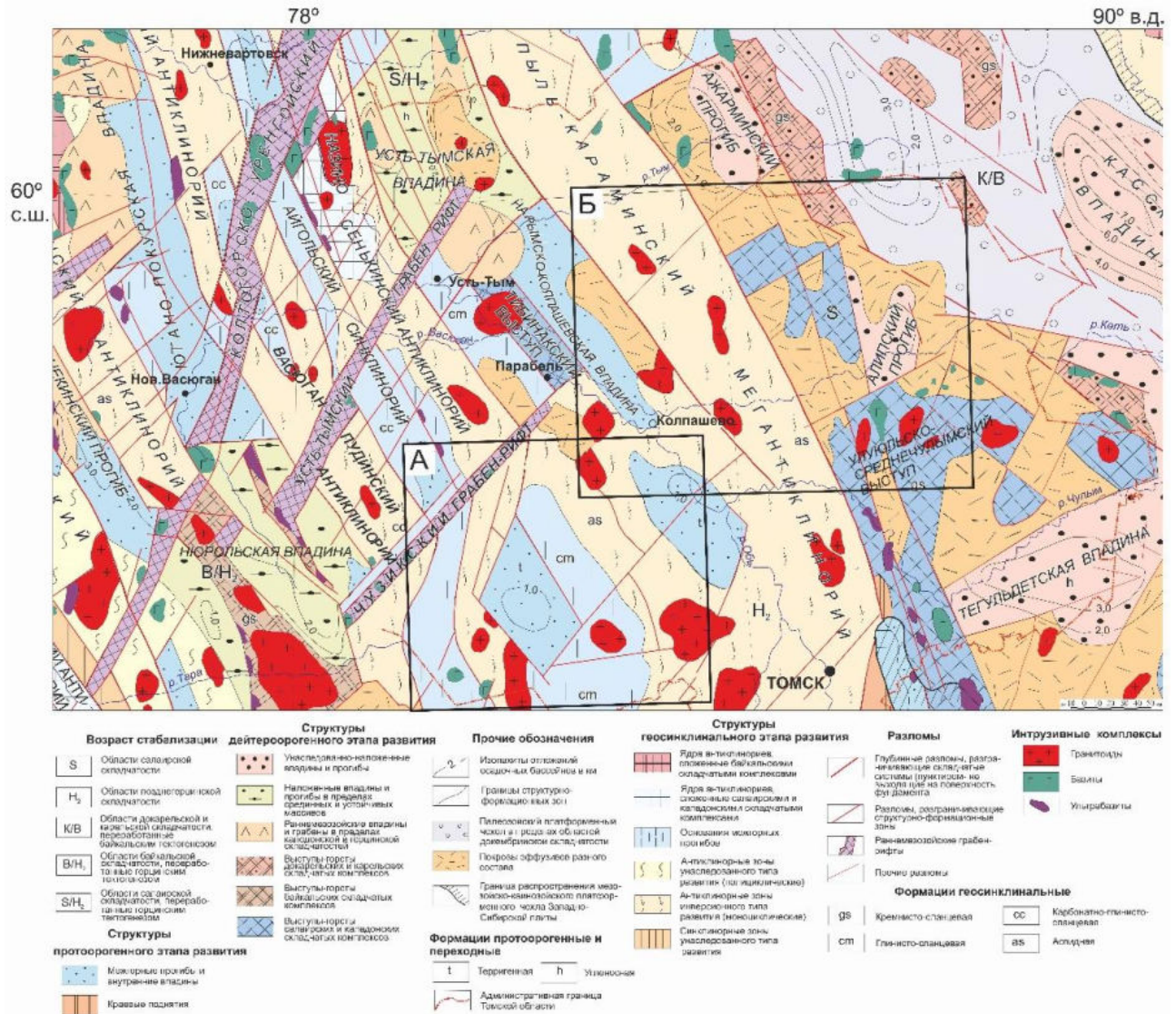


Рисунок 1.4 – Контуры Бакхарского (А) и Восточно-Пайдугинского (Б) участков исследования на фрагменте тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты [14]

Породы аспидной формации слагают Пыль-Караминский мегантиклинорий, с осью простираения с северо-запада на юго-восток.

Породы магматической формации условно можно разделить на две группы по западной границе Пыль-Караминского мегантиклинория – на востоке от нее преимущественно

расположены интрузии кислого состава, представленные гранитоидами, на западе – разности основного и ультраосновного состава (базиты и ультрарбазиты).

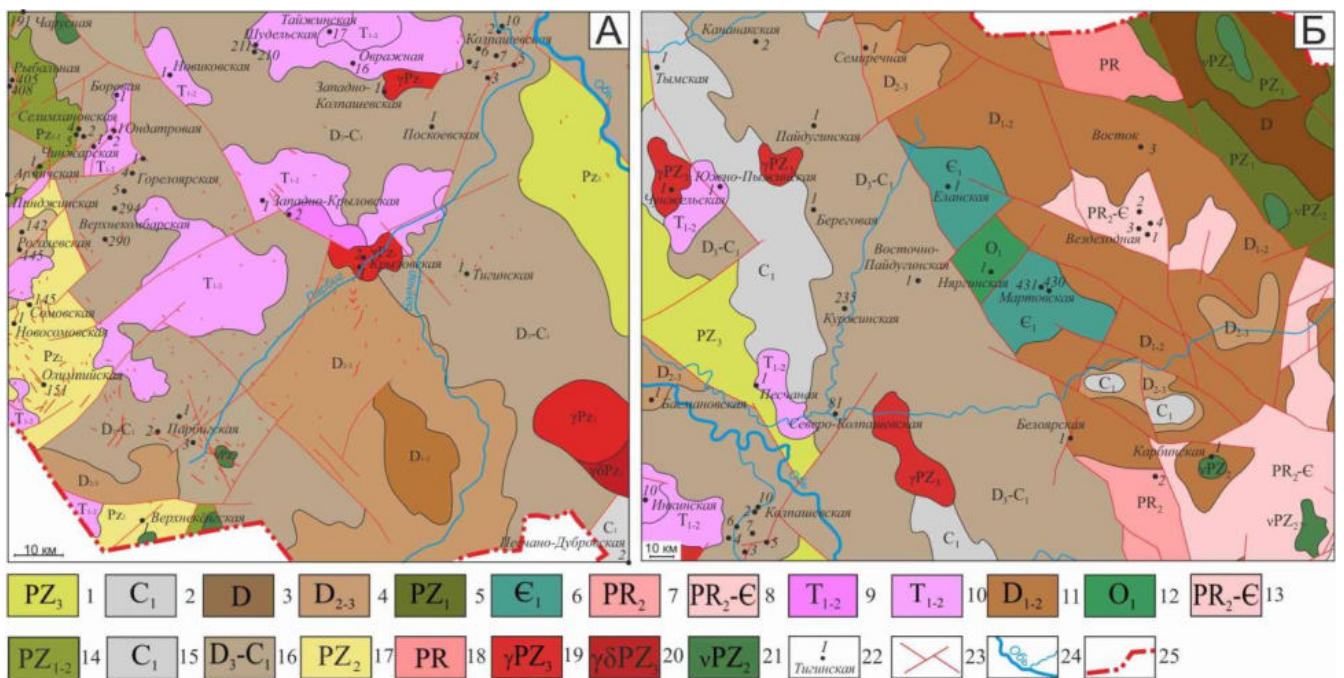


Рисунок 1.5 – Фрагменты геологической карты доюрского основания Западно-Сибирской плиты в пределах контуров Бакчарского (А) и Восточно-Пайдугинского (Б) участков [15], с дополнениями: формации с указанием возраста формирования (1-17): 1-8 – осадочные (1-4 – терригенные, 5-6 – терригенно-карбонатные, 7 – карбонатная, 8 – доломитовая); 9-14 – эффузивно-осадочные (9-10 – базальтовые, 11 – андезито-базальтовая, 12-14 – эффузивно-карбонатные); 15-18 – метаморфические (15-16 – аспидные, 17-18 – глинисто-кремнистые); 19-21 – магматические (19-20 – гранитоиды, 21 – базиты); 22 – скважина, вскрывшая палеозойские отложения, её номер, площадь бурения; 23 – разрывные нарушения; 24 – речная сеть; 25 – административная граница Томской области

## 1.2 Стратиграфия и вещественный состав палеозоя-мезозоя-кайнозоя востока Томской области

В геологическом строении территории исследований принимают участие породы доюрского фундамента и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Согласно геологической карте основания Западно-Сибирской плиты (рисунок 1.5) [15], образования фундамента, выходящие на его поверхность, представлены отложениями от верхнего протерозоя (Вездеходные скважины) до нижнего триаса (Западно-Крыловская 1).

На схеме структурно-фациального районирования палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты (рисунок 1.6) [16] небольшая западная часть Бакчарского участка расположена в Нюрольском структурно-фациальном районе (СФР). В работе [17], центральная часть отнесена к Сильгинской СФЗ, восточная – к Томь-Колыванской СФЗ. Восточно-Пайдугинский участок исследования находится на границе Колпашевского и Вездеходного СФР [18].

#### *Протерозой (PR)*

В пределах Вездеходного СФР (Восточно-Пайдугинский участок) в скважине 4 вскрыта верхнерифейская *лисицинская толща (R<sub>3l</sub>)*, сложенная пестроцветными туфами андезитов, дацитов, базальтов, кремнистыми сланцами, базальтами, долеритами, долерито-базальтами [18]. Выше, она несогласно перекрывается *вездеходной толщей (V-Є<sub>1tn</sub>)* светло-серых доломитов, строматолитов, доломитизированных аргиллитов с линзами туфопесчаников и андезитовых порфиров. Толщина может достигать 900 м.

В пределах Бакчарского участка отложения докембрия, представленные *нарымской толщей (PЄ)*, вскрываются в пределах Томь-Колыванской СФЗ. Они представлены черными глинистыми сланцами с графитом, кварцитами, катаклазированными песчаниками мощностью порядка 100 м.

#### *Палеозойская эротема (PZ)*

##### *Кембрийская система (Є)*

*Жигаловская толща (Є<sub>2am</sub>–Є<sub>3br</sub>)*, вскрытая в пределах Вездеходного СФР, сложена красноцветными песчаниками, алевролитами, гравелитами, глинистыми сланцами, пестроцветными известняками, комковатыми мергелями и доломитами. Толщина составляет около 65 м.

На Бакчарском участке, в пределах Сильгинской СФЗ, развита *Соболиная толща (Є<sub>2</sub>-O<sub>1</sub>)*, залегающая с угловым и стратиграфическим несогласием на нижележащих породах. Она сложена зелено- и пестроцветными метаморфизованными песчаниками и туфопесчаниками, углисто-карбонатно-глинистыми сланцами, филлитами, кварцевыми альбитофирами и оливиновыми долеритами, редко известняками. Мощность достигает порядка 200 м. В Томь-Колыванской СФЗ в кембрийско-ордовикское время существует перерыв в осадконакоплении.

##### *Ордовикская система (O)*

*Няргинская толща (O<sub>1t</sub>-O<sub>3as</sub>)*, формирующаяся в пределах Вездеходного СФР, образует темно-серые известняки с примесью глинистого материала, линзами алевролитов. Мощность отложений достигает 200 м.



*Силурийская система (S)*

*Лымбельская толща (S<sub>1l</sub>-S<sub>2p</sub>)* в пределах Вездеходного СФР сложена темно-серыми и вишнево-красными аргиллитами, мергелями, глинистыми и глобoidными известняками. Мощность осадков достигает до 150 м.

В Сильгинской СФЗ в раннем силуре идет накопление *пономаревской толщи (S<sub>1p</sub>)* с черными и темно-серыми с зеленоватым оттенком известняками, рассланцованными аргиллитами, ламинитовыми известняками, филлитами, темно-серыми глинистыми сланцами с дайками микродиоритов.

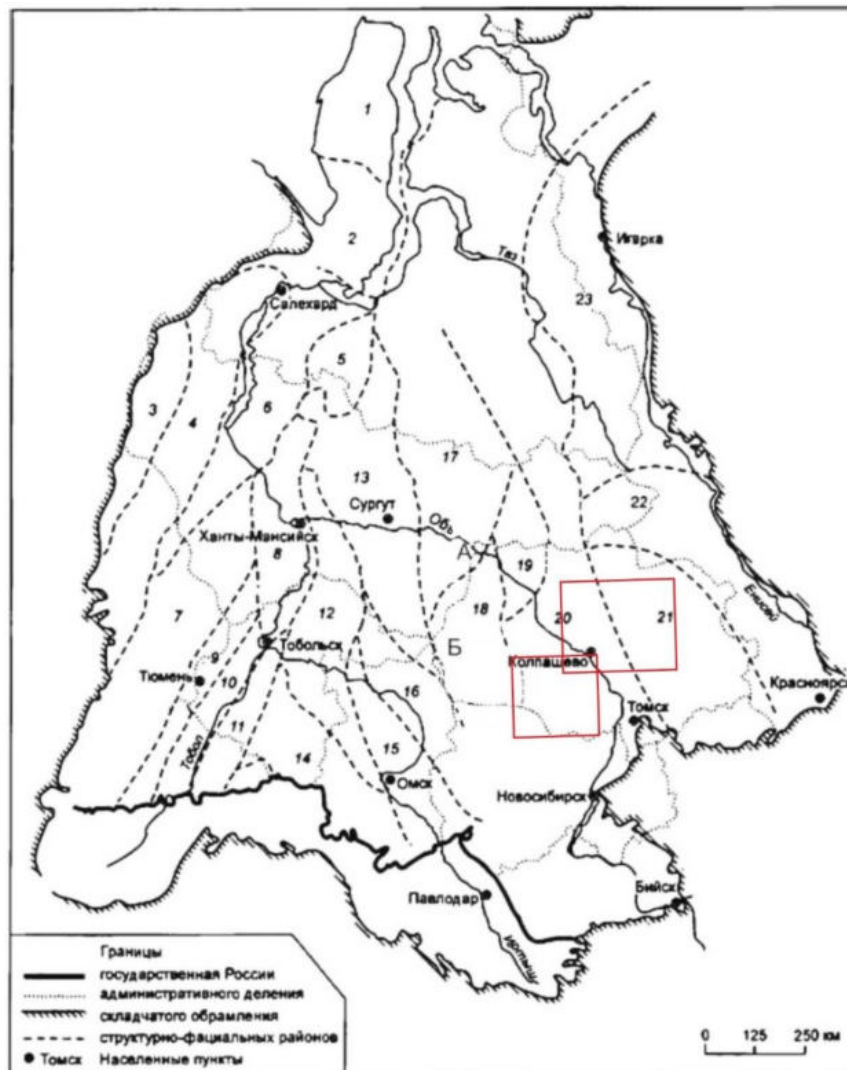


Рисунок 1.6 – Положение участков исследования (красные контуры) на схеме структурно-фациального районирования палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты [16]. СФР в пределах участков исследования: 18 – Нюрольский, 20 – Колпашевский, 21 – Вездеходный

В позднем силуре на большей территории зоны наблюдается перерыв в осадконакоплении, но местами формируется *пинджинская толща (S<sub>2p</sub>)* голубовато-зеленоватых

глинистых сланцев, рассланцованных алевролитов с детритом, серицит-карбонат-хлоритовыми сланцами и филлитами мощностью до 130 м.

В Томь-Колыванской СФЗ в юго-западной части в силуре осадки не формируются. В северо-восточной части зоны *нижний силур* представлен *нерасчлененными отложениями* известняков, калькаренитов, рассланцованных аргиллитов мощностью до 200 м.

#### *Девонская система (D)*

В Вездеходной СФЗ выделена *дунаевская толща (D<sub>1d-ks</sub>)*, которая сложена диабазами, порфиритами, туфами, туфитами, базальтовыми порфиритами, мощность достигает 860 м. Выше по разрезу со стратиграфическим несогласием залегает *ванжильская толща (D<sub>3vn</sub>)* песчаников, алевролитов, известняков, аргиллитов и туфопесчаников. Её мощность составляет 960 м.

В Бакчарском районе исследования в Сильгинской СФЗ, отмечается полный разрез девона, охарактеризованный комплексом палеонтологических остатков. В раннем девоне, в лоховское время, формируются два типа разрезов. Один представлен известняками светло-серыми до черных с битумом, мергелями, глинистыми сланцами, окремненными песчаниками, рассланцованными аргиллитами *кыштовской свиты (D<sub>1<sup>1</sup>kt</sub>)*. Второй тип сложен метабазами, рассланцованными туфами, диабазами, темно-зелено-серыми аргиллитами *большеичской свиты (D<sub>1<sup>1</sup>bi</sub>)*. В пражское время здесь образуются *комбарская толща (D<sub>1<sup>2-3</sup>kb</sub>)* с чередованием известняков, долеритов, битуминозных известняков и углисто-глинистых пород и *верхнекенгская толща (D<sub>1<sup>2-3</sup>vk</sub>)* темно-серых спонголитов, рассланцеванных кремнисто-глинистых пород и аргиллитов. *Мурасовская толща* с переслаиванием органогенных известняков темно-серых до черных с аргиллитами и алевролитами, *рогалеvская толща* серых аргиллитов с радиоляриями и глинисто-серицитовыми сланцами, *чузикская свита* от серых до черных известняков с прослоями кремнистых и глинистых пород формируются в эйфеле-живете (*D<sub>2</sub>*). Завершает разрез позднедевонская *лугинецкая свита (D<sub>3</sub>)*. Она сложена известняками биогенными, массивными и глинистыми известняками с детритом.

В пределах границ Томь-Колыванской СФЗ в девоне формируется *верхнекенгская толща (D<sub>1vk</sub>)* туфов, окварцованных известняков, песчаников и кремнистых аргиллитов, *колташевская толща (D<sub>2</sub>)* песчаников темно-серых метаморфизованных, сидеритизированных и аргиллитов, *инская серия (D<sub>3</sub>)* черных углисто-глинистых сланцев, алевролитов, песчаников рассланцованных, окремненных, черных и темно-серых глинистых сланцев, аргиллитов.

#### *Каменноугольная система (C)*

*Батуриная толща (C<sub>1t-C<sub>2m</sub></sub>)* выделена в контуре Вездеходного СФР и представлена чередованием серых известняков, песчаников, алевролитов, аргиллитов, туфов, гравелитов, конгломератов с морской фауной. Мощность толщи составляет около 200 м.

Стратиграфическим аналогом нижней части *батуринской толщи* в пределах Колпашевского СФР является *кехорегская свита*, сложенная известняками глинисто-кремнистыми, толщиной около 100 м. В Сильгинской и Томь-Колыванской СФЗ выделяется *парбигская толща (C<sub>1</sub>rb)* с черными карбонатно-углисто-глинистыми сланцами, известняками с фораминиферами, туфами, окремненными аргиллитами и дайками габбро-диабазов и керсантитов. Выше по разрезу, со стратиграфическим несогласием, залегает *самлатская толща (C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>)*, сложенная дацитами, риолитами, кератофирами и альбитофирами, риодацитами, плагиобазальтами, реже туфами и глинисто-кремнистым породами.

#### *Пермская система (P)*

В Вездеходной СФЗ нижнепермская *чулымская толща (P<sub>1</sub>)* залегает фрагментарно и несогласно перекрывает каменноугольные отложения. Она сложена континентальными пестроцветными аргиллитами, мергелями, песчаниками, гравелитами. Мощность толщи достигает 140 м.

В Томь-Колыванской СФЗ на *самлатской толще (C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>)*, с перерывом залегает *восточно-никольская серия (P<sub>1</sub>)*, сложенная аргиллитами темно-серыми до черных, бурыми пестроцветными конгломератами, гравелитами, песчаниками, алевролитами с линзами кварцевых метариолитов, андезитовых порфиритов. *Чкаловская толща (C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>)* вскрыта в разрезе скважины Западно-Крыловская 2 [17].

#### *Мезозойская эротема (MZ)*

#### *Триасовая система (T)*

Согласно региональной стратиграфической схеме триасовых отложений Западной Сибири [19] участки исследования расположены в Пудинском и Александровском фациальных районах Обь-Иртышской фациальной области (рисунок 1.7).

В пределах Пудинского фациального района выявлены отложения *тампейской серии* – толща темно-серых и серых аргиллитов, зелено-серых полимиктовых песчаников, пропластки конгломератов. Эти отложения вскрыты на Западно-Крыловской и Овражной площадях в пределах Бакчарского участка настоящих исследований. Отложения триаса здесь достигают толщин порядка 60 м. Отмечаются внутриформационные размывы.

В границах Александровского фациального района выделена *туринская серия*, представленная базальтами афанитовыми и миндалекаменными, темно-зелеными и черными. Встречаются пачки аргиллитов, местами углистых, песчаников, рассеянная галька палеозойских пород. Толщина отложений может превышать 600 м.

Стратиграфия осадочного чехла приводится по схеме, принятой решением 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири [19].

*Юрская система (J)*

Для нижней и средней юры в пределах Западной Сибири рассматриваются три фациальные области субширотного протяжения, в которых различия осадочных толщ имеют фациально-генетический характер: в северной области (Ямало-Гыданской) ниже-среднеюрская толща сложена преимущественно породами морского генезиса, в средней (Обь-Тазовской) – прибрежно-морскими с участием дельтовых и континентальных, в южной (Обь-Иртышской) – почти исключительно континентальными образованиями (рисунок 1.8).

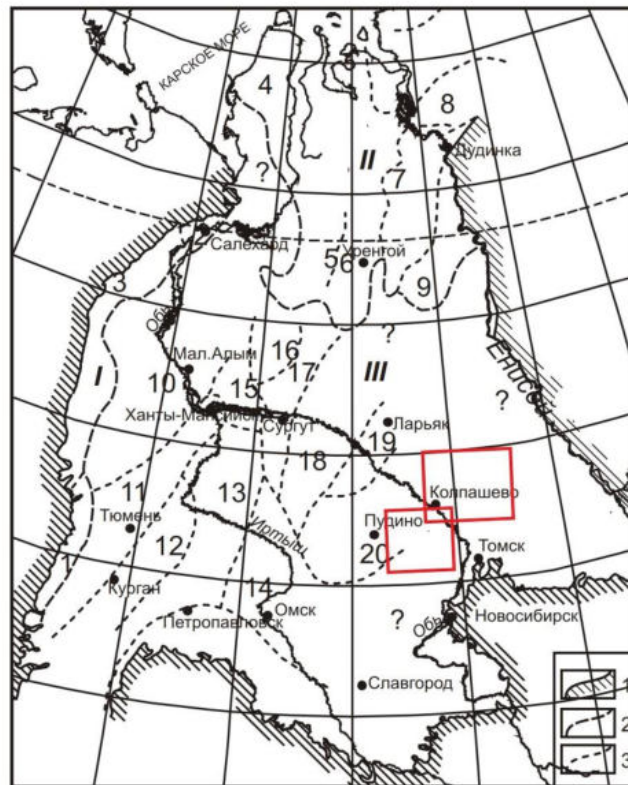


Рисунок 1.7 – Схема фациального районирования триасовых отложений Западно-Сибирской равнины [19]: I – граница Западно-сибирской равнины; 2 – границы фациальных областей: I – Зауральская, II – Ямало-Гыданская, III – Обь-Иртышская; 3 – границы фациальных районов: 1 – Южно-Зауральский, 2 – Щучьинский, 3 – Северо-Сосьвинский, 4 – Ямальский, 5 – Уренгойский, 6 – Пурский, 7 – Тампейский, 8 – Тундровый, 9 – Красноселькупский, 10 – Ляпинско-Шеркалинский, 11 – Тюменский, 12 – Заводоуковский, 13 – Викульский, 14 – Омский, 15 – Тундринский, 16 – Перевальный, 17 – Сургутский, 18 – Нижневартовский, 19 – Александровский, 20 – Пудинский. Красными конурами показаны участки исследования

Каждая из областей характеризуется своим набором структурно-фациальных районов и большинства (но не всех) литостратиграфических подразделений. Границы областей – это фактически границы зон проникновения ранне-среднеюрского моря в Западно-Сибирском

регионе (максимальной и минимальной трансгрессий моря в эти эпохи). Закономерная вертикальная дифференциация осадков объясняется эвстатическими и тектоническими, латеральная – палеогеографическими причинами.

Разделение областей на структурно-фациальные районы, сменяющие друг друга с запада на восток (в общем виде – зоны субмеридиональной протяженности), отвечает палеогеографической и палеотектонической ситуации – от прибортовых частей до центральной наиболее прогнутой части фациальной области с наращиванием стратиграфической полноты и мощности разрезов [19].

*Урманская свита (J<sub>1h-p</sub>)* представлена в Колпашевском районе (рисунок 1.8) повсеместно песчаниками с прослоями алевролитов и пропластками угля. В пределах Ажарминского района (рисунок 1.8) это преимущественно песчаники иногда зеленовато-серые с пропластками алевролитов. По материалам ГИС и особенностям литологической характеристики отчетливо делится на три подсвиты: нижняя и верхняя представлены группами песчаных пластов Ю<sub>17</sub> и Ю<sub>16</sub>, соответственно, средняя представлена глинистой пачкой, служащей крышкой для коллекторов групп песчаных пластов. Толщина свиты составляет от 8 до 37 м.

*Тогурская свита (J<sub>1t</sub>)* – лагунные и озерные с прослоями морских темно-серые, серые аргиллиты и алевролиты с прослоями песчанистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. Толщина отложений достигает 20-40 м. В Колпашевском районе в отложениях свиты обнаружены остатки флоры.

*Пешковская свита (J<sub>1t</sub>-J<sub>2a</sub>)* – является континентальным фациальным аналогом *салатской свиты*, выделенной в Нюрольском структурно-фациальном районе. Свита представлена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов углистых. Близ кровли залегают редкие пласты угля, ниже расположена песчано-алевритовая толща, соответствующая группе пластов Ю<sub>15</sub>. Толщина свиты составляет 25-130 м в Ажарминском районе, в Колпашевском – 60-150 м.

*Тюменская свита (J<sub>2a</sub>-bt)* представлена тремя подсвитами с общей толщиной от 130 до 450 м. *Нижняя подсвита* представлена переслаиванием серых алевролитов, песчаников и редких прослоев аргиллитов. Отложения *средней подсвиты* представлены неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников с преобладанием последних в верхней части. Пласты угля выделяются по всему разрезу нижней и средней подсвит. *Верхняя подсвита сложена* алевролитами и песчаниками, чередующимися с серыми и зеленовато-серыми аргиллитами. В тюменской свите отмечается наличие растительного детрита, остатков флоры и древесины. Отложения нижней, средней и верхней подсвит соответствуют группам пластов Ю<sub>11-14</sub>, Ю<sub>7-10</sub> и Ю<sub>2-6</sub>, соответственно.



Средняя-верхняя юра представлены *наунакской (тяжинской) (J<sub>2c</sub>-J<sub>3o</sub>), георгиевской (J<sub>3o-v</sub>) и баженовской (марьяновской, максимоярской) (J<sub>3v</sub>-K<sub>1b</sub>) свитами с общей толщиной до 320 м.*

*Наунакская свита* представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, маломощных пластов углей. К ней относится группа пластов горизонта Ю<sub>1</sub>. На востоке замещается континентальным аналогом – *тяжинской свитой*. *Георгиевская свита* сложена глинами аргиллитоподобными. На участках ряда сводов свита выпадает из разреза.

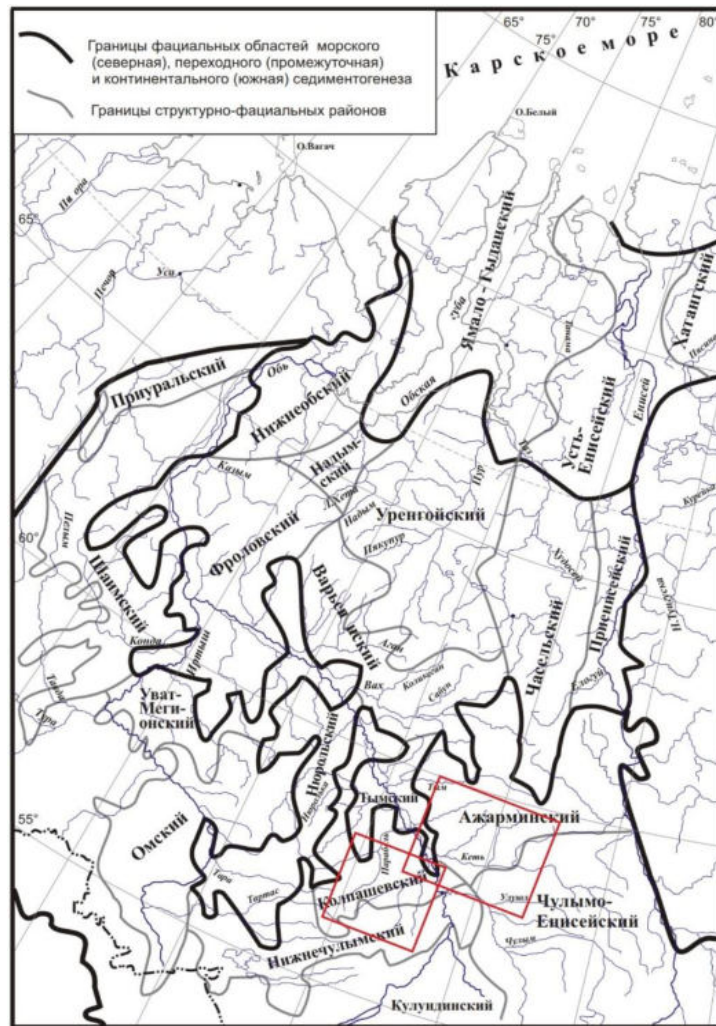


Рисунок 1.8 – Схема структурно-фациального районирования нижней и средней (без келловеев) юры Западной Сибири. Красным контуром обозначены участки исследования [19]

*Баженовская свита* сложена аргиллитами битуминозными, черными, с коричневатым оттенком. На большей части Западной Сибири баженовская свита находится в главной зоне нефтеобразования и является региональным флюидоупором. С запада на восток *баженовская свита* замещается континентальными аналогами – *марьяновской*, а затем *максимоярской*

*свитами. Марьяновская свита* представлена глинами аргиллитоподобными с прослоями (на юго-востоке) песчаников и алевролитов. Отложения *максимоярской свиты* представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов.

#### *Меловая система (К)*

Нижний мел в разрезе представлен отложениями *куломзинской (K<sub>1b-v</sub>)*, *тарской (K<sub>1v</sub>)*, *киялинской (илекской) (K<sub>1v-br</sub>)* и *алымской (K<sub>1a</sub>) свит* (рисунок 1.9). Средний-верхний мел представлен отложениями *покурской (K<sub>1a-K<sub>2c</sub></sub>)*, *кузнецовской (K<sub>2t-cn</sub>)*, *ипатовской (K<sub>2cp-s</sub>)*, *славгородской (K<sub>2cp</sub>)* и *ганькинской (K<sub>2cp-t</sub>) свит*. Толщина меловых отложений составляет около 1700 м.

*Куломзинская свита* представлена глубоководно- и мелководно-морскими аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. *Тарская свита* является составной частью валанжинского регрессивного цикла седиментации Западно-Сибирского осадочного бассейна. В основании залегают шельфовые песчаные пласты (Б<sub>12</sub>-Б<sub>8</sub>). Континентальные отложения *киялинской свиты* представлены песчано-алевритовыми пестроцветными глинами, алевролитами и песчаниками, с наличием многочисленного растительного детрита, прослоев глинистых углей. В восточном направлении свита замещается своим зеленоцветным аналогом – *илекской свитой* [20]. *Алымская свита (K<sub>1a</sub>)* сформировалась в период нижнеаптской кратковременной трансгрессии. Сверху-вниз темно-серые аргиллиты кошайской пачки сменяются песчаными отложениями, выделяемыми в пласт А<sub>1</sub>.

*Покурская свита* представлена преимущественно отложениями субконтинентального генезиса: песчаниками, уплотненными песками, алевролитами, в центре свиты крупными пачками глин. Характерен растительный детрит, остатки растений, пласты бурых углей. *Кузнецовская свита* сложена серыми и зеленовато-серыми глинами, к подошве приурочен сейсмический горизонт Г. *Ипатовская свита* сложена песчаниками и алевролитами, часто глауконитовыми, с прослоями серых глин. *Славгородская и ганькинская свиты* в основном представлены глинами темно-серыми и черными, известковыми, прослоями опоковидными.

#### *Кайнозойская эротема (KZ)*

#### *Палеогеновая система (P)*

Согласно схеме районирования палеогеновых отложений Западно-Сибирской равнины [21], Бакчарский участок работ преимущественно приурочен к Нарымскому литофациальному району. Восточно-Пайдугинский участок расположен преимущественно в Притомском литофациальном районе, вдоль восточной границы участок приурочен к Приенисейскому району.

В средней-нижней части разреза палеогеновых отложений выделяются три свиты и их возрастные аналоги – *талицкая (парабельская) (P<sub>1d-t</sub>)*, *люлинворская (кызуровская) (P<sub>1t-P<sub>2l</sub>)</sub>* и

чеганская (юрковская) ( $P_{2b-p}$ ) местами толщиной до 350 м. В верхней части залегают *отложения некрасовской серии* ( $P_{3r}$ ), представленные *черталинской* и *турасской свитами* толщиной до 200 м.

#### *Четвертичная система (Q)*

Согласно стратиграфической схеме районирования плиоцен-четвертичных отложений Западно-Сибирской равнины [22] участки исследования приурочены к Тым-Васюганскому и Восточно-Барабинскому литофациальным районам. Четвертичные отложения выделяются в разрезе в юго-западной части Бакчарского участка и вдоль северной и южной границ Восточно-Пайдугинского участка за исключением их западных частей.

Четвертичная система в описываемом районе залегает с размывом на палеогеновых отложениях. Преимущественно отложения представлены сложным чередованием аллювиальных песков, суглинков, глин, илов и галечников мощностью до 30 м.

### 1.3 Нефтегазовая изученность, нефтематеринские толщи, перспективные резервуары УВ востока Томской области

Территория исследования охватывает центральную и западную части Верхнекетского, западную часть Усть-Тымского и северный участок Бакчарского геттанг-нижнетоарских седиментационных бассейнов. Исследуемый район частично перекрывает ранее изученные земли на стыках территорий. В тектоническом отношении исследование проводится в Восточно-Пайдугинской, Усть-Тымской мегавпадинах, Бакчарской мезовпадине и структурах их обрамления.

На северо-западе территории исследования, где нефтематеринские волжские отложения (возрастной аналог баженовской свиты) формируются в прибрежных фациальных условиях (переходная зона), содержание  $C_{орг}$  достигает 7 %, мощность толщи 20 м, градация катагенеза  $M_1^1$ .

*Месторождения нефти и газа* открыты, главным образом, в западной части Бакчарского участка и вдоль границы района исследования. Месторождения приурочены к различным стратиграфическим уровням. Так, например, на территории исследования открыто четыре месторождения (рисунок 1.9), связанных с залежами в доюрском НГК, в том числе с пластом М (Селимхановское нефтегазоконденсатное) и пластом  $M_1$  (Верхнекомбарское газоконденсатное, Восточно-Верхнекомбарское нефтяное и Сатпаевское нефтяное), на Усть-Сильгинском и Линейном месторождениях промышленные скопления УВ выявлены в отложениях верхнеюрского НГК (рисунок 1.9). Далее, на восток, промышленная нефтегазоносность

верхнеюрского и мелового НГК не установлена, вероятнее всего это связано со снижением генерационного потенциала волжской нефтематеринской свиты.

Таким образом, основным интерес представляют нижнеюрский и доюрские комплексы. Считается, что основными нефтематеринскими породами для залежей в нижнеюрских базальных горизонатах осадочного чехла являются отложения нижнетоарской *тогурской свиты* (*Jtg*). На территории Томской области эти отложения имеют широко распространение [6, 9], и особый интерес вызывает рассмотрение нижнеюрских горизонтов Ю<sub>16-17</sub> урманской свиты (*J<sub>ur</sub>*) – в восточной части, где баженовская свита теряет свой генерационный потенциал.

Отмечается неоднородность рассеянного органического вещества (РОВ) в тогурских отложениях, здесь присутствуют как гумусовая, так и сапропелевая составляющие [23]. В приведенных результатах изучения с использованием современных методов аналитической органической геохимии нижнеюрских пород в скважинах, расположенных в восточной части территории исследования, показано, что значение  $C_{орг}$  достигает в урманской свите (скв. Восток-3) до 2 %, а водородный индекс достигает 38 мг УВ/г  $C_{орг}$ , что указывает на принадлежность основной части РОВ к террагенному генезису [24]. Стадия катагенеза органического вещества достигает градации МК<sub>1</sub><sup>1</sup> – МК<sub>1</sub><sup>2</sup> [25], что подтверждает катагенетическую зрелость битумоидов.

Верхнеюрская баженовская свита (*J<sub>3bg</sub>*) является нефтематеринской для отложений меловых и верхнеюрских коллекторов и распространена практически повсеместно в западной части района исследований. С запада на восток битуминозные глинисто-кремнистые породы баженовской свиты замещаются ее континентальными аналогами марьяновской и максимоярской свитами с низким содержанием органического вещества (ОВ). Концентрация органического углерода составляет 1-3 и 0,3-0,5 %.

*Нижнеюрские* толщи в наиболее прогнутых участках характеризуются присутствием в разрезе урманской, тогурской и пешковской свит с пластами-коллекторами (Ю<sub>17</sub>, Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub>), покрышками для которых служат глинистые толщи китербютского и лайдинского горизонтов [26]. Вскрытые пласты имеют прямые признаки нефтенасыщения (рисунок 1.9). Приток воды с пленкой нефти получен из пласта Ю<sub>14</sub> пешковский свиты в скважине Южно-Пыжинская 1 и разгазированную нефть в интервалах залегания пластов Ю<sub>16-17</sub> урманской свиты Толпаровской 1.

Помимо меловых и юрских пластов-коллекторов, на территории исследований также выделены резервуары в доюрском НГК, которые соотносятся с отложениями коры выветривания (зоны контакта) и, собственно, внутреннего палеозоя [27]. Прямые признаки нефтегазоносности встречены в группе колпашевских скважин при испытании доюрского фундамента. С таким же результатом были опробованы доюрские отложения на Мартовской 430, Южно-Пыжинской 1, Восточно-Пайдугинской 1, в скважине Вездеходная 3 из палеозойских отложений получена

разгазированная вода. Из интервала коры выветривания в скважине Толпаровская 2 поднят керн с запахом нефти.

Угледородные залежи нефтегазоносного горизонта зоны контакта (НГГЗК) аккумулируются в пласте М, фрагментарно расположенном на отложениях палеозоя. Покрышкой для залежей НГГЗК являются нижнеюрские непроницаемые породы и, при их выклинивании, среднеюрские глинистые отложения [28, 29]. Флюидоупорами для коллекторов резервуара внутреннего палеозоя могут стать экранирующие глинистые пропластки НГГЗК. В самом резервуаре внутреннего палеозоя покрышками могут служить плотные карбонатные пропластки и породы магматического происхождения. В случае, если между корой выветривания и внутренним палеозоем флюидоупор отсутствует, залежи резервуаров формируют совокупный этаж нефтеносности.

В ряде скважин получен приток воды с пленкой нефти в отложениях доюрского комплекса (скв. Вездеходная 4п, Колпашевская 2о), признаки УВ в керне были получены в скв. Южно-Пыжинская 1п. Также, были отмечены признаки УВ в виде запаха и наличия битумов в керне доюрских отложений (скв. Вездеходная 4п, Колпашевская 2о, Южно-Пыжинская 1п) и среднеюрского НГК в пласте Ю<sub>12</sub> (скв. Южно-Пыжинская 1п), тюменской (скв. Белоярская 1), а также тогурской и урманской свитах (скв. Восточно-Пайдугинская 1п).

В скважине Восточно-Пайдугинская 1п при испытании нижнеюрских пластов получены капельные следы нефти и незначительное выделение газа, а также получены признаки УВ в керне (наличие битумов и запах).

Шараповский горизонт (верхняя подсвита урманской свиты) вскрыт в скважине Мартовская 430. Однако испытаниями нефтегазоносность свиты на участке скважины не подтверждена (вода), признаков УВ в керне не обнаружено. Мощность урманской свиты варьируется от 5 (скв. Восточно-Пайдугинская 1п) до 40 м (скв. Южно-Пыжинская 1п).

В пределах Бакчарской мезовпадины, как уже упоминалось выше, открыто Парбигское нефтегазовое месторождение с залежью в нижнеюрском пласте Ю<sub>15</sub>. Кроме того получены непромышленные притоки нефти, например, в скважине Крыловская 1, при совместном испытании нижнеюрских и кровли палеозойских отложений. При испытании пластов Ю<sub>14</sub>, Ю<sub>15</sub> и интервала коры выветривания получены притоки воды с пленкой нефти в скважине Крыловская 2. В скважине Крыловская 1 в интервале 2861-3061 м получен приток нефти в объеме около 0,3 м<sup>3</sup>/сут. В скважине Западно-Крыловская 1 пласт Ю<sub>15</sub> также имеет признаки нефтенасыщения.

Прямые признаки нефтенасыщения получены при испытании скважины № 1, пробуренной на Парбигской структуре. В интервале 2779-2795 м из доюрских образований в открытом забое получен приток нефти с водой дебитом 1,37 м<sup>3</sup>/сутки.

Прямые признаки нефтенасыщения доюрского основания получены при строительстве глубокой скважины Колпашевская 2о – в керне в интервале 2977-2987 м встречены битумы и обнаружен запах УВ.

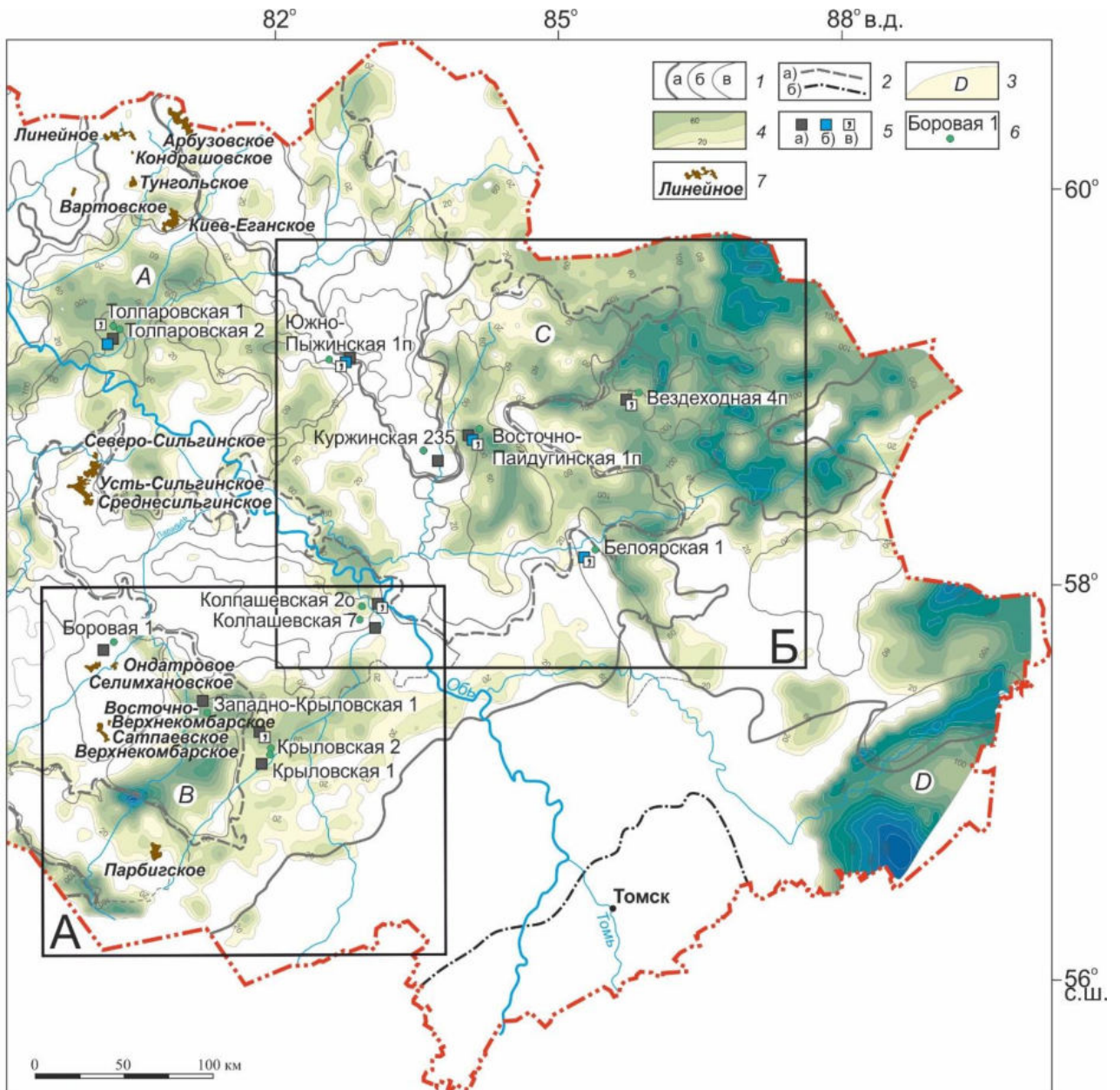


Рисунок 1.9 – Обзорная схема нефтегазоносности восточной части Томской области на фрагменте карты изопакит геттанг-раннетоарских отложений восточной части Томской области [9] с указанием границ участков исследования: А – Бакчарский, Б – Восточно-Пайдугинский: 1 – контур тектонической структуры: надпорядковая (а), I-II порядка (б-в); 2 – условная граница: «переходной зоны» (а), внешнего пояса Западно-Сибирской плиты (б); 3 – границы геттанг-раннетоарских седиментационных бассейнов: Усть-Тымского (А), Бакчарского (В), Верхнекетского (С) и Тегульдетского (D); 4 – изопакиты тогурской свиты (геттанг-раннетоарских отложений) с сечением 10–20 м; 5 – прямые признаки нефтенасыщения



в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), газа (б); запах нефти в керне (в); б – скважина с признаками нефтегазоносности; 7 – месторождения с залежами в юрском и доюрском НГК. *Остальные условные те же, что на рисунке 1.3*

На основании вышеперечисленного можно утверждать, что на территории исследований основной интерес представляют нижнеюрский и доюрский комплексы, для которых потенциально нефтематеринскими являются тогурские породы, имеющие широкое распространение на территории исследования и обладающие достаточным нефтегенерационным потенциалом. Перспективность доюрского НГК в пределах участков исследования подтверждена установленной промышленной нефтегазоносностью нижнеюрских и доюрских отложений, а также получением прямых признаков УВ в пробуренных скважинах в виде непромышленных притоков УВ и признаков в керне.

Таким образом, *предметом диссертационных исследований* становятся степень катагенеза/степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты и петротипы/емкостные свойства коллекторов резервуаров коренного палеозоя и коры выветривания.

#### 1.4 Выводы

В качестве *территории диссертационных исследований* определены новые, слабоизученные земли Бакчарской мезовпадины, Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур их обрамления. Интерес к выбранным участкам исследования в первую очередь обусловлен схожестью геологического строения Верхнекетского и Бакчарского геттанг-раннетоарских седиментационных бассейнов с промышленно нефтегазоносными Нюрольским, Усть-Тымским и Колтогорским бассейнами западной и центральной частей Томской области, в пределах которых ранее были проведены подобные исследования. Территория Восточно-Пайдугинской мегавпадины интересна тем, что расширение ресурсной базы углеводородов Томской области возможно за счет новых земель нераспределенного фонда недр на правом берегу Оби.

В разрезе востока Томской области присутствуют нижнеюрские (тогурские) потенциально нефтематеринские отложения. Тогурская потенциально нефтематеринская свита вскрыта скважинами в пониженных формах рельефа, однородна по своему составу и имеет геохимические параметры, определяющие ее высокий генерационный потенциал. Поэтому здесь

перспективы связываются с нижеюрскими и доюрскими резервуарами, новыми потенциально промысловыми стратиграфическими уровнями юго-востока Западной Сибири.

Баженовская свита здесь претерпевает фациальное и геохимическое изменение по латерали, с запада на восток её битуминозные глинисто-кремнистые породы морского генезиса замещаются континентальными аналогами марьяновской и максимоярской свитами, обладающими низким содержанием ОВ, и практически на всей площади участков полностью теряющими свои генерационные возможности.

Промышленная нефтегазоносность доюрских отложений установлена на 4 месторождениях в пределах Бакчарского участка исследования и локализованных близко к его западной границе. Открытие непромышленных залежей нефти и общегеологические предпосылки дают основание отнести Бакчарскую мезовпадину, Восточно-Пайдугинскую мегавпадину и структуры их обрамления к категории перспективных на обнаружение углеводородов в нижеюрских и доюрских отложениях.

Таким образом, в качестве основного *объекта исследований* приняты потенциально нефтематеринская тогурская свита и коллекторы доюрских резервуаров. *Предметом диссертационных исследований* становятся степень катагенеза/степень реализации генерационного потенциала тогурской свиты и петротипы/емкостные свойства коллекторов резервуаров коренного палеозоя и коры выветривания.

Исследования опираются на теоретические основы историко-геологического прогноза и методологию осадочно-миграционной теории нафтидогенеза – интенсивно развивающееся направление современной науки. Основным звеном методики исследований является технология зонального прогнозирования нефтегазоносности, разрабатываемая Томской исследовательской школой геотермии. Последующее ранжирование площадей по перспективности позволит дать рекомендации по первоочередности поисков для расширения ресурсной базы углеводородов юго-востока Западной Сибири.

В итоге, формулируется *научная задача* диссертационных исследований – изучение геотермического режима и катагенетической зональности нефтематеринской тогурской свиты, оценка плотности генерации тогурской нефти и аккумулирующего потенциала резервуаров коры выветривания и палеозоя Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин, на основе палеотемпературного моделирования и анализа петротипов пород палеозойского основания.



## 2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Ключевым геодинамическим параметром, определяющим геотемпературы и время воздействия их на очаги генерации углеводородов, является *тепловой поток в кровле фундамента* [30, 31]. Он служит основой для бассейнового моделирования при прогнозировании и поисках. Вместе с тем известно, что корректно восстановить плотность глубинного теплового потока Земли, особенно на границе фундамента и осадочного чехла (кровли фундамента) – один из непростых, проблемных этапов моделирования [32, 33].

Количественная оценка плотности теплового потока из основания осадочного чехла сложна из-за связей с тектоникой, денудационными процессами и климатом, и поэтому его моделирование требует комплексного подхода. Такой подход к расчету теплового потока обеспечивает применяемая методика, которая предполагает выполнение структурно-тектонических реконструкций, учет вековых климатических изменений температуры на земной поверхности, а также использование данных о распределении геотемператур как современных, так и палеотемператур [34].

Существует широкий спектр специализированного программного обеспечения (ПО), предназначенного для осуществления бассейнового моделирования. В основе такого ПО лежат различные геолого-геофизические предпосылки и уникальный математический аппарат, к таким программам относятся: Temis, Petromod [35], PetroProb [36, 37], ТеплоDialog [38] и другие. Эффективность данных программных комплексов доказана для разных стратиграфических уровней и на разнообразных территориях. В основе доказательства лежит результат сопоставления полученных данных с фактически имеющимися геологическими данными и нефтегазоносностью [39-42].

В настоящей работе исследования базируются на методике палеотемпературного моделирования с применением отечественного ПО «ТеплоDialog», позволяющего осуществлять палеотемпературные реконструкции, сопряженные с палеотектоническими, используя комплекс геолого-геофизической информации, с учетом изменений температур на поверхности Земли за все геологическое время формирования осадочного бассейна [43, 44].

## 2.1 Палеотемпературное моделирование – картирование плотности теплового потока и катагенетических очагов генерации нефти

В основе палеотемпературного моделирования принята математическая модель процесса распространения тепла – одномерная начально-краевая задача для уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей в условиях кондуктивного теплопереноса [45, 46].

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

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

где  $\lambda$  – теплопроводность;  $a$  – температуропроводность;  $f$  – плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла;  $U$  – температура;  $Z$  – расстояние от основания осадочного разреза;  $t$  – время. С краевыми условиями

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

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

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

Параметрически осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из которых заданы теплопроводность  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , плотность тепловыделения радиоактивных источников  $f_i$  в породах и время осадконакопления  $t_i$  (рисунок 2.1).

Скорость осадконакопления  $v_i$  может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

Такая модель, относительно простая, вполне корректна для моделирования субгоризонтально слоистого осадочного разреза Западной Сибири. А для территории наших исследований, имеющей депрессионный тип разреза, характерна подчиненная роль конвективного механизма выноса глубинного тепла по сравнению с кондуктивным, его роль в суперпозиции может не превышать 1% [47]. Вместе с тем, присутствие конвективной составляющей учитывается расчетным эффективным значением теплового потока.

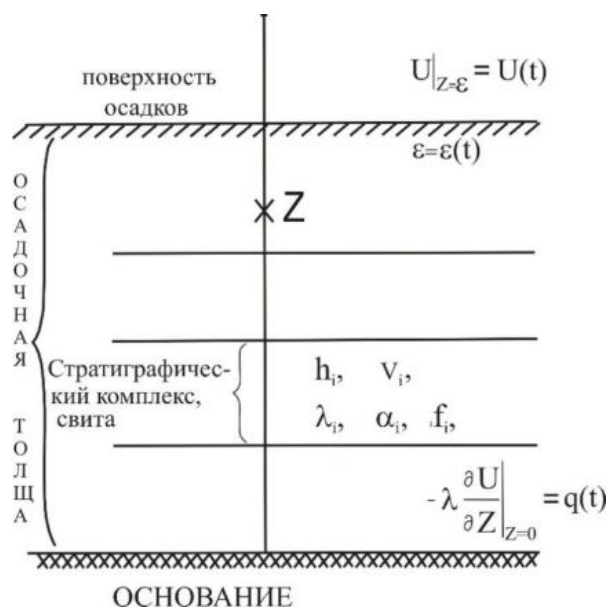


Рисунок 2.1 – Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании [31]:  $\varepsilon = \varepsilon(t)$  – верхняя граница осадочной толщи;  $t$  – время осадконакопления;  $U$  – температура;  $q$  – тепловой поток;  $Z_i$  – точки расчета температур;  $h_i$  – мощность;  $v_i$  – скорость осадконакопления;  $\lambda_i$  – теплопроводность;  $\alpha_i$  – температуропроводность;  $f_i$  – плотность тепловыделения радиоактивных источников

*Параметризация осадочного разреза*, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели (1) – (3), принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичному «Делу скважины» и «Каталогу литолого-стратиграфических разбивок скважин» (таблица 2.1).

Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени, увязанные с периодами международной геохронологической шкалы [48], определяют время и скорости осадконакопления. В соответствии с разбивкой задаются параметры седиментационной и теплофизической модели. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ принимаются по материалам обобщения петрофизических определений керна и каротажа.

Для задания теплопроводности пород используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности [43]. Так по плотности пород в интервале (2,02–2,46) г/см<sup>3</sup> определена их теплопроводность – (1,27–1,64) Вт/м·град. Коэффициенты температуропроводности (0,65–0,8) мкм<sup>2</sup>/с, плотности тепловыделения радиоактивных источников (1,1–1,3) мкВт/м<sup>3</sup> также определены согласно литологии стратиграфических комплексов.

Таблица 2.1 – Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Мартовская 430 (Восточно-Пайдугинская территория исследований)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст**, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	10	0-1,64	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	-	1,64-4,71	3,07	-	-	-	-
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	-	4,71-24,0	19,29	-	-	-	-
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	40	24,0-32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Чеганская <i>hg Pg<sub>3-2</sub></i>	71	32,3-41,7	9,4	2,09	1,35	0,7	1,2
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	-	41,7-54,8	13,1	-	-	-	-
Талицкая <i>tl Pg<sub>1</sub></i>	130	54,8-61,7	6,9	2,09	1,35	0,7	1,2
Ганькинская <i>gn Pg<sub>1-K<sub>2</sub></sub></i>	352	61,7-73,2	11,5	2,11	1,37	0,7	1,25
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	-	73,2-86,5	13,3	-	-	-	-
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	-	86,5-89,8	3,3	-	-	-	-
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	124	89,8-91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	824	91,6-114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская <i>a<sub>2</sub> K<sub>1</sub></i>	-	114,1-116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская <i>a<sub>1</sub> K<sub>1</sub></i>	-	116,3-120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	641	120,2-132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	94	132,4-136,1	3,7	2,44	1,62	0,8	1,25
Куломзинская <i>klm K<sub>1</sub></i>	90	136,1-145,8	9,7	2,44	1,64	0,8	1,25
Марьяновская <i>mr J<sub>3</sub></i>	23	145,8-151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	-	151,2-156,6	5,4	-	-	-	-
Наунакская <i>nk J<sub>3</sub></i>	56	156,6-162,9	6,3	2,42	1,6	0,8	1,3
Тюменская <i>tm J<sub>1-2</sub></i>	420	162,9-204,6	41,7	2,46	1,64	0,8	1,3
Тогурская <i>tg J<sub>1</sub></i>	20	204,6-206,8	2,2	2,46	1,64	0,8	1,3
Урманская <i>ur J<sub>1</sub></i>	10	206,8-208,0	1,1	2,46	1,64	0,8	1,3

\* — данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» и из каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); \*\* — в качестве основы для возраста использована Шкала геологического времени [48]

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т.е., в основном, соляным источником тепла, и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [49].

Здесь задачи решаются в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания  $q$ , начиная с юрского времени [50, 51]. В этом случае, решение обратной задачи (собственно расчет плотности глубинного теплового потока  $q$  из основания осадочного разреза) определяется из условия

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

где  $T_i$  «наблюдаемые» значения температур в  $k_t$  точках на различных глубинах  $Z_i$  в моменты времени  $t=\tau$ . Решение обратной задачи (4) строится с учетом того, что функция  $U(Z, t, q)$ , являющаяся решением прямой задачи (1) с краевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от  $q$ . Поэтому неизвестный параметр  $q$  определяется однозначно.

Важно отметить, что модель (1) – (4) не требует априорных сведений о природе и величинах глубинного теплового потока  $q$ , что существенно уменьшает неоднозначность результатов моделирования.

Далее, решением прямых задач при известном тепловом потоке, *рассчитываются геотемпературы* в нефтематеринской свите на ключевые моменты геологического времени. Реализация нефтяного потенциала тогурской материнской свиты с РОВ гумусового типа определяется продолжительностью и температурным режимом главной зоны нефтеобразования (ГЗН), так называемым «нефтяным окном», с нижним граничным значением 95 °С.

В качестве *входных параметров* для геотемпературной модели используются (таблица 2.4) пластовые температуры, полученные при испытаниях скважин, термограммы выстоявшихся скважин (метод ОГГ), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита (ОСВ).

Для решения обратной задачи геотермии используются в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин ( $\tau=0$ ), так и палеотемпературы ( $\tau \neq 0$ ), определенные по ОСВ. Для перехода от ОСВ к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [52]. На диаграмме фиксированы линия соответствия ОСВ=0,5 % и температуры 80 °С, линия соответствия ОСВ=0,8 % и температуры 120 °С. При определениях температуры для промежуточных значений выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями [53].

## 2.2 Экспресс-оценка плотности генерации нефти и районирование нефтематеринской свиты

Для зонального районирования перспектив нефтегазоносности территории исследований рассчитывается *интегральный температурно-временной показатель R* по формуле [49, 54]:

$$R = \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}), \quad (5)$$

или [55]

$$R = k \cdot \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}), \quad (6)$$

где  $U_i$  – расчетная геотемпература очага генерации нефти,  $\geq 95$  °С;  $t_i$  – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; количество временных интервалов *по* определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских

отложений в ГЗН;  $k=0,0\div 1,0$  – весовой коэффициент, линейно учитывающий мощность  $h$  материнской свиты (в нашем случае, тогурской) на участке моделируемой скважины. Множитель  $10^{-2}$  применен для подходящего закругления результатов оценки, представляемых в диапазоне целочисленных значений  $0\div 100$  о. ед.

Расчет показателя  $R$ , кумулятивно учитывающий динамику геотемператур материнских отложений, позволяет достаточно просто определить пространственную (в геологическом разрезе) и временную (в геологическом времени) локализацию очагов генерации УВ. Показатель  $R$ , в известном смысле, является аналогом вычисления *температурно-временного индекса* (ТВИ) [56] – простого метода описания температурно-временной истории преобразования РОВ в осадочных бассейнах, оценки генерированных ресурсов УВ.

Вместе с тем известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации – прочности связи керогена. А последнее обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [57, 58]. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию генерированных ресурсов УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных/относительных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Разумеется, что примененная экспресс-оценка плотности генерированных ресурсов нефти (через интегральный показатель  $R$ , усл. ед.) не является конкурирующим для расчетов прироста генерационных потерь РОВ ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) или объемной плотности генерации УВ ( $\text{кг}/\text{м}^2$ ), выполняемых с использованием параметров нефтематеринской толщи (мощность, пористость и др.) и параметров «макрореактора» ( $S^1$  – реализованный потенциал УВ,  $S^2$  – нереализованный потенциал УВ, исходная масса РОВ, остаточная масса РОВ и др.) [25, 57, 58]. Расчет  $R$  – это рабочий инструмент для сопоставительного анализа результатов однотипного моделирования семейства однотипных скважин.

Ориентировочная оценка степени корректности и достоверности расчетного распределения относительной плотности генерированных ресурсов УВ (показателя  $R$ ) выполняется сопоставлением с установленной геологоразведочными работами нефтегазоносностью недр (месторождения, испытания скважин, исследования керна).

Выше, по вышеописанной методике *расчета геотемператур*, в качестве примера восстановлена динамика геотемператур (рисунок 2.2) в разрезах разных глубоких скважин, расположенных в пределах Восточно-Пайдугинской территории исследований.

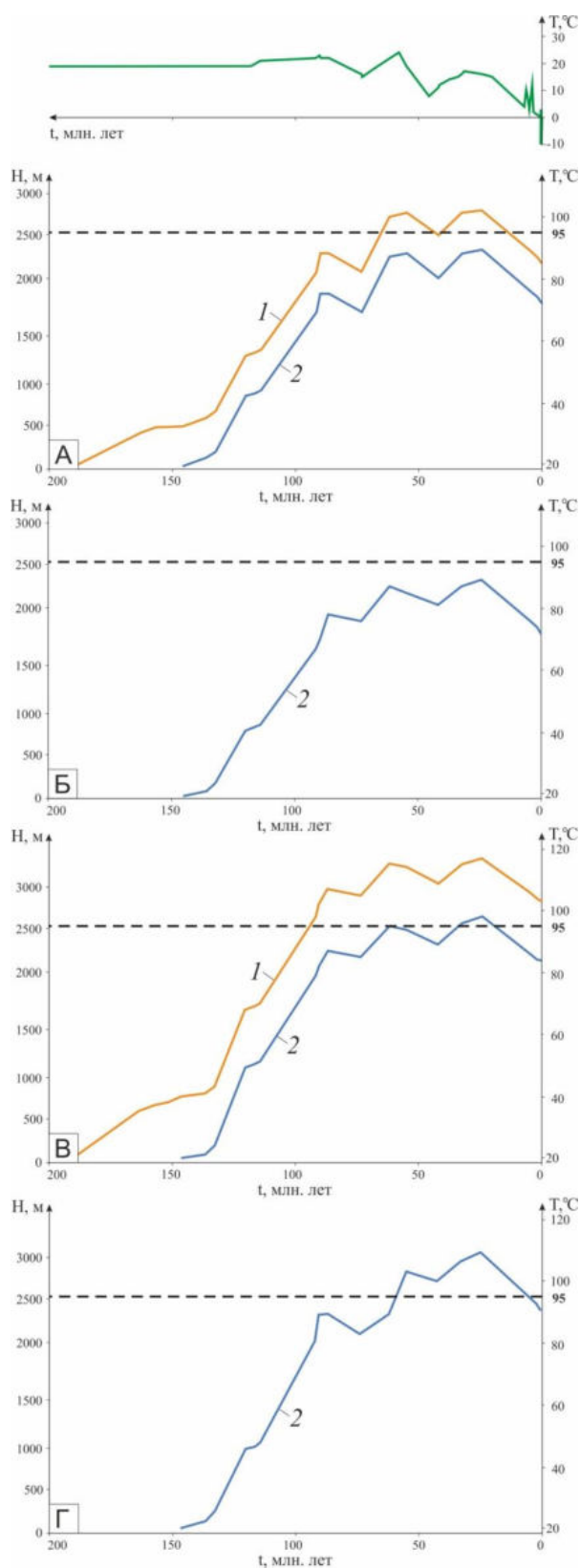


Рисунок 2.2 – Скважины Восточно-Пайдугинской территории исследований: Мартовская 430 (А), Куржинская 235 (Б), Восточно-Пайдугинская параметрическая 1 (В) и Белоярская 1 (Г). Динамика геотемператур тогурской (1) и марьяновской (2) свит,  $T=95^{\circ}\text{C}$  – пороговое значение ГФН тогурской и марьяновской свит (на глубине  $H=2510$  м), в верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности

Эти исследования наглядно демонстрируют (рисунок 2.2А, В) тот факт, что тогурская свита от 50 до 100 млн лет находилась/находится в главной фазе нефтеобразования (ГФН). В то время как марьяновские отложения (временной аналог баженовских отложений) на участках трех скважин Мартовская 430 (А), Куржинская 235 (Б), Восточно-Пайдугинская параметрическая 1 (В) за всю тектоно-седиментационную историю осадочного чехла не входили в ГЗН. На этих участках нефтегазоносность палеозойского-мезозойского разреза может быть связана только с тогурской свитой. На участке скважины Белоярская 1 иная картина (рисунок 2.2Г). Здесь отсутствуют тогурские отложения, марьяновская материнская свита порядка 60 млн лет назад вошла в ГЗН. Поэтому на участке скважины Белоярская 1 нефтегазоносность палеозойского-мезозойского разреза может быть обусловлена нефтегенерацией марьяновской свиты.

*Таким образом, принятая методика палеотемпературного моделирования позволяет выполнить расчет и построить карту плотности теплового потока востока Томской области, установить пространственно-временную локализацию очагов генерации углеводородов в тогурской свите на Бакчарской и Восточно-Пайдугинской территориях исследований. И далее, выполнить экспресс-оценку плотности генерации тогурской нефти (через интегральный показатель  $R$ , усл. ед.) на этих территориях.*

### 2.3 Оценка аккумулирующего потенциала и районирование резервуара коры выветривания

Залежи нефтегазоносного горизонта зоны контакта (НГГЗК) пермо-триасового возраста аккумулируются в пласте М, который фрагментарно расположен на отложениях коренного палеозоя или раннего мезозоя (триаса). Покрышкой для залежей НГГЗК являются нижнеюрские непроницаемые породы, а при их выклинивании, среднеюрские глинистые отложения [28, 29].

Установлено [59, 60], что на юго-востоке Западно-Сибирской геосинеклизы отложения коры выветривания образованы в форме субгоризонтальных линейно распространённых узких зон.

При оценке петрографических разновидностей палеозойских пород с точки зрения качества возможного коллектора, образующегося в коре выветривания, мы разделили петротипы на три группы (таблица 2.2), которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют в коре выветривания коллекторы с «лучшими», «хорошими» и «плохими» фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

*В первую группу* входят петротипы пород доюрского фундамента, по которым образуются коллекторы коры выветривания с наиболее высокими емкостными свойствами. Сюда относятся



кремнисто-карбонатные, глинисто-кремнистые породы [59-61], вулканиты кислого состава (гранитоиды) и их туфы различного возраста [60, 62, 63].

Отложения коры выветривания по глинисто-кремнистым породам представлены агрегатом кремнисто-глинистого состава с мелкими порами, сформированными на месте существовавших ранее раковин мелкого планктона. По карбонатным породам аналогичное улучшение фильтрационно-емкостных свойств может быть вызвано частичным растворением и вторичной кавернозностью [59, 63-65]. Часто толщина таких кор незначительна. Например, в скважине Чунжельская 1 вскрыты отложения коры выветривания, представленные сидерит-кремнистыми породами, толщина отложений коры при этом составляет 8 м. В разрезе скважины Нарымская 2 отложения зоны контакта представлены сильно метаморфизованными кислыми интрузивными породами («дела скважин», фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»).

Таким образом, области выхода кремнисто-карбонатных, глинисто-кремнистых пород, магматических пород кислого состава и их туфов на поверхность фундамента считаются зонами распространения петротипов, также образующих «улучшенные» коллекторы в коре выветривания, с высокой вероятностью их образования.

*Вторая группа* объединяет петротипы фундамента, по которым образуются коры выветривания, не способствующие формированию «улучшенных» коллекторов – породы аспидной и глинисто-сланцевой формаций [64-66]. Сюда относятся отложения коры выветривания, вскрытые скважинами Береговая 1 и Кананакская 2п, представленные брекчиями обломков глинистых сланцев и переслаиванием алевролита и песчаника («дела скважин», фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»). Такие зоны считаются зонами распространения петротипов, образующих «хорошие» коллекторы в коре выветривания, со средней степенью вероятности их образования.

*К третьей группе* относятся магматические породы основного состава доюрского фундамента, по которым формируются коллекторы в коре выветривания с неблагоприятными ФЕС [67]. Коллекторские свойства этих горизонтов, как правило, низкие, но это не исключает возможности обнаружения в районе исследования участков с улучшенными ФЕС [64]. К этой группе коллекторов, с «плохими» ФЕС, также можно отнести алевролитистые тонкослоистые породы в скважине Вертолетная 362 с толщиной коры выветривания, достигающей 40 м, кварцсодержащие выветрелые породы зоны контакта в скважине Тайжинская 17 и выветрелые туфоалевролиты в скважине Овражная 16 («дела скважин», фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»).

На основе вышеописанного разделения петротипов на группы строится схема распределения областей весовых коэффициентов для районирования в пределах участка исследования, со значениями 0, 1 и 2.

Районирование территории по степени перспективности резервуара коры выветривания – по плотности аккумуляции тогурской нефти основывается на комплексировании трех параметров: весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород фундамента, плотности генерации тогурской нефти и толщине коры выветривания в пределах территории исследования.

Таблица 2.2 – Классификация областей распространения петротипов пород палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания, принятая при нефтегеологическом районировании

Группа петротипов, объединенных в один класс	Степень вероятности образования коллектора/общая характеристика ФЕС этой зоны	Петротип формации осадочной/эффузивно-осадочной/метаморфической/интрузивной	Весовой коэффициент при районировании коры выветривания
1	Степень высокая/зона с «лучшими» ФЕС	Карбонатные и доломитовые породы позднепротерозойского и позднепротерозойско-кембрийского возраста осадочной формации. Эффузивно-карбонатные породы реннеордовикского, ранне- и среднепалеозойского, позднепротерозойско-кембрийского возраста эффузивно-осадочной формации.	2
2	Степень средняя/зона с «хорошими» ФЕС	Терригенные породы позднепалеозойского, раннекаменноугольного, девонского, средне- и позднедевонского возраста, терригенно-карбонатные породы раннекембрийского и раннепалеозойского возраста осадочной формации. Аспидные породы раннекаменноугольного и позднедевонско-раннекаменноугольного возраста метаморфической формации.	1
3	Степень низкая/зона с «плохими» ФЕС	Андезито-базальтовые породы ранне- и среднедевонского возраста, базальтовые породы ранне- и среднетриасового возраста эффузивно-осадочной формации. Базиты магматической формации	0

По результатам картировочного комплексирования – совмещения схемы распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$ , характеризующего плотность генерации тогурской нефти, схемы распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания и схемы изопакит коры выветривания выделяются перспективные зоны, которые, в свою очередь, подразделяются на участки.

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуаре коры выветривания первым по важности признаком принят номер группы (весовой коэффициент) петротипов пород фундамента, вторым по важности признаком принята плотность генерации тогурской нефти и третьим (последним) по важности признаком принята толщина коры выветривания.

#### 2.4 Оценка аккумулирующего потенциала и районирование резервуара коренного палеозоя

Скопления УВ палеозойского НГК аккумулируются в пласте М<sub>1</sub>, который расположен в отложениях коренного палеозоя.

Приуроченность пород, представленных тремя группами петротипов четырех типов формаций, к зонам с разной степенью вероятности образования коллектора в верхних горизонтах палеозоя и различными фильтрационно-емкостными характеристиками, отражена в таблице 2.3.

Палеозойские отложения характеризуются широким спектром петрографических разновидностей. При оценке петрографических разновидностей палеозойских пород с точки зрения качества возможного коллектора [67-72], их разделили на три группы (таблица 2.3), которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют коллекторы с «лучшими», «хорошими» и «плохими» ФЕС.

Таблица 2.3 – Классификация областей распространения петротипов пород палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя, принятая при нефтегеологическом районировании

Группа петротипов, объединенных в один класс	Степень вероятности образования коллектора/общая характеристика ФЕС этой зоны	Петротип формации осадочной/эффузивно-осадочной/метаморфической/интрузивной	Весовой коэффициент при районировании палеозоя
1	Степень высокая/зона с «лучшими» ФЕС	Карбонатные и доломитовые породы позднепротерозойского и позднепротерозойско-кембрийского возраста осадочной формации. Эффузивно-карбонатные породы реннеордовикского, ранне- и среднепалеозойского, позднепротерозойско-кембрийского возраста эффузивно-осадочной формации. Гранитоиды ранне- и среднепалеозойского, среднепалеозойского и позднепалеозойского возраста магматической формации	2

2	Степень средняя/зона с «хорошими» ФЕС	Терригенные породы позднепалеозойского, раннекаменноугольного, девонского, средне- и позднедевонского возраста, терригенно-карбонатные породы раннекембрийского и раннепалеозойского возраста осадочной формации. Аспидные породы раннекаменноугольного и позднедевонско-раннекаменноугольного возраста, глинисто-кремнистые породы протерозойского возраста метаморфической формации. Ультрабазиты раннепалеозойского возраста магматической формации	1
3	Степень низкая/зона с «плохими» ФЕС	Андезито-базальтовые породы ранне- и среднедевонского возраста, базальтовые породы ранне- и среднетриасового возраста эффузивно-осадочной формации. Базиты среднепалеозойского возраста, диориты среднепалеозойского возраста магматической формации	0

*В первую группу* входят петротипы пород фундамента, в которых с высокой вероятностью могут образовываться резервуары коллекторов с «лучшими» ФЕС. Это могут быть карбонатные отложения, представленные известняками, доломитами, доломитизированными известняками и биогермными постройками среднего-позднего девона и раннего карбона [67, 71, 73-76]. Петротипы первой группы также могут быть представлены эффузивными и интрузивными породами кислого состава палеозоя (лавы, туфы, туффиты и гранитоиды). В этих отложениях наиболее активно протекают вторичные минералогические процессы, формирование трещиноватости, перекристаллизации в зонах, подвергшихся тектонической перестройке.

*Ко второй группе* пород фундамента, в которых могут образоваться коллекторы с «хорошими» ФЕС, относятся терригенно-карбонатные [67, 75, 77] и метаморфические породы, представленные глинисто-кремнистыми или глинистыми породами с прослоями метапесчаников, метааргиллитов, а также кремнистые сланцы контактово-измененные вблизи интрузий и древние протерозойские сланцы [77, 78]. В единичных случаях могут быть коллекторами интрузивные породы ультраосновного состава (серпентиниты, клинопироксениты) в зонах трещиноватости.

*Третья группа* объединяет плотные глинистые разности [67, 71] и магматические породы основного состава, образующие «плохие» коллекторы. Примером таких пород служат базальты, глинистые сланцы, филлиты, глинистые известняки [78]. При выветривании породы этой группы образуются плотные глинистые разности, которые могут стать хорошими покрышками для доюрских залежей.

На основе вышеописанного разделения петротипов на группы строится схема распределения областей весовых коэффициентов для районирования, со значениями 0, 1 и 2.

Районирование территории по степени перспективности пород доюрского основания осуществляется по плотности аккумуляции тогурской нефти, которая в свою очередь

основывается на комплексировании двух параметров: весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород и плотности генерации тогурской нефти.

По результатам картировочного комплексирования – совмещения схемы распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$ , характеризующего плотность генерации тогурской нефти, и схемы областей весовых коэффициентов петротипов палеозойского фундамента выделяются перспективные зоны, которые, в свою очередь, подразделяются на участки.

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в палеозойском резервуаре первым по важности признаком принят *номер группы петротипов пород фундамента*, а вторым по важности признаком принята *плотность генерации тогурской нефти*.

*Таким образом, принятая методика зонального районирования и ранжирования районов/участков Бакчарской и Восточно-Пайдугинской территорий исследований вполне отвечает предмету исследований – оценке емкостных свойств коллекторов резервуаров коренного палеозоя и коры выветривания.*

## 2.5 Критерии оценки достоверности палеотемпературного моделирования и районирования резервуаров

Основным критерием, определяющим степень достоверности результатов исследования, на начальных этапах работы, является представительность моделируемых глубоких скважин, а также оптимальность «невязки» наблюдаемых и расчетных геотемператур, позволяющая построить корректные прогнозные карты.

Опыт диагностики уровня катагенеза органического вещества и вмещающих пород углепетрографическими методами показывает [25], что погрешность измерения ОСВ в иммерсии ( $R_{vi}^0$  в интервале 0,5-0,8 %) составляет около 0,01 %. Это, в последующем, обуславливает переход от  $R_{vi}^0$  к геотемпературам (в интервале 80-120 °С) с ошибкой порядка  $\pm 2$  °С. Опыт использования для палеотемпературного моделирования в качестве «наблюдаемых» измерений пластовых температур и палеотемператур, определенных по ОСВ, свидетельствует [79], что уровень «белого шума», как в измерениях пластовых температур, так и в определениях по ОСВ, одного уровня и составляет порядка  $\pm 2$  °С.

Таким образом, важным критерием корректности результатов моделирования выступает *оптимальная согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с*

«наблюдаемыми» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ.

В той же степени важна *оптимальность* «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюдаемыми» пластовыми температурами, температурами ОГГ (рисунок 2.3, таблица 2.4).

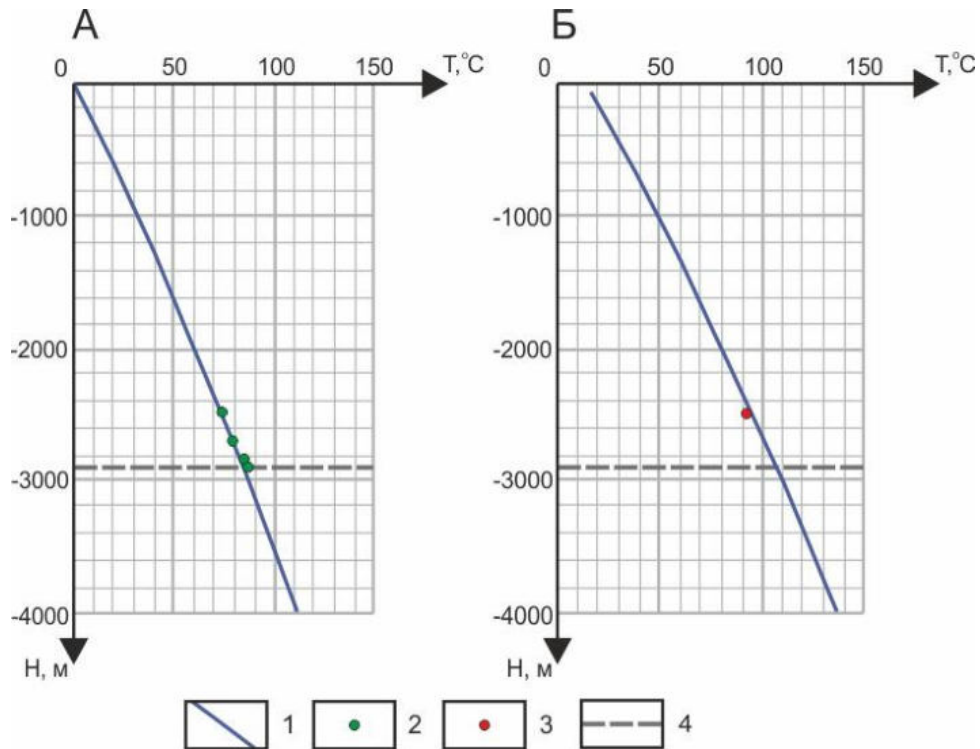


Рисунок 2.3 – Пример сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Мартовская 430 (Восточно-Пайдугинская мегавпадина) для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (время максимальной мощности юрско-палеогеновых отложений и начала резкого спада климатических температур в конце олигоцена (Б): 1-3 – геотемпературы: 1 – расчетные; 2 – измеренные современные (пластовые и по ОГГ); 3 – измеренные по ОСВ; 4 – положение подошвы осадочного чехла

«Невязка» оптимальна, когда средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений равна погрешности наблюдений [80]. В нашем случае, если статистически установленная погрешность наблюдений составляет порядка  $\pm 2$  °С, то ей оптимально соответствуют полученные здесь «невязки» геотемператур –  $\pm(1-2)$  °С (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Примеры сопоставления («невязки») измеренных и расчетных температур, рассчитанные значения плотности теплового потока в моделях скважин Восточно-Пайдугинской мегавпадины

Глубина измерения параметра, м	Температура, °С					Рассчитанный тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> / мощность осадочного чехла, м
	По испытанию (пластовая*)	По ОСВ** ( $R_{vt}^0$ )	По ОГГ*	Модельная (расчетная)	Разница расчётной и измеренной	
***Скважина Мартовская 430 (Мар 430)						
2470	-	92 (0.59)	-	92	0	44/2895
2470	74	-	-	74	0	
2680	79	-	-	80	1	
2920	-	-	87	86	-1	
2850	-	-	85	84	-1	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С					±1	
****Скважина Белоярская 1 (БЯ1)						
2310	94	-	-	94	0	60/2508
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С						
****Скважина Колпашевская 2 опорная (К2о)						
2088	97	-	-	97	0	69/2870
1815	86	-	-	85	-1	
1400	66	-	-	67	1	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С					±1	
****Скважина Парабельская 3 (Па3)						
1495	60	-	-	60	0	57/2590
1590	64	-	-	64	0	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С					0	
***Южно-Пыжинская 1 параметрическая (ЮП1п)						
2598	-	116 (0.76)	-	114	-2	56/3127
2618	-	117 (0.77)	-	115	-2	
2643	-	116 (0.76)	-	116	0	
2705	-	119 (0.79)	-	122	3	
2770	-	119 (0.79)	-	118	-1	
2802	-	119 (0.79)	-	120	1	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С					±2	
***Береговая 1 параметрическая (Бер1п)						
2415	83	-	-	80	-3	48/2576
2330	78	-	-	77	-1	
2500	-	-	81	82	+1	
2390	-	99(0,64)	-	96	-3	
2405	-	99(0,64)	-	96	-3	
2410	-	99(0,64)	-	97	-2	
2449	-	99(0,64)	-	98	-1	
2560	-	103(0,68)	-	101	-2	
2573	-	100(0,65)	-	102	+2	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С					±2	
Карбинская 2 (Карб2)						
2810	83	-	-	81	-2	42/2927
2855	84	-	-	82	-2	
2665	79	-	-	77	-2	
2460	-	-	69	72	+3	
2500	-	-	71	73	+2	
2650	-	-	76	77	+1	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С					±2	

\* — пластовые температуры и температуры метода ОГГ изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); \*\* — ОСВ ( $R_{vt}^0$ ) — определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск); \*\*\* — скважина наиболее представительна обеспечена «наблюденными» температурами разного типа (пластовыми, по ОГГ, по ОСВ); \*\*\*\* — скважина обеспечена единичными «наблюденными» температурами одного типа (пластовыми или ОСВ)



Также, важным критерием достоверности результатов палеотемпературного моделирования является согласованность расчетных значений плотности теплового потока  $q$  с данными экспериментального определения плотности теплового потока на территории исследований (рисунок 2.4).

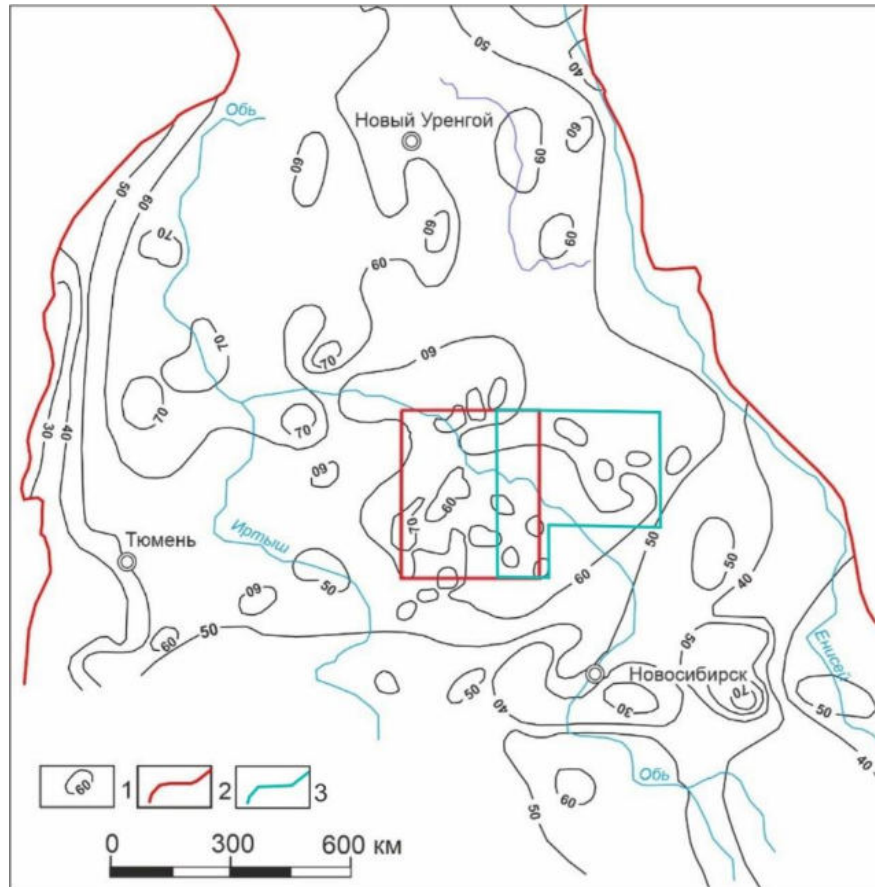


Рисунок 2.4 – Схема теплового потока Западно-Сибирской плиты, построенная по данным экспериментальных определений [81]: 1 – изолинии плотности теплового потока,  $\text{мВт}/\text{м}^2$ ; 2 – граница Западно-Сибирской плиты, 3 – гидросеть. Западная часть Томской области [82] – в границах красного прямоугольника, восточная часть Томской области, настоящая работа – в границах синего прямоугольника. Показаны контуры районов исследований запада и востока Томской области

Критерием достоверности проведенного районирования является положительный результат сопоставления прямых признаков нефтенасыщения глубоких скважин и закартированных перспективных зон и участков изучаемого резервуара. Сопоставление выполняется для конкретной территории исследований.

## 2.6 Выводы

Важно отметить, что изначально степень достоверности результатов моделирования и, в целом, результатов исследований, определяется представительностью моделируемых глубоких скважин, охарактеризованную по трем основным критериям: 1) получение значимого притока флюида по результатам испытаний; 2) наличие геотемператур, определённых по ОСВ; 3) относительно равномерная сетка скважин, покрывающая территорию исследований, необходимая для корректной интерполяции данных [44].

Принятая методика палеотемпературного моделирования позволяет выполнить расчет и построить карту плотности теплового потока востока Томской области, установить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции углеводородов в тогурской свите на Бакчарской и Восточно-Пайдугинской территориях исследований. И далее, выполнить экспресс-оценку плотности генерации тогурской нефти на этих территориях. А принятая методика зонального районирования и ранжирования районов/участков Бакчарской и Восточно-Пайдугинской территорий вполне отвечает *предмету диссертационных исследований* – оценке емкостных свойств коллекторов резервуаров коренного палеозоя и коры выветривания.

Для рабочей оценки достоверности результатов исследований принят ряд критериев. Важным критерием корректности результатов моделирования выступает *оптимальная согласованность* («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна *оптимальность* «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами, температурами ОГГ. Также, важным критерием достоверности результатов палеотемпературного моделирования является согласованность расчетных значений плотности теплового потока  $q$  с данными экспериментального определения плотности теплового потока на территории исследований. Завершающим критерием достоверности проведенного районирования является положительный результат сопоставления прямых признаков нефтенасыщения глубоких скважин и закартированных перспективных зон и участков изучаемого резервуара.

*В целом, принятая методология и реализованная методика диссертационных исследований позволяют решить поставленную научную задачу, а, именно, изучить геотермический режим и катагенетическую зональность нефтематеринской тогурской свиты, выполнить оценку плотности генерации тогурской нефти и аккумулирующего потенциала резервуаров коры выветривания и палеозоя Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин.*

## 3 КАРТА ПЛОТНОСТИ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА ВОСТОКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

## 3.1 Изученность теплового поля Томской области

Изучению геотемпературного поля и определению величины теплового потока Западной Сибири посвящены работы Э. Э. Фотиади, А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, О. Г. Жеро, Н. Л. Добрецова, А. Д. Дучкова, Ю. И. Галушкина, В. И. Ермакова, В. А. Скоробогатова, А. Р. Курчикова, Б. П. Ставицкого, М. Д. Хуторского, Д. Ю. Демежко, В. И. Старостенко, В. И. Исаева, Г. Лобовой, Е. Н. Осиповой, В. В. Стоцкого и других исследователей.

Первой работой в данном направлении в Западной Сибири является опубликованный доклад члена-корреспондента АН СССР Э. Э. Фотиади с коллегами в 1969 году [83]. В основе работы лежат данные определений теплового потока по температурам на верхней и нижней границах консолидированной земной коры. Полученные результаты не позволили сделать конкретных выводов о корреляции теплового поля с геологическим строением из-за малого количества определений величины теплового потока, однако дали толчок для дальнейших исследований в данном направлении.

В начале 70-х годов выявлены корреляционные зависимости величины плотности теплового потока от возраста древних платформ [84]. В работе В. С. Суркова с соавторами отмечена согласованность пониженных значений теплового потока древним платформам, а повышенных – молодым. В результате было выявлено, что в надрифтовой зоне величина теплового потока превышает фоновые значения.

Выводы, полученные А. Р. Курчиковым и Б. П. Ставицким в 1981 году, подтверждали, что более высокие значения теплового потока выявлены в областях молодой герцинской складчатости, что говорит о гетерогенности фундамента [85].

Позднее, в 1987 году, ими же выводы о соответствии разломной тектоники положительным аномалиям теплового потока были охарактеризованы как неоднозначные, а выявлено соответствие положительных аномалий теплового потока кислым батолитам [86]. Большое внимание в докладах и публикациях авторов обращается на важность подхода к отбору входных параметров, в том числе замеренных в глубоких скважинах пластовых температур, с забоем на глубине около 2-3 км, которые чаще всего являются основными исходными данными для расчета теплового потока. По результатам анализа исходных данных, авторами определена средняя точность измерения теплового потока –  $\pm 10$  °С или  $\pm(5-6)$  мВт/м<sup>2</sup>. Такая погрешность позволила построить авторам карты в изолиниях с сечением 20 мВт/м<sup>2</sup>.

В работе [87] отмечается, что величина теплового потока на дневной поверхности Земли в пределах Западно-Сибирской низменности в среднем составляет от 53 до 56 мВт/м<sup>2</sup>, а температуры на глубине 3 км изменяются в пределах 80-120 °С. При этом особенности распределения теплового потока сопоставляются с интенсивностью генерации радиогенного тепла в отдельных блоках плит, а также с вариациями мантийного теплового потока. Авторы в своих работах обращают внимание на необходимость учета палеоклимата на поверхности Земли при определении теплового потока из основания.

Изучения теплового поля вдоль Колтогорско-Уренгойского пермь-триасового грабен-рифта, проведенные А. Д. Дучковым с коллегами, не выявили каких-либо значимых положительных тепловых аномалий в современном тепловом поле. Однако, А. Д. Дучков предполагает, что проявление рифтогенеза имело значительное влияние на температурный режим литосферы в конце мела, тепловой поток мог достигать порядка 100 мВт/м<sup>2</sup> [88]. Вместе с тем, на юго-востоке Западной Сибири установлено, что плотность теплового потока в пределах собственно структуры Колтогорско-Уренгойского палеорифта характеризуется довольно мозаичным распределением (42-64 мВт/м<sup>2</sup>), с заметным присутствием пониженных значений. В рифтовой зоне нет «следов» возможного аномально высокого теплового потока в конце мелового периода [55].

Наиболее современным картопостроением (в изолиниях) распределения плотности теплового потока в пределах Западно-Сибирской плиты можно считать карту распределения теплового потока, построенную в 1992 году А. Д. Дучковым с коллегами [81] (рисунок 3.1). На основе оценки исходных данных, в качестве которых использовались замеренные в глубоких скважинах пластовые температуры, авторами рассчитана средняя погрешность измерения теплового потока, составляющая  $\pm(5-6)$  мВт/м<sup>2</sup>. Такая точность позволила построить карту в изолиниях через 10 мВт/м<sup>2</sup>. Немного позднее, в том же году, опубликованы локальные схематические карты распределения плотности теплового потока для конкретных площадей и месторождений, а также их групп с сечением изолиний 2 мВт/м<sup>2</sup> и 4 мВт/м<sup>2</sup> [30].

На карте (рисунок 3.1) территория диссертационных исследований (восток Томской области обозначен синим контуром) попадает в области значений плотности теплового потока порядка 50-60 мВт/м<sup>2</sup>. В контуре отмечается ряд локальных повышений/понижений значений на 10 мВт/м<sup>2</sup> на востоке и юго-западе.

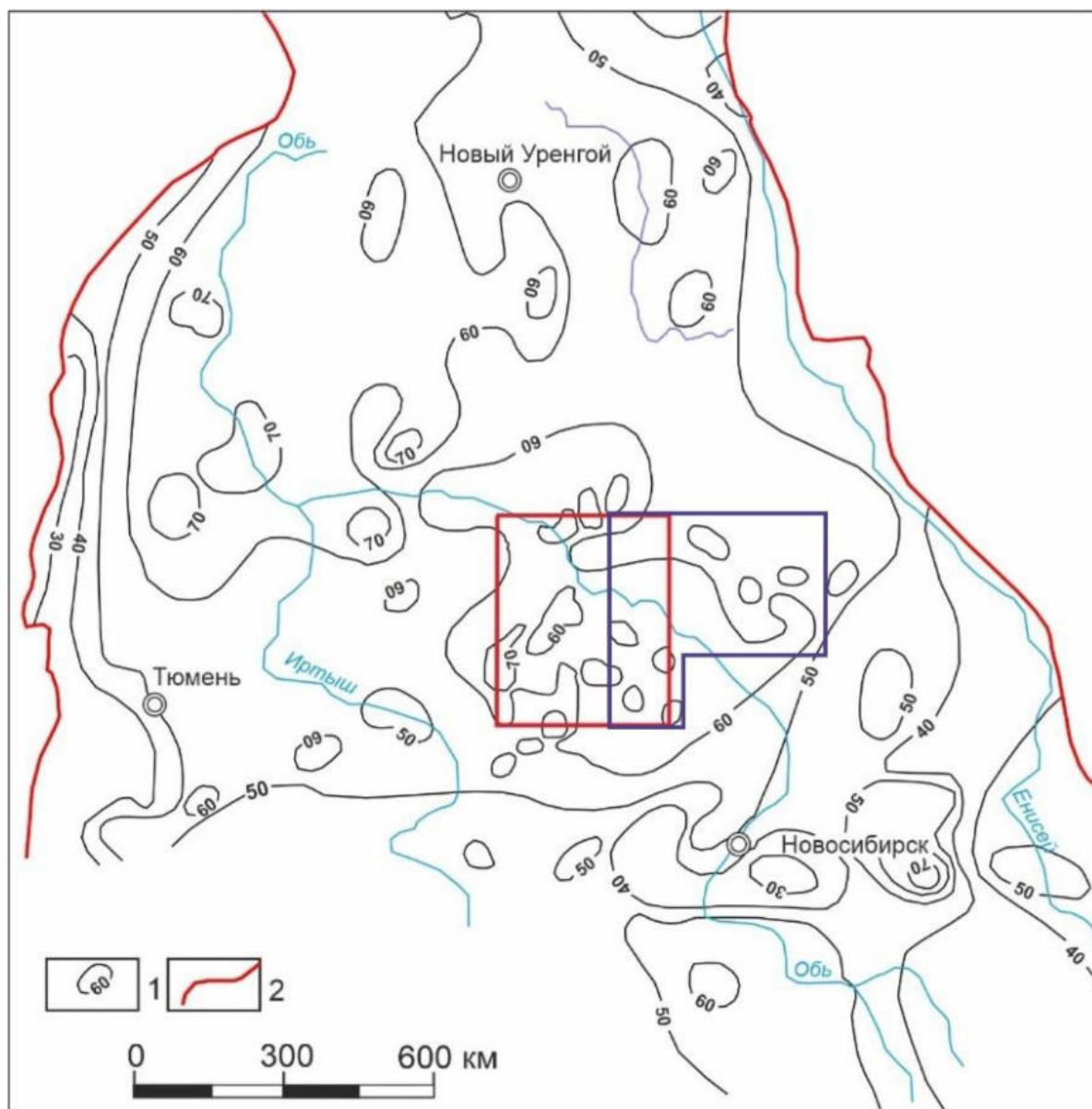


Рисунок 3.1 – Положение территории исследований востока Томской области (синий контур) на карте теплового потока Западно-Сибирской плиты (по [81]), красный контур – территория картографических построений в западной части Томской области [82]: 1 – изолинии плотности теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>; 2 – граница Западно-Сибирской плиты

На опубликованной *дискретной* схеме плотности теплового потока [89], в пределах территории исследований, основная доля измеренных значений попадает в градацию 50-70 мВт/м<sup>2</sup>. Пониженные значения, составляющие порядка 30-50 мВт/м<sup>2</sup>, имеют место в северной части Усть-Тымской мегавпадины и восточной части Бакчарской мезовпадины, а также преобладают в западной и восточной частях Верхнекетской мегавпадины. Повышенные (около 70-90 мВт/м<sup>2</sup>) значения представлены преимущественно в западной части Парабельского мегавыступа и в пределах Горелоярского мезоподнятия. Из легенды, приведенной к схеме



(рисунок 3.2), следует, что значения плотности теплового потока приведены с оценкой погрешности порядка  $\pm(7-10)$  мВт/м<sup>2</sup>.

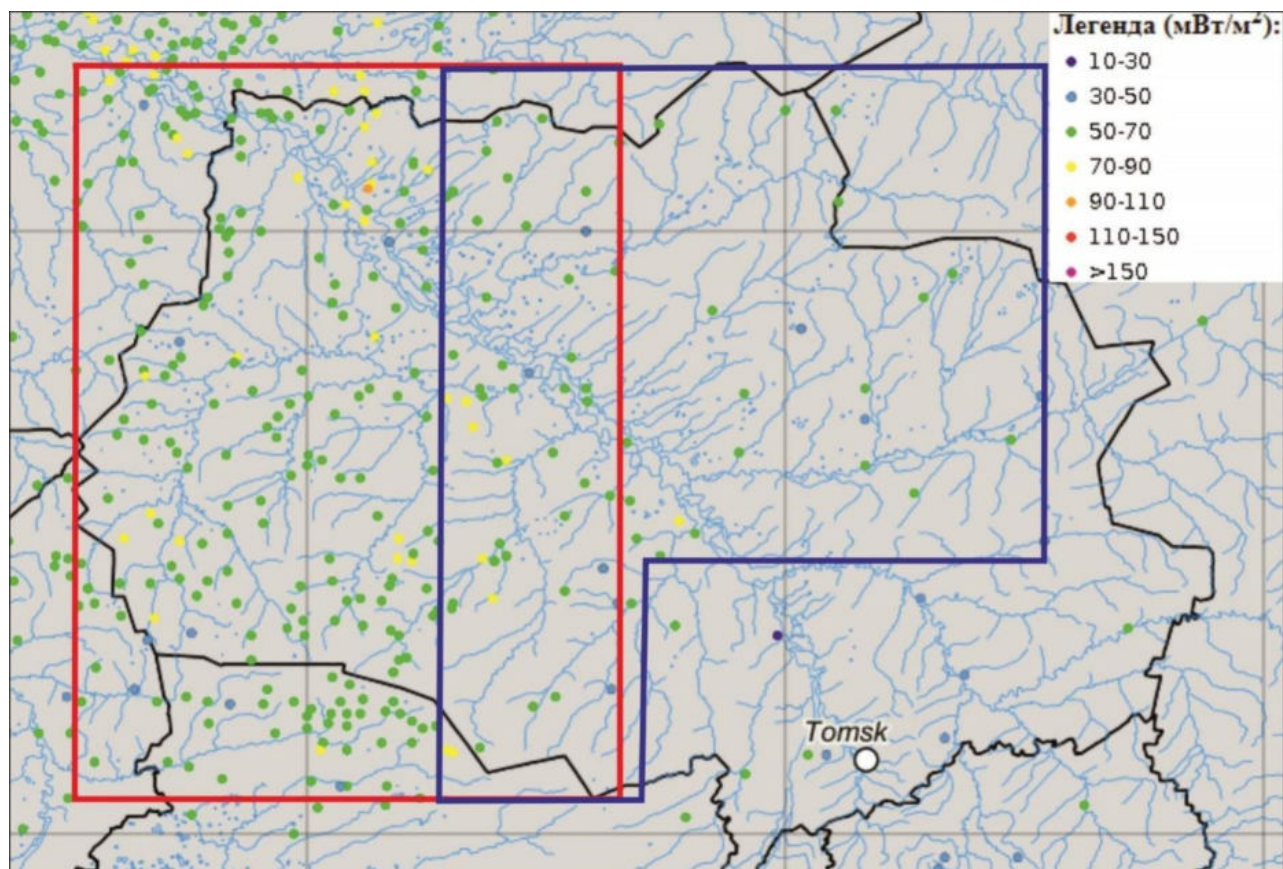


Рисунок 3.2 – Положение территории исследований востока Томской области (синий контур) на дискретной схеме теплового потока, в пределах границ Томской области и ее обрамления по [89], красный контур – территория картографических построений в западной части Томской области [82]

Таким образом, можно сделать выводы, что ранее построенные А. Р. Курчиковым, А. Д. Дучковым и другими геотермиками карты и схемы, отражающие распределение теплового потока для территории Западной Сибири, являются мелкомасштабными с сечением 10-20 мВт/м<sup>2</sup> и имеют погрешности расчетов теплового потока около  $\pm(5-10)$  мВт/м<sup>2</sup>.

Одним из основных результатов данного диссертационного исследования является детализированная карта теплового потока крупной зоны возможного нефтегазонакопления (порядка 100 тыс. кв. км) на юго-востоке Западной Сибири. Погрешность расчетов плотности теплового потока в глубоких скважинах составляет порядка  $\pm 2,0$  мВт/м<sup>2</sup>, что дает возможность построить более детализированную схематическую карту распределения плотности теплового потока с сечением 2 мВт/м<sup>2</sup>.

### 3.2 Краткая нефтегеологическая характеристика территории исследований

В структурах осадочного чехла [9] по кровле баженовской свиты в восточной части Томской области выделяются пять положительных (IV-Каймысовский свод, II-Пайдугинский и I-Пыль-Караминский мегавалы, III-Владимировский мегавыступ, V-Александровский свод) и две отрицательные (II-Усть-Тымская и I-Восточно-Пайдугинская мегавпадины) структуры I-го порядка, локализованные на северо-западе (рисунок 3.3). Структура II-го порядка Бакчарская мезовпадина расположена в юго-западной части территории исследования.

Условно район исследований можно разделить на две части: юго-западную, приуроченную к структуре II-го порядка Бакчарской мезовпадине и ее обрамлению, а также северо-восточную, в центре которой расположена Восточно-Пайдугинская мегавпадина, являющаяся в рельефе баженовского горизонта наиболее крупной и контрастной на востоке Томской области.

На *тектонической карте фундамента* (рисунок 1.4) в пределах востока Томской области [14] глубинные региональные разломы ограничивают крупные герцинские структуры. Весь район изучения условно можно разделить на 4 крупные зоны северо-западного простирания (с востока на запад): Алипский прогиб и Улууюльско-Среднечулымский выступ области салаирской складчатости, Пыль-Караминский мегаантиклинорий и Нарымско-Колпашевская внутренняя впадина раннегерцинской области. В исследуемом районе фиксируется фрагмент Чузикского грабен-рифта раннемезозойского возраста, имеющий северо-восточное направление. Фундамент локально прорван интрузивными образованиями преимущественно кислого и среднего состава.

Перед началом формирования *осадочного чехла* крупные блоки разбиты массой разно-ориентированных разломов различной амплитуды. Дизъюнктивные дислокации закартированы на поверхности сейсмического горизонта  $\Phi_2$  (подошва юрских отложений).

По сравнению с промышленными западными районами Томской области район исследований является слабоизученным с крайне неравномерной степенью изучения геофизическими работами, в том числе сейсморазведочными, с плотностью профилей метода общей глубинной точки (МОГТ) в восточной части уменьшающейся до 0,4 км/км<sup>2</sup>. Изученность района глубоким бурением также неравномерна и, соответственно, уменьшается с запада в восточном направлении. Стоит отметить, что наиболее погруженные участки Усть-Тымской мегавпадины не изучены бурением совсем.



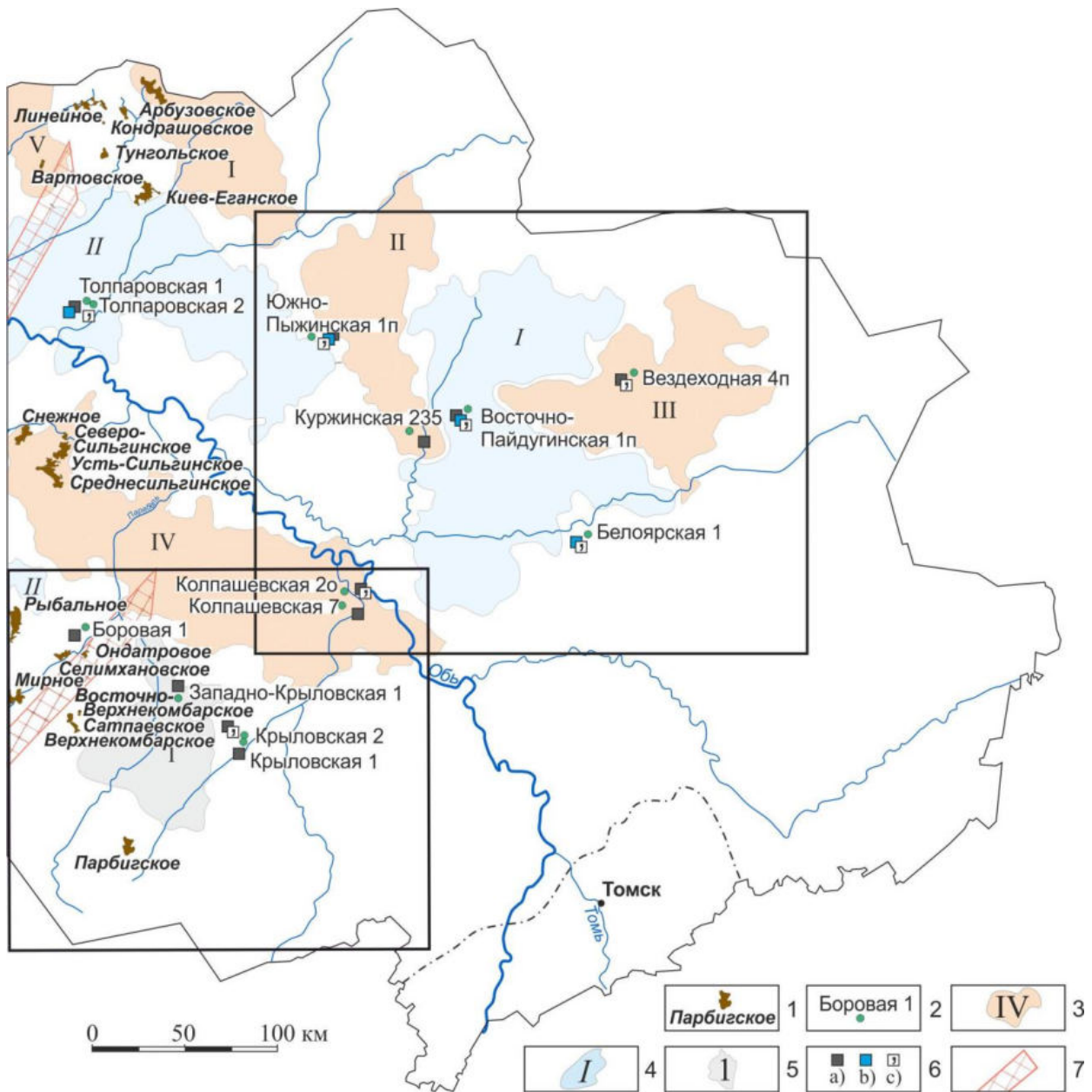


Рисунок 3.3 – Восточная часть Томской области. Обзорная схема нефтегазоносности (на основе [9]): 1 – месторождение УВ и его название; 2 – глубокая скважина с признаками УВ за пределами месторождений; 3, 4 – структуры осадочного чехла: 3 – положительная структура I-го порядка и ее условный номер: I – Пыль-Караминский мегавал; II – Пайдугинский мегавал; III – Владимирский мегавыступ; IV – Парабельский мегавыступ; V – Александровский свод; 4 – отрицательная структура I-го порядка и ее условный номер: I – Восточно-Пайдугинская мегавпадина; II – Усть-Тымская мегавпадина; 5 – отрицательная структура II-го порядка и ее условный номер: I – Бакчарская мезовпадина; 6 – прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: непромышленный приток нефти (a), газа (b); запах нефти в керне (c); 7 – фрагменты зон Чузикского и Усть-Тымского грабен-рифтов раннемезозойского возраста

В геологическом строении территории принимают участие породы доюрского фундамента и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Образования фундамента представлены отложениями ордовика, силура, девона и карбона.

В осадочном чехле установлены отложения всех систем мезозоя. Триасовые отложения распространены только на отдельных участках. Юра представлена *урманской*, *тогурской*, *салатской*, *тюменской*, *васюганской (наунакской)*, *георгиевской* и *баженовской* свитами, нижнеюрские – *урманской* и *тогурской* свитами.

Считается, что основными нефтематеринскими породами для залежей в нижнеюрских базальных горизонтах осадочного чехла являются отложения нижнетогурской тогурской свиты (*J<sub>3tg</sub>*). На территории Томской области эти отложения имеют широко распространение, и особый интерес вызывает рассмотрение нефтегазоносных нижнеюрских горизонтов Ю<sub>16-17</sub> урманской свиты (*J<sub>zur</sub>*) – в восточной части, где баженовская свита теряет свой генерационный потенциал.

Верхнеюрская баженовская свита (*J<sub>1bg</sub>*) является нефтематеринской для отложений меловых и верхнеюрских коллекторов и распространена практически повсеместно в западной части территории исследований. С запада на восток битуминозные глинисто-кремнистые породы баженовской свиты замещаются ее континентальными аналогами марьяновской и максимоярской свитами с низким содержанием органического вещества (ОВ). Концентрация органического углерода здесь составляет 1-3 и 0,3-0,5 %, тогда как для пород баженовской свиты концентрация достигает 12 %. Толщина баженовской свиты составляет порядка 35 м.

Меловые отложения представлены нижнемеловыми куломзинской (*K<sub>1klm</sub>*), тарской (*K<sub>1tr</sub>*), киялинской (*K<sub>1kls</sub>*), алымской (*K<sub>1a1-2</sub>*), покурской (*K<sub>1-2pk</sub>*) и верхнемеловыми кузнецовской (*K<sub>2kz</sub>*), ипатовской (*K<sub>2ip</sub>*), славгородской (*K<sub>2sl</sub>*) и ганькинской (*K<sub>2gn</sub>*) свитами. Общая мощность стратиграфического уровня составляет порядка 2000 м. Кайнозойские отложения представлены отложениями талицкой (*Pg<sub>1tl</sub>*), люлинворской (*Pg<sub>2ll</sub>*) и чеганской (*Pg<sub>2-3hg</sub>*) свит и перекрывающей их некрасовской серией (*Pg<sub>3nk</sub>*).

*Месторождения нефти и газа* открыты главным образом в западной части территории исследования (рисунок 3.1) и приурочены к различным стратиграфическим уровням. Так, например, палеозойские отложения продуктивны на Верхнекомбарском, Восточно-Верхнекомбарском, Парбигском, Пинджинском, Рыбальном, Сатпаевском и Селимхановском месторождениях. На Киев-Еганском нефтяном месторождении залежи приурочены к меловым пластам, а на Усть-Сильгинском, Линейном, Ондатровом, Снежном, Тунгольском и других месторождениях промышленные скопления УВ выявлены в верхнеюрском НГК.

Признаки нефтегазоносности доюрского основания также отмечены в ряде скважин за пределами месторождений (рисунок 3.3).

Признаки УВ во внутреннем палеозое выявлены в *керне* скважин Южно-Пыжинская 1п (свечение в УФ) и скважине Вездеходная 4п (выпоты и запах), в коре выветривания в скважине Колпашевская 2о (запах и битумы в порах).

*Непромышленные притоки нефти* получены в интервале коры выветривания в скважинах Толпаровская 1, Боровая 1, в том числе в виде пленок в скважинах Крыловская 1, Крыловская 2 и Колпашевская 2о. Сгустки нефти в буровом растворе отмечены в скважине Восточно-Пайдугинская 1п в интервале внутреннего палеозоя, где также происходило выделение газа при испытании.

В отложениях нижнеюрской тюменской свиты признаки УВ в *керне* в виде запаха обнаружены в скважине Белоярская 1, Восточно-Пайдугинская 1п, Толпаровская 2.

*Непромышленный приток* в виде пленки нефти получен из пласта Ю<sub>15</sub> в скважине Западно-Крыловская 1, аналогичный результат получен при испытании отложений нижней юры в скважине Крыловская 2. При испытании скважины Толпаровская 1 из интервала 3221-3224 м получен приток разгазированной нефти дебитом 6,5 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1557 м [90]. В скважине Восточно-Пайдугинская 1п при испытании получены капельные следы нефти и незначительное выделение газа.

### 3.3 Расчет плотности теплового потока

Тепловой поток из основания осадочного чехла рассчитан решением обратной задачи геотермии в 66-ти скважинах. Для расчетов используются температуры, замеренные при испытании скважин (пластовые), снятые с диаграмм термометрии (ОГГ) и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (ОСВ) с указанием времени «срабатывания» природного максимального термометра. Практически во всех моделях «невязка» оптимальна, т. е. порядка  $\pm 2$  °С (таблица 3.1), при которой решение обратной задачи признается корректным.

Перед построением карты распределения плотности теплового потока была составлена и проанализирована карта дискретных значений теплового потока в глубоких скважинах (рисунок 3.4) и каталог расчетных значений (таблица 3.1). Можно усомниться в полученном значении в 60 мВт/м<sup>2</sup> в скважине Белоярская 1 в связи с ее близостью к Карбинской 2, где получено значение в 42 мВт/м<sup>2</sup>. Аналогично, сомнения вызывает значение теплового потока, полученное в скважине Колпашевская опорная 2, равное 69 мВт/м<sup>2</sup>, тогда как в соседних скважинах Колпашевской структуры величина теплового потока не превышает значения 48-52 мВт/м<sup>2</sup>. Схожая ситуация наблюдается в скважинах Селимхановская 4 и Мирная 416 со значениями теплового потока 51 и 47 мВт/м<sup>2</sup>, соответственно. Эти две скважины находятся в

области аномально высоких значений теплового потока порядка  $57\text{--}64\text{ мВт/м}^2$ . Скважина Парабельская 3 (плотность теплового потока  $57\text{ мВт/м}^2$ ) также не вписывается в картину распределения теплового потока соседних скважин с величиной теплового потока  $45\text{--}47\text{ мВт/м}^2$ . Таким образом, перечисленные скважины исключены при построении карты распределения плотности теплового потока.

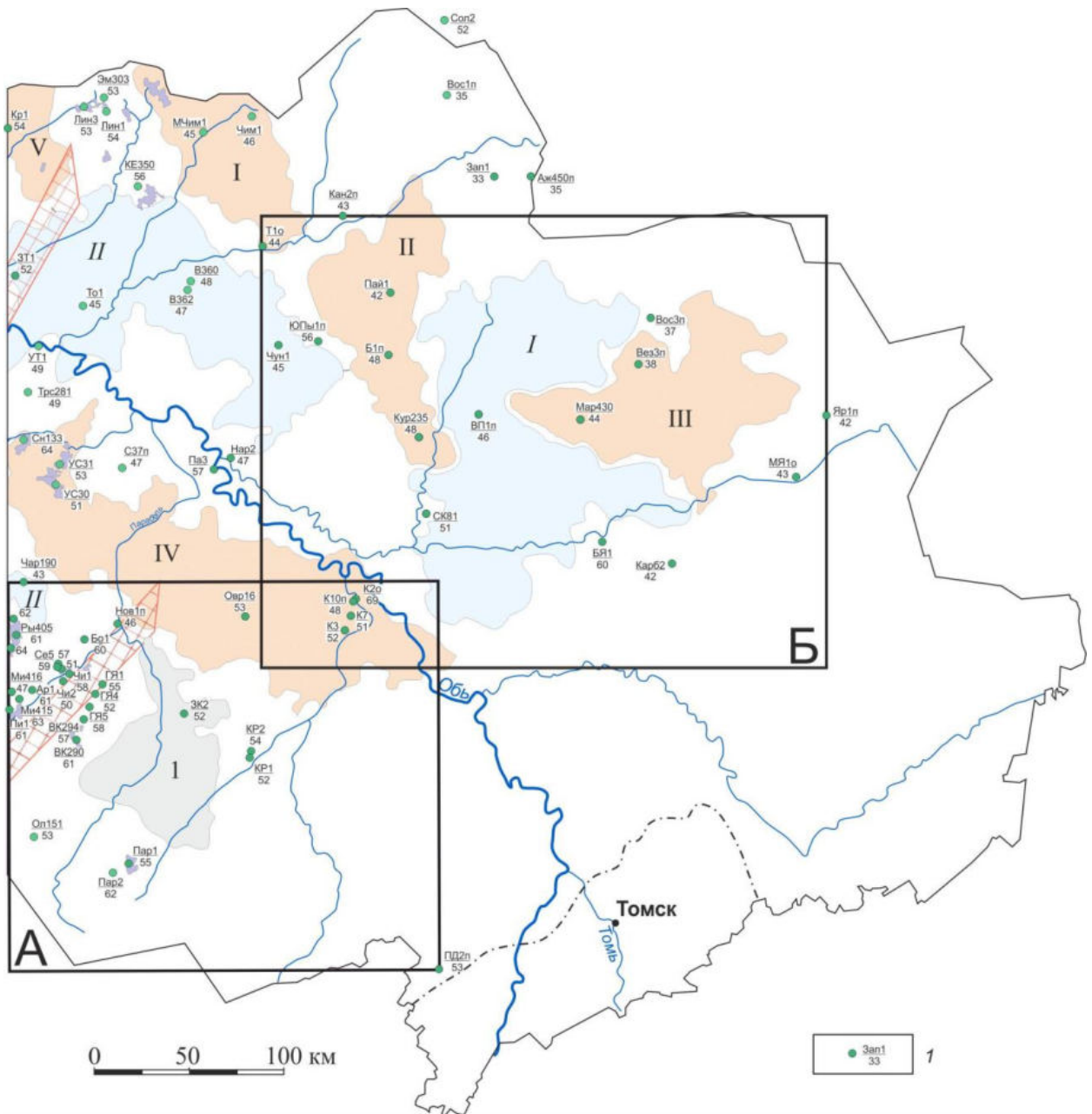


Рисунок 3.4 – Дискретная схема распределения плотности теплового потока (восток Томской области) на тектонической основе [9]: *I* – скважина палеотемпературного моделирования: в числителе – условный индекс скважины, в знаменателе – плотность теплового потока у подошвы осадочного чехла,  $\text{мВт/м}^2$ . Остальные условные те же что на рисунке 1.3

Две скважины за пределами территории исследования были использованы для более корректной интерполяции и построения изолиний теплового потока у границ карты – Песочно-Дубровская 2 и Соломбальская 2.

Таблица 3.1 – Каталог расчетных значений плотности теплового потока (восток Томской области)

Площадь (месторождение) и номер скважины	Условный индекс скважины (рисунок 3.4)	Мощность осадочного чехла, м	«Невязка» расчетных и измеренных геотемператур, °С	Расчетный тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup>
Пыль-Караминский мегавал				
Малочимулякская 1	Мчим1	2680	±2	45
Тымская 1 опорная	Т1о	2921	±1	44
Чимулякская 1	Чим1	2494	±0	46
Александровский свод				
Круглоозерная 1	Кр1	2482	±0	54
Пайдугинский мегавал				
Береговая 1 параметрическая	Б1п	2576	±2	48
Куржинская 235	Кур235	2417	±0	48
Пайдугинская 1	Пай1	2487	±4	42
Владимировский мегавыступ				
Вездеходная 3 параметрическая	Вез3п	3087	±2	38
Мартовская 430	Мар430	2895	±1	44
Парабельский мегавыступ				
Колпашевская 2 опорная	К2о	2870	±2	69**
Колпашевская 7	К7	2724	±4	51
Колпашевская 3	К3	2778	±2	52
Колпашевская 10 параметрическая	К10п	2900	±4	48
Овражная 16	Овр16	2615	±0	53
Снежная 133	Сн133	2574	±4	64
Усть-Сильгинская 30	УС30	2429	±1	51
Усть-Сильгинская 31	УС31	2413	±0	53
Восточно-Пайдугинская мегавпадина				
Восточно-Пайдугинская 1 параметрическая	ВП1п	3400	±3	46
Усть-Тымская мегавпадина				
Вертолетная 360	В360	3080	±2	48
Вертолетная 362	В362	3206	±0	47
Западно-Тымская 1	ЗТ1	3267	±5	52
Толпаровская 1	То1	3237	±3	45

Чарусная 190	Чар190	2997*	±0	43
Чунжельская 1	Чун1	2917	±0	45
Переходные области				
Ажарминская450 параметрическая	Аж450п	2941	±3	35
Армичская 1	Ар1	2906	±1	61
Белоярская 1	БЯ1	2508	±0	60**
Боровая 1	Бо1	2392	±5	60
Верхнекомбарская 290	ВК290	2791	±2	61
Верхнекомбарская 294	ВК294	2764	±2	57
Восток 1 параметрическая	Вос1п	2764	±3	35
Восток 3 параметрическая	Вос3п	3250	±3	37
Западная 1	Зап1	2981	±2	33
Западно- Крыловская 2	ЗК2	3115	±2	52
Горелоярская 1 (Средне- Парабельская)	ГЯ1	2435	±4	55
Горелоярская 4	ГЯ4	2531	±2	52
Горелоярская 5	ГЯ5	2574	±4	58
Мирная 415	Ми415	2610*	±2	63
Мирная 416	Ми416	2596*	±0	47**
Кананакская 2 параметрическая	Кан2п	2527	±1	43
Карбинская 2	Карб2	2927	±2	42
Киев-Еганская 350	КЕ350	2920*	±	56
Крыловская 1	КР1	2890	±1	52
Крыловская 2	КР2	2931	±2	54
Линейная 1	Лин1	2702	±0	54
Линейная 3	Лин3	2779	±1	53
Максимоярская 1 опорная	МЯ1о	2500*	±3	43
Нарымская 2	Нар2	2718	±1	47
Новиковская 1 параметрическая	Нов1п	2859	±2	46
Олимпийская 151	Ол151	2769	±0	53
Парабельская 3	Па3	2592	±0	57**
Парбигская 1	Пар1	2740	±0	55
Парбигская 2	Пар2	2595	±0	62
Пинджинская 1	Пи1	2890	±0	61
Рыбальная 405	Ры405	2600	±0	61
Рыбальная 406	Ры406	2471*	±0	62
Рыбальная 408	Ры408	2596	±0	64
Северо- Колпашевская 81	СК81	2585	±1	51

Продолжение таблицы 3.1

Селимхановская 2	Се2	2431	±2	57
Селимхановская 4	Се4	2649	±0	51**
Селимхановская 5	Се5	2488	±2	59
Сенькинская 37 параметрическая	С37п	3053	±4	47
Тростниковая 281	Трс281	2815	±3	49
Усть-Тымская 1	УТ1	2965	±2	49
Чинжарская 1	Чи1	2396	±3	58
Чинжарская 2	Чи2	2467	±1	50
Эмторская 303	Эм303	2605*	±3	53
Южно-Пыжинская 1 параметрическая	ЮПы1п	3127	±2	56
Ярская 1 параметрическая	Яр1п	2528	±2	42
Песочно- Дубровская 2 параметрическая	ПД2п	992*	±0	53
Соломбальская 2	Сол2	3079*	±2	52

\* вскрытая мощность осадочного чехла; \*\* скважина, не учтенная при построении карты из-за неподтвержденного аномального значения плотности теплового потока

### 3.4 Карта распределения плотности теплового потока

Для северо-восточной части перспективной территории Томской области впервые, на базе расчетов 66-ти глубоких скважин, методом интерполяции построена карта распределения плотности теплового потока с сечением изолиний  $2 \text{ мВт/м}^2$  (рисунок 3.5), с перекрытием карты западной части Томской области [82]. Все расчетные значения получены по единой хорошо апробированной методике, основанной на решении обратной задачи геотермии.

На карте наблюдаются следующие аномальные особенности: 2 крупные ярко-выраженные «положительные аномалии» и 1 относительно небольшая, 2 крупные «отрицательные» аномальные зоны с низкими значениями теплового потока, а также «градиентные зоны», окаймляющие крупные аномалии.

На северо-западе локализована крупная положительная аномалия, тяготеющая к Средневасюганскому мегавалу, приуроченная к Линейному и Киев-Еганскому нефтяным месторождениям, с величиной плотности теплового потока, достигающей  $54\text{-}56 \text{ мВт/м}^2$  (скважины Лин1, Кр1, КЕ350).

В юго-западной части в зоне аномально высоких значений теплового потока расположены месторождения Парбигское (скважины Пар1, Пар2), Верхнекомбарское, Сатпаевское, Восточно-Верхнекомбарское (скважины ВК290, ГЯ5), Мирное (скважина Ми415), Снежное (скважина Сн133), Рыбальное (скважины Ры405, Ры406, Ры408) и Селимхановское (скважины Се2, Се5),



здесь плотность теплового потока достигает 61-64 мВт/м<sup>2</sup>. Аномальная зона простирается к центральной части территории исследования до Колпашевской структуры, где величина теплового потока изменяется от 52 до 48 мВт/м<sup>2</sup> (скважины К3, К7, К10п).

Узко локализованная «положительная аномалия» приурочена к Усть-Сильгинскому и Снежному месторождениям (скважины УС30, УС31, Сн133.) с плотностью теплового потока 51-64 мВт/м<sup>2</sup>.

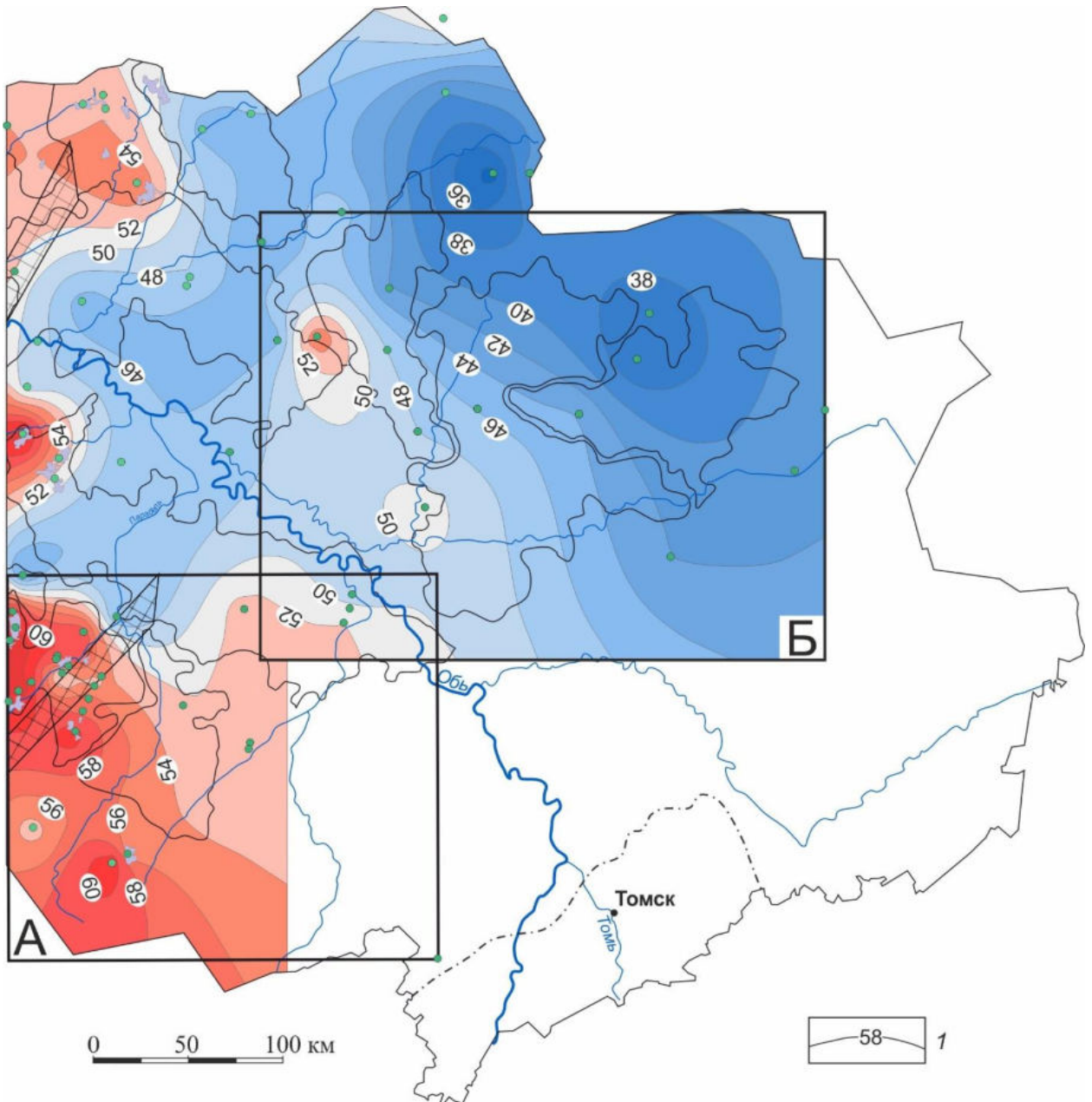


Рисунок 3.5 – Карта распределения плотности теплового потока восточной части Томской области (на тектонической основе [9]): 1 – изолинии теплового потока на кровли фундамента, мВт/м<sup>2</sup>. Остальные условные те же что на рисунке 1.3

Пониженные значения теплового потока преимущественно локализованы в северо-восточной части территории исследования. Минимальные значения в 33-37 мВт/м<sup>2</sup> приурочены к скважинам Зап1, Вез3п и Вос3п.

Центральная часть территории характеризуется значениями теплового потока порядка 47-48 мВт/м<sup>2</sup> (скважины Б1п, Кан2п, Нар2, То1, МЧим1, В360 и В362). Здесь исключение составляет субмеридиальный «врез» повышенных значений теплового потока 50-52 мВт/м<sup>2</sup>.

Полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта распределения значений теплового потока из доюрского фундамента служат «каркасной основой» корректного палеотемпературного моделирования Бакчарской территории исследований и слабоизученной крупной территории Восточно-Пайдугинской мегавпадины.

Восточно-Пайдугинский район, учитывая низкие значения современного теплового потока, вероятно мало перспективен по осадочному чехлу. Однако исследования реализации генерационного потенциала тогурской свиты методом палеотемпературного моделирования и емкостных характеристик образований коры выветривания и палеозоя могут существенно расширить перспективы нефтегазоносности территорий исследований.

Несомненный интерес будет представлять построенная на следующем этапе единая карта плотности теплового потока Томской области. На исследуемой территории получили развитие три грабен-рифта раннемезозойского возраста. Этот факт представляет особый интерес. По-видимому, этот вопрос требует отдельного тщательного рассмотрения, используя анализ сводной карты тектоники и теплового потока Томской области.

Ранее отмечалось [91], что на Западно-Сибирской плите в пределах положительных структур наблюдается повышение величин плотности теплового потока на 5-20%, по сравнению с зонами отрицательных структур, тем большее, чем больше размеры этих структур. Как на западе Томской области, так и на востоке эта закономерность проявляется, но не всегда. По результатам исследования на востоке эта тенденция прослеживается значительно слабее. Действительно, при совместном анализе распределения плотности теплового потока и структурных элементов *осадочного чехла* наблюдается соответствие в пределах Усть-Тымской, Пайдугинской и Восточно-Пайдугинской мегавпадин – прослеживается тенденция корреляции структуры и повышения величины плотности теплового потока (рисунки 3.4-3.5). Однако, отсутствует локализация Владимирского мегавыступа и Пыль-Караминского мегавала (рисунок 3.6).

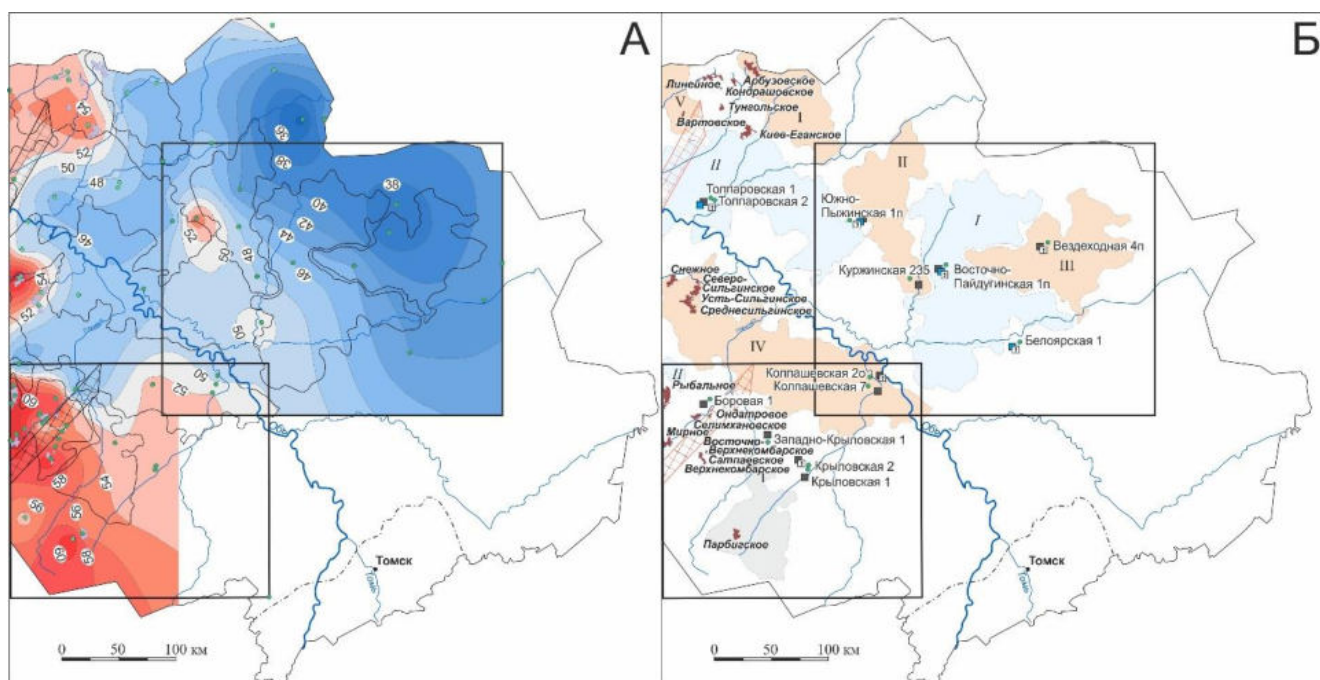


Рисунок 3.6 – Восточная часть томской области. Распределение плотности теплового потока (А) в сопоставлении с тектоническими элементами осадочного чехла (Б) территории исследований. *Остальные условные те же что на рисунках 3.3 и 3.4*

При сопоставлении карт распределения значений плотности теплового потока западного и восточного районов Томской области, наблюдается хорошая согласованность в области перекрытия (рисунок 3.7). При этом северная часть западного района, ранее охарактеризованная высокими значениями теплового потока, подтверждена значениями, полученными в скважинах (Лин1, Лин3, Эм330), ранее не учитывающихся в расчетах. Имеет место хорошая перспектива для построения карты плотности теплового потока в целом Томской области на основе единой базы дискретных значений [92].

*Достоверность построенной карты распределения расчетной плотности теплового потока подтверждается согласованностью с экспериментальными определениями плотности теплового потока, отраженными на дискретной схеме А. Д. Дучкова (рисунок 3.2).*

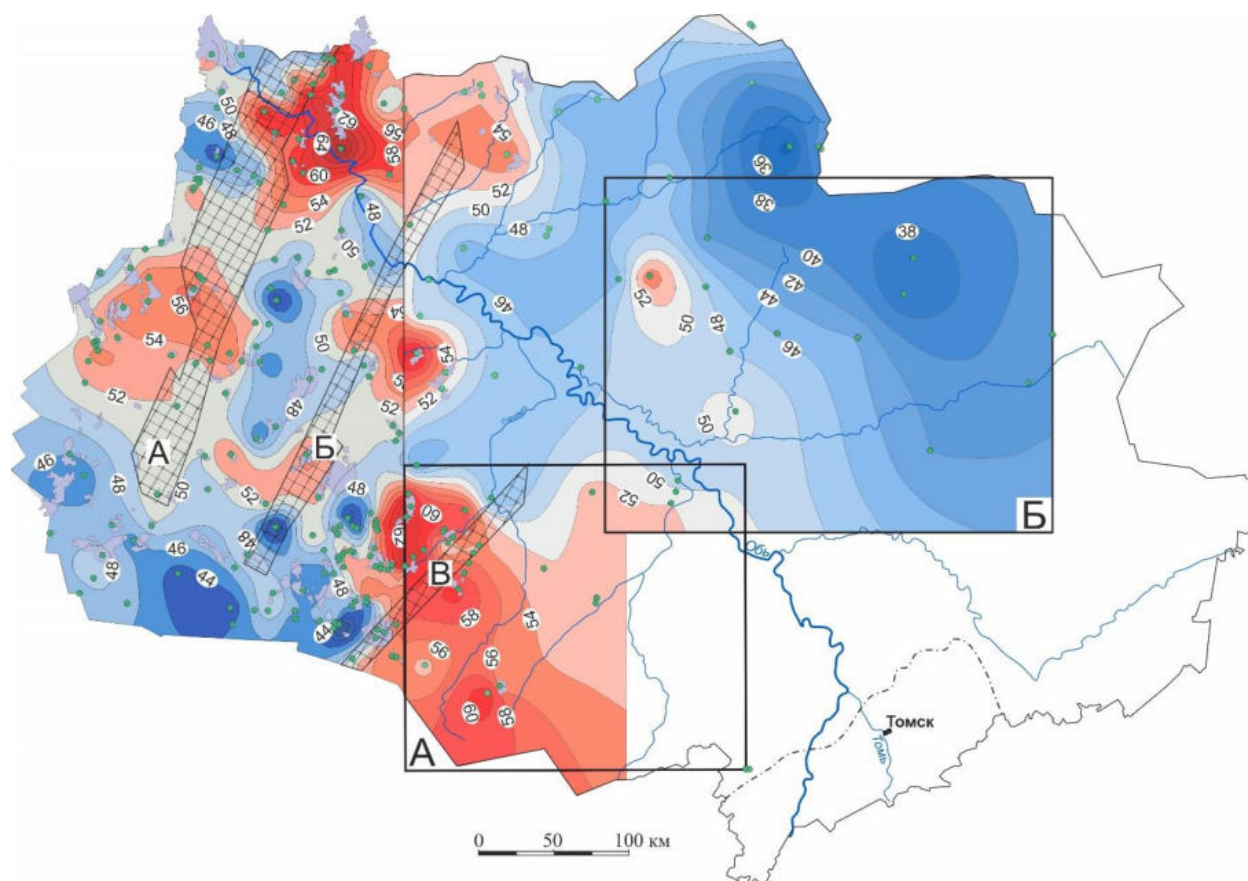


Рисунок 3.7 – Согласованность карт западной [82] и восточной частей Томской области. Показаны положения южного сектора Колтогорско-Уренгойского палеорифта (А), область распространения Усть-Тымского (Б) и фрагмент Чузыкского (В) раннемезозойских грабен-рифтов. Черными прямоугольниками показаны границы Бакчарского (А) и Восточно-Пайдугинского (Б) участков исследования

Можно принять следующую градацию значений теплового потока (таблица 3.1, рисунок 3.5): повышенные значения – более  $55 \text{ мВт/м}^2$ , средние – в интервале  $45\text{-}55 \text{ мВт/м}^2$ , и низкие – менее  $45 \text{ мВт/м}^2$ . В соответствии с принятой градацией, можно сказать, что большая часть расчетных значений (около 55%) соответствует средним. Это так же выявлено при анализе дискретной схемы экспериментальных определений плотности теплового потока – скважины, обозначенные зеленым, преобладают (рисунок 3.2). Аналогично, зоны с пониженными значениями теплового потока (20%) преимущественно расположены в восточной части территории, а скважины с повышенными значениями (около 25%) локализованы у западной границы территории и приурочены к месторождениям УВ. Видим соответствующее распределение скважин на дискретной схеме (пониженные значения – синие, повышенные – желтые).

## 3.5 Выводы

В пределах востока территории Томской области построена карта распределения плотности теплового потока из кровли фундамента с сечением изолиний 2 мВт/м<sup>2</sup>. На карте наблюдаются следующие аномальные особенности: 2 крупные ярко-выраженные зоны и 1 относительно небольшая зона повышенных значений теплового потока, 2 крупные зоны с низкими значениями теплового потока, а также градиентные зоны, окаймляющие крупные аномальные особенности распределения плотности теплового потока.

Полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта распределения значений теплового потока из доюрского фундамента служат «каркасной основой» корректного палеотемпературного моделирования Бакчарского района исследований и слабоизученного крупного района Восточно-Пайдугинской мегавпадины и ее обрамления. Этот район, учитывая преимущественно невысокие (45-55 мВт/м<sup>2</sup>) и низкие (менее 45 мВт/м<sup>2</sup>) значения теплового потока, вероятно, мало перспективен по осадочному чехлу. *Однако комплексные исследования методом палеотемпературного моделирования степени реализации генерационного потенциала нижнеюрской тогурской свиты и емкостных характеристик резервуаров коры выветривания и палеозоя могут существенно расширить перспективы этой территории.*

Не меньший теоретический и практический интерес представляет оценка природы аномальных зон плотности теплового потока из фундамента осадочного чехла – дифференцированная оценка возможного влияния тектоники, вещественного состава и нефтегазоносности образований фундамента.

Содержание раздела и сделанные выводы *обосновывают 1-е защищаемое положение:*

*«Для территорий Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин, на базе геотермических расчетов 66 параметрических, опорных и поисково-разведочных скважин, впервые подготовлена схематическая карта плотности теплового потока из основания осадочного разреза (в изолиниях через 2 мВт/м<sup>2</sup>). На карте проявляются ярко-выраженные зоны повышенных значений теплового потока (до 64 мВт/м<sup>2</sup>), зона с низкими значениями теплового потока (до 33 мВт/м<sup>2</sup>), а также градиентные зоны, окаймляющие крупные аномалии. Полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта значений теплового потока из доюрского фундамента служат «каркасной» основой моделирования катагенетической истории нефтематеринской тогурской свиты».*

Материалы раздела опубликованы в [12, 92, 11, 111-119, 122].

## 4 ТЕПЛОВОЙ ПОТОК, ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ ТОГУРСКОЙ НЕФТИ И РАЙОНИРОВАНИЕ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНО-ПАЙДУГИНСКОЙ ВПАДИНЫ

### 4.1 Характеристика территории исследований

Территория исследования *по осадочному чехлу* приурочена к наиболее крупной и контрастной отрицательной структуре I-го порядка востока Томской области – Восточно-Пайдугинской мегавпадине (рисунок 4.1), которая в свою очередь осложнена Варгатским мезопрогибом. Впадина приурочена к надпорядковой положительной структуре – Куржинской гряде, наименее изученной геолого-геофизическими методами [9].

На востоке Восточно-Пайдугинская мегавпадина граничит с Владимировским мегавыступом, на северо-западе с Пайдугинским мегавалом, на юго-западе со структурой II-го порядка – Зайкинской мезоседловиной.

Положительная структура I-го порядка Владимировский мегавыступ осложнен Белоноговским мезоподнятием, а на востоке мегавыступа отмечается крутое региональное поднятие рельефа баженовского горизонта. Пайдугинский мегавал, расположенный в южной части Куржинской гряды, осложнен структурой II-го порядка Пайдугинско-Береговым мезоподнятием. Зайкинская мезоседловина является зоной сочленения в сечении отрицательных структур Усть-Тымской и Восточно-Пайдугинской мегавпадин, в сечении положительных структур – Парабельского мегавыступа и Пайдугинского мегавала. Парабельский мегавыступ, расположенный несколько северо-восточней Бакчарской депрессии, вытянут в северо-западном направлении и осложнен в юго-восточной части.

На юге Восточно-Пайдугинская мегавпадина граничит с переходной зоной к структуре внешнего пояса Западно-Сибирской плиты – Барабинско-Пихтовской моноклизой (рисунки 4.1 и 4.4).

Согласно тектонического районирования *доюрского фундамента* Западно-Сибирской плиты [14] (рисунок 4.2) в составе фундамента выделяется ряд разновозрастных комплексов, образующих блоки, разделенные глубинными разломами.

Значительным распространением здесь пользуются салаирские складчатые структуры, образующие блоковые выступы и горсты. В пределах территории исследования к ним относятся Алипский прогиб, а также Улююльско-Среднечулымский выступ.



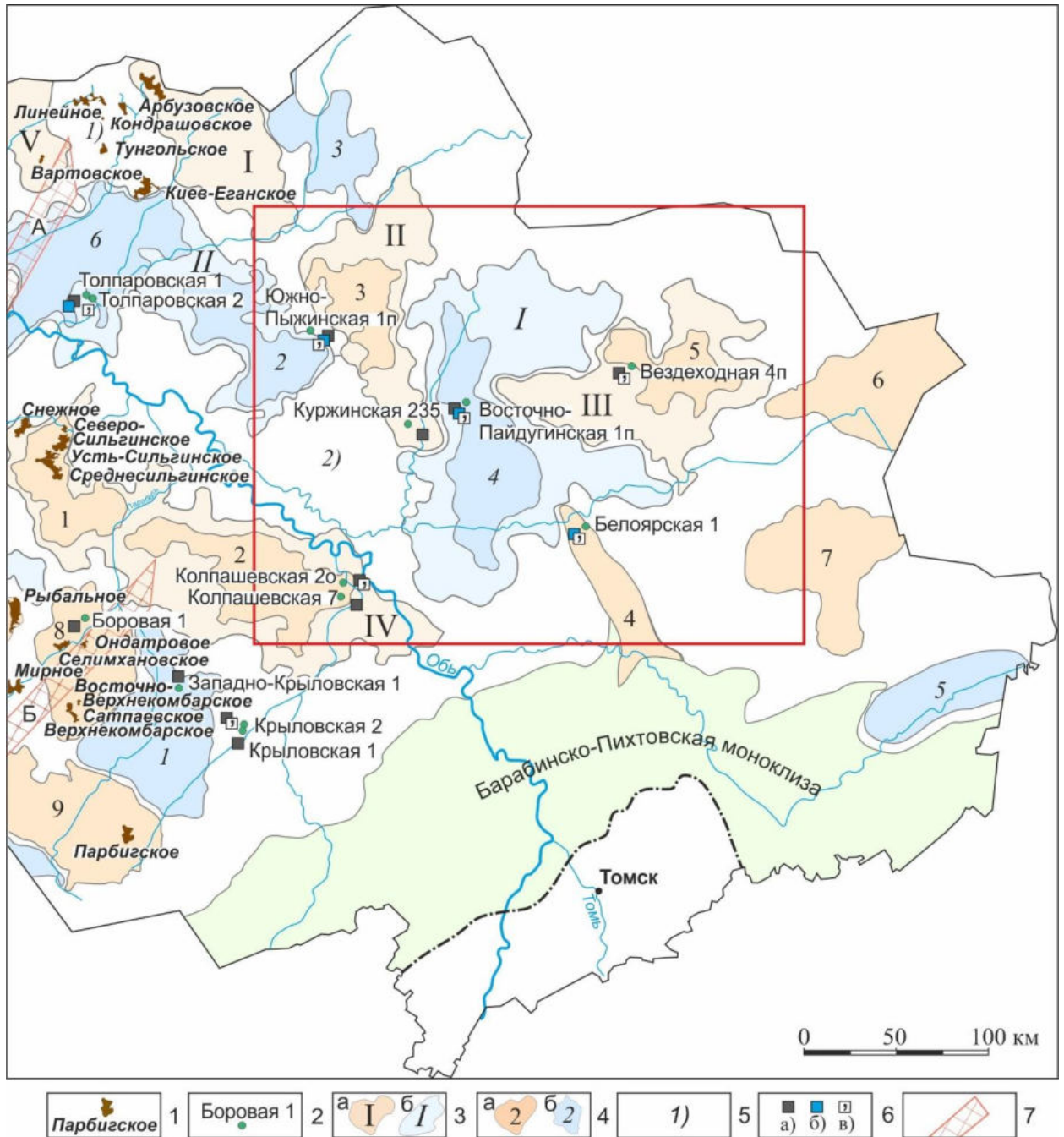


Рисунок 4.1 – Обзорная схема нефтегазоносности территории исследований на тектонической основе (Тектоническая карта юрского структурного яруса ..., ред. А.Э. Конторович, 1998): 1 – месторождение УВ и его название; 2 – глубокая скважина за пределами месторождения с признаками УВ; 3 – структуры осадочного чехла I-го порядка с условным номером: а – положительные: I – Пыль-Караминский мегавал; II – Пайдугинский мегавал, III – Владимировский мегавыступ, IV – Парабельский мегавыступ, V – Александровский свод; б – отрицательные: I – Восточно-Пайдугинская мегавпадина, II – Усть-Тымская мегавпадина; 4 – структуры II-го порядка с условным номером: а – положительные: 1 – Восточно-Чижапское поднятие, 2 – Колпашевский мезовал, 3 – Пайдугинско-Береговое мезоподнятие, 4 – Белоярский мезовыступ, 5 – Белоноговское мезоподняtie, 6 – Ярский мезовыступ,



7 – Степановское мезоподняtie, 8 – Горелоярское мезоподняtie, 9 – Калгачский мезовыступ; б – отрицательные: 1 – Бакчарская мезовпадина, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Южно-Казанский мезопрогиб, 4 – Варгатский мезопрогиб, 5 – Тегульдетский мезопрогиб, 6 – Неготский мезопрогиб; 5 – промежуточные структуры II-го порядка: 1) – Караминская мезоседловина, 2) – Зайкинская мезоседловина; 6 – прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), газа (б); запах нефти в керне (в); 7 – фрагменты зон Усть-Тымского (А) и Чузикского (Б) грабен-рифтов раннемезозойского возраста. Красным прямоугольным контуром ограничена территория настоящих исследований – Восточно-Пайдугинская мегавпадина и структуры ее обрамления

Алипский прогиб является частью системы впадин минусинского типа, в основании которого выделяются эффузивные породы нижнего девона, а центральную часть составляют карбонатные и терригенные отложения среднего-верхнего девона и карбона. Улююльско-Среднечулымский выступ считается наиболее крупной выделенной салаирской складчатой структурой и представлен глинисто-сланцевой формацией.

Западной границей салаирид в пределах фундамента является Белоярский глубинный разлом, а на востоке – Верхнекетский глубинный разлом.

Вся остальная часть фундамента плиты в пределах области относится к Центрально-Западно-Сибирской складчатой системе, она заложилась в силуре или начале девона и имеет герцинский возраст. На юге герциниды частично выходят на дневную поверхность. Севернее г. Томска складчатые структуры Томь-Колыванской зоны почти под прямым углом изменяют свое простирание с северо-восточного на юго-западное и погружаются под мезозойско-кайнозойский чехол Западно-Сибирской плиты.

Наиболее крупной структурой герцинид является Пыль-Караминский мегаантиклинорий. Глинистые сланцы составляют основу аспидной формации позднего девона - раннего карбона и вскрыты большим количеством скважин в пределах Пыль-Караминского антиклинория (Куржинская, Пайдугинская, Кананакская и другие площади). В ряде скважин вскрыты выветрелые отбеленные сланцы (скважина Пайдугинская 1).

Широко распространены интрузивные комплексы гранитоидов в пределах Пыль-Караминского мегаантиклинория и Улююльско-Среднечулымского выступа, где также выделяются интрузии базитов.

По периферии крупных структурных зон предполагается формирование небольших по размерам прогибов, впадин, выполненных терригенными грубообломочными породами (Нарымско-Колпашевская впадина).

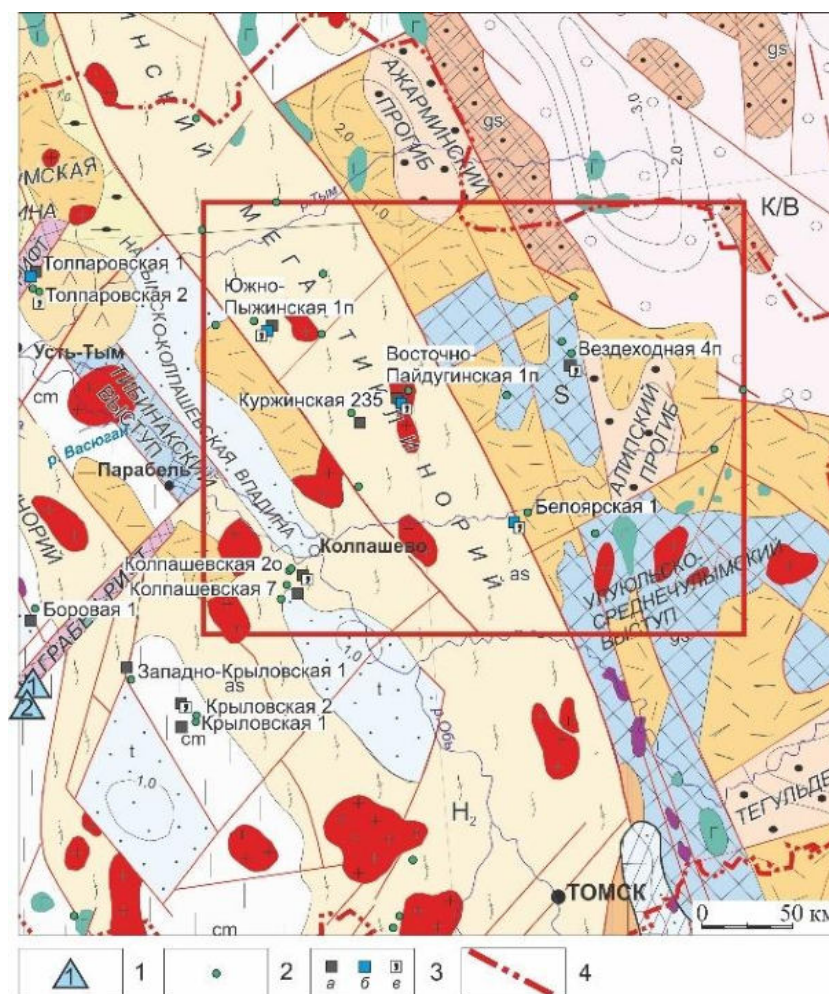


Рисунок 4.2 – Обзорная схема нефтегазоносности территории исследований на фрагменте тектонической карты фундамента [14]: 1 – месторождение газа и газоконденсата с залежами в доюрском НГК и его условный номер; 2 – глубокая скважина за пределами месторождений; 3 – скважина за пределами месторождения с прямыми признаками нефтегазоносности в доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), газа (б), запах нефти в керне (в); 4 – административная граница Томской области. Месторождения: (1) – Восточно-Верхнекомбарское, (2) – Верхнекомбарское. Красным прямоугольным контуром ограничена территория настоящих исследований. *Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 1.4*

На северо-западе территории исследования нефтематеринские волжские отложения (возрастной аналог баженовской свиты, являющейся основной нефтематеринской для промысловых районов Томской области) формируются в прибрежных фациальных условиях (переходная зона) – содержание  $C_{орг}$  достигает 7 %, мощность толщи 20 м, градация катагенеза  $M_1^1$  [9].

Территория исследования охватывает практически всю площадь Верхнекетского, а также восточную часть Усть-Тымского геттанг-нижнетоарских седиментационных бассейнов (рисунок 4.4), к которым относится нижнетоарская тогурская нефтематеринская свита.

Рассеянное органическое вещество (РОВ) в тогурских отложениях неоднородно, присутствуют как гумусовая, так и сапропелевая составляющие [23]. Значение  $S_{орг}$  достигает (скважина Восток 3п) 2 %, а водородный индекс – 38 мг УВ/г  $S_{орг}$ . [24]. Стадия катагенеза ОВ достигает градации  $MK_1^1$  –  $MK_1^2$ .

В пределах Верхнекетского бассейна расположены две наиболее крупные тектонические структуры II-го порядка Восточно-Пайдугинская мегавпадина и Владимировский мегавыступ, к ним так же относятся участки с максимальными мощностями тогурской свиты до 140 м, кровля свиты здесь поднимается на глубину до 2000 м. Фрагменты Усть-Тымской мегавпадины на северо-западе и Парабельского мегавыступа на юго-западе территориально приурочены к Усть-Тымскому бассейну – толщина тогурской свиты здесь достигает 60 м, а глубина кровли – 2760 м.

Юра территории исследований представлена *урманской, тогурской, тюменской, наунакской, марьяновской* свитами. Урманская и тогурская свита выделяются в разрезах некоторых скважин, к которым относятся Восточно-Пайдугинская 1п (таблица 4.2), Мартовская 430 (таблица 4.3). В разрезах скважин Куржинская 235 (таблица 4.4) и Белоярская 1 (таблица 4.1) эти свиты выделены не были. В скважине Восточно-Пайдугинская 1 в разрезе помимо всего выделена *пешковская* свита, согласно залегающая на глинах тогурской свиты. Для перечисленных скважин на рисунке 2.2 в качестве примера восстановлена динамика геотемператур потенциально нефтематеринских отложений.

Таблица 4.1 – Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытых скважиной Белоярская 1 (БЯ1)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность *, м	Возраст**, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	11	0–1,64	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-	-
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-	-
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	38	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Чеганская <i>hg Pg<sub>3-2</sub></i>	49	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	0,7	1,2
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	79	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	0,7	1,2
Талицкая <i>tl Pg<sub>1</sub></i>	373	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	0,7	1,2
Ганькинская <i>gn Pg<sub>1-K<sub>2</sub></sub></i>	-	61,7–73,2	11,5	-	-	-	-
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	-	73,2–86,5	13,3	-	-	-	-
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	-	86,5–89,8	3,3	-	-	-	-
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	107	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	842	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская <i>a<sub>2</sub> K<sub>1</sub></i>	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская <i>a<sub>1</sub> K<sub>1</sub></i>	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	562	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	78	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	0,8	1,25
Куломзинская <i>klm K<sub>1</sub></i>	66	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	0,8	1,25
Марьяновская <i>mr J<sub>3</sub></i>	24	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	-	151,2–156,6	5,4	-	-	-	-
Наунакская <i>nk J<sub>3</sub></i>	46	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	0,8	1,3
Тюменская <i>tm J<sub>1-2</sub></i>	232	162,9–204,6	41,7	2,46	1,64	0,8	1,3

Таблица 4.2 – Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытых скважиной Восточно-Пайдугинская 1 параметрическая (ВП1п)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст**, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	67	0–1,64	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	38	1,64–4,71	3,07	2,07	1,31	0,65	1,1
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-	-
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	235	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Чеганская <i>hg Pg<sub>3-2</sub></i>	-	32,3–41,7	9,4	-	-	-	-
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	-	41,7–54,8	13,1	-	-	-	-
Талицкая <i>tl Pg<sub>1</sub></i>	-	54,8–61,7	6,9	-	-	-	-
Ганькинская <i>gn Pgi-K<sub>2</sub></i>	112	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	0,7	1,25
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	105	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	0,7	1,25
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	170	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	0,7	1,25
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	21	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	928	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская а <sub>2</sub> <i>K<sub>1</sub></i>	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская а <sub>1</sub> <i>K<sub>1</sub></i>	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	862	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	76	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	0,8	1,25
Куломзинская <i>klm K<sub>1</sub></i>	38	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	0,8	1,25
Марьяновская <i>mr J<sub>3</sub></i>	92	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	-	151,2–156,6	5,4	-	-	-	-
Наунакская <i>nk J<sub>3</sub></i>	70	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	0,8	1,3
Тюменская <i>tm J<sub>2</sub></i>	403	162,9–185,0	32,1	2,46	1,64	0,8	1,3
Пешковская <i>p J<sub>1-2</sub></i>	150	185,0–204,6	19,6	2,46	1,64	0,8	1,3
Тоурская+урманская <i>tg+ur J<sub>1</sub></i>	33	204,6–208,0	3,4	2,46	1,64	0,8	1,3

Таблица 4.3 – Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытых скважиной Мартовская 430 (Мар430)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст**, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	10	0–1,64	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-	-
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-	-
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	40	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Чеганская <i>hg Pg<sub>3-2</sub></i>	71	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	0,7	1,2
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	-	41,7–54,8	13,1	-	-	-	-
Талицкая <i>tl Pg<sub>1</sub></i>	130	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	0,7	1,2
Ганькинская <i>gn Pgi-K<sub>2</sub></i>	352	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	0,7	1,25
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	-	73,2–86,5	13,3	-	-	-	-
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	-	86,5–89,8	3,3	-	-	-	-
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	124	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	824	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская а <sub>2</sub> <i>K<sub>1</sub></i>	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская а <sub>1</sub> <i>K<sub>1</sub></i>	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	641	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	94	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	0,8	1,25
Куломзинская <i>klm K<sub>1</sub></i>	90	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	0,8	1,25
Марьяновская <i>mr J<sub>3</sub></i>	23	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	-	151,2–156,6	5,4	-	-	-	-
Наунакская <i>nk J<sub>3</sub></i>	56	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	0,8	1,3
Тюменская <i>tm J<sub>1-2</sub></i>	420	162,9–204,6	41,7	2,46	1,64	0,8	1,3
Тоурская <i>tg J<sub>1</sub></i>	20	204,6–206,8	2,2	2,46	1,64	0,8	1,3
Урманская <i>ur J<sub>1</sub></i>	10	206,8–208,0	1,2	2,46	1,64	0,8	1,3

Таблица 4.4 – Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытых скважиной Куржинская 235 (Кур235)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст**, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	24	0–1,64	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-	-
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-	-
Некрасовская <i>nkPg<sub>3</sub></i>	60	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Чеганская <i>hgPg<sub>3-2</sub></i>	55	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	0,7	1,2
Люлинворская <i>llPg<sub>2</sub></i>	85	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	0,7	1,2
Талицкая <i>tlPg<sub>1</sub></i>	25	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	0,7	1,2
Ганькинская <i>Pg<sub>1</sub>-K<sub>2gn</sub></i>	140	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	0,7	1,25
Славгородская <i>slK<sub>2</sub></i>	75	73,2–86,5	13,3	-	-	-	-
Ипатовская <i>ipK<sub>2</sub></i>	255	86,5–89,8	3,3	-	-	-	-
Кузнецовская <i>kzK<sub>2</sub></i>	23	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Покурская <i>pkK<sub>1-2</sub></i>	736	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская <i>a<sub>2</sub>K<sub>1</sub></i>	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская <i>a<sub>1</sub>K<sub>1</sub></i>	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская <i>ksK<sub>1</sub></i>	575	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская <i>trK<sub>1</sub></i>	71	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	0,8	1,25
Куломзинская <i>klmK<sub>1</sub></i>	46	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	0,8	1,25
Марьяновская <i>mrJ<sub>3</sub></i>	76	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Георгиевская <i>grJ<sub>3</sub></i>	-	151,2–156,6	5,4	-	-	-	-
Наунакская <i>nkJ<sub>3</sub></i>	60	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	0,8	1,3
Тюменская <i>tmJ<sub>1-2</sub></i>	111	162,9–204,6	41,7	2,46	1,64	0,8	1,3

\* — данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» и из каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); \*\* — в качестве основы для возраста использована Шкала геологического времени [48]

Отдельный интерес представляют скажины, в разрезе которых, способом вариативного геотемпературного моделирования, выделены и оценены размывы палеогеновых отложений (300-400 м) в миоценовое время. В качестве примера приведен разрез скважины Ажарминской 450 (таблица 4.5). Для этой скважины демонстрируется (рисунок 4.3) динамика геотемператур марьяновской свиты (возрастного аналога баженовской свиты). Максимум геотемператур (несколько более 85°C) в марьяновской свите достигался 24 млн лет назад – до размыва 300 м палеогеновых отложений. Тем не менее, даже эти максимальные температуры недостаточны, чтобы потенциально материнская марьяновская свиты достигала главной фазы нефтеобразования – 95°C (рисунок 4.3).

Таблица 4.5 – Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытых скважиной Ажарминская 450 параметрическая (Аж450п)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст**, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	29	0–1,64	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-	-
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	-	4,71–20,0	15,29	-	-	-	-
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	-300	20,0–24,0	4,0	-	-	-	-
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	370	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Чеганская <i>hg Pg<sub>3-2</sub></i>	81	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	0,7	1,2
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	-	41,7–54,8	13,1	-	-	-	-
Талицкая <i>tl Pg<sub>1</sub></i>	140	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	0,7	1,2
Ганькинская <i>gn Pg<sub>1-K<sub>2</sub></sub></i>	502	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	0,7	1,25
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	-	73,2–86,5	13,3	-	-	-	-
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	-	86,5–89,8	3,3	-	-	-	-
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	13	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	765	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская <i>a<sub>2</sub> K<sub>1</sub></i>	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская <i>a<sub>1</sub> K<sub>1</sub></i>	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	508	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	90	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	0,8	1,25
Куломзинская <i>klm K<sub>1</sub></i>	72	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	0,8	1,25
Марьяновская <i>mr J<sub>3</sub></i>	76	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	-	151,2–156,6	5,4	-	-	-	-
Наунакская <i>nk J<sub>3</sub></i>	84	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	0,8	1,3
Тюменская <i>tm J<sub>2</sub></i>	501	162,9–185,0	32,1	2,46	1,64	0,8	1,3

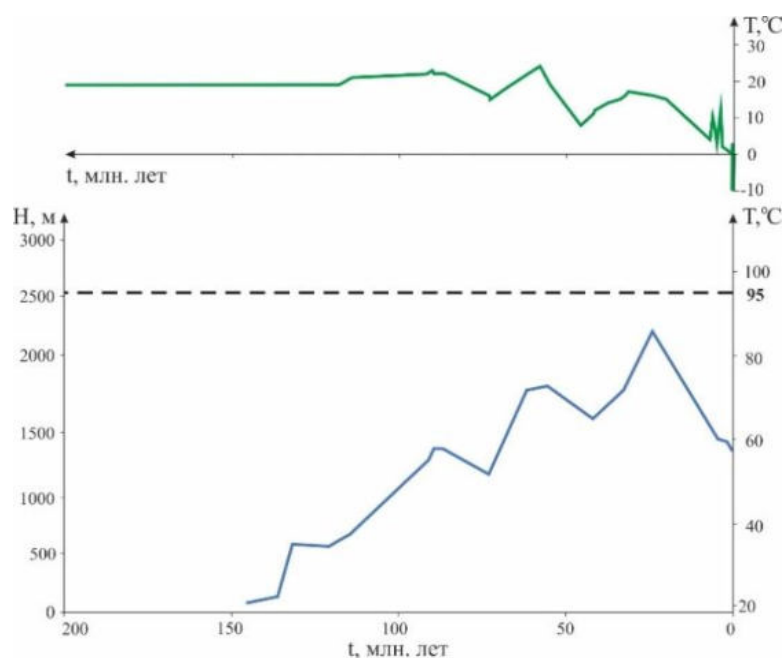


Рисунок 4.3 – Динамика геотемператур и глубин марьяновской свиты в скважине Ажарминская 450,  $T=95^{\circ}\text{C}$  – пороговое значение ГФН марьяновской свиты (на глубине  $H=2510$  м), в верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности



В пределах выбранной территории нет открытых месторождений УВ как в доюрском основании, так и в осадочном чехле.

В ряде скважин (таблица 4.6, рисунок 4.4) получен приток воды с пленкой нефти в отложениях доюрского комплекса (скв. Вездеходная 4п, Колпашевская 2о), признаки УВ в керне были получены в скв. Южно-Пыжинская 1п. Также, были отмечены признаки УВ в виде запаха и наличия битумов в керне доюрских отложений (скв. Вездеходная 4п, Колпашевская 2о, Южно-Пыжинская 1п) и нижнеюрского НГК в пласте Ю<sub>12</sub> (скв. Южно-Пыжинская 1п), а также тюменской свиты (скв. Белоярская 1).

В некоторых скважинах в пределах территории исследования вскрытые юрские пласты имеют прямые признаки нефтенасыщения – скважина ВП1п (таблица 4.6). Приток воды с пленкой нефти получен из пласта Ю<sub>12</sub> в скважине Южно-Пыжинская 1п и разгазированная нефть.

Таблица 4.6 – Установленная нефтегазоносность в пределах Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления (результаты испытания скважин)

Скважина* условный индекс на рисунке 4.3)	Нефтегазоносный комплекс	Притоки пласта		Тип флюида
		Промышленные	Непромышленные	
Белоярская 1 (БЯ1)	Меловой	-	klс	Газ (Q <sub>г</sub> =86,4 м <sup>3</sup> /сут)
	Нижнеюрский	-	tm	Вода, признаки УВ в керне (запах)
	Доюрский	-	-	Не испытан
Береговая 1 параметрическая (Бер1п)	Нижнеюрский	-	tm	«Сухо»
	Доюрский	-	-	Не испытан
Вездеходная 3 параметрическая (Вез3п)	Нижнеюрский	-	tm	Вода
	Доюрский	-	Pz	Вода
Вездеходная 4 параметрическая	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
	Доюрский	-	Pz	Пленка нефти, признаки УВ в керне (выпоты и запах)
Восток 3 параметрическая (Вос3п)	Нижнеюрский	-	tm (Ю <sub>15-16</sub> )	Вода
	Доюрский	-	Pz	Вода
Восточно-Пайдугинская 1 параметрическая (ВП1п)	Нижнеюрский	-	tm	Признаки в керне (следы нефти и запах УВ)
		-	tg+ur	Капельные следы нефти и незначительное выделение газа при испытании, признаки УВ в керне (битумы и запах)
	Доюрский	-	T <sub>1-2</sub>	Буровой раствор со сгустками нефти, с выделением газа при испытании
Кананакская 2 параметрическая (Кан2п)	Нижнеюрский	-	tm	Вода
	Доюрский	-	-	Не испытан
Карбинская 2 (Карб2)	Нижнеюрский	-	tm	Вода
	Доюрский	-	-	Не испытан

Продолжение таблицы 4.6

Колпашевская 2 опорная (К2о)	Нижнеюрский	-	tm	Вода
	Доюрский	-	М	Вода+пленка нефти, признаки УВ в керне (запах и битумы в порах)
Колпашевская 3 (К3)	Верхнеюрский	-	-	Не испытан
	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
Колпашевская 7 (К7)	Верхнеюрский	-	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Вода+пленка нефти
	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
	Доюрский	-	М <sub>1</sub>	«Сухо»
Колпашевская 10 параметрическая (К10п)	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
	Доюрский	-	-	Не испытан
Куржинская 235 (Кур235)	Меловой	-	kls	Нефть+вода (V <sub>н</sub> =1,2 м <sup>3</sup> , V <sub>в</sub> =10,8 м <sup>3</sup> за 8 мин)
	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
	Доюрский	-	-	Не испытан
Максимоюрская 1 параметрическая (МЯ1п)	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
	Доюрский	-	-	Не испытан
Мартовская 430 (Мар430)	Нижнеюрский	-	tm	Вода
	Доюрский	-	tm+Pz	Вода
Пайдугинская 1 (Пай1)	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
	Доюрский	-	-	Не испытан
Северо-Колпашевская 81 (СК81)	Среднеюрский	-	tm (J <sub>1</sub> -J <sub>2</sub> , пласт Ю <sub>2</sub> )	Вода
	Доюрский	-	Pz+Mz	«Сухо»
Тымская 1 опорная (Т1о)	Нижнеюрский	-	tm	Вода
	Доюрский	-	-	Не испытан
Чунжельская 1 (Чун 1)	Нижнеюрский	-	tm	«Сухо»
	Доюрский	-	tm+Pz - пласт М	«Сухо»
		-	Pz	«Сухо»
Южно-Пыжинская 1 параметрическая (ЮПы1п)	Среднеюрский	-	Ю <sub>12</sub>	Вода+нефть+газ (V <sub>н</sub> =0,3 м <sup>3</sup> , V <sub>в</sub> =2,10 м <sup>3</sup> , V <sub>г</sub> =13 м <sup>3</sup> за 107 ч), признаки УВ в керне (запах)
		-	Ю <sub>13</sub>	«Сухо»
	Нижнеюрский	-	Ю <sub>15</sub> , Ю <sub>14</sub>	Вода, признаки УВ в керне
		-	Ю <sub>16</sub>	«Сухо»
	Доюрский	-	Pz	«Сухо», признаки УВ в керне (ярко-желтое свечение керна в ультрафиолетовом свете)
Ярская 1 параметрическая (Яр1п)	Нижнеюрский	-	tm	Вода
	Доюрский	-	Pz	«Сухо»

\* — данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»)



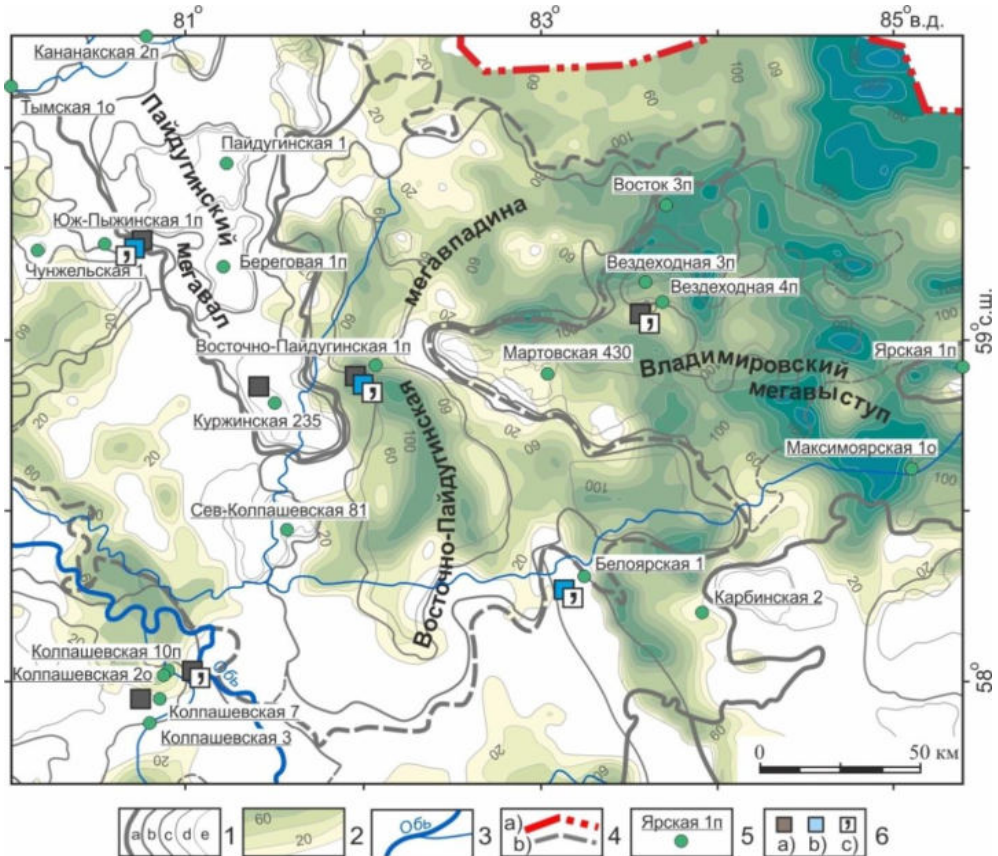


Рисунок 4.4 – Схема нефтегазоносности Восточно-Пайдугинской впадины и структур ее обрамления на тектонической схеме юрского структурного яруса с границей распространения тогурской нефтематеринской свиты [6, 9]: 1 – контур тектонической структуры: надпорядковая (а), I-IV порядка (б-д); 2 – изопахиты тогурской свиты – геттанг-раннетоарских отложений, сечением 10–20 м; 3 – речная сеть; 4 – граница: административная Томской области (а), условная для «переходной зоны» к структурам внешнего пояса Западно-Сибирской плиты (б); 5 – скважина палеотемпературного моделирования; 6 – прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), газа (б); запах нефти в керне (с)

Особый интерес в плане нефтегазоносности представляет скважина Куржинская 235, в которой получен приток нефти при испытании интервала киялинской свиты неокомского НГК. Тогурская свита в разрезе выделена не была (таблица 4.4, рисунок 4.4). Пороговая температура, определяющая нижнюю границу очага генерации нефти марьяновской свиты, соответствует пороговой температуре для генерации нефти в тогурской свите и принимается равной 95 °С. В скважине Куржинская 235 это пороговое значение не было достигнуто (рисунок 2.2). Вероятно, источником нефти здесь являются волжские отложения «переходной зоны» Усть-Тымской мегавпадины [93] и нефть могла мигрировать на Пайдугинский мегавал по восстанию пластов, на расстояние 10-15 км (рисунки 4.1 и 4.4).

## 4.2 Тепловой поток района исследований

В результате решения обратной задачи геотермии в 26-ти скважинах (таблица 4.7) была построена карта распределения плотности теплового потока *сечением изолиний 2,5 мВт/м<sup>2</sup>* для Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления (рисунок 4.5). Шесть скважин за пределами участка исследования были использованы для более корректной интерполяции и построения изолиний теплового потока у границ карты (Западная 1, Ажарминская 450п, Нарымская 2, Парабельская 3, Крыловская 2). В моделях всех скважин «невязка» между измеренной и расчетной температурами является оптимальной, так как составляет величину порядка  $\pm 1-3$  °С.

Таблица 4.7 – Сопоставления измеренных и расчетных температур в моделях скважин Восточно-Пайдугинской мегавпадины

Глубина измерения параметра, м	Температура, °С					Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> / мощность осадочного чехла, м
	По испытанию (пластовая*)	**ОСВ ( $R_{vt}^o$ )	По ОГГ*	Модельная (расчетная)	Разница расчётной И измеренной	
<b>Ажарминская 450 параметрическая, Аж450п</b>						
2380	-	91 (0.58)	-	87	-4	<b>35/2941</b>
2405	-	92 (0.59)	-	88	-4	
2470	-	92 (0.59)	-	89	-3	
2724	66	-	-	66	0	
2610	62	-	-	64	2	
2542	59	-	-	62	3	
2420	57	-	-	60	3	
2367	55	-	-	59	4	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±3	
<b>Скважина Белоярская 1, БЯ1</b>						
2310	94	-	-	94	0	<b>60/2508</b>
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
<b>Береговая 1 параметрическая, Б1п</b>						
2415	83	-	-	80	-3	<b>48/2576</b>
2330	78	-	-	77	-1	
2500	-	-	81	82	1	
2390	-	99(0,64)	-	96	-3	
2405	-	99(0,64)	-	96	-3	
2410	-	99(0,64)	-	97	-2	
2449	-	99(0,64)	-	98	-1	
2560	-	103(0,68)	-	101	2	
2573	-	100(0,65)	-	102	2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
<b>Вездеходная 3 параметрическая, Вез3п</b>						
3060	79	-	-	78	-1	<b>38/3087</b>
2950	-	-	74	76	2	
2420	-	92(0.59)	-	90	-2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	

Восток 3 параметрическая, Вос3п						
3158	82	-	-	80	-2	37/3250
3015	79	-	-	76	-3	
2783	71	-	-	71	0	
2518	63	-	-	65	2	
2470	60	-	-	64	4	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±3	
Восточно-Пайдугинская 1 параметрическая, ВП1п						
2744	89	-	-	85	-4	46/3400
2980	92	-	-	92	0	
3380	100	-	-	103	3	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±3	
Западная 1, Зап1						
2350	-	-	53	54	1	33/2981
2500	-	-	58	57	-1	
2620	-	-	63	60	-3	
2955	65	-	-	66	1	
2790	61	-	-	63	2	
2685	61	-	-	61	0	
2400	55	-	-	55	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Кананакская 2 параметрическая, Кан2п						
2560	-	103(0.67)	-	102	-1	43/2527
2400	71	-	-	71	0	
2320	68	-	-	68	0	
2182	64	-	-	65	1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1	
Карбинская 2, Карб2						
2810	83	-	-	81	-2	42/2927
2855	84	-	-	82	-2	
2665	79	-	-	77	-2	
2460	-	-	69	72	3	
2500	-	-	71	73	2	
2650	-	-	76	77	1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Колпашевская 2 опорная, К2о						
1407	66	-	-	68	+2	69/2870
1808	87	-	-	86	-1	
2088	97	-	-	98	+1	
2668	125	-	-	123	-2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Колпашевская 3, К3						
2538	89	-	-	88	-1	52/2778
2105	-	-	71	74	3	
2435	83	-	-	84	1	
2360	81	-	-	82	1	
2170	79	-	-	76	-3	
2076	72	-	-	73	1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Колпашевская 7, К7						
2375	-	96(0.62)	-	100	4	51/2724
2705	-	96(0.62)	-	91	-5	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±4	

Колпашевская 10 параметрическая, К10п						
2860	-	103 (0.67)	-	-	-5	48/2900
2740	-	92 (0.59)	-	-	+3	
2744	-	92 (0.59)	-	-	+3	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±4	
Крыловская 2, КР2						
2500	-	111	-	108	-3	54/2931
2503	-	106	-	108	+2	
2516	-	106	-	108	+2	
2294	-	-	81	84	+3	
2398	-	-	87	87	0	
2436	-	-	89	89	0	
2527	95	-	-	92	-3	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Куржинская 235, Кур235						
2088	69			69	0	48/2417
2062	68			68	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Максимоярская 1 опорная, МЯ1о						
2500	-	111 (0,73)	-	107	-4	43/2500****
1915	-	-	52	56	4	
1961	-	-	54	56	2	
2090	-	-	57	60	3	
2335	-	-	69	67	-2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±3	
Скважина Мартовская 430 (Мар 430)						
2470	-	92 (0.59)	-	92	0	44/2895
2470	74	-	-	74	0	
2680	79	-	-	80	1	
2920	-	-	87	86	-1	
2850	-	-	85	84	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1	
Нарымская 2, Нар2						
2370	-	-	75	76	1	47/2718
2520	-	-	82	83	1	
2800	-	-	89	88	-1	
2850	-	-	91	90	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1	
****Овражная 16, Овр16						
2090	73	-	-	73	0	53/2615
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Пайдугинская 1, Пай1						
1930	52	-	-	57	5	42/2487
2480	75	-	-	71	-4	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±4	
Парабельская 3, Па3						
1495	60	-	-	60	0	57/2590
1590	64	-	-	64	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	

Продолжение таблицы 4.7

Северо-Колпашевская 81, СК81						
1299	-	-	42	43	1	51/2585
1540	-	-	53	55	2	
2416	-	101(0.66)	-	100	-1	
2480	-	103(0.67)	-	102	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1	
Тымская 1 опорная, Т1о						
2290	-	-	67	68	1	44/2921
2480	-	-	75	74	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1	
Чунжельская 1, Чун1						
1779	55	-	-	55	0	45/2917
1716	55	-	-	55	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Южно-Пыжинская 1 параметрическая, ЮПы1п						
2598	-	116(0,76)	-	114	-2	56/3127
2618	-	117(0,77)	-	115	-2	
2643	-	116(0,76)	-	116	0	
2705	-	119(0,79)	-	122	3	
2770	-	119(0,79)	-	118	-1	
2802	-	119(0,79)	-	120	1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Ярская 1 параметрическая, Яр1п						
2328	67	-	-	64	-3	42/2528
2212	64	-	-	62	-3	
2116	61	-	-	60	-1	
1959	54	-	-	56	+2	
1631	44	-	-	47	+3	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	

\* — пластовые температуры и температуры метода ОГТ изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); \*\* — ОСВ ( $R_{\text{от}}^0$ ) — определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск); \*\*\* — вскрытая мощность осадочного чехла

Величина плотности теплового потока в границах территории исследования изменяется в пределах 36-69 мВт/м<sup>2</sup>, что говорит о значительной неоднородности теплового поля в основании осадочного чехла.

На карте присутствуют следующие особенности. Видим две крупные ярко-выраженные «положительные» аномалии в районах скважин Колпашевская 2о, Белоярская 1 и одну относительно небольшую «положительную» аномалию в районе скважины Южно-Пыжинская 1п. Наблюдаем также зону «нормальных» значений теплового потока (50 мВт/м<sup>2</sup>), разделяющую крупные «положительные» аномалии.

Максимальные значения теплового потока расположены в южной и в юго-западной частях территории исследования. Локальные максимумы достигаются в скважинах Белоярская 1, Колпашевская 2о, Южно-Пыжинская 1п и Парабельская 3, из которых последняя расположена за пределами контура карты, со значениями теплового потока 69, 60, 56 и 57 мВт/м<sup>2</sup>,

соответственно. Эта характерная зона повышенных значений плотности теплового потока простирается с северо-запада на юго-запад от участка скважины ЮПы1п до Колпашевской структуры, и, далее на восток, до района скважины БЯ1, пересекая как положительные тектонические структуры, так и отрицательные.

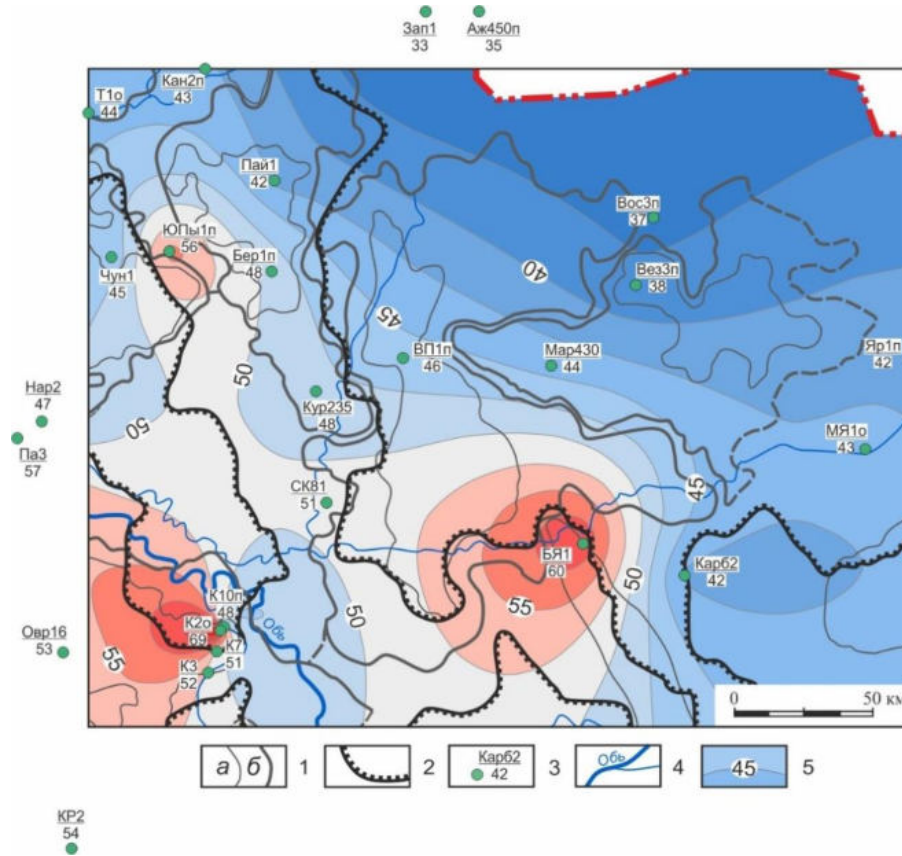


Рисунок 4.5 – Схематическая карта распределения плотности теплового потока территории исследований (*сечение изолиний 2,5 мВт/м<sup>2</sup>*): 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядков; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина палеотемпературного моделирования (в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м<sup>2</sup>); 4 – речная сеть; 5 – изолиния плотности теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>

Повышенные значения теплового потока, в основном, коррелируют с установленными признаками нефтегазоносности на территории исследования, за исключением скважин Восток 3п и Вездеходная 4п с прямыми признаками нефтегазоносности, которые расположены в области пониженных значений плотности теплового потока. В целом, в восточном направлении, идет постепенное снижение значений плотности теплового потока, что соответствует данным, полученным ранее [92].



Вместе с тем, построена карта теплового потока с сечением изолиний  $2,0 \text{ мВт/м}^2$  (рисунок 4.6). При этом были исключены скважины с аномальными значениями рассчитанного теплового потока (таблица 4.7) – К2о, Па3, БЯ1.

Не трудно заметить, что особенности карты изолиний с сечением  $2,0 \text{ мВт/м}^2$  (рисунок 4.6), в значительной степени повторяют особенности карты с сечением  $2,5 \text{ мВт/м}^2$  (рисунок 4.5), но в дизайне, существенно менее контрастном.

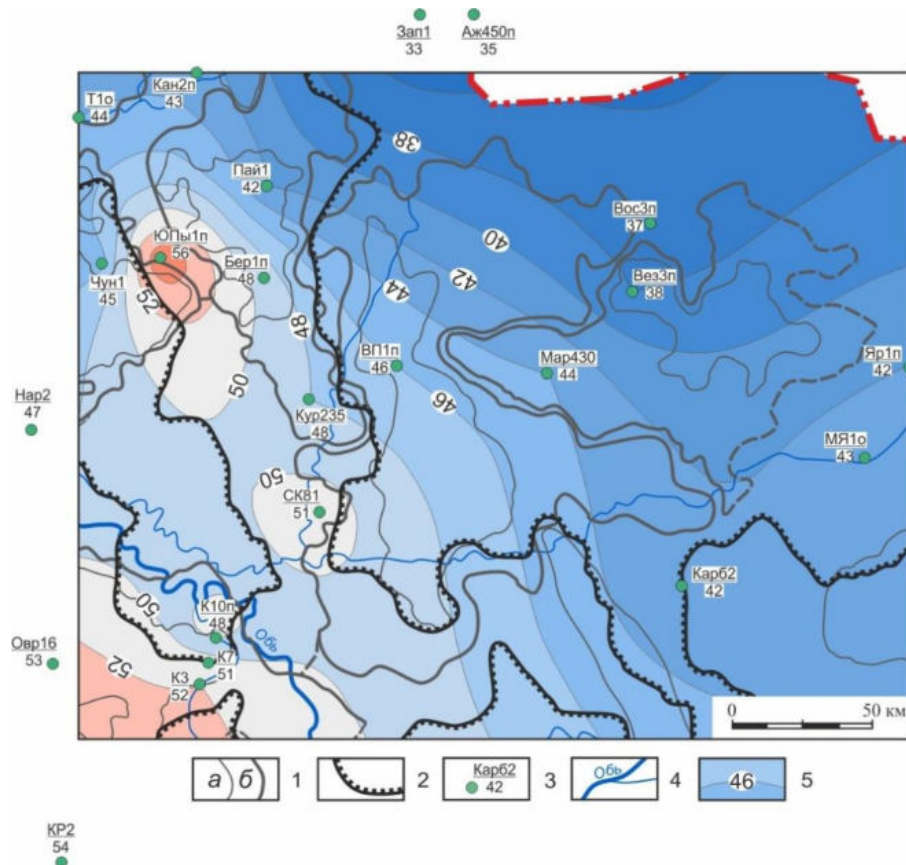


Рисунок 4.6 – Схематическая карта распределения плотности теплового потока территории исследований (сечение изолиний  $2,0 \text{ мВт/м}^2$ ): 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина палеотемпературного моделирования (в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока из основания осадочного чехла,  $\text{мВт/м}^2$ ); 4 – речная сеть; 5 – изолиния плотности теплового потока, сечением  $2 \text{ мВт/м}^2$

Охарактеризованные выше особенности карт (таблица 4.7, рисунки 4.5-4.6), их различия в контрастности, в числе использованных скважин для картопостроений позволяют отдать предпочтение (для последующих реконструкций и анализа) карте изолиний территории исследований с сечением  $2,0 \text{ мВт/м}^2$  (рисунок 4.6).



### 4.3 Выделение и картирование очагов генерации тогурской нефти

В результате решения прямых задач геотермии в моделях 26-ти глубоких скважин были восстановлены палеотемпературы для уровня подошвы осадочного чехла, к которому приурочена тогурская свита, на 11-ть ключевых моментов геологического времени, соответствующих завершению формирования каждой свиты, начиная с покурской (рисунок 4.7А-Л). Изотерма в 95 °С оконтуривает районы ГЗН – возможные очаги генерации тогурской нефти. Построенные карты отражают динамику возникновения и изменения катагенетических условий главной зоны нефтеобразования/очагов генерации нефти.

В покурское время, *114,1 млн лет назад*, тогурские отложения прогреваются лишь до 85 °С (на Колпашевском мезовале) и не достигают ГФН (рисунок 4.7А).

Начало интенсивной генерации тогурской нефти относится к альб-сеноману (*91,6 млн лет назад*), когда небольшие очаги появляются, помимо Колпашевского мезовала, также в центральной части Варгатского мезопргиба и более крупный – в зоне сочленения Пыжинского мезопргиба и Пайдугинско-Берегового мезоподнятия, с максимальными температурами 100 и 110 °С (рисунок 4.7Б).

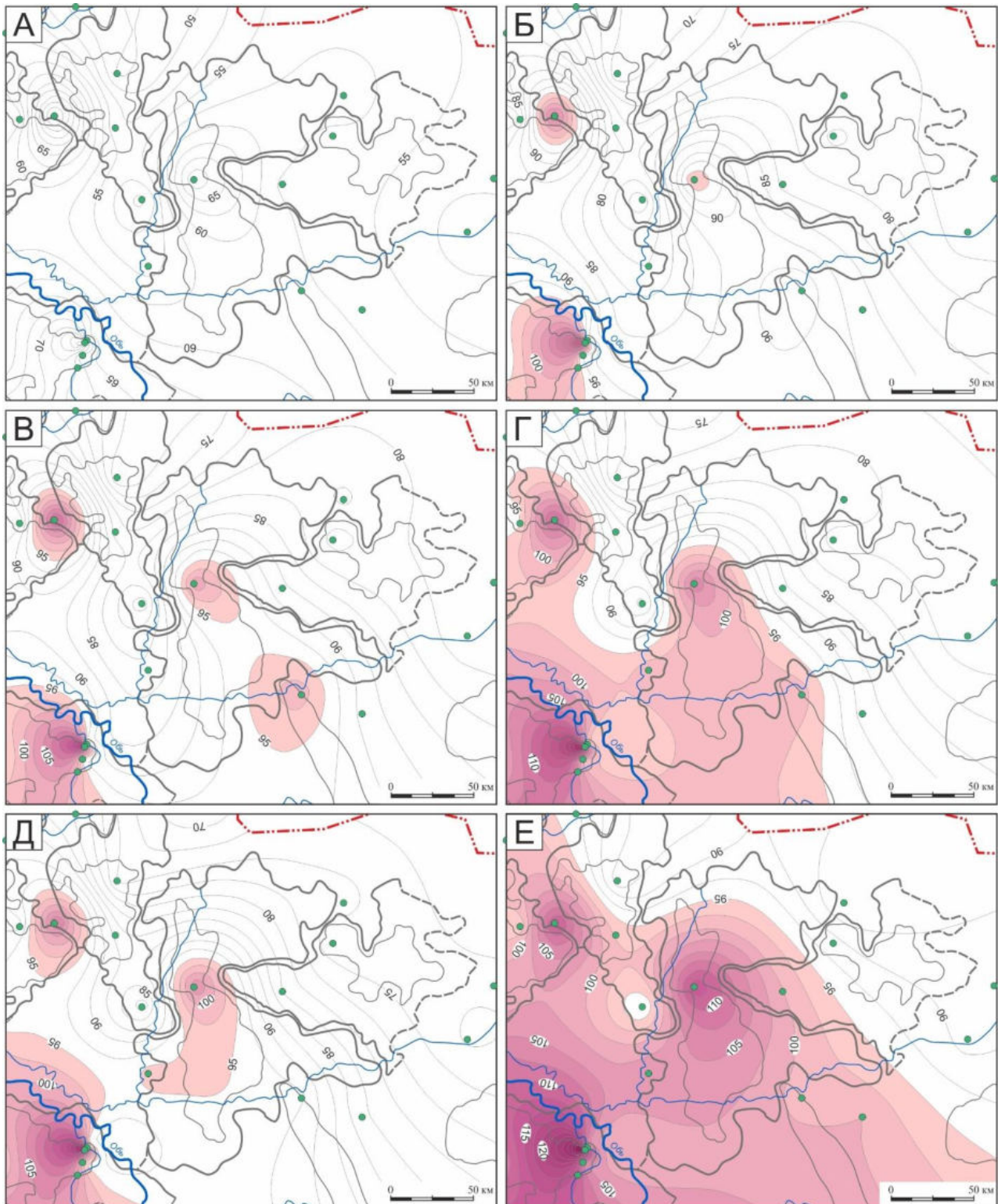
В ипатовское время (*89,8 млн лет назад*) происходит дальнейший прогрев разреза, и зона очагов несколько увеличивается (рисунок 4.7В). Появляется достаточно крупный очаг, локализованный в северной оконечности Белоярского мезовыступа, с температурой до 100 °С. В среднем значение максимальных температур в очагах за 1,8 млн лет увеличилось на 4 °С.

Далее, в славгородское время (*86,5 млн лет назад*), наблюдается нарастающий прогрев осадочного чехла и значительное увеличение площади районов ГЗН, а также их объединение в одну сплошную область, охватывающую около 40 % юго-западной части территории исследования (рисунок 4.7Г). Максимальные температуры достигают 135 °С (нижнее пороговое значение геотемператур *главной фазы газообразования и газоконденсата – ГФГ*) на Колпашевском мезовале и 110-115 °С в области Варгатского и Пыжинского мезопргибов, соответственно.

*73,2 млн лет назад*, в ганькинское время, максимальные температуры очагов в среднем снижаются на 3-4 °С, что приводит к уменьшению их площади, до величины сопоставимой с ипатовским временем, но с немного изменившейся пространственной локализацией – район скважины СК81 остается в ГЗН, в отличие от скважины БЯ1 (рисунок 4.7Д).

Талицкое время (*61,7 млн лет назад*) характеризуется подъемом температур, в среднем составляющим около 10 °С, с максимальными значениями геотемператур до 115 °С в области скважин ЮПы1п и ВП1п (рисунок 4.7Е), а на локальном участке, приуроченном к Колпашевскому мезовалу, до 145 °С. То есть, в районе колпашевских скважин температурный

режим достиг нижнего температурного порога  $\Gamma\Phi\Gamma$ . В целом, площади температур районов ГЗН значительно увеличиваются и занимают около 60 % территории.





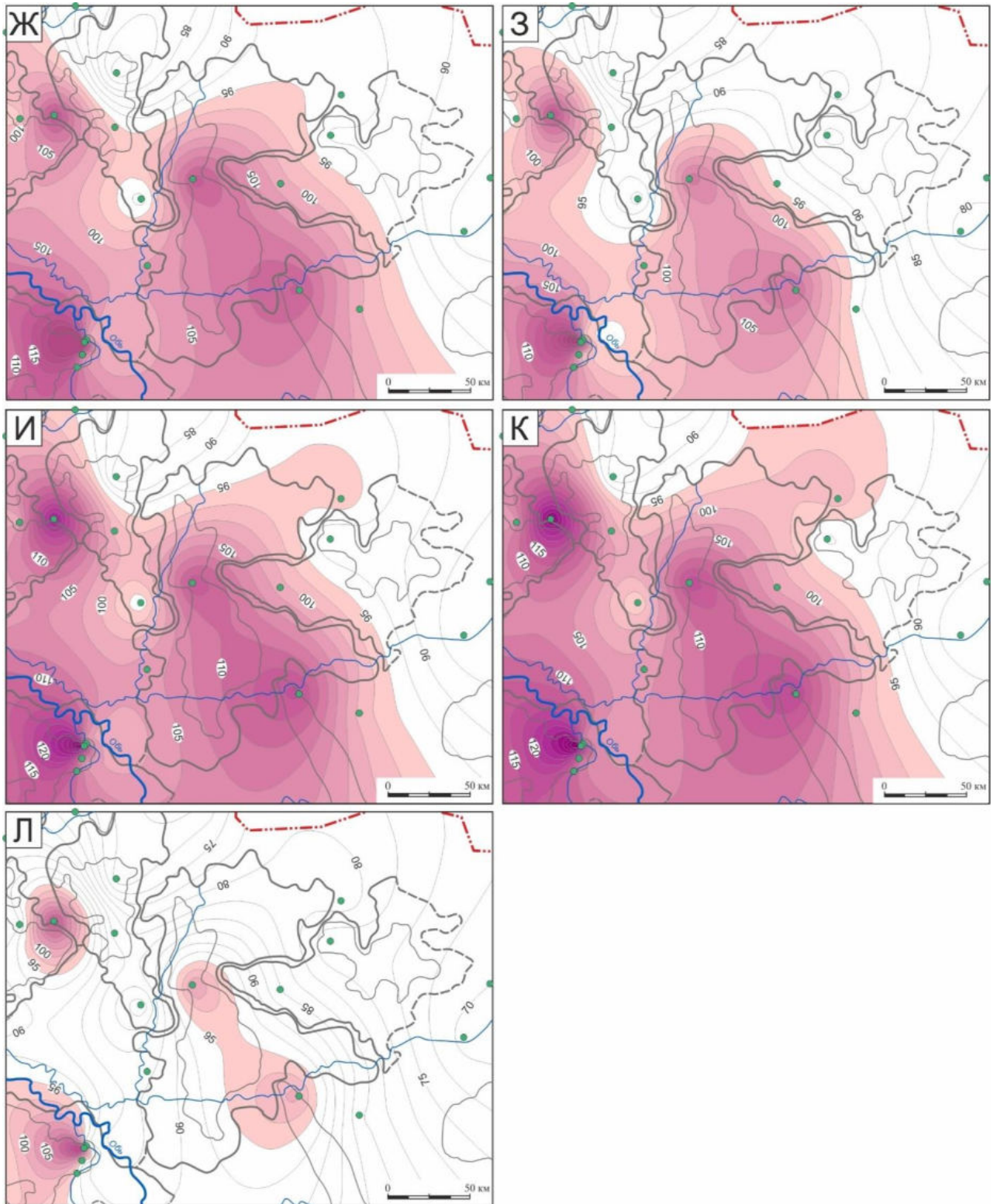


Рисунок 4.7 – Восточно-Пайдугинская мегавпадина и структуры обрамления. Схематические карты распределения геотемператур на уровне основания осадочного чехла (значения изолиний в °С) и положения зон геотемператур (обозначены заливкой), обеспечивающих образование очагов генерации тогурской нефти, млн лет назад: 114,1 (А); 91,6 (Б); 89,8 (В); 86,5 (Г); 73,2 (Д); 61,7 (Е); 54,8 (Ж); 41,7 (З); 32,3 (И); 24,0 (К); современное время (Л)

В люлинворское–чеганское время (54,8–41,7 млн лет назад), происходит незначительное остывание осадочного чехла и уменьшение площади очагов генерации тогурской нефти (рисунок 4.7Ж-З). Однако, к концу чеганского времени (32,3 млн лет назад) температуры вновь возрастают и очаги занимают практически те же площади, что и в талицкое время.

В некрасовское время (24,0 млн лет назад) наблюдается максимальный пик подъема температур, соответствующий практически полному завершению формирования всей мощности осадочного разреза и резкому спаду климатических температур на земной поверхности. Большая часть площади тогурской свиты находится в ГЗН, исключая восточную часть, приуроченную к Белоноговскому и Степановскому мезоподнятиям и Ярскому мезовыступу. Температуры достигают 145 °С на Колпашевском мезовале, 130 °С в Пыжинском мезопрогибе и около 120 °С в Варгатском мезопрогибе, на Белоярском мезовыступе (рисунок 4.7К).

Несмотря на заметное остывание разрезов в миоцене, катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени на территории, сопоставимой по площади с ипатовским временем (рисунок 4.7Л).

#### 4.4 Оценка плотности генерации тогурской нефти

По приведенным формулам (5)–(6), расчетное значение показателя  $R$  (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН (таблица 4.8). А, следовательно, такой подход можно принять в качестве экспресс-оценки (упрощенного расчета) плотности генерации ресурсов УВ, не учитывающего дифференцированно качество и количество РОВ материнской свиты. В данном случае плотность генерации имеет размерность [°С·млн лет]. Эту единицу оценки мы называем условной или *относительной* плотностью ресурсов генерированной нефти. Здесь относительная плотность генерации понимается так. Если по результатам моделирования динамики геотемператур получено *значимое* значение  $R$  (при  $T \geq 95$  °С), тогда в материнских отложениях имеет/имел место очаг генерации нефти. Если, например (рисунок 4.8), в результате моделирования скважины Восточно-Пайдугинская 1п плотность ресурсов  $R$  оценена в 100 о. ед., а для скважины Восток 3п – в 25 о. ед., то это значит, что на участке скважины Восточно-Пайдугинская 1п прогнозируемая плотность ресурсов в 4 раза больше, чем прогнозируемая плотность ресурсов на участке скважины Восток 3п (отношение 4:1).

Расчет  $R$  выполнен для районов 15-ти скважин (таблица 4.8) из тех 26-ти (таблица 4.7), для которых выполнялось палеотемпературное моделирование. При этом, из названных 15-ти скважин только 10-ть скважин находятся внутри контура территории исследований. Это скважины: Восточно-Пайдугинская 1 параметрическая (ВП1п), Вездеходная 3 параметрическая

(Вез3п), Мартовская 430 (Мар430), Колпашевская 7 (К7), Колпашевская 10 параметрическая (К10п), Колпашевская 2 опорная (К2о), Чунжельская 1 (Чун1), Восток 3 параметрическая (Вос3п) и Ярская 1 параметрическая (Яр1п). Таким образом, интегральный температурно-временной показатель  $R$  рассчитан только для тех скважин, которые расположены непосредственно на территории исследований и в пределах распространения тогурской свиты.

Таблица 4.8, помимо того, что является дискретной основой для построения карты изолиний, представляет определенный самостоятельный интерес для нефтегеологического анализа. Так, из этой таблицы следует, что район скважины ВП1п является районом максимального кумулятивного накопления показателя  $R$  на территории исследований, т. е. районом максимальной плотности прогнозируемых ресурсов тогурской нефти. Интервалы геологического времени формирования люлинворской свиты (55-42 млн лет назад), формирования некрасовской свиты (32-24 млн лет назад) и формирования миоценовой толщи (24-5 млн лет назад) были временными максимумами генерации ресурсов тогурской нефти.

Так же из таблицы 4.8 следует, что талицкое, люлинворское, чеганское и некрасовское время – это времена максимальной интенсивности генерации тогурской нефти.

Путем интерполяции расчетных значений  $R$  во всех 24-х скважинах построена схематическая карта *распределения плотности генерации тогурской нефти* (рисунок 4.8). При том, для 9-ти скважин, которые расположены вне областей распространения тогурских отложений, интегральному температурно-временному показателю приписывались значение  $R=0$ .

Таблица 4.8 – Динамика очагов генерации тогурской нефти (очаги помечены коричневой заливкой) Восточно-Пайдугинской мегавпадины, определяемая интегральным температурно-временным показателем  $R=(T_i \times t_i)$ .  $T_i$  – температура очага генерации нефти, °C;  $t_i$  – время действия очага, млн лет

Скважина (рисунок 4.4)	92 – 90 млн лет назад ( $t_1=2$ )		90 - 86 млн лет назад ( $t_2=4$ )		86 – 73 млн лет назад ( $t_3=13$ )		73 – 62 млн лет назад ( $t_4=11$ )		62 – 55 млн лет назад ( $t_5=7$ )		55 – 42 млн лет назад ( $t_6=13$ )		42 – 38 млн лет назад ( $t_7=4$ )		38 – 32 млн лет назад ( $t_8=6$ )		32 – 24 млн лет назад ( $t_9=8$ )		24– 5 млн лет назад ( $t_{10}=19$ )		5 – 0 млн лет назад ( $t_{11}=5$ )		$R^*=\sum(T_i \times t_i \times 10^{-2})$ , о. ед.	Мощность тогурской свиты, м	$R^{**}$ , о. ед.
	$T_1$	$T_1 \times t_1 \times 10^{-2}$	$T_2$	$T_2 \times t_2 \times 10^{-2}$	$T_3$	$T_3 \times t_3 \times 10^{-2}$	$T_4$	$T_4 \times t_4 \times 10^{-2}$	$T_5$	$T_5 \times t_5 \times 10^{-2}$	$T_6$	$T_6 \times t_6 \times 10^{-2}$	$T_7$	$T_7 \times t_7 \times 10^{-2}$	$T_8$	$T_8 \times t_8 \times 10^{-2}$	$T_9$	$T_9 \times t_9 \times 10^{-2}$	$T_{10}$	$T_{10} \times t_{10} \times 10^{-2}$	$T_{11}$	$T_{11} \times t_{11} \times 10^{-2}$			
Мартовская 430	82	-	88	-	88	-	82	-	100	7	101	13	94	-	101	6	102	8	89	-	85	-	34	20	10
Карбинская 2	86	-	89	-	89	-	83	-	100	7	100	13	93	-	99	6	100	8	87	-	83	-	34	10	6
Восток 3 параметрическая	80	-	83	-	82	-	76	-	85	-	95	12	91	-	97	5	99	8	86	-	82	-	25	140	49
Ярская 1 параметрическая	77	-	79	-	79	-	73	-	90	-	87	-	81	-	86	-	87	-	74	-	70	-	0	80	
Колпашевская 10 параметрическая	92	-	93	-	99	13	95	10	106	7	104	14	98	4	105	6	109	9	96	18	92	-	81	30	36
Максимогорская 1 опорная	76	-	78	-	78	-	72	-	89	-	86	-	79	-	85	-	85	-	73	-	69	-	0	140	
Вездеходная 3 параметрическая	82	-	84	-	84	-	78	-	97	7	98	13	90	-	97	6	99	8	86	-	82	-	34	70	30
Восточно-Пайдугинская 1 параметрическая	98	2	102	4	107	14	105	12	115	8	114	15	109	4	115	7	117	9	106	20	103	5	100	60	85
Крыловская 2	101	2	105	4	115	15	112	12	119	8	118	15	112	4	118	7	121	10	108	20	104	5	102	70	100
Западная 1	67	-	70	-	69	-	63	-	84	-	83	-	76	-	82	-	83	-	70	-	66	-	0	60	
Ажарминская 450 параметрическая	75	-	77	-	77	-	71	-	92	-	94	-	86	-	93	-	96	8	83	-	79	-	8	20	4
Колпашевская 7	91	-	92	-	98	13	94	-	105	7	104	14	98	4	105	6	109	9	96	18	92	-	71	10	12
Чунжельская 1	81	-	85	-	93	-	89	-	95	7	96	12	93	-	102	6	104	8	91	-	88	-	33	10	6
Нарымская 2	85	-	88	-	96	12	93	-	103	7	102	13	96	4	102	6	103	8	90	-	86	-	50	10	8
Парабельская 3	93	-	96	4	106	14	103	11	113	8	112	15	107	4	115	7	116	9	103	20	99	5	97	10	16
Накопление $R$ во временном интервале, о. ед.		4		12		81		45		73		149		24		68		102		96		15	669		
Накопление $R$ за 1 млн лет, о. ед.		2		3		6		4		10		11		6		11		13		5		3			

Примечание: — В таблице приведены скважины, расположенные в пределах распространения тогурской свиты.

— Скважина максимального накопления  $R$ , временной интервал с максимальным накоплением  $R$  и временной интервал максимальной интенсивности накопления  $R$  на территории исследований помечены желтой заливкой.

— Расчет  $R^*$  выполнен без учета мощности тогурской свиты, по формуле (5).

— Расчет  $R^{**}$  выполнен с учетом мощности тогурской свиты по формуле (6).

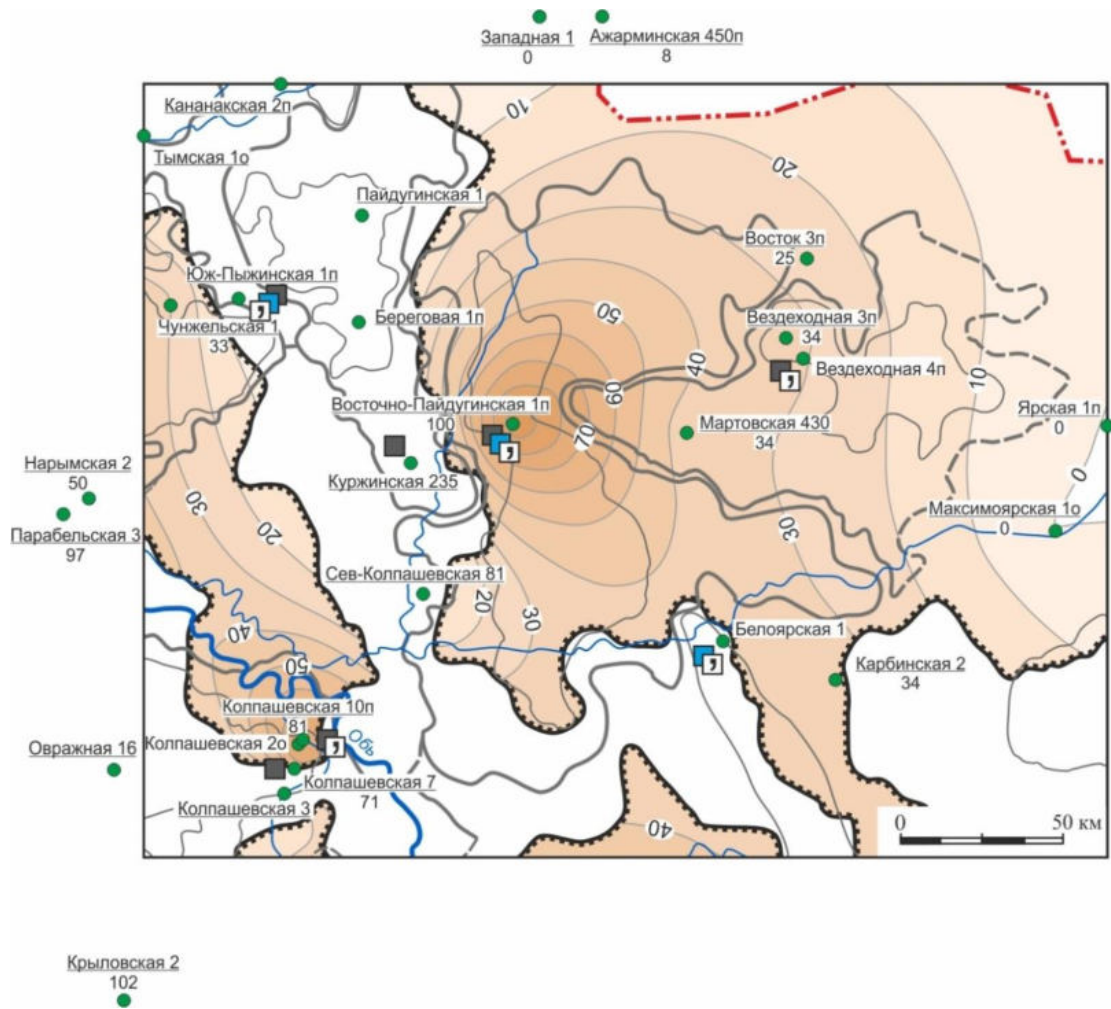


Рисунок 4.8 – Схематическая карта изолиний распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$  (о. ед.), характеризующего плотность генерации тогурской нефти, без учета мощности материнской свиты. В числителе – название скважины, в знаменателе – значение  $R$ . Показаны все скважины, в которых выполнено палеотемпературное моделирование. *Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 4.4*

Принято, что перспективными для поисков залежей нефти в нижнеюрском и доюрском НГК являются земли со значениями  $R \geq 30$  о. ед. В **1-ом варианте районирования** такие земли представлены следующими зонами/районами (рисунок 4.9).

А. Практически вся собственно Восточно-Пайдугинская мегавпадина, включая Варгатский мезопрогиб. Это вполне согласуется с фактом непромышленных притоков нефти из образований нижнеюрского и доюрского НГК, вскрытых скважиной ВП1п.

Б. Восточная часть Парабельского мегавыступа (северо-восточный склон Колпашевского мезовала). Это однозначно соответствует непромышленным проявлениям УВ в доюрском НГК при испытаниях скважины Колпашевская 2о. Здесь ранее установлены также участки с высокими коллекторскими свойствами в коре выветривания, что еще усиливает высокую перспективность



этих земель. Однако, несмотря на то, что первая палеозойская нефть была получена именно здесь еще в 50-е годы прошлого столетия, промышленных залежей до настоящего времени здесь так и не открыто.

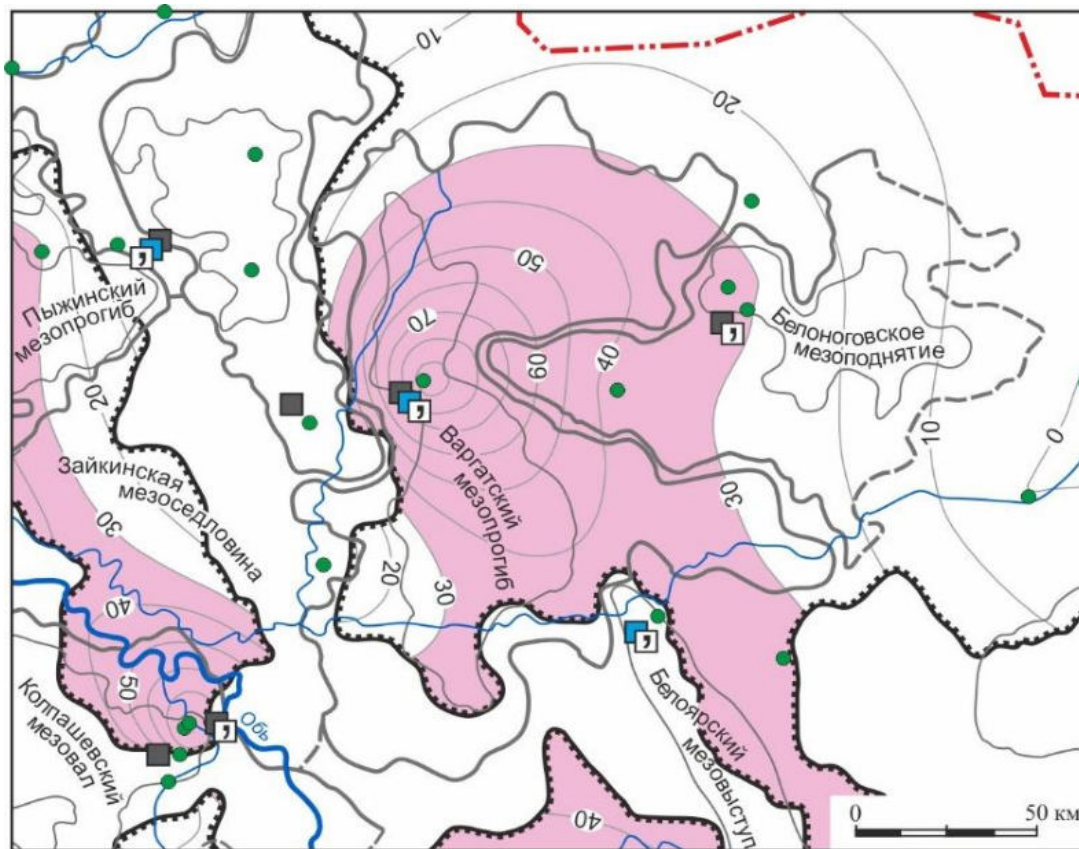


Рисунок 4.9 – Схема перспективных земель территории исследований для поисков залежей нефти в нижнеюрском и доюрском НГК, построенная без учета мощности материнской тогурской свиты. Перспективные земли выделены красно-розовой заливкой. *Остальные условные обозначение те же, что на рисунке 4.8*

А. Западная часть Владимировского мезавыступа (западный склон Белоноговского мезоподнятия). Здесь при бурении скважины Вез4п в доюрском НГК наблюдались пленки нефти и признаки УВ в керне.

Б. Область распространения тогурской свиты, не охарактеризованная бурением, в крайней западной части Зайкинской мезоседловины и в юго-восточной части Пыжинского мезоэрогиба.

В. Область распространения тогурской свиты в южной части территории исследований – не охарактеризованная бурением юго-восточная часть Зайкинской мезоседловины, ограниченная на западе Парабельским мезавыступом, на севере – Восточно-Пайдугинской мезовпадиной, на востоке – Белоярским мезовыступом.

Вместе с тем, объем генерированной нефти может быть связан с количеством органического углерода и с толщиной нефтематеринской свиты [94]. Поэтому, используя карту толщин тогурских отложений (рисунок 4.4, таблица 4.8), рассчитан по формуле (6) интегральный показатель плотности генерации тогурской нефти  $R$  с учетом толщин свиты (таблица 4.8).

Построена 2-я схематическая карта *распределения плотности генерации тогурской нефти* (рисунок 4.10).

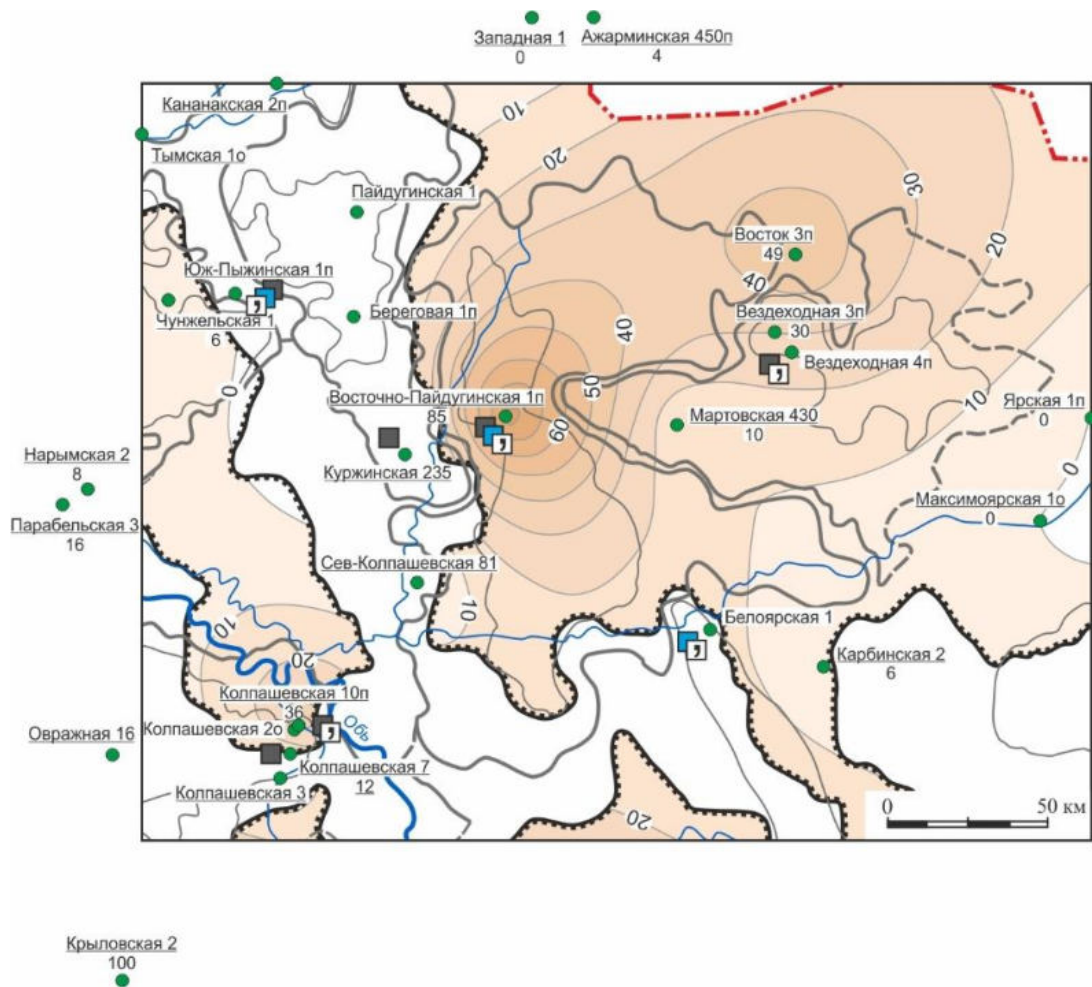


Рисунок 4.10 – Схематическая карта изолиний распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$  (о. ед.), характеризующего плотность генерации тогурской нефти, с учетом мощности материнской свиты. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 4.8

Во 2-м варианте районирования (рисунок 4.11) нетрудно заметить, что особенности карты (рисунок 4.10) в определенной степени повторяют особенности карты, построенной без учета мощности тогурских отложений. Вместе с тем, учет мощности материнской свиты заметно повысил перспективы северной части переходной зоны от Пайдугинской мегавпадины к

Владимировскому мегавыступу, но исключил из перспективных земель область распространения тогурской свиты в западной части Зайкинской мезоседловины, в юго-восточной части Пыжинского мезопрогиба и в южной части территории исследований. Кроме того, существенно понижены перспективы района колпашевских скважин на северо-восточном склоне Колпашевского мезовала.

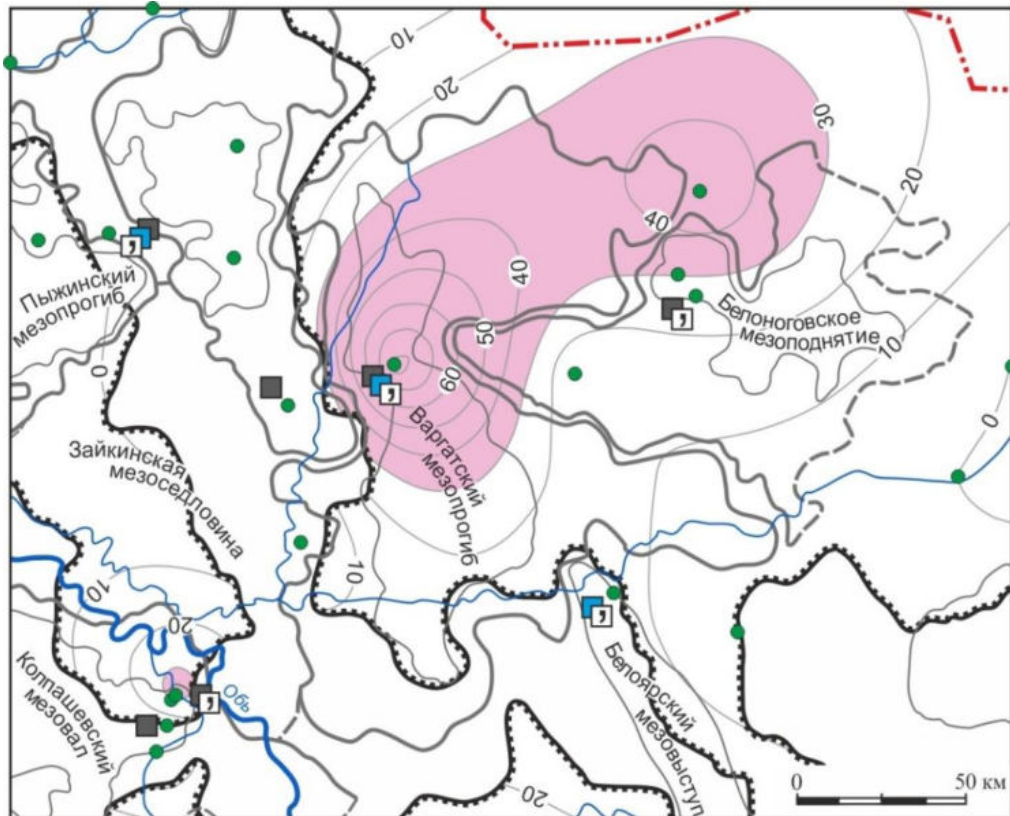


Рисунок 4.11 – Схема перспективных земель территории исследований для поисков залежей нефти в нижнеюрском и доюрском НГК, построенная с учетом мощности материнской тогурской свиты. Перспективные земли выделены красно-розовой заливкой. Остальные условные обозначение те же, что на рисунке 4.9

Нужно сказать, что на территории настоящих исследований большинство опорных и параметрических скважин пробурены в зонах/районах, перспективных на поиски залежей УВ в нижнеюрском и доюрском НГК. Эти зоны/районы перечислены в пунктах 1-3, с поправкой степени перспективности во 2-м варианте районирования. Далее, эти зоны, с учетом прогноза коллекторов доюрского НГК, будут рекомендованы к планированию поисковых геофизических работ.

#### 4.5 Промысловая характеристика палеозойского резервуара и резервуара коры выветривания

Помимо меловых и юрских пластов-коллекторов, на территории исследований выделены резервуары в доюрском комплексе. Скопления УВ палеозойского НГК аккумулируются в пласте М<sub>1</sub>, который расположен в отложениях внутреннего палеозоя. На территории исследования нет месторождений, связанных с залежами в пласте М<sub>1</sub>.

Приуроченность пород, представленных тремя группами петротипов четырех типов формаций образования, к зонам с разной степенью вероятности образования коллектора в верхних горизонтах палеозоя и различными фильтрационно-емкостными характеристиками, отражена в таблице 4.9.

Палеозойские отложения характеризуются широким спектром петрографических разновидностей (рисунок 1.5Б). При оценке петрографических разновидностей палеозойских пород с точки зрения качества возможного коллектора [67-72], мы разделили их на три группы (таблица 4.9), которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют коллекторы с лучшими, хорошими и плохими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

*В первую группу* входят петротипы пород фундамента, в которых с высокой вероятностью могут образовываться резервуары коллекторов с «лучшими» ФЕС. Это могут быть карбонатные отложения, представленные известняками, доломитами, доломитизированными известняками и биогермными постройками среднего-позднего девона и раннего карбона [67, 71, 73-76]. Петротипы первой группы также могут быть представлены эффузивными и интрузивными породами кислого состава палеозоя (лавы, туфы, туффиты и гранитоиды). В этих отложениях наиболее активно протекают вторичные минералогические процессы, формирование трещиноватости, перекристаллизации в зонах, подвергшихся тектонической перестройке.

*Ко второй группе* пород фундамента, в которых могут образоваться коллекторы с «хорошими» ФЕС, относятся терригенно-карбонатные [67, 75, 77] и метаморфические породы, представленные глинисто-кремнистыми или глинистыми породами с прослоями метапесчаников, метааргиллитов, а также кремнистые сланцы контактово-измененные вблизи интрузий и древние протерозойские сланцы [77, 78]. В единичных случаях могут быть коллекторами интрузивные породы ультраосновного состава (серпентиниты, клинопироксениты) в зонах трещиноватости.

Таблица 4.9 – Классификация областей распространения петротипов пород палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя, принятая при нефтегеологическом районировании

Группа петротипов, объединенных в один класс	Степень вероятности образования коллектора/общая характеристика ФЕС этой зоны	Петротип формации осадочной/эффузивно-осадочной/метаморфической/интрузивной (рисунок 1.5Б)	Весовой коэффициент при районировании палеозоя
1	Степень высокая/зона с «лучшими» ФЕС	Карбонатные и доломитовые породы позднепротерозойского и позднепротерозойско-кембрийского возраста осадочной формации. Эффузивно-карбонатные породы реннеордовикского, ранне- и среднепалеозойского, позднепротерозойско-кембрийского возраста эффузивно-осадочной формации. Гранитоиды ранне- и среднепалеозойского, среднепалеозойского и позднепалеозойского возраста магматической формации	2
2	Степень средняя/зона с «хорошими» ФЕС	Терригенные породы позднепалеозойского, раннекаменноугольного, девонского, средне- и позднедевонского возраста, терригенно-карбонатные породы раннекембрийского и раннепалеозойского возраста осадочной формации. Аспидные породы раннекаменноугольного и позднедевонско-раннекаменноугольного возраста, глинисто-кремнистые породы протерозойского возраста метаморфической формации. Ультрабазиты раннепалеозойского возраста магматической формации	1
3	Степень низкая/зона с «плохими» ФЕС	Андезито-базальтовые породы ранне- и среднедевонского возраста, базальтовые породы ранне- и среднетриасового возраста эффузивно-осадочной формации. Базиты среднепалеозойского возраста, диориты среднепалеозойского возраста магматической формации	0

*Третья группа* объединяет плотные глинистые [67] разности и магматические породы основного состава, образующие «плохие» коллекторы [71, 67]. Примером таких пород служат базальты, глинистые сланцы, филлиты, глинистые известняки [78]. При выветривании породы этой группы образуются плотные глинистые разности, которые могут стать хорошими покрывками для доюрских залежей.

На основе вышеописанного деления петротипов на группы построена схема распределения областей весовых коэффициентов районирования, со значениями 0, 1 и 2 (рисунок 4.12).



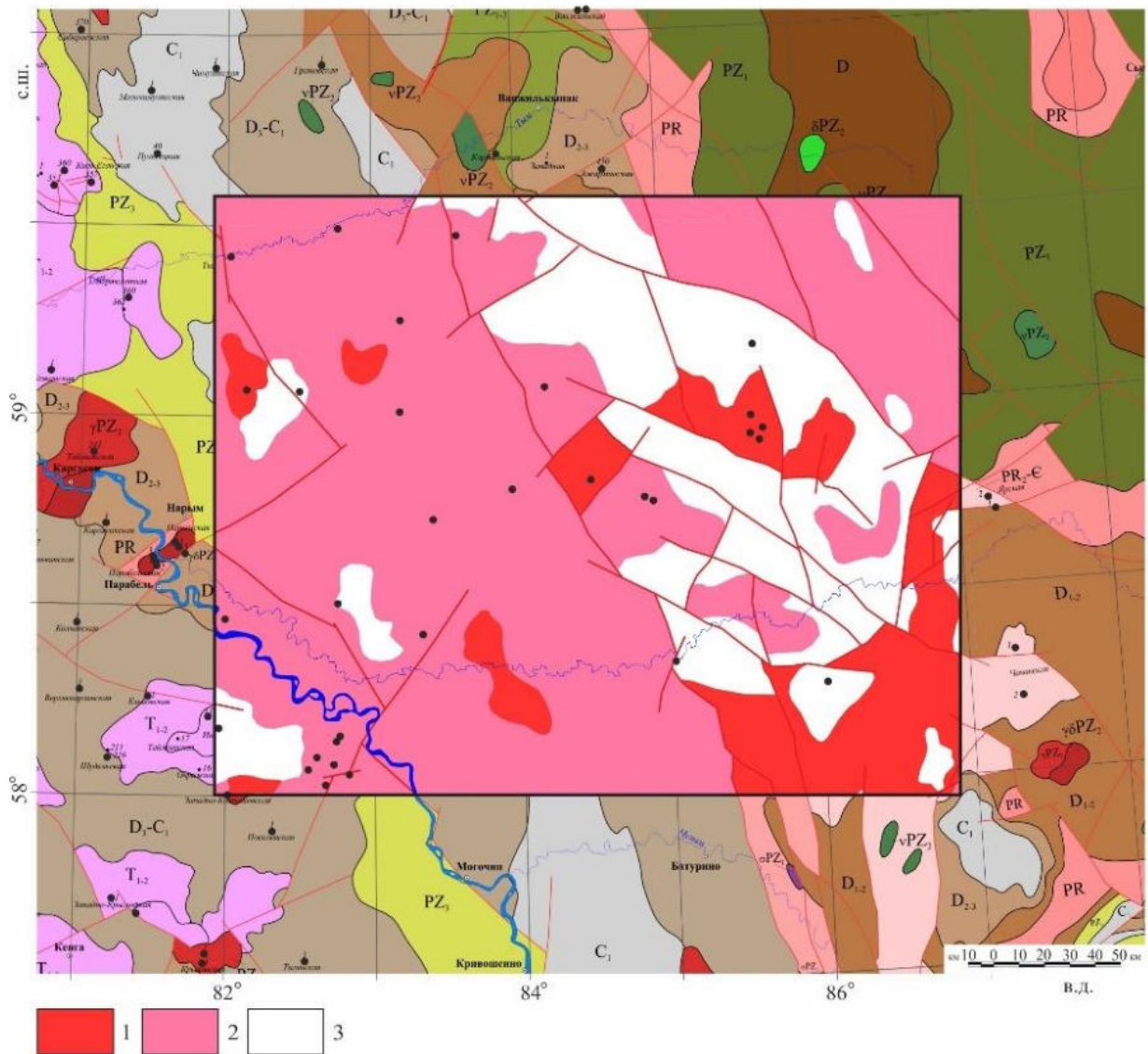


Рисунок 4.12 – Территория исследований Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления [15]. Схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя (областей весовых коэффициентов 0, 1 и 2): 1 – область распространения первой группы петротипов (весовой коэффициент 2); 2 – область распространения второй группы петротипов (весовой коэффициент 1); 3 – область распространения третьей группы петротипов (весовой коэффициент 0). *Остальные условные те же, что на рисунке 1.5Б*

К резервуарам доюрского комплекса также относится и резервуар коры выветривания – нефтегазоносный горизонт зоны контакта (НГГЗК), пласт М. Резервуар НГГЗК слагают перм-триасовые отложения, частично-распространенные в пределах Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структурах ее обрамления, что можно увидеть на карте изопахит отложений коры выветривания, построенной по материалам 68-ми глубоких скважин (рисунок 4.13).

Максимальные толщины коры выветривания, порядка 20-30 м, имеют место:

– в зонах сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа (скв. Няргинская 1), Зайкинской мезоседловины и Варгатского мезопрогиба (скв. Северо-Колпашевская 81), Пыль-Караминского и Пайдугинского мегавалов (скв. Кананакская 2);

– в южной части Колпашевского мезовала в пределах территории исследования (скв. Поскоевская 1);

– в центральной части Пайдугинского мегавала (скв. Береговая 1).

Выклинивание отложений коры выветривания, в основном, приурочено к обширной зоне, охватывающей около четверти площади территории исследования в северо-восточной части. Выделяются обширные зоны выклинивания и в пределах Белоярского мезовыступа, Зайкинской мезоседловины, а также в северной и восточной частях Пайдугинского мегавала.

При построении карты изопахит не использовались данные по 6-ти отдельно стоящим скважинам с аномальным значением мощности коры выветривания: Еланская 1 (тощина коры выветривания 68 м) – в пределах контура территории исследований; Верхнекарзинская 1 (39 м), Восток 1 (62 м), Инкинская 10 (41 м), Нарымская 3 (81 м), Крыловская 2 (159 м) – в обрамлении территории исследований. Приведенные аномальные значения мощности коры выветривания не подтверждены ни одной близкорасположенной скважиной.

Углеводородные залежи нефтегазоносного горизонта зоны контакта (НГГЗК) перм-триасового возраста аккумулируются в пласте М, который фрагментарно расположен на отложениях внутреннего палеозоя. Покрышкой для залежей НГГЗК являются нижнеюрские непроницаемые породы, а при их выклинивании, среднеюрские глинистые отложения [28, 29]. На территории исследования нет месторождений, связанных с залежами в доюрском НГК, в том числе с пластом М коры выветривания.

Установлено [59, 60], что на юго-востоке Западно-Сибирской геосинеклизы отложения коры выветривания образованы в форме субгоризонтальных линейно распространённых узких зон.

При оценке петрографических разновидностей палеозойских пород с точки зрения качества возможного коллектора, образующегося в коре выветривания, мы разделили петротипы на три группы (таблица 4.10), которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют в коре коллекторы с «лучшими», «хорошими» и «плохими» ФЕС.



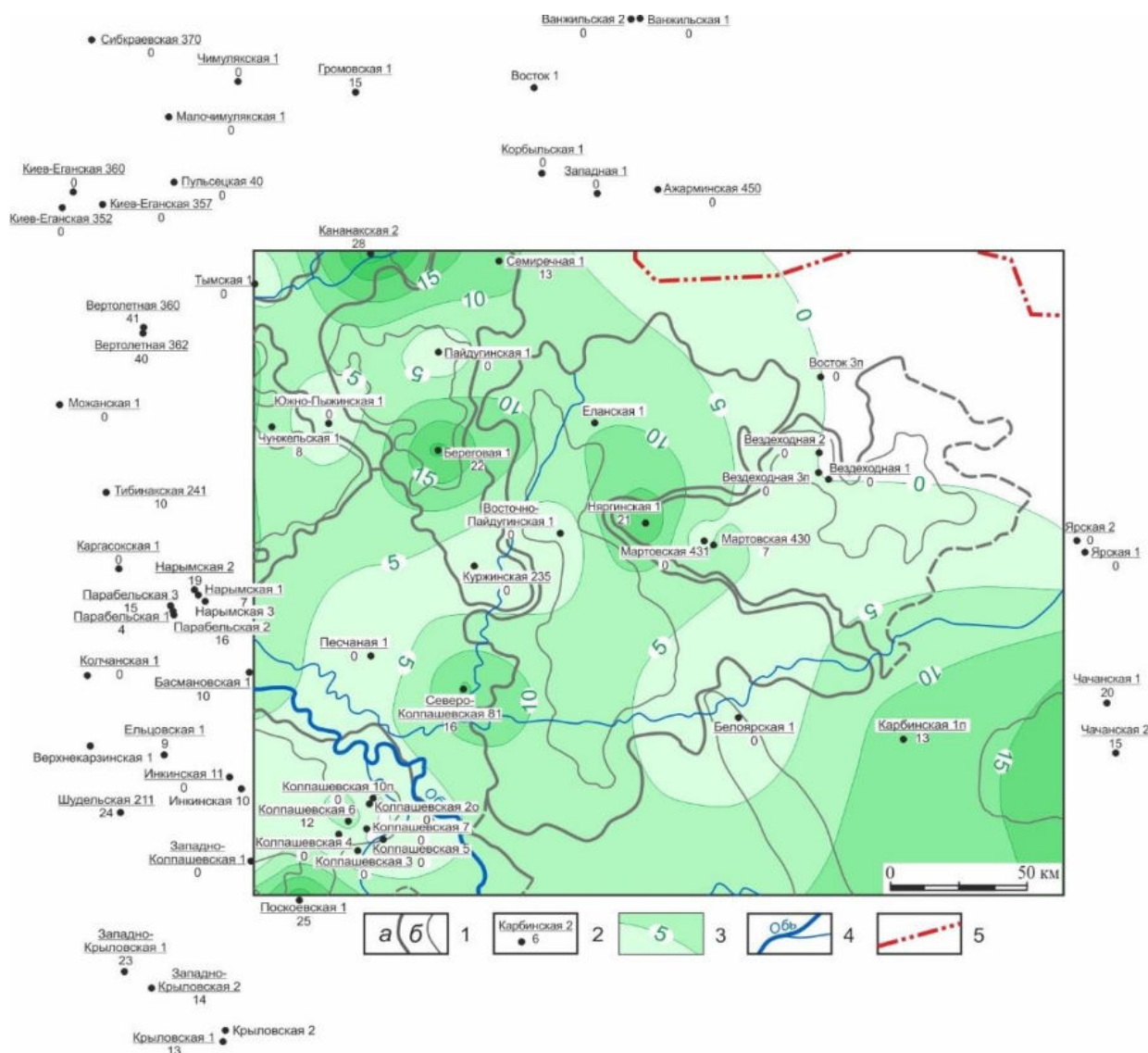


Рисунок 4.13 – Схема изопакит коры выветривания Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур её обрамления: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка [9]; 2 – скважина\* (в числителе – площадь, номер; в знаменателе – мощность коры выветривания, м); 3 – изопакита, сечение 5 м; 4 – гидросеть; 5 – административная граница Томской области. \* – («дела скважин», фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»)

В первую группу входят петротипы пород доюрского фундамента, по которым образуются коллекторы коры выветривания с наиболее высокими емкостными свойствами. Сюда относятся кремнисто-карбонатные, глинисто-кремнистые породы [59, 60], вулканиты кислого состава (гранитоиды) и их туфы различного возраста [60, 62, 63].

Отложения коры выветривания по глинисто-кремнистым породам представлены агрегатом кремнисто-глинистого состава с мелкими порами, сформированными на месте существовавших ранее раковин мелкого планктона. По карбонатным породам аналогичное улучшение фильтрационно-емкостных свойств может быть вызвано частичным растворением и вторичной

кавернозностью [59, 61, 64, 65]. Толщина отложений таких кор может достигать нескольких десятков метров по кремнисто-глинистым и карбонатным породам. Например, в скважине Чунжельская 1 вскрыты отложения коры выветривания, представленные сидерит-кремнистыми породами, толщина отложений коры при этом составляет 8 м. В разрезе скважины Нарымская 2 отложения зоны контакта представлены сильно метаморфизованными интрузивными породами («дела скважин», фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»).

Таким образом, области выхода кремнисто-карбонатных, глинисто-кремнистых пород, магматических пород кислого состава и их туфов на поверхность фундамента считаются зонами распространения петротипов, образующих «улучшенные» коллекторы в коре выветривания, с высокой вероятностью их образования.

*Вторая группа* объединяет петротипы фундамента, по которым образуются коры выветривания, не способствующие формированию «улучшенных» коллекторов – породы аспидной и глинисто-сланцевой формаций [64-66]. Сюда относятся отложения коры выветривания, вскрытые скважинами Береговая 1 и Кананакская 2п, представленные брекчиями обломков глинистых сланцев и переслаиванием алевролита и песчаника («дела скважин», фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»). Такие зоны считаются зонами распространения петротипов, образующих «хорошие» коллекторы в коре выветривания, со средней степенью вероятности их образования.

*К третьей группе* относятся магматические породы основного состава палеозойского фундамента, по которым формируются коллекторы в коре выветривания с неблагоприятными ФЕС [67]. К ним можно отнести зоны контакта преимущественно песчаных пачек – базальных частей нижней юры или любых других грубозернистых образований с породами фундамента. Коллекторские свойства этих горизонтов, как правило, низкие, но это не исключает возможности обнаружения в районе исследования участков с улучшенными ФЕС [64]. К этой группе коллекторов, с «плохими» ФЕС, можно отнести алевролитистые тонкослоистые породы в скважине Вертолетная 362 с толщиной коры выветривания, достигающей 40 м, кварцсодержащие выветрелые породы зоны контакта в скважине Тайжинская 17 и выветрелые туфоалевролиты в скважине Овражная 16 («дела скважин», фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»).

Таблица 4.10 – Классификация областей распространения петротипов пород палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания, принятая при нефтегеологическом районировании

Группа петротипов, объединенных в один класс	Степень вероятности образования коллектора/общая характеристика ФЕС этой зоны	Петротип формации осадочной/эффузивно-осадочной/метаморфической/интрузивной (рисунок 1.5Б)	Весовой коэффициент при районировании коры выветривания
1	Степень высокая/зона с «лучшими» ФЕС	Карбонатные и доломитовые породы позднепротерозойского и позднепротерозойско-кембрийского возраста осадочной формации. Эффузивно-карбонатные породы реннеордовикского, ранне- и среднепалеозойского, позднепротерозойско-кембрийского возраста эффузивно-осадочной формации.	2
2	Степень средняя/зона с «хорошими» ФЕС	Терригенные породы позднепалеозойского, раннекаменноугольного, девонского, средне- и позднедевонского возраста, терригенно-карбонатные породы раннекембрийского и раннепалеозойского возраста осадочной формации. Аспидные породы раннекаменноугольного и позднедевонско-раннекаменноугольного возраста метаморфической формации.	1
3	Степень низкая/зона с «плохими» ФЕС	Андезито-базальтовые породы ранне- и среднедевонского возраста, базальтовые породы ранне- и среднетриасового возраста эффузивно-осадочной формации. Базиты магматической формации	0

На основе вышеописанного разделения петротипов на группы построена схема распределения областей весовых коэффициентов районирования, со значениями 0, 1 и 2 (рисунок 4.14).

Схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (рисунок 4.14) почти аналогична схеме распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коренном палеозое (рисунок 4.12). Это свидетельствует о весьма близких потенциалах петротипов формировать коллекторы как в фундаменте, так и в коре выветривания. Конечно, на схожесть схем влияет и ограниченность перечня петротипов, представленных в пределах территории исследований.

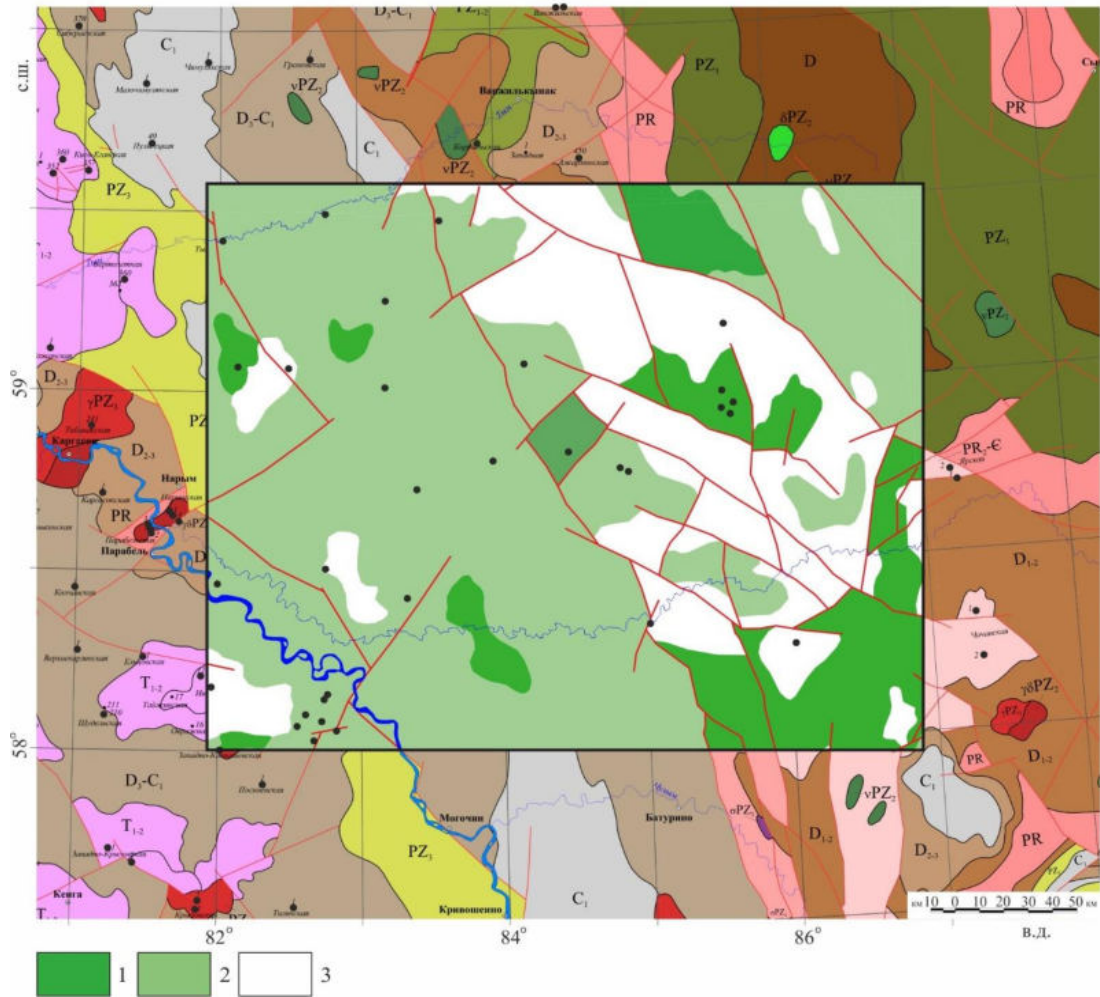


Рисунок 4.14 – Территория исследований Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления [15]. Схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (областей весовых коэффициентов 0, 1 и 2): 1 – область распространения первой группы петротипов (весовой коэффициент 2); 2 – область распространения второй группы петротипов (весовой коэффициент 1); 3 – область распространения третьей группы петротипов (весовой коэффициент 0). *Остальные условные те же, что на рисунке 1.5Б*

#### 4.6 Районирование палеозойского резервуара по плотности аккумуляции тогурской нефти

Районирование территории по степени перспективности пород доюрского основания – по плотности аккумуляции тогурской нефти основывается на комплексировании двух параметров: весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород и плотности генерации тогурских нефтей в пределах территории исследования (рисунок 4.11).

По результатам картировочного комплексирования – совмещения схемы распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$  (рисунок 4.11), характеризующего плотность генерации тогурской нефти, и схемы областей весовых коэффициентов петротипов палеозойского фундамента (рисунок 4.12) выделены 4 перспективные зоны (рисунок 4.15), которые, в свою очередь, подразделяются на участки (таблица 4.11).

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в палеозойском резервуаре первым по важности признаком принят номер группы петротипов пород фундамента, а вторым по важности признаком принята плотность генерации тогурской нефти.

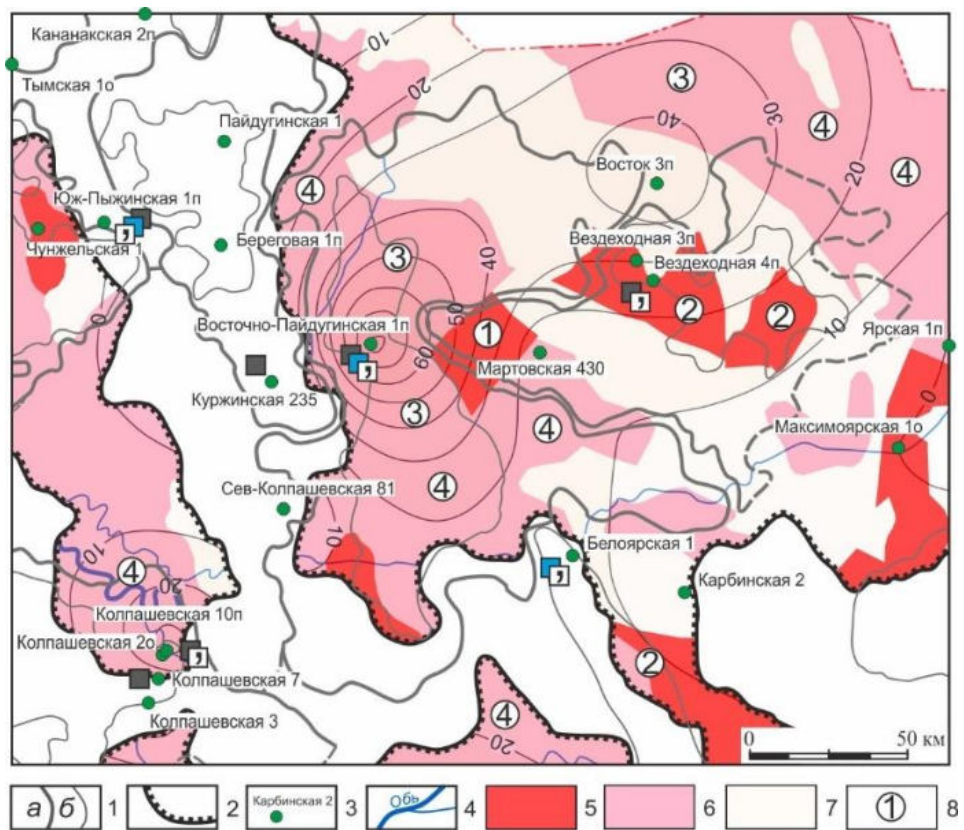


Рисунок 4.15 – Районирование и ранжирование перспектив нефтегазоносности резервуара палеозоя: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка [9]; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина, вскрывшая доюрский комплекс, в том числе с прямыми признаками нефтегазоносности; 4 – речная сеть; 5 – область распространения первой группы петротипов палеозоя; 6 – область распространения второй группы петротипов палеозоя; 7 – область распространения третьей группы петротипов палеозоя; 8 – перспективный участок, его номер в ранжировании. Ранжирование районов/участков в соответствии со степенью перспективности (номер группы петротипов пород фундамента/плотность генерации тогурской нефти, о. ед.): 1 – 1/более 30; 2 – 1/10-30; 3 – 2/более 30; 4 – 2/10-30



К участку зоны с максимальной перспективностью (по ранжиру первой) относится участок «Западный мыс Владимировского мегавыступа – северо-восточный борт Варгатского мезопргиба» со значениями плотности генерации нефти более 30 о. ед. и распространением коллекторов, относящихся к 1-ой группе петротипов. На этом участке палеозой скважинами не вскрыт.

К участкам зоны с высокой перспективностью (по ранжиру второй) относятся участки «Белоноговское мезоподняtie. Северная часть области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа» и «Северо-восточный склон Белоярского мезовыступа» с плотностью генерации нефти от 10 до 30 о. ед. и с коллекторами 1-ой группы петротипов. Здесь при бурении скважины Вездеходная 4п в интервале палеозоя получены прямые признаки нефтегазоносности (таблица 4.11).

Таблица 4.11 – Районирование палеозойского резервуара (пласт М<sub>1</sub>) Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления по плотности первичной аккумуляции тогурской нефти (\* – ранжирование по степени перспективности)

Район/участок* (на рисунок 4.15)	Тектоническая приуроченность (рисунки 4.4 и 4.11)	Группа петротипов/ плотность генерации нефти, о. ед.	Прямые признаки нефтегазоносности палеозойского разреза
1	Западный мыс Владимировского мегавыступа – северо-восточный борт Варгатского мезопргиба	1/более 30	Скважинами палеозой не вскрыт.
2	Белоноговское мезоподняtie. Северная часть области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа	1/10-30	Скважина Вездеходная 3п, Pz, «вода». Скважина Вездеходная 4, Pz, «пленка нефти, признаки УВ в керне (выпоты и запах)».
2	Северо-восточный склон Белоярского мезовыступа	1/10-30	Скважинами палеозой не вскрыт.
3	Северная часть Варгатского мезопргиба	2/более 30	Скважина Восточно-Пайдугинская 1п, пласт М <sub>1</sub> не испытан.
3	Сочленение северо-западного склона Владимировского мегавыступа и северо-восточного борта Восточно-Пайдугинской мегавпадины	2/более 30	Скважинами палеозой не вскрыт
4	Зона сочленения северо-восточного склона Колпашевского мезовала и юго-западной части Зайкинской мезоседловины	2/10-30	Скважина Колпашевская 10п, пласт М <sub>1</sub> не испытан. Скважина Колпашевская 7, пласт М <sub>1</sub> , «сухо».
4	Южная часть Вартовского мезопргиба	2/10-30	Скважинами палеозой не вскрыт.
4	Зона сочленения юго-восточного борта Восточно-Пайдугинской мегавпадины и юго-западного склона Владимировского мегавыступа	2/10-30	Скважина Мартовская 430, tm+Pz, «вода».
4	Северо-Западный борт Восточно-Пайдугинской мегавпадины	2/10-30	Скважинами палеозой не вскрыт.



## Продолжение таблицы 4.11

4	Северо-восточное подножие Владимировского мегавыступа	2/10-30	Скважинами палеозой не вскрыт.
4	Крайняя восточная часть Зайкинской мезоседловины	2/10-30	Скважинами палеозой не вскрыт.
Зоны участков, оцененных как неперспективные	Участки, характеризующиеся распространением петротипов третьей группы, с потенциально плохими ФЕС	3/10-100	Скважина Восток 3, Pz, «вода». Скважина Карбинская 2, Pz, не испытан.
	Участки, характеризующиеся низкой плотностью генерации тогурской нефти, менее 10 о.ед.	1-2/менее 10	Скважина Чунжельская 1, tm+ пласт М -Pz, «сухо»; Pz, «сухо». Скважина Ярская 1п, Pz, «сухо». Скважина Максимоярская 1о, Pz, не испытан.

К участкам зоны последующих перспектив (по ранжиру третьей) относятся участки «Северная часть Варгатского мезопргиба» и «Сочленение северо-западного склона Владимировского мегавыступа и северо-восточного борта Восточно-Пайдугинской мегавпадины» с плотностью генерации нефти от 10 до 30 о. ед. и распространением коллекторов, относящихся к 2-ой группе петротипов. Перспективность участков согласуется с наличием прямых признаков УВ при испытании фундамента в разрезе скважине Восточно-Пайдугинская 1п (таблица 4.11).

К участкам зоны пониженных перспектив (по ранжиру четвертой) относятся 6-ть участков, характеризующихся распространением петротипов второй группы и плотностью генерации тогурской нефти 10-30 о. ед. (таблица 4.11). На большей части этих участков палеозой скважинами не вскрыт, в двух случаях получены «вода» и «сухо».

Участки зон, оцененных как неперспективные, характеризуются распространением петротипов третьей группы – с потенциально плохими ФЕС или с низкой плотностью генерации тогурской нефти – менее 10 о. ед. На этих участках палеозой в скважинах либо не испытан, либо при испытаниях получен отрицательный результат (таблица 4.11).

#### 4.7 Районирование резервуара коры выветривания по плотности аккумуляции тогурской нефти

Районирование территории по степени перспективности резервуара коры выветривания – по плотности аккумуляции тогурской нефти основывается на комплексировании трех параметров: весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород фундамента, плотности генерации тогурской нефти и толщины коры выветривания в пределах территории исследования (рисунок 4.16).

По результатам картировочного комплексирования – совмещения схемы распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$  (рисунок 4.11), характеризующего

плотность генерации тогурской нефти, схемы распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (рисунок 4.16) и схемы изопахит коры выветривания (рисунок 4.13) выделены 9 перспективных зон (рисунок 4.16), которые, в свою очередь, подразделяются на участки (таблица 4.12).

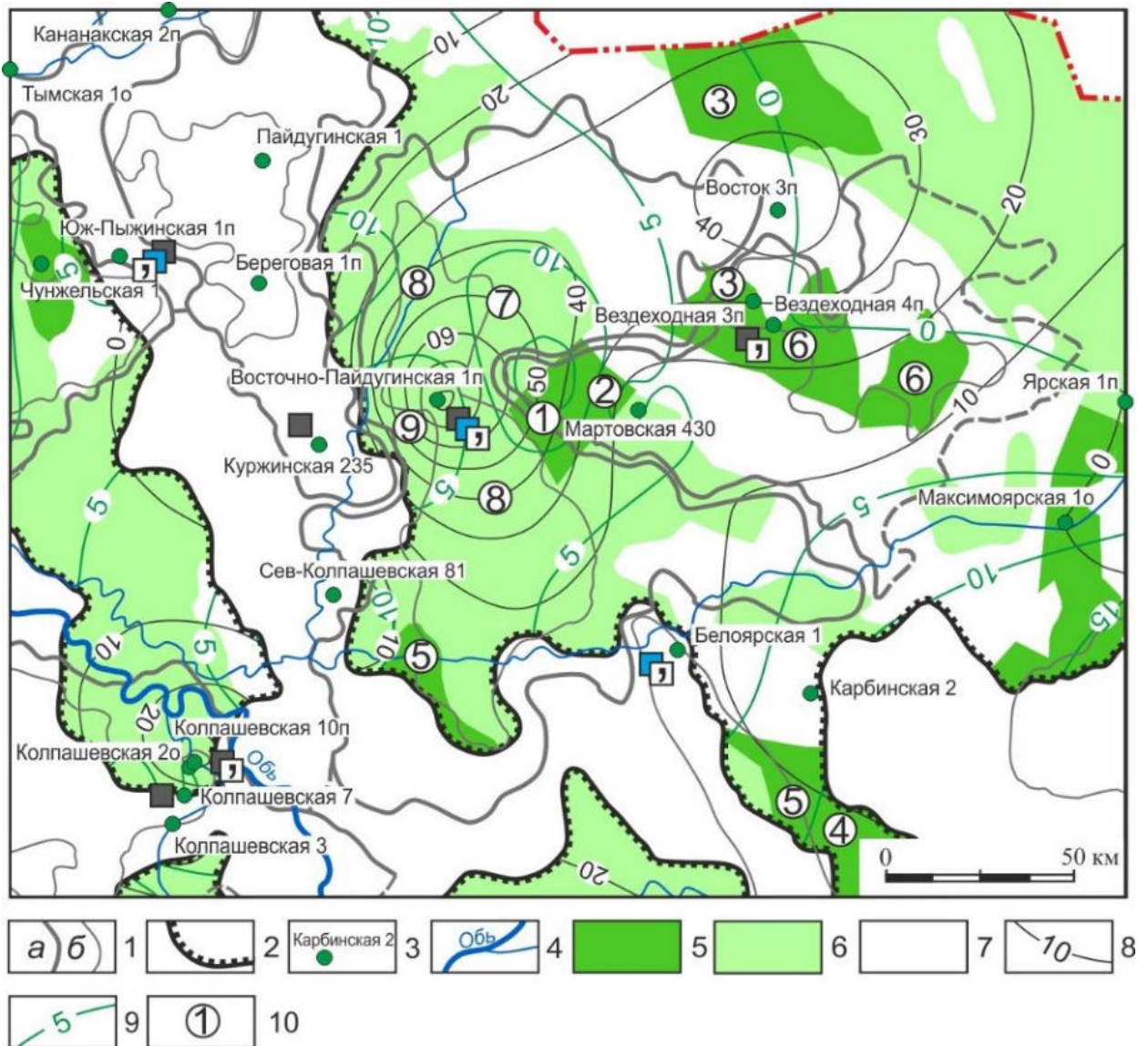


Рисунок 4.16 – Районирование и ранжирование резервуара коры выветривания: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка [9]; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина, вскрывшая доюрский комплекс, в том числе с прямыми признаками нефтегазоносности; 4 – речная сеть; 5 – область распространения первой группы петротипов палеозоя; 6 – область распространения второй группы петротипов палеозоя; 7 – область распространения третьей группы петротипов палеозоя; 8 – изолиния значения плотности генерации тогурской нефти (о. ед.); 9 – изолиния толщины (изопахита) коры выветривания (м); 10 – перспективный участок, его номер в ранжировании. Ранжирование районов/участков в соответствии со степенью перспективности (группа петротипов пород

фундамента/плотность генерации тогурской нефти, о. ед./толщина коры выветривания, м):  
 1 – 1/более 30/более 10; 2 – 1/более 30/5-10; 3 – 1/более 30/0-5; 4 – 1/10-30/более 10;  
 5 – 1/10-30/5-10; 6 – 1/10-30/0-5; 7 – 2/более 30/более 10; 8 – 2/более 30/5-10; 9 – 2/более 30/0-5

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуаре коры выветривания первым по важности признаком принят номер группы (весовой коэффициент) петротипов пород фундамента, вторым по важности признаком принята плотность генерации тогурской нефти и третьим (последним) по важности признаком принята толщина коры выветривания.

К участкам с максимальной перспективностью относятся участки с распространением коллекторов *1-ой группы петротипов* и со значениями *плотности генерации нефти более 30 о. ед.* Эти участки в свою очередь подразделяются на более или менее перспективные в соответствии с увеличением/уменьшением толщины коры выветривания, соответственно:

- участок с толщиной коры выветривания более 10 м (по ранжиру первой) относится участок «Северо-восточный борт Варгатского мезопрюгиба»;
- участок с толщиной коры выветривания от 5 до 10 м (по ранжиру второй) относится участок «Западный мыс Владимирского мегавыступа»;
- участки с толщиной коры выветривания 0-5 м (по ранжиру третьей) относятся участки «Северная часть области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа» и «Сочленение северо-западного склона Владимировского мегавыступа и северо-восточного борта Восточно-Пайдугинской мегавпадины».

На участках 1 и 2 кора выветривания скважинами не вскрыта. На одном из участков ранжира 3 кора выветривания вскрыта скважинами Вездеходная 3п и Вездеходная 4, однако пласт М не был испытан (таблица 4.12).

К участкам зоны с высокой перспективностью относятся участки с распространением коллекторов *1-ой группы петротипов* и со значениями *плотности генерации нефти от 10 до 30 о. ед.* Эти участки в свою очередь также подразделяются на более или менее перспективные в соответствии с увеличением/уменьшением толщины коры выветривания:

- участок с толщиной коры выветривания более 10 м (по ранжиру четвертые) относятся участки «Северная часть Варгатского мезопрюгиба» и «Юго-восточный склон Белоярского мезовыступа»;
- участки с толщиной коры выветривания от 5 до 10 м (по ранжиру пятые) относятся участки «Восточный склон Белоярского мезовыступа» и «Юго-западный склон Варгатского мезовыступа»;

– участки с толщиной коры выветривания 0-5 м (по ранжиру шестые) относятся участки «Западная часть Белоноговского мезоподнятия» и «Восточная часть Белоноговского мезоподнятия».

На всех участках зоны с высокой перспективностью кора выветривания скважинами не вскрыта (таблица 4.12).

К участкам зоны последующих перспектив относятся участки с распространением коллекторов *2-ой группы петротипов*. Эти участки в свою очередь также подразделяются на более или менее перспективные в соответствии с увеличением/уменьшением значения плотности генерации нефти и толщины коры выветривания, соответственно:

– к участкам со значением плотности генерации более 30 о. ед. и толщиной коры выветривания более 10 м (по ранжиру седьмые) относится участок «Северо-восточный борт Варгатского мезопрогиба»;

– к участкам со значением плотности генерации от 10 до 30 о. ед. и толщиной коры выветривания 5-10 м (по ранжиру восьмые) относятся участки «Северный борт Варгатского мезопрогиба» и «Центральная часть Варгатского мезопрогиба»;

– к участкам со значением плотности генерации более 30 о. ед. и толщиной коры выветривания 0-5 м (по ранжиру девятой) относится участок «Западный борт Варгатского мезопрогиба».

Кора выветривания вскрыта лишь в пределах участка 9 в разрезе скважины Восточно-Пайдугинская 1п. В результате испытания получен приток бурового раствора со сгустками нефти и выделением газа при испытании (таблица 4.12).

К зоне участков, отнесенных в конец списка ранжирования, относятся остальные участки, которые характеризуются распространением петротипов фундамента 2-ой группы петротипов. В пределах этой зоны кора выветривания вскрыта скважинами Колпашевская 10п и Колпашевская 7, но не испытана.

К зонам участков, оцененных как неперспективные, приурочены участки, характеризующиеся распространением петротипов фундамента третьей группы, потенциально формирующих кору выветривания с «плохими» ФЕС, а также участки с плотностью генерации тогурской нефти менее 10 о.ед. В пределах перечисленных зон находятся скважины Восток 3п и Карбинская 2, в которых пласт М не испытан, а также скважина Чунжельская 1, в которой при испытании пласта М совместно с тюменской свитой приток флюида получен не был (таблица 4.12).

Таблица 4.12 – Районирование резервуара коры выветривания (пласт М) Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления по плотности первичной аккумуляции тогурской нефти (\* – ранжирование по степени перспективности)

Район/ участок* (на рисунке 4.16)	Тектоническая приуроченность (рисунки 4.4 и 4.11)	Группа петротипов/плотность генерации нефти, о. ед./толщина коры выветривания, м	Прямые признаки нефтегазоносности коры выветривания
1	Северо-восточный борт Варгатского мезопрогиба	1/более 30/более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
2	Западный мыс Владимировского мегавыступа	1/более 30/5-10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
3	Северная часть области сочленения Восточно- Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа	1/более 30/0-5	Скважины Вездеходная 3п и Вездеходная 4, пласт М не испытан.
3	Сочленение северо-западного склона Владимировского мегавыступа и северо-восточного борта Восточно-Пайдугинской мегавпадины	1/более 30/0-5	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
4	Северная часть Варгатского мезопрогиба	1/10-30/более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
4	Юго-восточный склон Белоярского мезовыступа	1/10-30/более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
5	Восточный склон Белоярского мезовыступа	1/10-30/5-10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
5	Юго-западный склон Варгатского мезовыступа	1/10-30/5-10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
6	Западная часть Белоноговского мезоподнятия	1/10-30/0-5	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
6	Восточная часть Белоноговского мезоподнятия	1/10-30/0-5	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
7	Северо-восточный борт Варгатского мезопрогиба	2/более30/более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
8	Северный борт Варгатского мезопрогиба	2/10-30/5-10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
8	Центральная часть Варгатского мезопрогиба	2/10-30/5-10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
9	Западный борт Варгатского мезопрогиба	2/более 30/0-5	Скважина Восточно- Пайдугинская 1п, Т <sub>1-2</sub> , буровой раствор со сгустками нефти, с выделением газа при испытании.
Зона участков, отнесенных в конец списка ранжирования	Остальные участки, характеризующиеся распространением петротипов фундамента второй группы	-	Скважинами кора выветривания не вскрыта. Скважина Колпашевская 10п, пласт М не испытан. Скважина Колпашевская 7, пласт М не испытан
Зоны участков, оцененных как неперспективные	Участки, характеризующиеся распространением петротипов фундамента третьей группы, потенциально формирующих кору выветривания с «плохими» ФЕС	3/10-100/0-более 10	Скважина Восток 3п, пласт М не испытан. Скважина Карбинская 2, пласт М не испытан.
	Участки, характеризующиеся низкой плотностью генерации тогурской нефти, менее 10 о.ед.	1-2/менее 10/0- более 10	Скважина Чунжельская 1, tm+пласт М+Pz, «сухо».

## 4.8 Выводы

На северо-западе территории нефтематеринские марьяновские отложения (возрастной аналог баженовских) формируются в прибрежных фациальных условиях (переходная зона), содержание  $C_{орг}$  достигает 7 %, мощность толщи 20 м.

Территория исследования охватывает практически всю площадь Верхнекетского, а также восточную часть Усть-Тымского геттанг-нижнетоарских седиментационных бассейнов, к которым относится нижнетоарская тогурская нефтематеринская свита. РОВ в тогурских отложениях неоднородно, присутствуют как гумусовая, так и сапропелевая составляющие. Значение  $C_{орг}$  достигает (скважина Восток 3п) 2 %.

В пределах Верхнекетского бассейна расположены две наиболее крупные тектонические структуры II-го порядка Восточно-Пайдугинская мегавпадина и Владимировский мегавыступ, к ним так же относятся участки с максимальными мощностями тогурской свиты до 140 м, кровля свиты здесь поднимается на глубину до 2000 м. На юго-западе, в Усть-Тымском бассейне – толщина тогурской свиты достигает 60 м, а кровля – глубины 2760 м.

Динамика геотемператур разрезов глубоких скважин, расположенных в пределах Восточно-Пайдугинской территории исследований, наглядно демонстрирует тот факт, что тогурская свита от 50 до 100 млн лет находилась/находится в главной фазе нефтеобразования (ГФН). В то время как марьяновские отложения на ряде участков за всю тектоно-седиментационную историю осадочного чехла не входили в ГЗН. На этих участках нефтегазоносность палеозойского-мезозойского разреза может быть связана только с тогурской свитой.

В разрезах ряда скважин, приуроченных к северо-восточному обрамлению Восточно-Пайдугинской территории исследований, способом вариативного геотемпературного моделирования, выделены и оценены размывы палеогеновых отложений (не менее 300-400 м) в миоценовое время. Этот результат *требует специальной тектоно-седиментационной расшифровки.*

В пределах территории нет открытых месторождений УВ как в доюрском основании, так и в осадочном чехле. В ряде скважин получен приток воды с пленкой нефти в отложениях доюрского комплекса (Вездеходная 4п, Колпашевская 2о), признаки УВ в керне были получены в скважине Южно-Пыжинская 1п. Также, были отмечены признаки УВ в виде запаха и наличия битумов в керне доюрских отложений (Вездеходная 4п, Колпашевская 2о, Южно-Пыжинская 1п).

В результате *решения обратной задачи геотермии* в 26-ти скважинах построена детализированная карта распределения плотности теплового потока *сечением изолиний 2,0*



$\text{мВт/м}^2$ . В моделях всех скважин «невязка» между измеренной и расчетной температурами является оптимальной, так как составляет величину порядка  $\pm 1-3$  °С.

В результате *решения прямых задач геотермии* в моделях 26-ти глубоких скважин восстановлены палеотемпературы для уровня подошвы осадочного чехла, к которому приурочена тогурская свита, на 11-ть ключевых моментов геологического времени, соответствующих завершению формирования каждой свиты, начиная с покурской. Изотерма в 95 °С оконтуривает районы ГЗН – возможные очаги генерации тогурской нефти. Построенные карты отражают динамику возникновения и изменения катагенетических условий главной зоны нефтеобразования/очагов генерации нефти.

Начало интенсивной генерации тогурской нефти относится к альб-сеноману (*91,6 млн лет назад*), когда небольшие очаги появляются, помимо Колпашевского мезовала, также в центральной части Варгатского мезопргиба и более крупный – в зоне сочленения Пыжинского мезопргиба и Пайдугинско-Берегового мезоподнятия, с максимальными температурами 100 и 110 °С. В некрасовское время (*24,0 млн лет назад*) наблюдается максимальный пик подъема температур, соответствующий практически полному завершению формирования всей мощности осадочного разреза и резкому спаду климатических температур на земной поверхности. Большая часть площади тогурской свиты находится в ГЗН, исключая восточную часть, приуроченную к Белоноговскому и Степановскому мезоподнятиям и Ярскому мезовыступу. Температуры достигают 145 °С на Колпашевском мезовале, 130 °С в Пыжинском мезопргибе и около 120 °С в Варгатском мезопргибе, на Белоярском мезовыступе. Несмотря на заметное остывание разрезов в миоцене, катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени.

Надо отметить, что в пределах Восточно-Пайдугинской мегавпадины идентифицируются «горячие» очаги генерации нефти (115 °С и более) в период 55-24 млн лет назад. Эти «горячие» очаги (зоны, участки) характеризуются максимальным содержанием УВ [95].

Выполнены расчеты температурно-временного показателя  $R$ , напрямую зависящего от мощности и времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. Такой расчет применен в качестве экспресс-оценки (упрощенного расчета) плотности генерации ресурсов УВ. Эту единицу оценки мы называем условной или *относительной* плотностью ресурсов генерированной нефти. Следует заметить, учет мощности материнской свиты заметно повышает перспективы северной части переходной зоны от Пайдугинской мегавпадины к Владимировскому мезавыступу, но исключает из списка высоко перспективных земель область распространения тогурской свиты в западной части Зайкинской мезоседловины, в юго-восточной части Пыжинском мезопргиба и в южной части территории исследований. Кроме того,

существенно понижаются перспективы района колпашевских скважин на северо-восточном склоне Колпашевского мезовала.

Скопления УВ палеозойского НГК аккумулируются в пласте  $M_1$ , который расположен в отложениях внутреннего палеозоя. Породы представлены тремя группами петротипов четырех типов формаций образования характеризуются разной степенью вероятности образования коллектора в верхних горизонтах палеозоя и различными фильтрационно-емкостными характеристиками.

Углеводородные залежи нефтегазоносного горизонта зоны контакта (НГГЗК) пермо-триасового возраста аккумулируются в пласте  $M$ , который фрагментарно расположен на отложениях внутреннего палеозоя.

Отмечено, что схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания почти аналогична схеме распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коренном палеозое. Это свидетельствует о весьма близких потенциалах петротипов формировать коллекторы как в фундаменте, так и в коре выветривания.

Районирование территории по степени перспективности пород палеозоя – по плотности аккумуляции тогурской нефти основывается на комплексировании двух параметров: весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород и плотности генерации тогурских нефтей в пределах территории исследования. Районирование территории по степени перспективности резервуара коры выветривания основывается на комплексировании трех параметров: весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород фундамента, плотности генерации тогурской нефти и толщине коры выветривания.

Таким образом, для территории исследований по результатам экспресс-оценки плотности генерации УВ, с учетом условной классификации областей распространения петротипов пород палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов во внутренних горизонтах палеозоя и в коре выветривания, выделены перспективные земли для поисков залежей в доюрском разрезе.

Наличием притоков/признаков в керне подтверждено районирование резервуара коры выветривания в пределах участка «Западный борт Варгатского мезопрогиба». Что касается зон максимальной и высокой перспективности, высокий потенциал нефтегазоносности здесь пока не подтвержден, так как большая часть скважин пробурена вне границ распространения коры выветривания.

Нефтегазоносность участка максимальной перспективности внутреннего палеозоя «Северная часть области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского

мегавыступа» подтверждена в скважине Вездеходная 4п наличием пленки нефти при испытании и признаками УВ в керне. Вместе с тем, большинством скважин в пределах территории исследования палеозой либо не вскрыт, либо не испытан.

Содержание раздела 4 и сделанные выводы *обосновывают 2-е защищаемое положение:*

*«Для Восточно-Пайдугинской впадины выявление катагенетических очагов генерации тогурской нефти соотносится с кузнецовским временем (92 млн лет назад), максимальные значения палеотемператур (до 140 °С) достигаются в талицкое (62 млн лет назад) и в некрасовское (24 млн лет назад) времена на Колпашевском мезовале, Пыжинском и Варгатском мезопрогибе. «Горячие» очаги (115 °С и более) идентифицируются в течение 31 млн лет (55-24 млн лет назад). С учетом прогноза плотности генерации тогурской нефти и качества коллекторов доюрских резервуаров картированы, районированы и ранжированы зоны и участки максимальных и высоких перспектив. Первоочередным для поисков углеводородов в палеозойском резервуаре предлагается участок в северной части области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, для резервуара коры выветривания – западный борт Варгатского мезопрогиба. Высокая перспективность этих зон подтверждается установленной нефтегазоносностью».*

Материалы раздела опубликованы в [96, 97, 110, 121, 123].

## 5 ТЕПЛОВОЙ ПОТОК, ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ ТОГУРСКОЙ НЕФТИ И РАЙОНИРОВАНИЕ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА БАКЧАРСКОЙ ВПАДИНЫ

### 5.1 Характеристика территории исследования

Территория исследования *по осадочному чехлу* [9] приурочена к отрицательной тектонической структуре II-го порядка юго-востока Томской области – Бакчарской мезовпадине (рисунок 5.1), которая в свою очередь осложнена Южно-Парбигской впадиной и Северо-Парбигским прогибом. Бакчарская мезовпадина граничит с Горелоярским мезоподнятием на западе, Калгачским мезовыступом на юге и с Парабельским мезовыступом на северо-востоке.

Горелоярское мезоподнятие является обособленным тектоническим элементом II-го порядка, несколько вытянутым в северном направлении и в центральной части осложненным Чинжарским куполовидным поднятием. К структурам «переходной» зоны относятся полузамкнутая самостоятельная структура II-го порядка – Калгачский мезовыступ, осложненный Таволгинским и Олимпийским поднятиями. Структура вытянута в северо-западном направлении вкост простирания Внешнего пояса плиты, а на юго-востоке к нему примыкает. Положительная структура I-го порядка Парабельский мезовыступ также относится к структурам «переходной» зоны, вытянут в северо-западном направлении ортогонально обрамлению плиты. В структурном плане осадочного чехла выступ представляет собой полузамкнутую структуру, на юго-востоке структуры отмечается крутое падение рельефа. Юго-восточная часть Парабельского мезовыступа, расположенная в границе контура исследования, осложнена структурой II-го порядка – Колпашевским мезовалом.

В юго-восточной части территории расположена структура внешнего пояса Западно-Сибирской плиты – Барабинско-Пихтовская моноклиза (рисунок 5.1).

Согласно тектонического районирования *доюрского фундамента* Западно-Сибирской плиты [14] территория исследования приурочена к областям распространения геосинклинальных комплексов позднегерцинской складчатости, преимущественно представленных аспидной и глинисто-сланцевой формациями, которые разделены на крупные блоки (рисунок 5.2). Сюда же относятся межгорные прогибы и внутренние впадины, выполненные терригенной формацией и локализованные в западной и северо-восточной частях изучаемой территории.

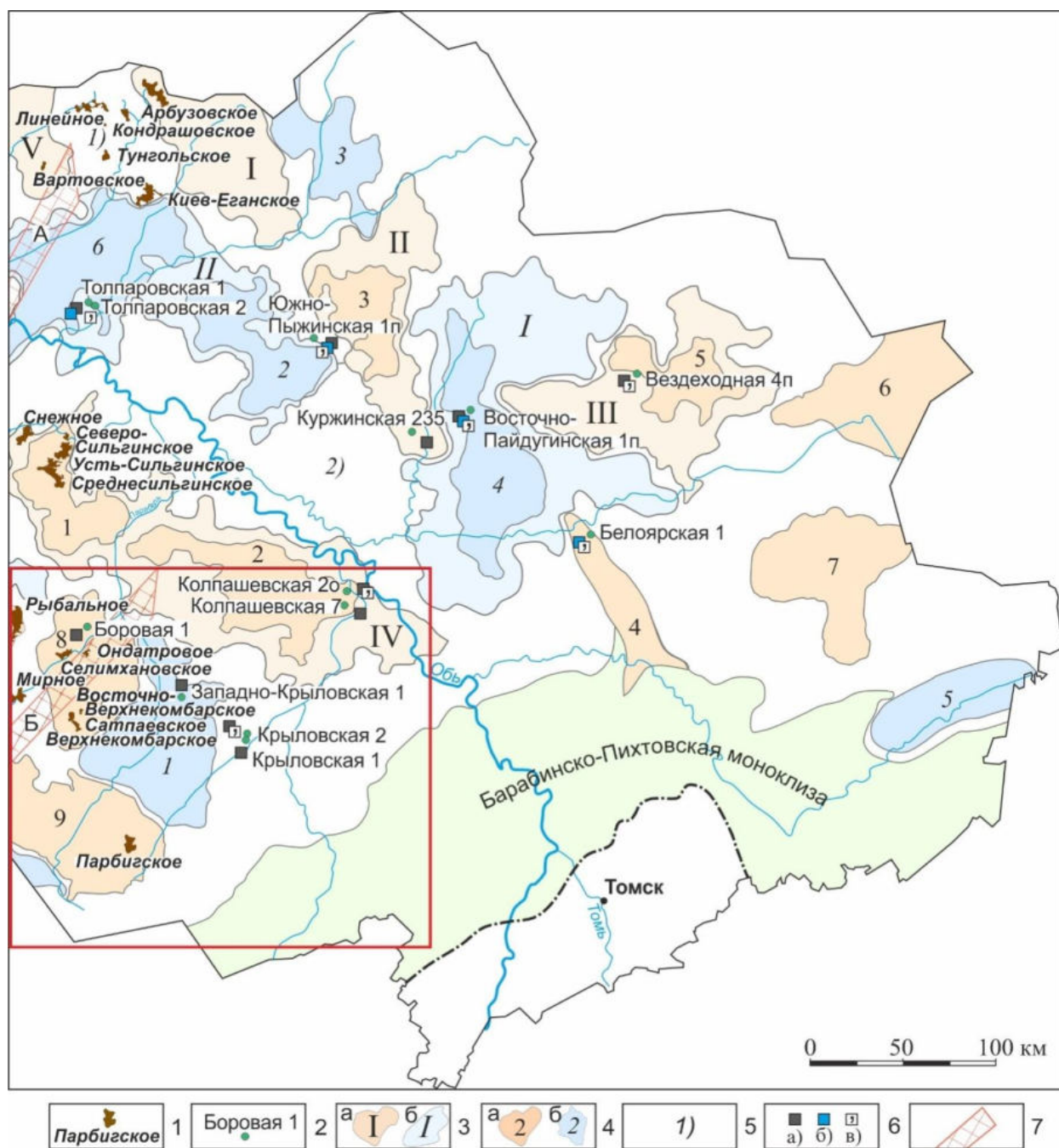


Рисунок 5.1 – Обзорная схема нефтегазоносности территории исследований на тектонической основе (Тектоническая карта юрского структурного яруса ..., ред. А.Э. Конторович, 1998): 1 – месторождение УВ и его название; 2 – глубокая скважина за пределами месторождения с признаками УВ; 3 – структуры осадочного чехла I-го порядка с условным номером: а – положительные: I – Пыль-Караминский мегавал; II – Пайдугинский мегавал, III – Владимировский мегавыступ, IV – Парабельский мегавыступ, V – Александровский свод; б – отрицательные: I – Восточно-Пайдугинская мегавпадина, II – Усть-Тымская мегавпадина; 4 – структуры II-го порядка с условным номером: а – положительные: 1 – Восточно-Чижапское поднятие, 2 – Колпашевский мезовал, 3 – Пайдугинско-Береговое мезоподнятие, 4 – Белоярский мезовыступ, 5 – Белоноговское мезоподнятие, 6 – Ярский мезовыступ, 7 – Степановское

мезоподнятия, 8 – Горелоярское мезоподнятия, 9 – Калгачский мезовыступ; б – отрицательные: 1 – **Бакчарская мезовпадина**, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Южно-Казанский мезопрогиб, 4 – Варгатский мезопрогиб, 5 – Тегульдетский мезопрогиб, 6 – Неготский мезопрогиб; 5 – промежуточные структуры II-го порядка: 1) – Караминская мезоседловина, 2) – Зайкинская мезоседловина; б – прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), газа (б); запах нефти в керне (в); 7 – фрагменты зон Усть-Тымского (А) и Чузикского (Б) грабен-рифтов раннемезозойского возраста. Красным прямоугольным контуром ограничена территория настоящих исследований – Бакчарская мезовпадина и структуры ее обрамления

На Олимпийской площади, по данным бурения в доюрском основании, сланцы по эффузивам и туфам среднего и основного состава перемежаются с глинистыми и карбонатными сланцами. В скважине Парбигская 3 вскрыты наиболее молодые образования карбонатно-глинистой формации, сложенные переслаивающимися пачками известняков, глинистых известняков, алевролитов, аргиллитов часто известковистых, возраст этой толщи определен как средний карбон [98]. Аспидная формация позднего девона – раннего карбона протягивается широкой полосой от г. Томска в северо-западном направлении [14]. Верхняя часть аспидной формации вскрыта скважинами на Колпашевской и Пудинской площадях с массивными углисто-глинистыми и углисто-алевролитовыми толщами с иногда встречающимися пластами эффузивов основного состава.

На тектонической карте фундамента гранитоидные интрузивные комплексы выделены преимущественно в южной и юго-восточной частях территории. В юго-западной части находится достаточно крупный бассейн, приуроченный к Кёнгской впадине, а самый крупный по площади – к Барабинско-Пихтовской моноклизе. На северо-западе исследуемой территории прослеживается фрагмент Чузикского грабен-рифта раннемезозойского возраста, имеющего северо-восточное простирание (рисунок 5.2).

Терригенно-угленосная позднепалеозойская протоорогенная формация также имеет здесь локальное распространение. В скважинах Колпашевской площади на позднедевонских отложениях выделены углистые алевролиты с бедным споро-пыльцевым комплексом перм-триаса.

Стоит также отметить приуроченность основных месторождений, локализованных в северо-западной части территории исследования, к основаниям межгорных прогибов, выполненных карбонатно-глинисто-сланцевой геосинклинальной формацией.



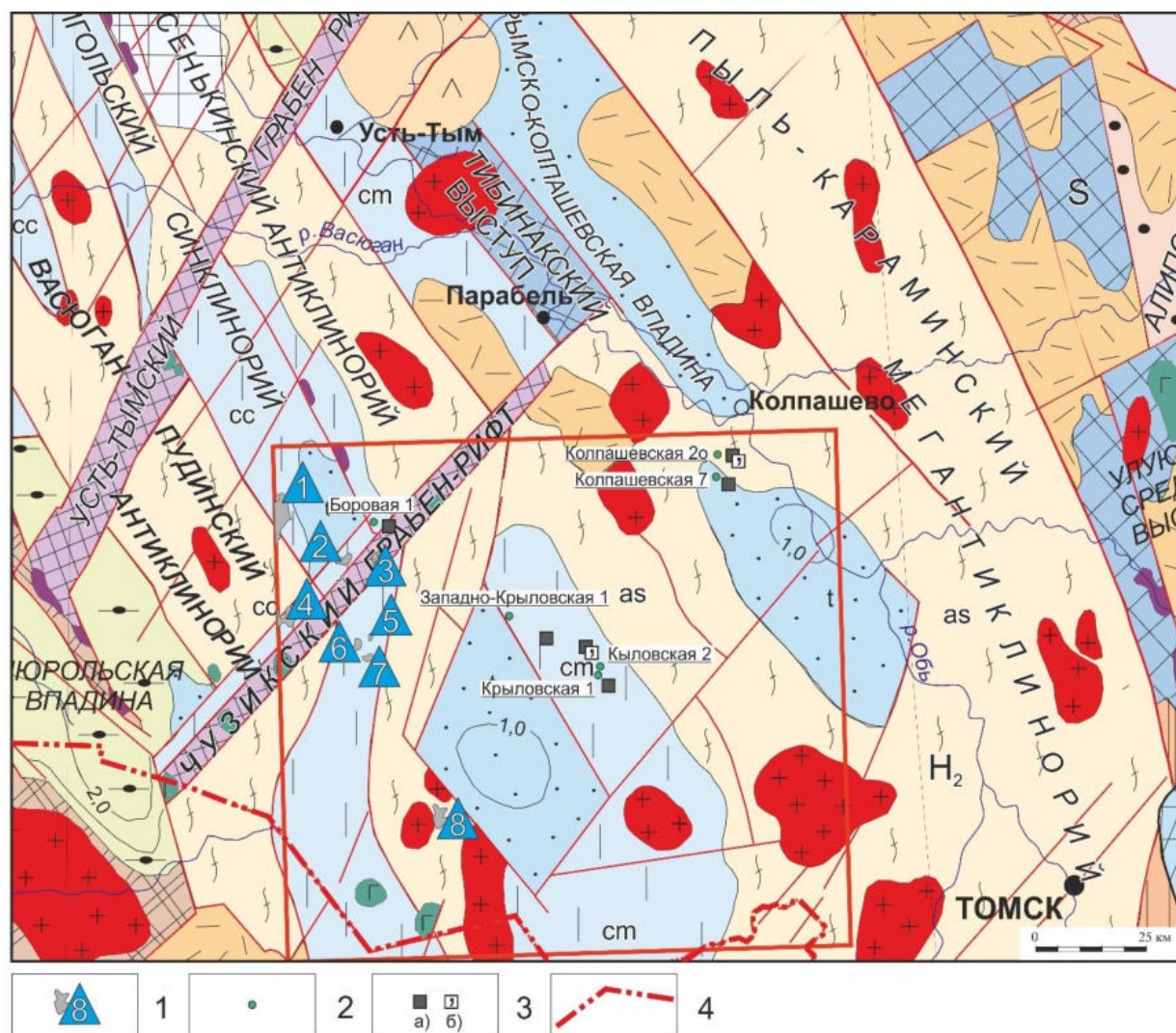


Рисунок 5.2 – Обзорная схема нефтегазоносности территории исследований на фрагменте тектонической карты фундамента [14]: 1 – месторождение УВ и его условный номер: 1 – Рыбальное, 2 – Селимхановское, 3 – Ондатровое, 4 – Пинджинское, 5 – Восточно-Верхнекомбарское, 6 – Сатпаевское, 7 – Верхнекомбарское, 8 – Парбигское; 2 – глубокая скважина за пределами месторождений; 3 – скважина за пределами месторождения с прямыми признаками нефтегазоносности в доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), запах нефти в керне (б); 4 – административная граница Томской области. Красным прямоугольным контуром ограничена территория настоящих исследований. *Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 1.4*

В западной части территории исследования, в пределах зоны распространения месторождений УВ, основными нефтематеринскими являются волжские отложения, формирующие баженовскую свиту. Содержание  $C_{орг}$  в баженовской свите на западе территории достигает 6%, в зоне распространения марьяновской свиты на востоке содержание органического вещества не превышает 2-3 %. Мощность толщи составляет около 40 м.

Территория исследования охватывает всю площадь Бакчарского геттанг-раннетоарского седиментационного бассейна. Нефтематеринская для нижнеюрского и доюрского резервуаров [25] нижнеюрская тогурская свита формируется в гипсометрически низких участках [6] и в пределах Бакчарского бассейна залегает на глубинах 2600-3240 м, максимальная толщина комплекса составляет 220 м (рисунок 5.3). Катагенетическая зрелость тогурской свиты, согласно региональной оценке [25], колеблется от градаций  $M_2$  в центральной части депрессии до  $M_1^2$  на ее бортах.

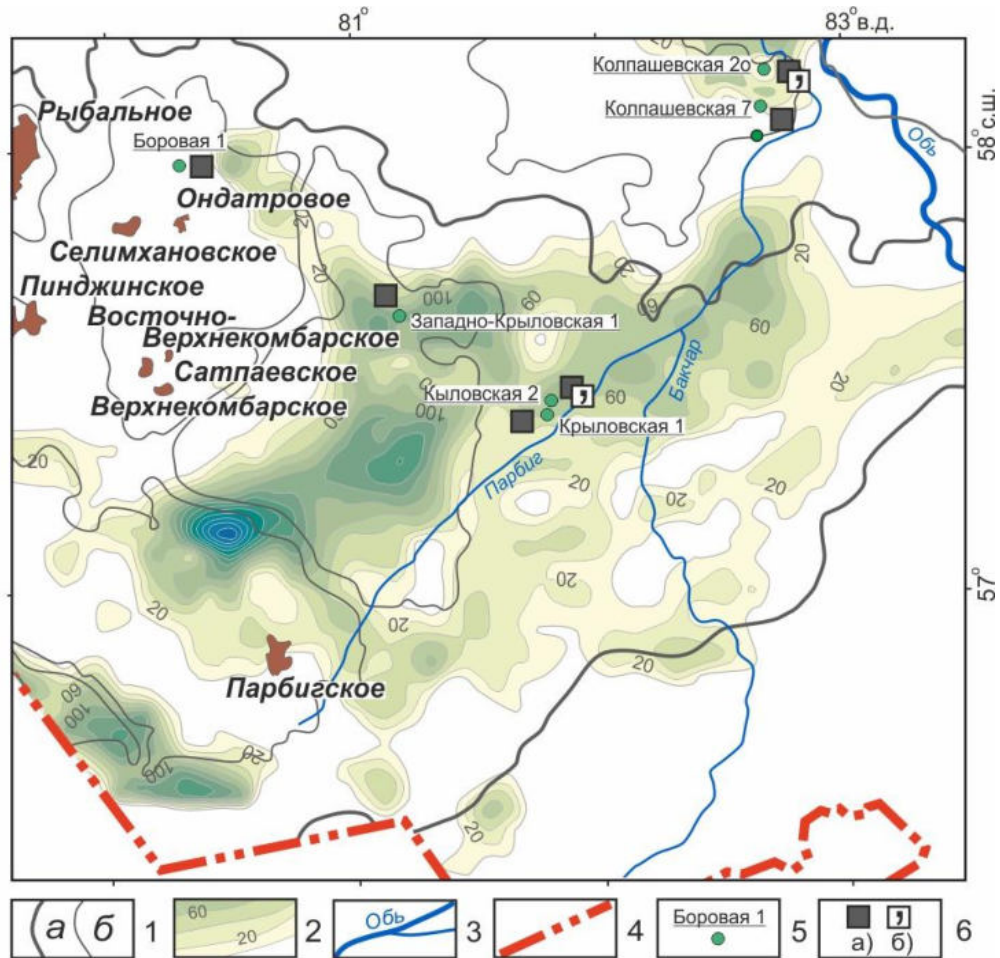


Рисунок 5.3 – Нефтегазоносность территории Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления на тектонической схеме юрского структурного яруса с границей распространения тогурской нефтематеринской свиты [6, 9]: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка; 2 – изопахиты тогурской свиты – геттанг-раннетоарских отложений, сечением 10-20 м; 3 – речная сеть; 4 – граница: административная Томской области (а), условная для «переходной зоны» к структурам внешнего пояса Западно-Сибирской плиты (б); 5 – скважина палеотемпературного моделирования; 6 – прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), запах нефти в керне (б)

В западной наиболее погруженной части Бакчарского бассейна расположены две тектонические структуры II-го порядка – вся собственно Бакчарская мезовпадина и северо-восточный склон Калгачского мезовыступа. Кровля геттанг-раннетоарских отложений достигает максимальных отметок на северо-восточном склоне Калгачского мезовыступа и составляет 3320 м, а толщина отложений достигает 160 м. У южной границы распространения тогурской свиты в пределах Калгачского мезовыступа глубина кровли составляет 2600 м, а толщина уменьшается в юго-восточном направлении от 240 до 0 м. Вдоль юго-восточной границы Колпашевской мезовпадины толщина свиты составляет от 20 до 60 м, а кровля опускается в западном направлении и достигает там порядка 2900 м. В «переходной» зоне наблюдаются локальные зоны отсутствия отложений тогурской свиты, а окаймляющие эти зоны участки характеризуются толщиной свиты, достигающей 40 м, а отметок кровли около 2600 м.

Юра представлена *тюменской, наунакской, георгиевской, баженовской* свитами в западной части территории исследования (таблица 5.2). В восточном и, более интенсивно, в юго-восточном направлениях *баженовская* свита последовательно замещается её континентальными аналогами – *марьяновской*, затем *максимоярской*. В центральной части территории в разрезах скважин ниже тюменской свиты также выделяются *пешковская, тогурская и урманская* свиты (таблица 5.1). Также на востоке происходит замещение *некрасовской сериш, чеганской, талицкой, ганькинской, покурской* и *киялинской* свит аналогами – *михайловской, юрковской, парабельской, сымской, симоновской* и *илекской* свитами, соответственно, что отражено в стратиграфической разбивке скважины Песочно-Дубровская 2п (таблица 5.3).

На территории исследования открыто восемь месторождений, четыре из которых связаны с промышленными залежами в доюрском НГК (рисунок 5.3), в том числе с пластом М (Селимхановское нефтегазоконденсатное) и пластом М<sub>1</sub> (Верхнекомбарское газоконденсатное, Восточно-Верхнекомбарское и Сатпаевское нефтяные). Непромышленные притоки из пласта М доюрского НГК получены в скважинах Парбигского нефтегазового, Пинджинского нефтегазоконденсатного и Рыбального нефтяного месторождений.

Прямые признаки нефтенасыщения доюрского основания (таблица 5.4) получены при строительстве глубокой опорной скважины 2 Колпашевской площади – в керне в интервале 2977-2987 м встречены битумы и обнаружен запах УВ. Также, на Крыловской площади отмечены признаки нефтегазоносности в виде запаха в керне в кровле доюрского основания в интервале 3070-3090 м скважины №2.

Таблица 5.1 – Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытых скважиной Крыловская 1 (КР1)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст**, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	18	0–1,64	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	-	1,64–4,71	3,07				
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-	-
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	84	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Чеганская <i>hg Pg<sub>3-2</sub></i>	30	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	0,7	1,2
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	50	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	0,7	1,2
Талицкая <i>tl Pg<sub>1</sub></i>	20	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	0,7	1,2
Ганькинская <i>gn Pg<sub>1-K<sub>2</sub></sub></i>	9	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	0,7	1,25
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	275	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	0,7	1,25
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	45	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	0,7	1,25
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	23	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	879	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская <i>a<sub>2</sub> K<sub>1</sub></i>	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская <i>a<sub>1</sub> K<sub>1</sub></i>	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	637	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	95	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	0,8	1,25
Куломзинская <i>klm K<sub>1</sub></i>	131	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	0,8	1,25
Марьяновская <i>mr J<sub>3</sub></i>	12	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	56	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Наунакская <i>nk J<sub>3</sub></i>	84	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	0,8	1,3
Тюменская <i>tm J<sub>1-2</sub></i>	317	162,9–185,0	32,1	2,46	1,64	0,8	1,3
Пешковская <i>psh J<sub>2-1</sub></i>	86	185,0–204,6	19,6	2,46	1,64	0,8	1,3
Тогурская <i>tg J<sub>1</sub></i>	23	204,6–206,8	2,2	2,46	1,64	0,8	1,3
Урманская <i>ur J<sub>1</sub></i>	16	206,8–208,0	1,2	2,46	1,64	0,8	1,3

Таблица 5.2 – Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытых скважиной Армичская 1 (Ар1)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст**, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	10	0–1,64	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	15	1,64–4,71	3,07	2,07	1,31	0,65	1,1
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	45	4,71–24,0	19,29	2,07	1,31	0,65	1,1
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	63	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Чеганская <i>hg Pg<sub>3-2</sub></i>	55	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	0,7	1,2
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	60	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	0,7	1,2
Талицкая <i>tl Pg<sub>1</sub></i>	20	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	0,7	1,2
Ганькинская <i>gn Pg<sub>1-K<sub>2</sub></sub></i>	110	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	0,7	1,25
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	45	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	0,7	1,25
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	220	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	0,7	1,25
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	15	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	826	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская <i>a<sub>2</sub> K<sub>1</sub></i>	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская <i>a<sub>1</sub> K<sub>1</sub></i>	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	673	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	66	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	0,8	1,25
Куломзинская <i>klm K<sub>1</sub></i>	212	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	0,8	1,25
Баженовская <i>bg J<sub>3</sub></i>	35	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	4	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Наунакская <i>nk J<sub>3</sub></i>	74	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	0,8	1,3
Тюменская <i>tm J<sub>2</sub></i>	358	162,9–185,0	32,1	2,46	1,64	0,8	1,3



В скважине Крыловская 1 получен приток нефти в объеме около 0,3 м<sup>3</sup>/сут при совместном испытании интервала нижнеюрских отложений и коры выветривания. В скважине Западно-Крыловская 1 (рисунок 5.3, таблица 5.4) при испытании нижнеюрского горизонта получены признаки нефти в виде пленки из пласта Ю<sub>15</sub>. Признаки УВ в керне отложений коры выветривания обнаружены в скважинах Крыловская 2 в виде запаха и Колпашевская 2о в виде запаха и наличия битумов в поровом пространстве породы (таблица 5.4).

Таблица 5.3 – Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытых скважиной Песочно-Дубровская 2 параметрическая (ПД2п)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст**, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	49	0–1,64	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-	-
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-	-
Новомихайловская <i>nm Pg<sub>3</sub></i>	60	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Юрковская <i>jur Pg<sub>3-2</sub></i>	85	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	0,7	1,2
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	14	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	0,7	1,2
Парабельская <i>pb Pg<sub>1</sub></i>	-	54,8–61,7	6,9	2,11	1,37	0,7	1,25
Сымская <i>sm Pg<sub>1-K<sub>2</sub></sub></i>	129	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	0,7	1,25
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	-	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	0,7	1,25
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	-	86,5–89,8	3,3	2,18	1,43	0,8	1,25
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	-	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Симоновская <i>sm K<sub>1-2</sub></i>	245	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская <i>a<sub>2</sub> K<sub>1</sub></i>	-	114,1–116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская <i>a<sub>1</sub> K<sub>1</sub></i>	-	116,3–120,2	3,9	-	-	-	-
Илекская <i>il K<sub>1</sub></i>	365	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	-	132,4–136,1	3,7	-	-	-	-
Куломзинская <i>klm K<sub>1</sub></i>	-	136,1–145,8	9,7	-	-	-	-
Максимоярская <i>mr J<sub>3</sub></i>	45	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3

\* — данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» и из каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); \*\* — в качестве основы для возраста использована Шкала геологического времени [48]

Таблица 5.4 – Данные по испытанию в глубоких скважинах Бакчарской впадины и структур ее обрамления

Месторождение, площадь, скважина (условный индекс скважины)	Нефтегазоносный комплекс	Притоки пласта		Тип флюида
		Промышленные	Непромышленные	
Верхнекомбарское	Доюрский	М <sub>1</sub>	-	Газ/Конденсат
Восточно-Верхнекомбарское	Доюрский	М <sub>1</sub>	-	Нефть
Ондатровое	Верхнеюрский	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	-	Газ/Нефть
Парбигское	Нижнеюрский	Ю <sub>15</sub>	-	Нефть/Газ
	Доюрский	-	М	Нефть
Пинджинское	Верхнеюрский	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	-	Нефть
	Среднеюрский	-	Ю <sub>8</sub>	Газ

Пинджинское	Доюрский	-	М	Конденсат
Рыбальное	Верхнеюрский	-	Ю <sub>0</sub>	Нефть
		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	-	Нефть
Сатпаевское	Доюрский	-	М	Нефть
	Среднеюрский	Ю <sub>4</sub>	-	Нефть/Газ
Селимхановское	Верхнеюрский	М <sub>1</sub>	-	Нефть/Газ
		Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	-	Нефть/Газ/Конденсат
	Среднеюрский	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>	-	Газ/Нефть
	Доюрский	-	Ю <sub>2</sub>	Нефть
Армичская 1 (Ар1)	Доюрский	М	-	Нефть/Газ/Конденсат
Боровая 1 (Бо1)	Доюрский	-	М <sub>1</sub>	«Сухо»
	Доюрский+ нижнеюрский	-	tm+M+M <sub>1</sub>	«Сухо»
Верхнекомбарская 290 (ВК290)	Доюрский	-	М	Нефть
	Доюрский	-	М	Газ
Верхнекомбарская 294	Доюрский+ нижнеюрский	-	tm-M	Вода, признаки УВ в керне (запах)
	Доюрский	-	М <sub>1</sub>	«Сухо»
Горелоярская 1 (ГЯ1)	Доюрский+ нижнеюрский	-	tm+M	Вода
Горелоярская 4 (ГЯ4)	Доюрский+ нижнеюрский	-	tm+M	Вода
Горелоярская 5 (ГЯ5)	Доюрский	-	М <sub>1</sub>	Вода
Западно-Крыловская 1 (ЗК1)	Нижнеюрский	-	Ю <sub>15</sub>	Вода+ пленка нефти
	Доюрский	-	М <sub>1</sub>	«Сухо»
Западно-Крыловская 2	Нижнеюрский	-	Ю <sub>15</sub>	Вода
	Доюрский+ нижнеюрский	-	urm-M <sub>1</sub>	«Сухо»
Кёнгская 135	Доюрский+ нижнеюрский	-	tm+ M <sub>1</sub>	Вода
Колпашевская 2 опорная (К2о)	Нижнеюрский	-	tm	Вода
	Доюрский	-	М	Вода+пленка нефти, признаки УВ в керне (запах и битумы в порах)
Колпашевская 3 (К3)	Верхнеюрский	-	-	Не испытан
	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
Колпашевская 7 (К7)	Верхнеюрский	-	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Вода+пленка нефти
	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
	Доюрский	-	М <sub>1</sub>	«Сухо»
Колпашевская 10 параметрическая	Нижнеюрский	-	-	Не испытан
	Доюрский	-	-	Не испытан
Крыловская 1 (КР1)	Нижнеюрский	-	Ю <sub>15</sub>	Вода
	Доюрский+ нижнеюрский	-	М-Ю <sub>14-15</sub>	Нефть
	Доюрский	-	М	Вода+ пленка нефти
Крыловская 2 (КР2)	Нижнеюрский	-	Ю <sub>14</sub>	Вода+ пленка нефти
		-	Ю <sub>15</sub>	Вода+ пленка нефти
	Доюрский	-	М	Пленка нефти, признаки УВ в керне (запах)
Олимпийская 151	Доюрский+ нижнеюрский	-	tm+M	Вода
Парбигская 1 (Пар1)	Нижнеюрский	-	Ю <sub>15</sub>	Вода
		-	Ю <sub>15</sub>	Нефть
Парбигская 2 (Пар2)	Доюрский	-	М+M <sub>1</sub>	Нефть+вода
	Доюрский+ нижнеюрский	-	tm+ M <sub>1</sub>	«сухо»
	Доюрский	-	М <sub>1</sub>	Вода



Парбигская 3	Доюрский+ нижнеюрский	-	tm-M <sub>1</sub>	«сухо»
	Доюрский	-	M <sub>1</sub>	«сухо»
Поскоевская 1	Доюрский	-	M <sub>1</sub>	«сухо»
Селимхановская 2 (Се2)	Доюрский	-	M <sub>1</sub>	Вода+нефть
Селимхановская 5 (Се5)	Доюрский	-	M <sub>1</sub>	Газоконденсат
Тигинская 1	Доюрский+ нижнеюрский	-	tm+M <sub>1</sub>	«сухо»
	Доюрский	-	M <sub>1</sub>	«сухо»
Чарусная 191	Доюрский	-	M <sub>1</sub>	«сухо»
Чинжарская 3	Доюрский	-	M <sub>1</sub>	«сухо»

\*— данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»)

## 5.2 Тепловой поток территории исследований

В результате решения обратной задачи геотермии в 30-ти скважинах (таблица 5.5) была построена карта распределения плотности теплового потока *сечением 2,0 мВт/м<sup>2</sup>* для Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления (рисунок 5.4).

Во всех моделях «невязка» приемлема и не превышает значений  $\pm 1-3$  °С, при которых решение обратной задачи признается оптимальным, а построенная схематическая карта является корректной.

Таблица 5.5 – Сопоставления измеренных и расчетных температур в моделях скважин Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления

Глубина измерения параметра, м	Температура, °С					Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> / мощность осадочного чехла, м
	По испытанию (пластовая*)	**ОСВ ( $R_{\text{от}}$ )	По ОГГ*	Модельная (расчетная)	Разница расчётной и измеренной	
<b>Армичская 1, Ар1</b>						
2480	-	115(0.76)	-	116	1	<b>61/2906</b>
2540	-	120(0.8)	-	119	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1	
<b>Боровая 1, Бо1</b>						
2250	96	-	-	91	-5	<b>60/2392</b>
2390	92	-	-	96	4	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±5	
<b>Верхнекомбарская 290, ВК290</b>						
2410	-	111(0.73)	-	111	0	<b>61/2791</b>
2440	-	115(0.76)	-	112	-3	
2550	102	-	-	104	2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
<b>Верхнекомбарская 294, ВК294</b>						
2139	-	-	81	83	+2	<b>57/2764</b>
2283	-	-	88	88	0	
2395	-	-	94	92	-2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	

Продолжение таблицы 5.5

Горелоярская 1 (Средне-Парабельская), ГЯ1						
2380	88	-	-	87	-1	55/2435
2082	77	-	-	77	0	
2275	-	-	78	83	5	
1980	-	92(0.59)	-	90	-2	
2050	-	92(0.59)	-	92	0	
2290	-	99(0.64)	-	101	2	
2315	-	99(0.64)	-	100	1	
2322	-	103(0.67)	-	100	-3	
2437	-	106(0.70)	-	104	-2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Горелоярская 4, ГЯ4						
2350	81	-	-	83	2	52/2531
2500	89	-	-	87	-2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Горелоярская 5, ГЯ5						
2562	-	120(0.8)	-	116	-4	58/2574
2353	-	104(0.68)	-	108	4	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±4	
Западно-Крыловская 1, ЗК1						
2550	89	-	-	89	0	52/3115
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Колпашевская 2опорная, К2о						
1407	66	-	-	68	+2	69/2870
1808	87	-	-	86	-1	
2088	97	-	-	98	+1	
2668	125	-	-	123	-2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Колпашевская 3, К3						
2538	89	-	-	88	-1	52/2778
2105	-	-	71	74	3	
2435	83	-	-	84	1	
2360	81	-	-	82	1	
2170	79	-	-	76	-3	
2076	72	-	-	73	1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Колпашевская 7, К7						
2375	-	96 (0.62)	-	100	4	51/2724
2705	-	96 (0.62)	-	91	-5	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±4	
Крыловская 1, КР1						
2758	-	114(0.75)	-	114	0	52/2890
2820	-	115(0.76)	-	115	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Крыловская 2, КР2						
2500	-	111(0.73)	-	108	-3	54/2931
2503	-	106(0.70)	-	108	+2	
2516	-	106(0.70)	-	108	+2	
2294	-	-	81	84	+3	
2398	-	-	87	87	0	
2436	-	-	89	89	0	
2527	95	-	-	92	-3	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Мирная 415, Ми415						
2560	109	-	-	107	-2	63/2610*
2356	98	-	-	100	2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	

Мирная 416, Ми416						
2550	-	99(0.64)	-	99	0	47**/2596*
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Новиковская 1 опорная, Нов1о						
2490	76	-	-	78	+2	46/2895
2840	90	-	-	88	-2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
***Овражная 16, Овр16						
2090	73	-	-	73	0	53/2615
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Парбигская 1, Пар1						
2270	-	84(0.53)	-	84	0	55/2740
2470	-	91(0.58)	-	91	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Парбигская 2, Пар2						
2245	-	94(0.60)	-	94	0	62/2595
2400	-	99(0.64)	-	99	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Песочно-Дубровская 2 параметрическая						
580	-	-	20	20	0	53/992*
770	-	-	26	26	0	
980	-	-	33	33	0	
990	-	-	34	33	-1	
967	33	-	-	33	0	
880	30	-	-	30	0	
837	29	-	-	28	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Пинджинская 1, Пи1						
2540	105	-	-	105	0	61/2890
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Рыбальная 405, Ры405						
2370	98	-	-	98	0	61/2600
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Рыбальная 406, Ры406						
2424	102	-	-	102	0	62/2471*
2426	102	-	-	102	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Рыбальная 408, Ры408						
2425	105	-	-	105	0	64/2596
2450	106	-	-	106	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Селимхановская 2, Се2						
2255	84	-	-	87	+3	57/2431
2265	89	-	-	87	-2	
2360	91	-	-	90	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Селимхановская 4, Се4						
2455	-	98(0.63)	-	98	0	51**/2649
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Селимхановская 5, Се5						
2247	92	-	-	89	-3	59/2488
2299	89	-	-	91	+2	
2330	92	-	-	92	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
Чарусная 190, Чар190						
2227	67	-	-	67	0	43/2997*
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	

Чинжарская 1, Чи1						
2397	-	109(0.72)	-	109	0	58/2396
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
Чинжарская 2, Чи2						
2132	-	-	71	72	1	50/2467
2239	-	-	76	76	0	
2249	-	-	77	76	-1	
2270	-	-	78	77	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1	

\* — пластовые температуры и температуры метода ОГГ изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); \*\* — ОСВ ( $R_{vi}^0$ ) — определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск); \*\*\* — вскрытая мощность осадочного чехла

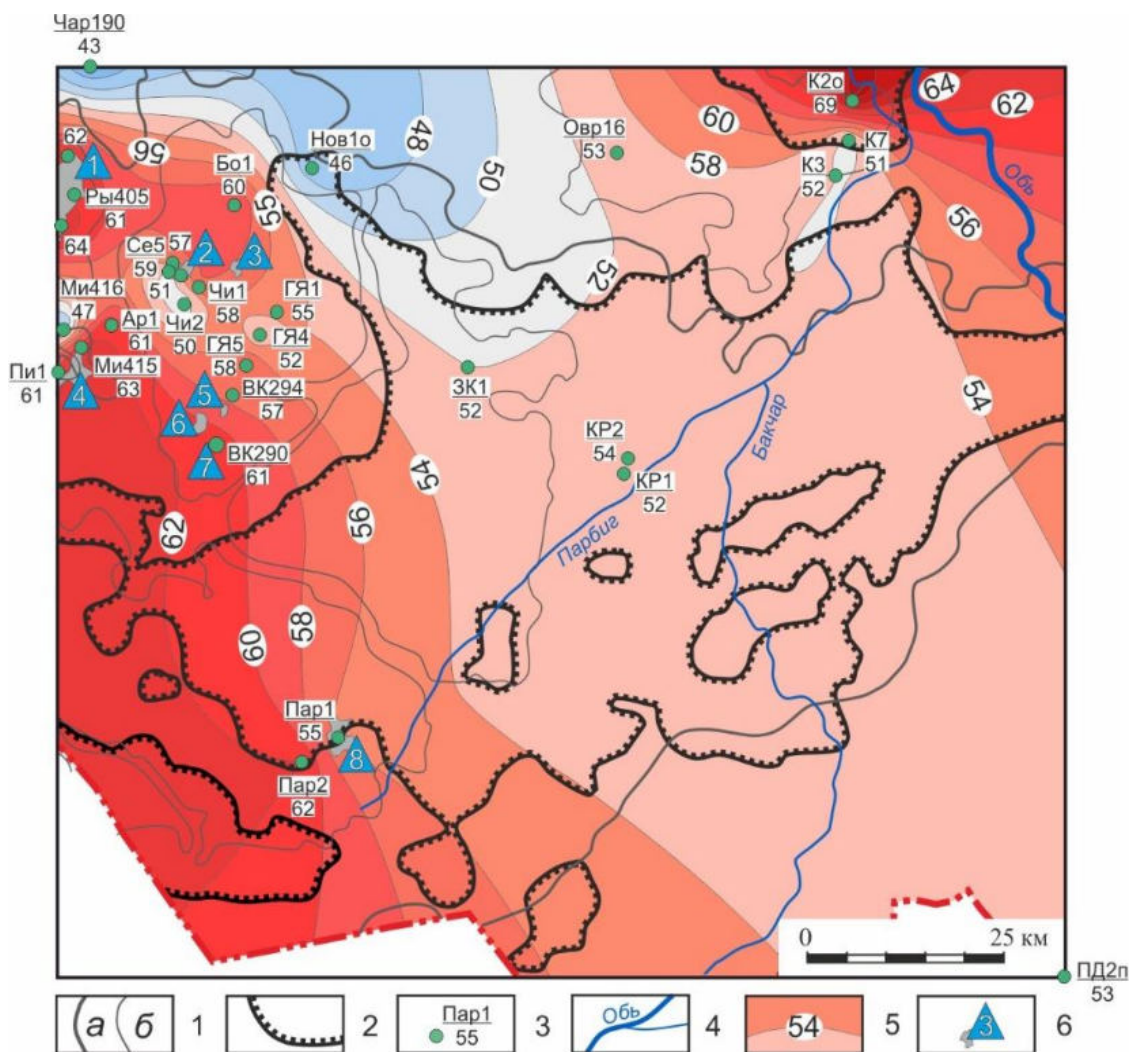


Рисунок 5.4 – Схематическая карта распределения плотности теплового потока территории исследований (сечение изолиний  $2,0 \text{ мВт/м}^2$ ): 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина палеотемпературного моделирования (в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока из основания осадочного чехла,  $\text{мВт/м}^2$ ); 4 – речная сеть; 5 – изолиния плотности теплового потока; б – месторождение УВ и его условный

номер: 1 – Рыбальное, 2 – Селимхановское, 3 – Ондатровое, 4 – Пинджинское, 5 – Восточно-Верхнекомбарское, 6 – Сатпаевское, 7 – Верхнекомбарское, 8 – Парбигское

На карте распределения плотности глубинного теплового потока (рисунок 5.4) наблюдаются следующие особенности. Аномально высокие значения отмечаются локально в районе Колпашевской структуры в южной части Парабельского мегавыступа (до 69 мВт/м<sup>2</sup>). На северо-западе, за пределами распространения тогурской свиты, распределение плотности теплового потока очень неоднородно. Локальные максимумы порядка 60-64 мВт/м<sup>2</sup> достигаются в скважинах Боровая 1, Мирная 415, Армичская 1, Пинджинская 1, а также в скважинах Рыбального и Верхнекомбарского месторождений. В скважинах Селимхановская 2, Чинжарская 2 и Мирная 416 значения теплового потока ниже и составляют около 47-51 мВт/м<sup>2</sup>. Центральная часть территории, соответствующая местоположению наиболее погруженной части депрессии, характеризуется относительно невысокими значениями теплового потока, порядка 52 мВт/м<sup>2</sup>. На юго-западном борту впадины, где открыта промышленная залежь УВ в нижнеюрских отложениях на Парбигской площади, наблюдается наибольшая по площади зона повышенной плотности теплового потока до 62 мВт/м<sup>2</sup>. Зона минимальных значений выделена на северо-западе территории исследования и протягивается вдоль северной границы картопостроения, значения теплового потока здесь составляют 43-46 мВт/м<sup>2</sup>. И далее эта зона достаточно четко протягивается в юго-восточном направлении, разделяя области повышенных значений теплового потока на юго-западе и северо-востоке.

Можно сказать, что основной диапазон полученных величин плотности теплового потока расположен в пределах 50-60 мВт/м<sup>2</sup>. Экспериментальные определения в работе [89] для этой территории также находятся в пределах 60 мВт/м<sup>2</sup>. Это еще одно свидетельство того, что построенная схематическая карта плотности теплового потока является вполне корректной.

Стоит отметить, что аномальные зоны с повышенными значениями теплового потока коррелируют с установленными признаками нефтегазоносности как в скважинах с непромышленными притоками из пластов нижнеюрского и доюрского НГК, так и на месторождениях с промышленными залежами УВ.

### 5.3 Выделение и картирование очагов генерации тогурской нефти

В результате решения прямых задач геотермии в моделях 30-ти глубоких скважин были восстановлены палеотемпературы для основания осадочного разреза, соответствующего гипсометрическому уровню тогурской свиты, на 11-ть ключевых моментов геологического времени (рисунок 5.5А-Л). Изотермой в 95 °С оконтурены возможные очаги генерации

тогурской нефти. На построенных картах видна динамика развития катагенетических условий ГЗН тогурской свиты.

В покурское время, *114,1 млн лет назад*, тогурские отложения прогреваются лишь до 85 °С и не достигают ГЗН (рисунок 5.5А).

Начало интенсивной генерации нефти относится к альб-сеноману (*91,6 млн лет назад*), когда очаги появляются на Колпашевской структуре с максимальными температурами до 126 °С. Очаг широкой полосой протягивается вдоль северо-западного борта депрессии, где температурный режим достигает максимальных значений порядка 105 °С, несколько увеличиваясь к западу (рисунок 5.5Б).

В ипатовское время (*89,8 млн лет назад*) происходит прогрев разреза, и зона очага несколько увеличивается (рисунок 5.5В). Максимальными температурами до 110 °С так же характеризуется очаг на Колпашевской структуре.

Далее, в славгородское время (*86,5 млн лет назад*), наблюдается дальнейший «прогрев» и увеличение площади очагов практически до южной границы зоны распространения материнских отложений (рисунок 5.5Г). Максимальные температуры достигают 137 °С на Колпашевской структуре и 120 °С на Верхнекомбарской площади.

*73,2 млн лет назад*, в ганькинское время, максимальная температура снижается на три-четыре градуса и уменьшаются площади очагов (рисунок 5.5Д).

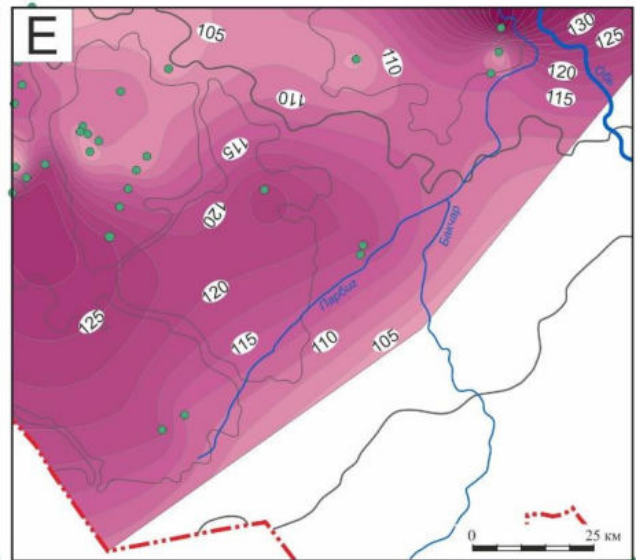
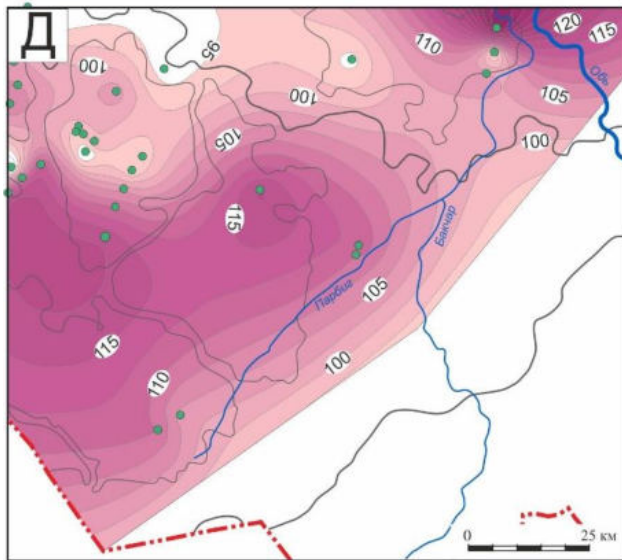
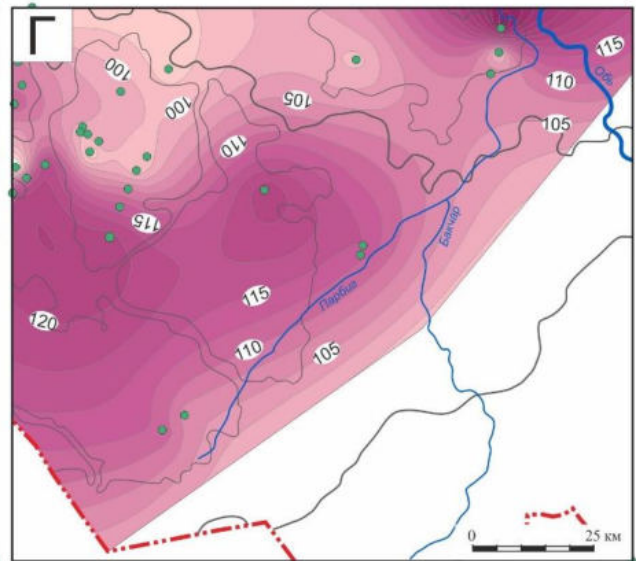
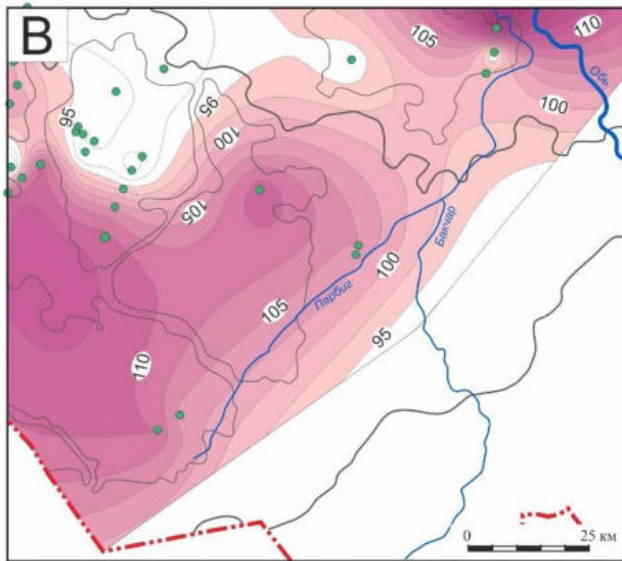
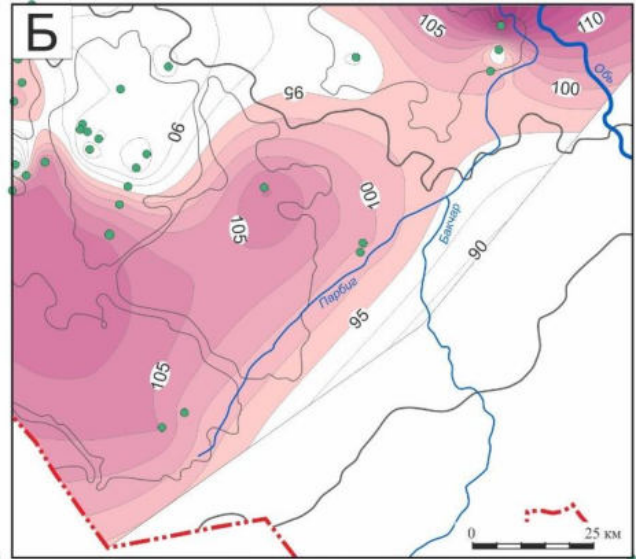
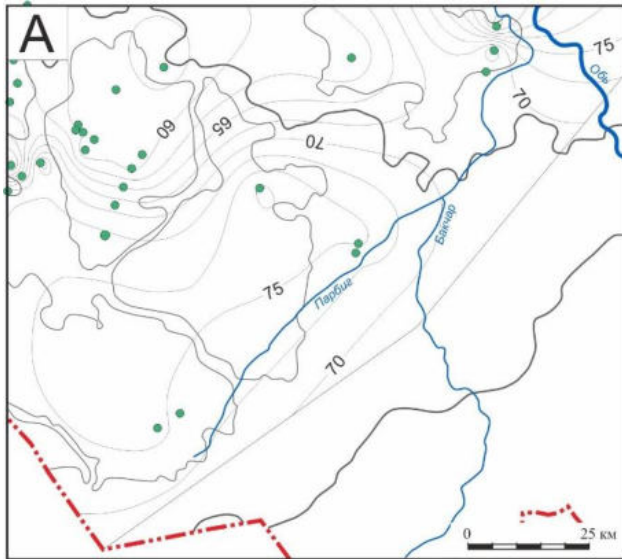
Талицкое время (*61,7 млн лет назад*) характеризуется подъемом температур до 148 °С на локальном участке, приуроченном к Колпашевской структуре (рисунок 5.5Е), площади очагов значительно увеличиваются.

В люлинворское – началочеганского время (*54,8 и 41,7 млн лет назад*), происходит некоторое остывание разреза и уменьшение площади очагов (рисунок 5.5Ж-З). Однако, к концу чеганского времени (*32,3 млн лет назад*), температуры вновь возрастают и очаги занимают практически те же площади, что и в талицкое время.

В некрасовское время (*24,0 млн лет назад*) наблюдается пик подъема температур, совпадающий с практическим завершением формирования полной мощности осадочного чехла и резким спадом климатических палеотемператур. Почти вся тогурская свита находится в ГЗН, кроме небольших участков на юго-восточном борту впадины. Максимальные температуры достигают более 150 °С на Колпашевской структуре и более 130 °С – на Верхнекомбарской (рисунок 5.5К).

Несмотря на заметное остывание разрезов в миоцене, катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени на значительной территории исследования (рисунок 5.5Л).





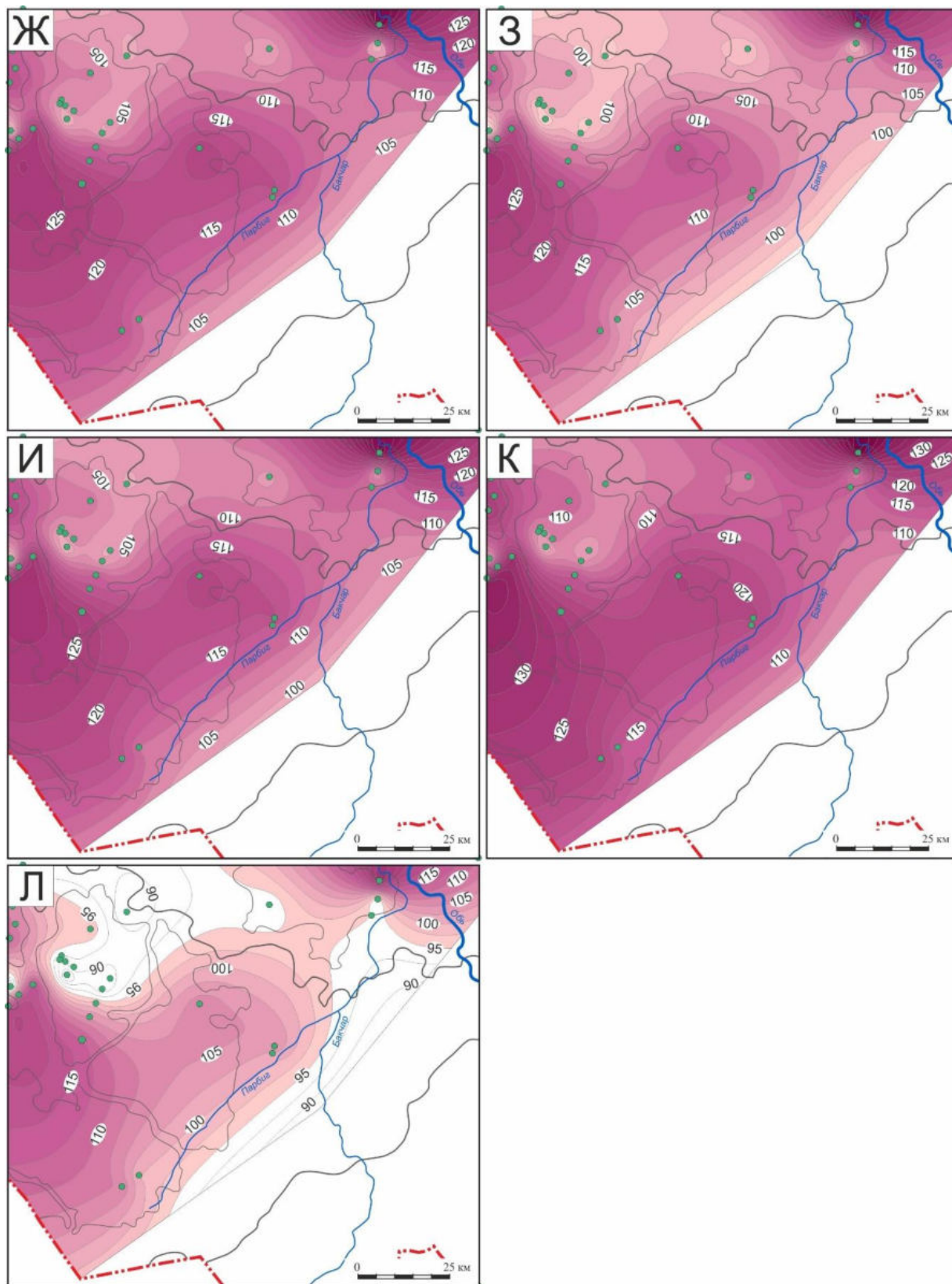


Рисунок 5.5 – Бакчарская мезовпадина и структуры обрамления. Схематические карты распределения геотемператур на уровне основания осадочного чехла (значения изолиний в °С) и положения зон геотемператур (обозначены заливкой), обеспечивающих образование очагов генерации тогурской нефти, млн лет назад: 114,1 (А); 91,6 (Б); 89,8 (В); 86,5 (Г); 73,2 (Д); 61,7 (Е); 54,8 (Ж); 41,7 (З); 32,3 (И); 24,0 (К); современное время (Л)

Значительная часть юго-востока территории исследований *не обеспечена* скважинами палеотемпературного моделирования. За исключением скважины Песочно-Дубровская 2 параметрическая (ПД2п), которая послужила реперным обрамлением для построения карты плотности теплового потока. Поэтому юго-восточная часть в границах территории исследований не участвует в расчетах плотности генерации и аккумуляции тогурской нефти.

#### 5.4 Оценка плотности генерации тогурской нефти

Экспресс-оценка (упрощенный расчет)  $R$  – плотности генерации УВ, а именно тогурской нефти, для участка Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления выполнялся аналогично способу, ранее описанному в подразделе 4.4 для Восточно-Пайдугинской территории исследования.

Расчет  $R$  выполнен только для 8-ми скважин, расположенных в пределах распространения тогурской свиты по формуле (5), из 30-ти скважин (таблица 5.5), для которых выполнялось палеотемпературное моделирование. Результаты расчетов для данных скважин  $R^*$  представлены в таблице 5.6, которая является дискретной основой для построения карты распределения плотности генерации в изолиниях.

В результате анализа динамики очагов генерации тогурской нефти (таблица 5.6), можно сказать, что район скважины Колпашевская 2о является районом максимальной плотности генерации тогурской нефти. Также, достаточно высокой плотностью генерации характеризуется район скважины Западно-Крыловская 1. Минимальная плотность генерации из всех расчетных скважин отмечена в районе скважины Новиковская 1о. Интервалы геологического времени формирования славгородской (73-86 млн лет назад) и люлинворской (55-42 млн лет назад) свит, а также миоценовой толщи (24-5 млн лет назад) были временами максимальной генерации тогурской нефти. Максимальная интенсивность генерации тогурской нефти, согласно таблице 5.6, отмечается в талицкое, люлинворское, чеганское и некрасовское время.

Путем интерполяции расчетных значений  $R$  во всех 30-ти скважинах построена схематическая карта ***распределения плотности генерации тогурской нефти*** с сечением изолиний 10 о.е. (рисунок 5.6). Для 22-х скважин, расположенных вне контура распространения тогурских отложений, интегральному температурно-временному показателю приписывались значения  $R=0$ .

На схеме (рисунок 5.7) наиболее высокими значениями плотности генерации отмечаются: локальный участок на Парабельском мегавыступе (северо-восточная часть Колпашевской структуры) и широкая полоса северо-восточного простиранья, охватывающая восточную часть Калгачского мезовыступа, юго-восточную части Бакчарской мезовпадины и зону ее сочленения с южным бортом Парабельского мегавыступа.

Таблица 5.6 – Динамика очагов генерации тогурской нефти (очаги помечены коричневой заливкой) Бакчарской мезовпадины, определяемая интегральным температурно-временным показателем  $R=(T_i \times t_i)$ .  $T_i$  – температура очага генерации нефти, °C;  $t_i$  – время действия очага, млн лет

Скважина (рисунок 2.1, таблица 5.4)	92 – 90 млн лет назад ( $t_1=2$ ) 91.6		90 - 86 млн лет назад ( $t_2=4$ ) 89.8		86 – 73 млн лет назад ( $t_3=13$ ) 86.5		73 – 62 млн лет назад ( $t_4=11$ ) 73.2		62 – 55 млн лет назад ( $t_5=7$ ) 61.7		55 – 42 млн лет назад ( $t_6=13$ ) 54.8		42 – 38 млн лет назад ( $t_7=4$ ) 41.7		38 – 32 млн лет назад ( $t_8=6$ ) 32.3		32 – 24 млн лет назад ( $t_9=8$ ) 24.0		24– 5 млн лет назад ( $t_{10}=19$ ) 4.71		5 – 0 млн лет назад ( $t_{11}=5$ ) 0		$R^* =$ $\sum (T_i \times t_i$ $\times 10^{-2})$ , о. ед.	Мощность тогурской свиты, м	$R^{**}$ , о. ед.
	$T_1$	$T_1 \times t_1$ $\times 10^{-2}$	$T_2$	$T_2 \times t_2$ $\times 10^{-2}$	$T_3$	$T_3 \times t_3$ $\times 10^{-2}$	$T_4$	$T_4 \times t_4$ $\times 10^{-2}$	$T_5$	$T_5 \times t_5$ $\times 10^{-2}$	$T_6$	$T_6 \times t_6$ $\times 10^{-2}$	$T_7$	$T_7 \times t_7$ $\times 10^{-2}$	$T_8$	$T_8 \times t_8$ $\times 10^{-2}$	$T_9$	$T_9 \times t_9$ $\times 10^{-2}$	$T_{10}$	$T_{10} \times t_{10}$ $\times 10^{-2}$	$T_{11}$	$T_{11} \times t_{11}$ $\times 10^{-2}$			
Западно-Крыловская 1	108	2	112	4	122	16	118	13	124	9	122	16	117	5	122	7	123	10	110	21	107	5	83	100	100
Колпашевская 2 опорная	126	3	129	5	137	18	136	15	148	10	146	19	142	6	147	9	148	12	135	26	130	7	100	10	12
Колпашевская 7	90	-	92	-	98	-	94	-	105	7	103	13	97	4	104	6	108	9	96	18	92	-	44	10	5
Крыловская 1	99	2	103	4	113	15	110	12	116	8	114	15	108	4	114	7	118	9	105	20	101	5	78	50	47
Крыловская 2	101	2	105	4	115	15	112	12	120	8	118	15	112	4	118	7	121	10	108	21	105	5	79	70	67
Новиковская 1 опорная	87	-	90	-	96	12	93	-	104	7	102	13	97	4	102	6	105	8	92	-	88	-	38	20	9
Парбигская 1	101	2	104	4	106	14	104	11	112	8	110	14	104	4	110	7	115	9	103	20	100	5	75	10	9
Парбигская 2	105	2	110	4	112	15	110	12	118	8	116	15	111	4	117	7	122	10	110	21	107	5	79	10	10
Накопление $R$ во временном интервале, о. ед.		13		25		105		75		65		120		35		56		77		147		32	750		
Накопление $R$ за 1 млн лет, о. ед.		7		6		8		7		9		9		9		9		10		8		6			

Примечание: — В таблице приведены скважины, расположенные в пределах распространения тогурской свиты.

— Скважина максимального накопления  $R$ , временной интервал с максимальным накоплением  $R$  и временной интервал максимальной интенсивности накопления  $R$  на территории исследований помечены желтой заливкой.

— Расчет  $R^*$  выполнен без учета мощности тогурской свиты, по формуле (5).

— Расчет  $R^{**}$  выполнен с учетом мощности тогурской свиты по формуле (6).



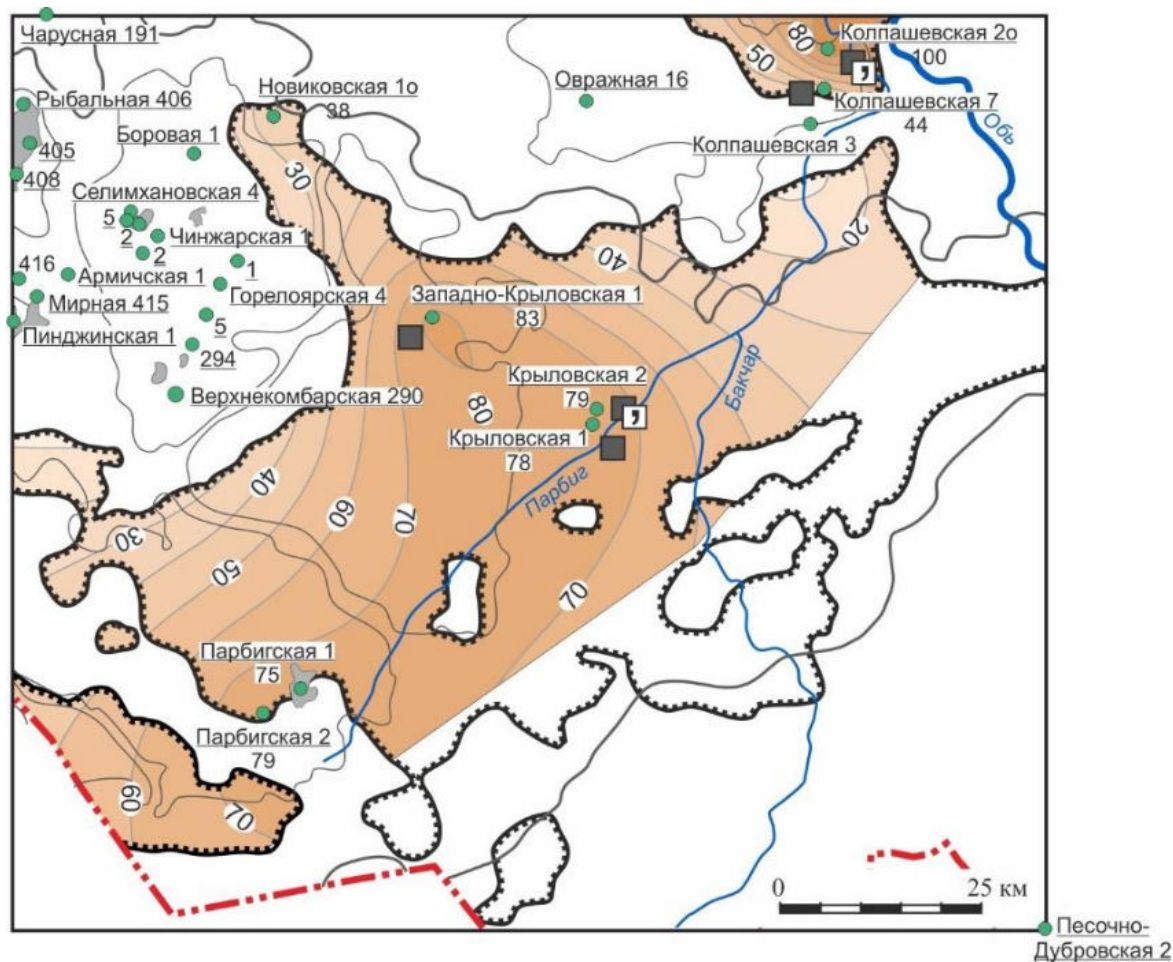


Рисунок 5.6 – Схематическая карта изолиний распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$  (о. ед.), характеризующего плотность генерации тогурской нефти, без учета мощности материнской свиты. В числителе – название скважины, в знаменателе – значение  $R$ . Показаны все скважины, в которых выполнено палеотемпературное моделирование. *Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 5.3*

Принято, что перспективными для поисков залежей нефти в нижнеюрском и доюрском НГК являются земли со значениями  $R \geq 30$  о. ед. Тогда перспективными в **1-ом варианте районирования** территории можно считать следующие районы/зоны (в порядке убывания перспективности):

А. Юго-восточная часть Парабельского мегавыступа (восточный борт Колпашевского мезовала). Перспективная область согласуется с полученными непромышленными притоками нефти и полученными в керне признаками УВ в виде запаха нефти и присутствия битумов в порых в скважине Колпашевская 2о из резервуара доюрского НГК (пласт М).

Б. Практически вся собственно Бакчарская мезовпадина. Здесь при испытании нижнеюрского НГК (пласт Ю<sub>15</sub>) получена пленка нефти в скважине Западно-Крыловская 1.

В. Область «переходной» зоны между Бакчарской мезовпадиной, Парабельским мезовыступом и Барабинско-Пихтовской моноклизой. Перспективность участка подтверждается наличием непромышленного притока нефти по результатам испытания резервуара коры выветривания, вскрытого скважинами Крыловская 1 и 2, а также наличием запаха УВ в керне в скважине Крыловская 2. Перечисленные скважины расположены на северо-западе области, большая же по площади юго-восточная часть бурением практически не изучена.

Г. Северо-восточная часть Калгачского мезовыступа. Здесь на юго-восточной оконечности контура распространения тогурской свиты расположено Парбигское НГМ с непромышленными притоками нефти, полученными из пласта М доюрского НГК.

Д. Область распространения тогурской свиты в юго-западной части территории исследований – не охарактеризованная бурением часть Южно-Казанского мезопргиба и структур его обрамления.

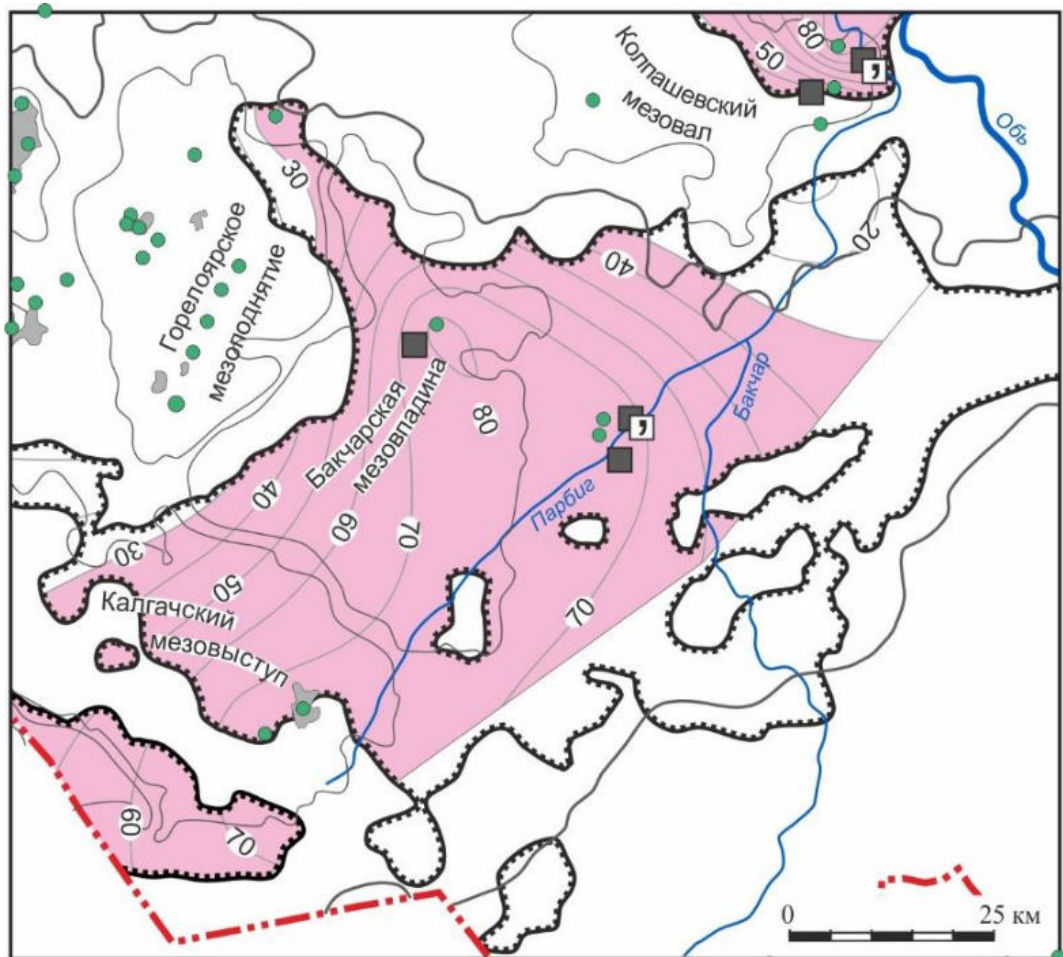


Рисунок 5.7 – Схема перспективных земель территории исследований для поисков залежей нефти в нижнеюрском и доюрском НГК, построенная без учета мощности материнской тогурской свиты. Перспективные земли выделены красно-розовой заливкой. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 5.6



Нужно учесть возможное влияние толщины отложений нефтематеринской свиты, на плотность генерации нефти. Для учета толщины свиты рассчитаны значения плотности генерации тогурской нефти  $R^{**}$  (таблица 5.6) по формуле (6) для скважин, расположенных в пределах распространения тогурской свиты.

По полученным данным построена 2-я схематическая карта *распределения плотности генерации тогурской нефти* (рисунок 5.8).

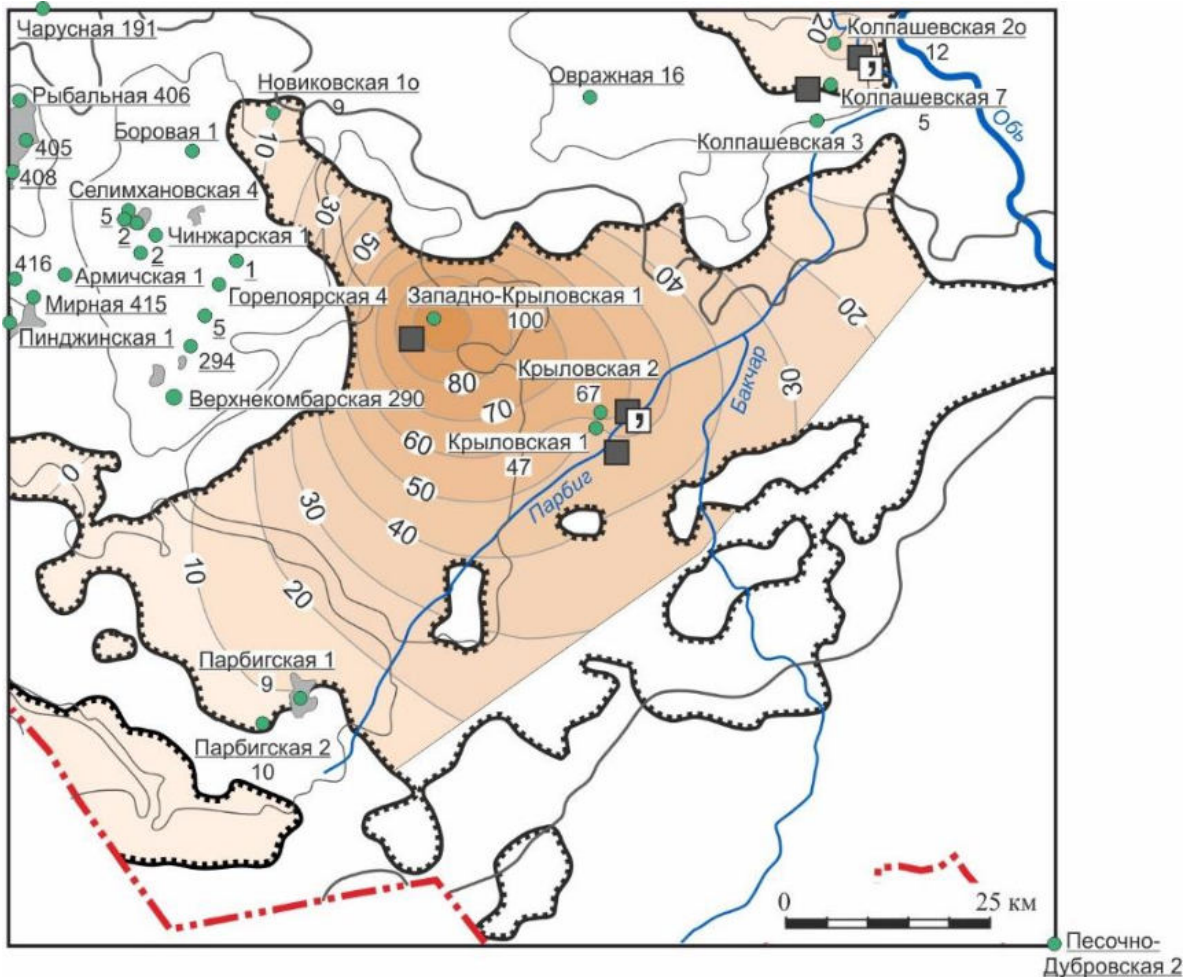


Рисунок 5.8 – Схематическая карта изолиний распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$  (о. ед.), характеризующего плотность генерации тогурской нефти, с учетом мощности материнской свиты. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 5.6

Во *2-м варианте районирования* (рисунок 5.9) учет толщины тогурских отложений увеличил перспективы центральной части территории исследования, приуроченной к восточному борту Бакчарской мезовпадины и области «переходной» зоны между Бакчарской мезовпадиной, Парабельским мегавыступом и Барабинско-Пихтовской моноклизой. Исключена из перспективных земель область распространения тогурской свиты в северо-восточной части Калгачского мезовыступа и Южно-Казанского мезопргиба. Перспективность юго-восточной

части Парабельского мезавыступа значительно понизилась по сравнению с 1-ым вариантом районирования. Однако, можно сказать, что особенности карт в основном повторяются в обоих вариантах.

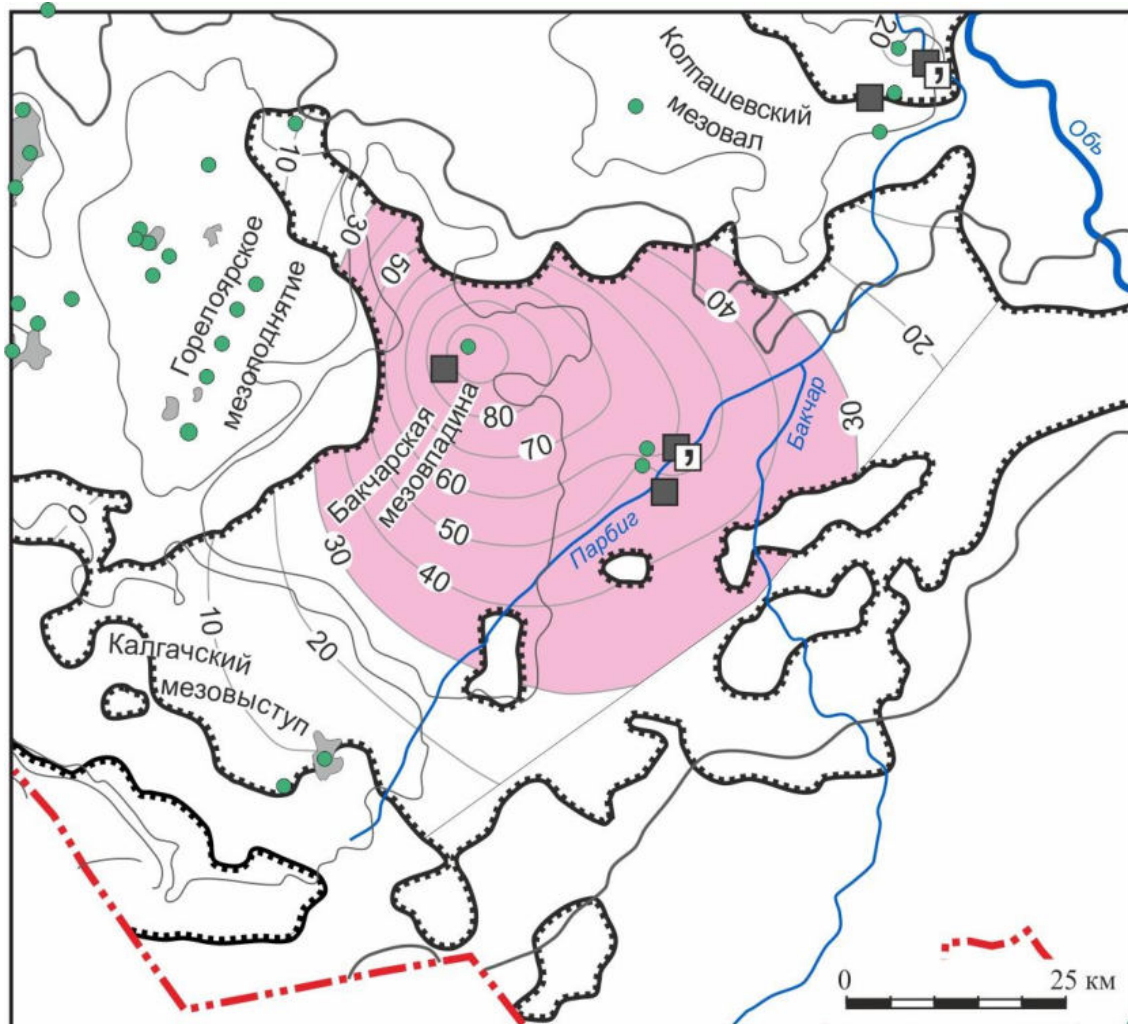


Рисунок 5.9 – Схема расположения перспективных земель территории исследований для поисков залежей нефти в нижнеюрском и доюрском НГК, построенная с учетом мощности материнской тогурской свиты. Перспективные земли выделены красно-розовой заливкой. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 5.7

Перечисленные зоны/районы можно идентифицировать как перспективные для поисков УВ в нижнеюрских и доюрских отложениях, в том числе на основании подтверждения их нефтегазоносности прямыми признаками (испытания скважин, описания керна) в перечисленных НГК (таблица 5.4).

### 5.5 Промысловая характеристика палеозойского резервуара и резервуара коры выветривания

В коренном палеозое залежи углеводородов главным образом содержатся в пласте М<sub>1</sub>. На территории исследования расположено три месторождения с промышленными залежами УВ, связанными с пластом М<sub>1</sub> доюрского НГК – Верхнекомбарское газоконденсатное, Восточно-Верхнекомбарское и Сатпаевское нефтяные месторождения. Непромышленный приток нефти получен в скважине №1 Парбигского месторождения при совместном испытании пласта М<sub>1</sub> и коры выветривания.

Приуроченность пород, представленных тремя группами петротипов четырех типов формаций, к зонам с разной степенью вероятности образующих коллектора в верхних горизонтах палеозоя и различными фильтрационно-емкостными характеристиками, аналогична описанной классификации областей распространения петротипов в подразделе 4.5 (таблица 4.8).

Горные породы имеют различные петрографические характеристики (рисунок 1.5А), подразделяются на 3 условные группы [59, 75, 77, 78, 99, 100].

Доломиты и известняки средне-, позднедевонского и раннекарбонового возрастов, а также магматические породы пермь-каменноугольного возраста, как правило, имеют лучшие фильтрационно-емкостные характеристики – эти породы относят к первой группе, что подтверждено получением промышленных притоков УВ на трёх месторождениях – Верхнекомбарском, Восточно-Верхнекомбарском и Сатпаевском (таблица 5.7).

Глинистые и глинисто-кремнистые породы (в том числе сланцы) метаморфического происхождения, расположенные на контакте с интрузиями, относятся к породам второй группы. Примером могут служить глинисто-песчаные породы, вскрытые скважиной Колпашевская 2 опорная (таблица 5.7).

Третья группа представляет породы, характеризующиеся как неблагоприятные для формирования вторичных коллекторов, и включает в себя магматические породы основного состава. К этой группе можно отнести вскрытые диабазы в скважине Горелоярская 5 (таблица 5.7).

На основе вышеописанного разделения петротипов на группы построена схема распределения областей, согласно весовых коэффициентов районирования со значениями 0, 1 и 2 (рисунок 5.10).

Залежи нефтегазоносного горизонта зоны контакта (НГГЗК) пермо-триасового возраста аккумулируются в пласте М. На территории исследования расположено Селимхановское нефтегазоконденсатное месторождение с промышленными залежами УВ, связанными с пластом М коры выветривания. Притоки непромышленных объемов получены при испытании интервала

коры выветривания в скважинах Парбигского, Пинджинского и Рыбального месторождений углеводородов.

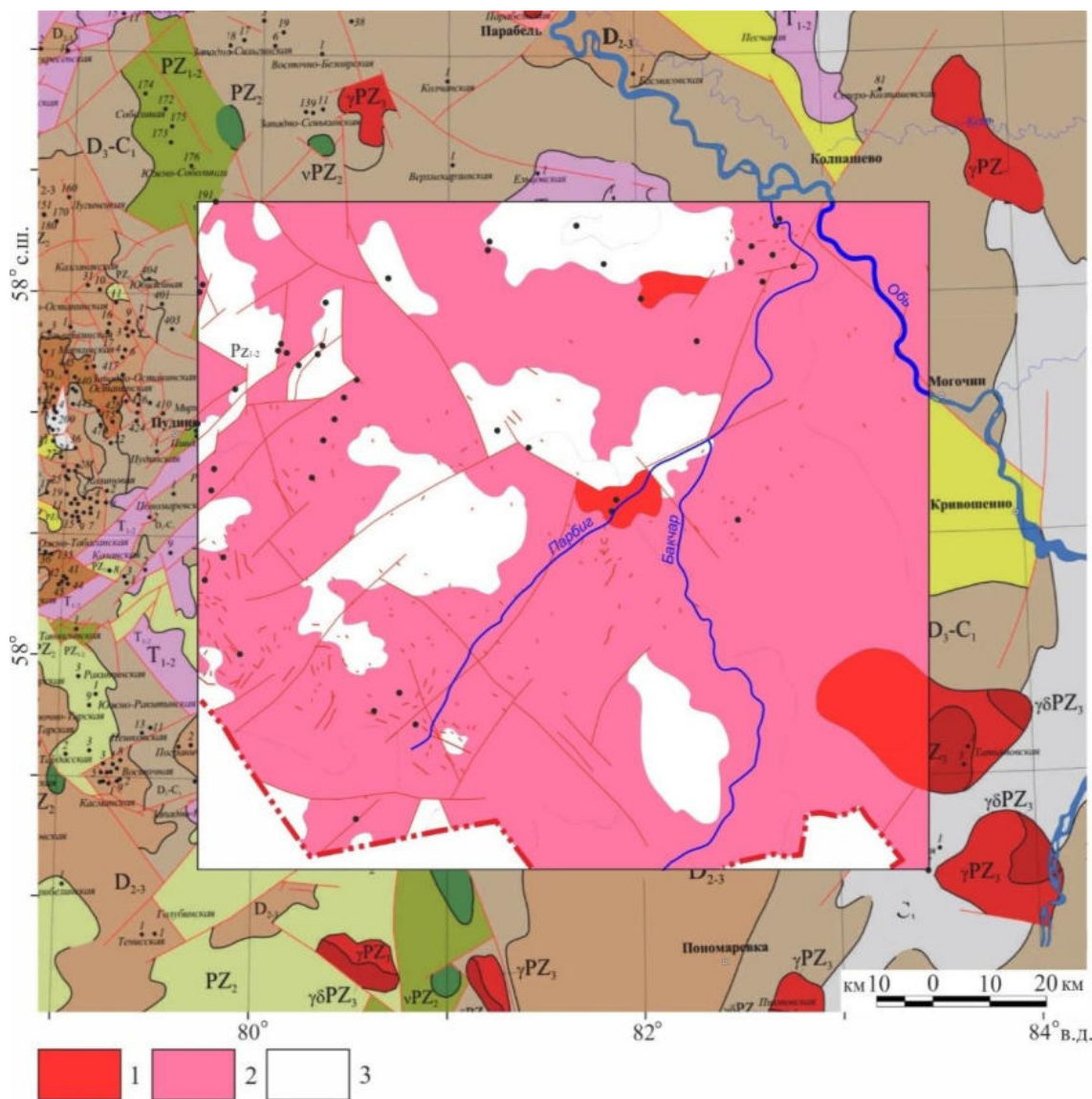


Рисунок 5.10 – Территория исследований Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления, на основе [15]. Схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя (областей весовых коэффициентов 0, 1 и 2): 1 – область распространения первой группы петротипов (весовой коэффициент 2); 2 – область распространения второй группы петротипов (весовой коэффициент 1); 3 – область распространения третьей группы петротипов (весовой коэффициент 0). *Остальные условные те же, что на рисунке 1.5А*

Резервуар НГГЗК частично распространен в пределах Бакчарской мезовпадины [9] и структурах ее обрамления, что можно увидеть на карте изопахит отложений коры выветривания, построенной по материалам 45-ти глубоких скважин (рисунок 5.11).



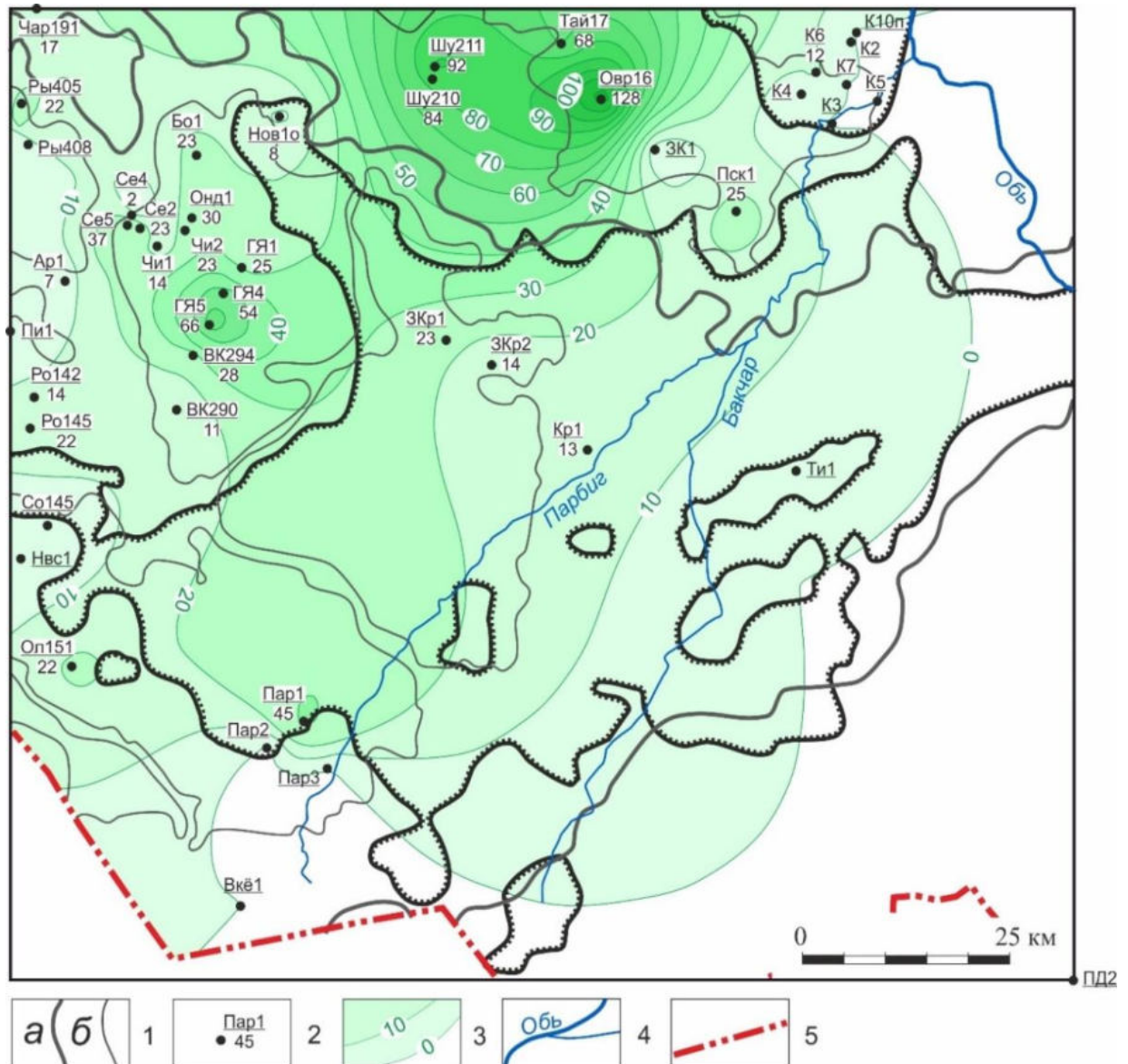


Рисунок 5.11 – Схема изопахит коры выветривания Бакчарской мезовпадины и структур её обрамления: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка [9]; 2 – скважина: в числителе – условный индекс скважины (таблица 5.7), в знаменателе – мощность коры выветривания, м; 3 – изопахита, сечение 5 м; 4 – гидросеть; 5 – административная граница Томской области

Максимальные толщины коры выветривания, более 40 м, имеют место (таблица 5.7):

- в северо-западной части Парабельского мезавыступа (скв. Шудельская 210, 211), включая западную часть Колпашевского мезовала (скв. Тайжинская 16, Овражная 16);
- в центральной части Горелоярского мезоподнятия (скв. Горелоярская 4, 6);
- у восточного склона Калгачского мезовыступа (скв. Парбигская 1).

Значения толщин коры выветривания порядка 20-40 м отмечаются в следующих районах (таблица 5.7):

- северо-западная часть Бакчарской мезовпадины (скв. Западно-Крыловская 1);
- практически вся территория Горелоярского мезоподнятия (скв. Боровая 1, Ондатровая 1, Селимхановская 2 и Верхнекомбарская 294), за исключением его северо-западного и южного бортов;
- северо-восточная часть Калгачского мезовыступа – зона образована за счет интерполяции значений мощности коры выветривания (КВ) от скважины Парбигская 1 в северо-восточном направлении к Бакчарской мезовпадине и скважины Олимпийская 151, расположенной в западной части выступа;
- зона сочленения Горелоярского мезоподнятия и Калгачского мезовыступа (скв. Рогалевская 145), а также район Рыбального месторождения (скв. Рыбальная 405).

Выклинивание отложений коры выветривания соотносится с юго-восточной частью территории по площади, составляющей около 35% от всей территории исследования.

При построении карты изопахит не использовались данные по скважине Крыловская 2 с аномальным значением толщины коры выветривания, составляющей 171 м. Это значение не подтверждено в близлежащих скважинах (Крыловская 1, Западно-Крыловская 1, Тигинская 1), мощность коры выветривания в которых составляет порядка 0-23 м.

Выклинивающиеся на поверхность гетерогенные и полифациальные горные породы, развитые в доюрском фундаменте, преобразуются и формируют проницаемые пропластки с различными ФЕС. Изменения происходят за счет физического и химического выветривания и вторичных процессов гипергенеза. Таким образом, появляются участки с различными ФЕС.

Для осуществления оценки качества коллектора, образующегося в коре выветривания, петротипы разделены на три основные группы, которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют коллекторы с «лучшими», «хорошими» и «плохими» ФЕС. Каждому петротипу в соответствие с качеством коллектора присвоены весовые коэффициенты 0, 1, 2. Разделение аналогично описанному в подразделе 4.5 (таблица 4.10).

Кремнистые сланцы вскрытые в коре выветривания скважиной Горелоярская 4 и образованные по глинисто-кремнистым породам доюрского фундамента входят в *первую группу* петротипов, образующих «улучшенные» коллекторы в коре выветривания, с высокой вероятностью их образования.



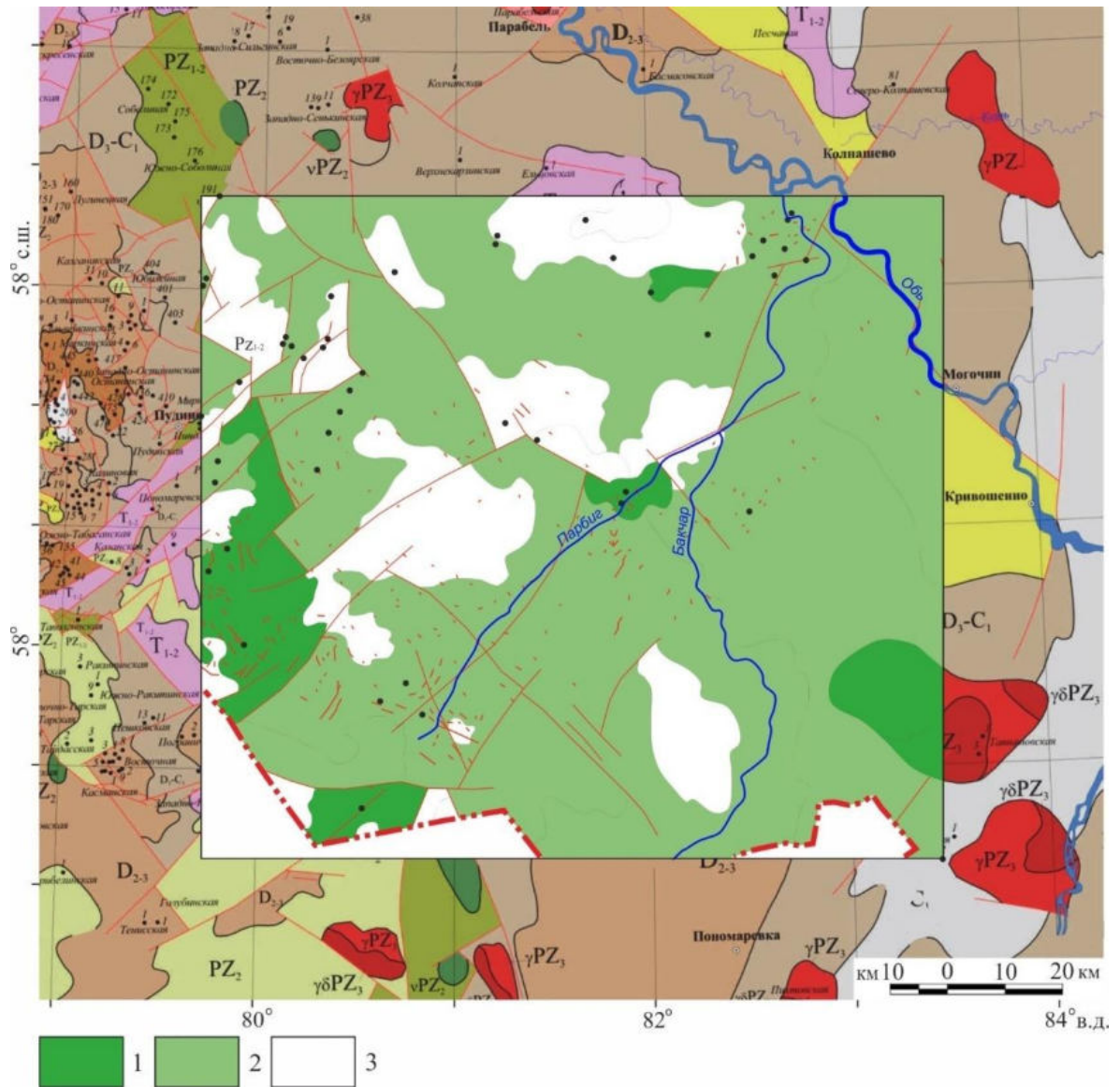


Рисунок 5.12 – Территория исследований Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления, на основе [15]. Схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (областей весовых коэффициентов 0, 1 и 2): 1 – область распространения первой группы петротипов (весовой коэффициент 2); 2 – область распространения второй группы петротипов (весовой коэффициент 1); 3 – область распространения третьей группы петротипов (весовой коэффициент 0). *Остальные условные те же, что на рисунке 1.5А*

Ко *второй группе* петротипов фундамента, относятся породы аспидной и глинисто-сланцевой формаций [64], по которым образуются коры выветривания, не способствующие формированию «улучшенных» коллекторов. Сюда, например, относятся отложения коры выветривания, вскрытые скважиной Парбигская 1, представленные выветрелыми сланцевыми аржиллитами (таблица 5.7). В интервалах коры выветривания в разрезах скважин могут

выделяться участки, характеризующиеся увеличением фильтрационно-емкостных характеристик и повышением трещиноватости, образовавшейся за счет физического и слабого химического выветривания, как в разрезе скважины Крыловская 1 (таблица 5.7).

По основным магматическим горным породам и плотным глинистым породам, образуются коры выветривания *третьей группы* петротипов, которые характеризуются «плохими» фильтрационно-емкостными характеристиками [67]. Сюда относятся отложения, вскрытые скважинами на Западно-Крыловской площади (таблица 5.7). Отложения интервала коры выветривания в скважине Новиковская параметрическая 1 (таблица 5.7) представлены брекчией с обломками кварца, что характерно для переотложенных кор выветривания, также называемых «Калиновой свитой» [59].

Таблица 5.7 – Петротипы пород коры выветривания и внутреннего палеозоя в разрезах глубоких скважин, пробуренных на территории Бакчарской мезовпадины и структур её обрамления

Скважина, ее условный индекс (рисунок 5.11)	Забой скважины, м	Кровля, м**		Петротипы пород доюрского фундамента* (КВ-кора выветривания, Ф-фундамент)
		коры выветривания	коренного палеозоя	
2		5		4
Армичская 1, Ар1	3050	2906	2913	Кора выветривания (КВ): не охарактеризована Фундамент (Ф): 2921-2926 – траки-долерит; 2957-2965 сланец известковый окварцованный
Боровая 1, Бо1	2537	2392	2415	КВ: не охарактеризована Ф: 2430-2433,5 – известняк мраморизованный; 2532,9-2537 – мрамор
Верхнекёнгская 1, Вкё1	2647	-	2050	Известняк серый плотный, диабазовый порфирит хлоритизированный, соссюритизированный
Верхнекомбарская 290, ВК290	2855	2791	2802	КВ: не охарактеризована Ф: известняк (по шламу)
Верхнекомбарская 294, ВК294	3301	2762	2790	КВ: кремнисто-глинистые сланцы Ф: известняк мелкокристаллический доломитизированный с редкими прослоями основных эффузивов. В нижней части разреза габбро-диабазы
Горелоярская 1, ГЯ1	2460	2435	-	КВ: кремнисто-глинистая брекчия Ф: не вскрыт
Горелоярская 4, ГЯ4	2647	2531	2585	КВ: кремнистые сланцы Ф: мрамор доломитовый, микрокварциты
Горелоярская 5, ГЯ5	3056	2574	2640	КВ: гравелито-брекчии Ф: диабаз, базальтовый порфирит
Западно-Колпашевская 1, ЗК1	2582	-	2504	Габбро-диориты, граниты, микродиориты
Западно-Крыловская 1, ЗКр1	3201	3115	3138	КВ: не охарактеризована Ф: базальтовые порфириты миндалекаменные; кварцевые порфиры
Западно-Крыловская 2, ЗКр2	3124	3074	3088	КВ: гравелит кварцево-граувакковый, обогащенный гидроокислами железа Ф: порфир фельзитовый, интенсивно серицитизированный

Колпашевская 2 опорная, К2о	3002	-	2870	Аргиллиты, углистые алевролиты, песчаники
Колпашевская 3, К3	3975	-	3778	
Колпашевская 4, К4	2729	-	2691	Аргиллиты, алевролиты
Колпашевская 5, К5	2797	-	2760	
Колпашевская 6, К6	2770	2726	2738	КВ: аргиллиты выветрелые Ф: аргиллиты, алевролиты
Колпашевская 7, К7	3024	-	2727	Глинистая порода сильно карбонатизированная тонкослоистая
Колпашевская параметрическая 10, К10п	2990	-	2900	2900-2902,4 – битуминозный песчаник с линзами и пятнами алевролита
Крыловская 1, Кр1	3061	2890	2903	КВ: по гранит-порфирам Ф: гранит-порфиры, диабазы
Крыловская 2, Кр2	3203	2931	3090	КВ: не охарактеризована Ф: гранит-порфириты, туфопесчаники
Новиковская 1 параметрическая, Нов1п	2904	2859	2867	КВ: 2863,7-2878,2 – брекчия с обломками кварца Ф: 2871-2904 – магматическая (интрузивная?) порода салатно-светло-серого цвета, местами с вкраплениями черного минерала
Новосомовская 1, Нвс1	3152	-	2852	Чередование метаморфизированной окремненной слабокарбонатизированной глинистой породы с прослоями алевролитовой породы и переслаивания аргиллитов, глинистых сланцев, алевролитов и песчаников
Овражная 16, Овр16	2743	2615	-	КВ: туфоалевролитыветрелый Ф: не вскрыт
Олимпийская 151, Ол151	2791	2769	-	КВ: филлиты, основной эффузив (типа диабаз) сильно измененный Ф: не вскрыт
Ондатровая 1, Онд1	2498	2392	2422	КВ: порода кварцевого состава, окремненная, тонкоалевролитовой структуры, трещины разнонаправленные, в основном открытые, реже выполнены глинистым материалом, с включениями кварцитов и халцедонов, встречаются пропластки каолиновых глин Ф: 2421,8-2423,5 – кварцит; 2438-2496 – переслаивание известняков и доломитов
Парбигская 1, Пар1	2795	2740	2785	КВ: интенсивно выветрелый филлит; алевролит каолинизированный, сидеритизированный Ф: не охарактеризован
Парбигская 2, Пар2	2802	-	2595	2760-2764 – выветрелый аргиллит серицит глинистый, структура плитовая, слегка сланцеватая
Парбигская параметрическая 3, Пар3п	3425	-	2724	Переслаивание метаморфизованных алевролитов и аргиллитов, порфирит диоритовый, габбро-диабаз, конга-диабаз, туфопесчаник метаморфизованный; 3382-3384 – керсантит
Песочнодубровская 2, ПД2	1030	-	992	Кварцевый монзонит-порфир
Пинджинская 1, Пи1	2959	-	2896	2915,6-2923,1 – сланец кварц-альбит, хлорит-мусковитовый, филлит
Поскоевская 1, Пск1	3495	2853	2878	КВ: не охарактеризована Ф: переслаивание углисто и кремнисто-глинистых сланцев, песчаников слабо рассланцованных, встречаются редкие прослои алевролитов крупнозернистых

Рогалевская 142, Ро142	3000	2982	2996	КВ: не охарактеризована Ф: филитизированные алевролиты и аргиллиты дислоцированные
Рогалевская 145, Ро145	3060	3038	3045	КВ: сидерит-каолинитового состава (по эффузиву) Ф: диабаз
Рыбальная 405, Ры405	2675	2600	2622	КВ: не охарактеризована Ф: 2622-2636 – катаклазит туфа плагио-базальтового порфирита, милонит
Рыбальная 408, Ры408	2600	-	2596	Глинистые сланцы пиритизированные
Селимхановская 2, Се2	2547	2431	2454	КВ: сидерит-кремнистая порода, брекчия с многочисленными обломками мергеля Ф: мергель
Селимхановская 4, Се4	2651	2649	-	КВ: песчаник брекчи-роvanный окремненный и карбонатизированный, обломки кварца халцедоновидного Ф: не вскрыт
Селимхановская 5, Се5	2552	2488	2525	КВ: не охарактеризована Ф: 2524-2526 – известняк перекристаллизованный, с включениями линз базальта
Сомовская 145, Со145	2834	-	2801	Глинистый сланец
Тайжинская 17, Тай17	2509	2441	-	КВ: кварцсодержащие слабо выветрелые породы Ф: не вскрыт
Тигинская 1, Тиг1	2801	-	2665	Порфиры андезитово-дацитовые, брекчия аплита
Чарусная 191, Чар191	3100	2937	2954	КВ: не охарактеризована Ф: 2956-2998 - полевошпат-кварцевая граувака; 3025-3100 – гравелиты
Чинжарская 1, Чи1	2421	2393	2407	КВ: по туфам плагиоклазовых порфиритов Ф: туф плагиоклазовых порфиритов
Чинжарская 2, Чи2	2490	2467	-	КВ: литокластический туф (основного?) состава Ф: не вскрыт
Шудельская 210, Шу210	2583	2430	2514	КВ: не охарактеризована Ф: алевролиты и аргиллиты черные гидрослюдисто-каолинитовые, метаморфизованные
Шудельская 211, Шу211	2482	2390	-	КВ: кварцсодержащий порфир метаморфизованный, туф среднего состава Ф: не вскрыт

Примечание: \* – Описания петротипов пород фундамента по керну и шламу изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»), а также из источников [14, 101]; \*\* – каталог литолого-стратиграфических разбивок скважин [102]

#### 5.6 Районирование палеозойского резервуара по плотности аккумуляции тогурской нефти

Районирование территории исследования по перспективности основано на учете 2-х прогнозных параметров резервуаров доюрского НГК, а именно значения плотности генерации тогурских нефтей и приуроченности выделенных участков к различным группам петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя (рисунок 5.10).

Для построения схемы районирования территории (рисунок 5.13) и последующего ее ранжирования на участки по степени перспективности, было осуществлено совмещение схемы распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$  (рисунок 5.9), характеризующего плотность генерации тогурской нефти, и схемы областей весовых коэффициентов петротипов палеозойского фундамента (рисунок 5.10). Выделены 3 перспективные зоны (рисунок 5.13), которые, в свою очередь, подразделяются на участки (таблица 5.8).

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в палеозойском резервуаре первым по важности признаком принят номер группы петротипов пород фундамента, а вторым по важности признаком принята плотность генерации тогурской нефти.

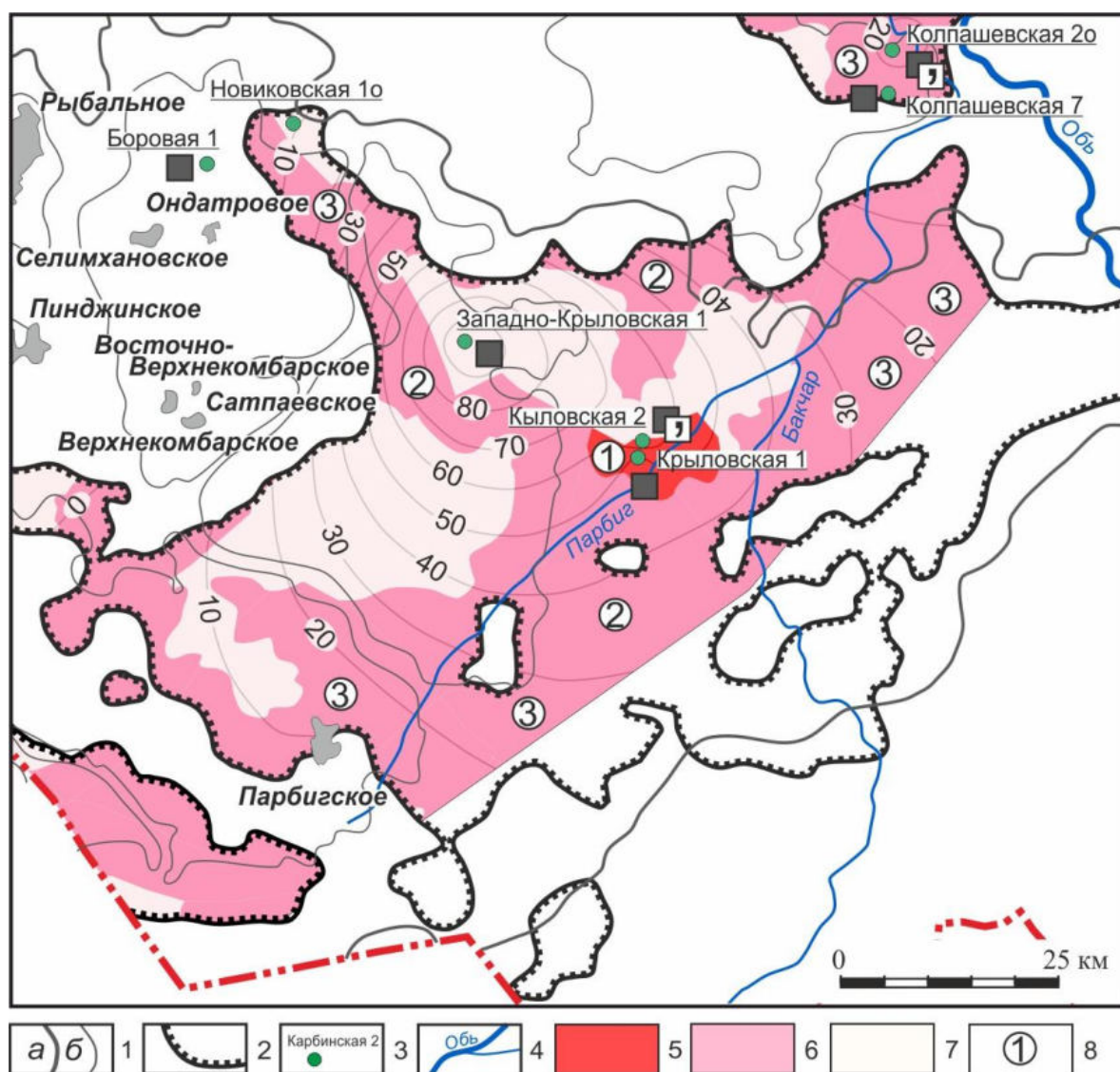


Рисунок 5.13 – Районирование и ранжирование перспектив нефтегазоносности резервуара палеозоя: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка [9]; 2– граница

распространения тогурской свиты; 3 – скважина, вскрывшая доюрский комплекс, в том числе с прямыми признаками нефтегазоносности; 4 – речная сеть; 5 – область распространения первой группы петротипов палеозоя; 6 – область распространения второй группы петротипов палеозоя; 7 – область распространения третьей группы петротипов палеозоя; 8 – перспективный участок, его номер в ранжировании. Ранжирование районов/участков в соответствии со степенью перспективности (номер группы петротипов пород фундамента/плотность генерации тогурской нефти, о. ед.): 1 – 1/более 30; 2 – 2/более 30; 3 – 2/10-30

К участку зоны с максимальной перспективностью (по ранжиру первой) относится участок «Южная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа» со значениями плотности генерации нефти более 30 о. ед. и распространением коллекторов, относящихся к *1-ой группе петротипов*. На этом участке палеозой вскрыт двумя скважинами Крыловская 1 и Крыловская 2, однако интервал испытан не был.

К участкам зоны с высокой перспективностью (по ранжиру второй) относятся два участка «Северо-западный и юго-восточный склоны Бакчарской мезовпадины и часть зоны её сочленения с Барабинско-Пихтовской моноклизой, простирающаяся от восточного борта Бакчарской мезовпадины в восточном направлении» и «Северная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа» с *плотностью генерации нефти более 30 о. ед.* и коллекторами *2-ой группы петротипов*. На данных участках палеозой скважинами вскрыт не был и подтверждения нефтегазоносности они на данный момент не имеют (таблица 5.8).

Таблица 5.8 – Районирование палеозойского резервуара (пласт М<sub>1</sub>) Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления по плотности первичной аккумуляции тогурской нефти (\* – ранжирование по степени перспективности)

Район/участок* (на рисунке 5.13)	Тектоническая приуроченность (рисунки 5.3 и 5.9)	Группа петротипов/плотность генерации нефти, о. ед.	Прямые признаки нефтегазоносности палеозойского разреза (таблица 5.4)
1	Южная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа	1/более 30	Скважины Крыловская 1 и Крыловская 2, пласт М <sub>1</sub> не испытан
2	Северо-западный и юго-восточный склоны Бакчарской мезовпадины и часть зоны её сочленения с Барабинско-Пихтовской моноклизой, простирающаяся от восточного борта Бакчарской мезовпадины в восточном направлении	2/более 30	Скважинами палеозой не вскрыт
2	Северная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа	2/более 30	Скважинами палеозой не вскрыт.



3	Зона, захватывающая южную часть Парабельского мегавыступа и простирающаяся почти до границы Барабинского Пихтовской моноклизы на юго-востоке территории	2/10-30	Скважинами палеозой не вскрыт.
3	Северо-восточная часть Калгачского мезовыступа, южный борт Бакчарской мезовпадины и зона их сочленения, простирающаяся в юго-восточном направлении до границы Барабинско-Пихтовской моноклизы.	2/10-30	Скважина Парбигская 1, М+М <sub>1</sub> , непромышленный приток нефти с водой
3	Северо-восточный склон Колпашевского мезовала	2/10-30	Скважина Колпашевская 2о, Pz, не испытан. Колпашевская 7, Pz, «сухо».
3	Юго-западная часть Барабинско-Пихтовской моноклизы	2/10-30	Скважинами палеозой не вскрыт.
3	Северная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Горелоярского мезоподнятия	2/10-30	Скважина Новиковская 1, пласт М <sub>1</sub> не испытан
Зоны участков, оцененных как неперспективные	Участки, характеризующиеся распространением петротипов третьей группы, с потенциально плохими ФЕС	3/10-100	Скважина Западно-Крыловская, Pz, «сухо».
	Участки, характеризующиеся низкой плотностью генерации тогурской нефти, менее 10 о.ед.	2/менее 10	Скважинами палеозой не вскрыт.

К участкам зоны пониженных перспектив (по ранжиру третьей) относятся 5-ть участков, характеризующиеся распространением *петротипов 2-ой группы* и *плотностью генерации тогурской нефти 10-30 о. ед.* (таблица 5.8). На большей части этих участков палеозой скважинами не вскрыт, либо не был испытан, в скважине Колпашевская 7 при испытании пласта М<sub>1</sub> результат «сухо».

Участки зон, оцененных как неперспективные, характеризующиеся распространением петротипов третьей группы или с величиной плотности генерации тогурской нефти ниже 10 о.ед. На этих участках палеозой в скважинах либо не испытан, либо при испытаниях получен отрицательный результат (скв. Западно-Крыловская 1) (таблица 5.8).

Следует отметить, что перспективность участка 1 «Южная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа» и участка 3 «Северо-восточная часть Калгачского мезовыступа, южный борт Бакчарской мезовпадины и зона их сочленения, простирающаяся в юго-восточном направлении до границы Барабинско-Пихтовской моноклизы» палеозойского резервуара доюрского НГК согласуются с результатами прогнозных исследований ИННГ СО РАН [103].

#### 5.7 Районирование резервуара коры выветривания по плотности аккумуляции тогурской нефти

При районировании территории по степени перспективности резервуара коры

выветривания учитывается три основных параметра: весовой коэффициент потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород фундамента, плотность генерации тогурской нефти и толщина коры выветривания внутри контура исследования (рисунок 5.14).

По результатам картировочного комплексирования – совмещения схемы распределения интегрального температурно-временного показателя  $R$  (рисунок 5.9), характеризующего плотность генерации тогурской нефти, схемы распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (рисунок 5.12) и схемы изопахит коры выветривания (рисунок 5.11) выделены 5 перспективных зон (рисунок 5.14), которые, в свою очередь, подразделяются на участки (таблица 5.9).

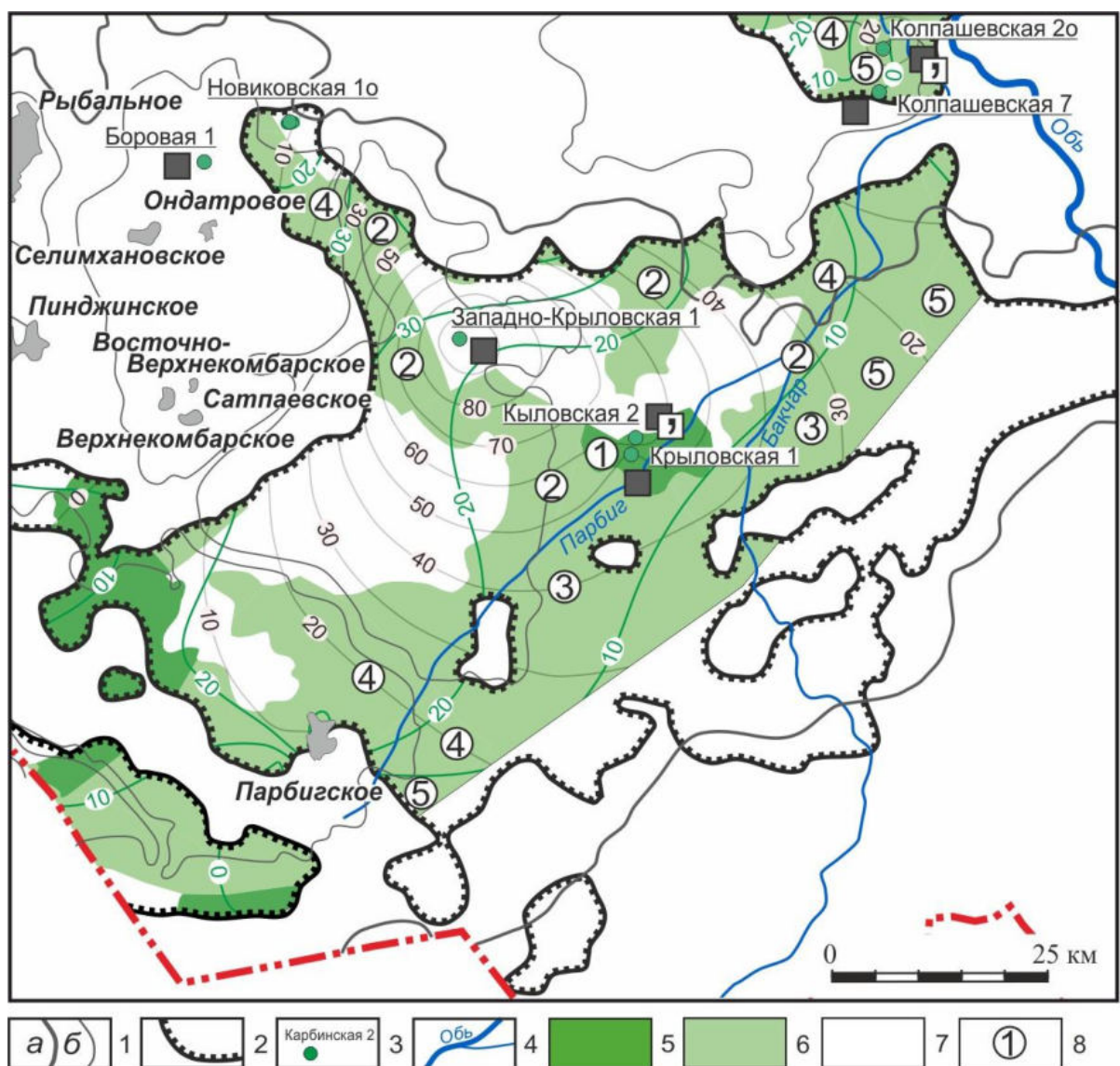


Рисунок 5.14 – Районирование и ранжирование перспектив нефтегазоносности резервуара коры выветривания: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка [9]; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина, вскрывшая доюрский комплекс, в том числе с прямыми признаками нефтегазоносности; 4 – речная сеть; 5 – область распространения

первой группы петротипов палеозоя; 6 – область распространения второй группы петротипов палеозоя; 7 – область распространения третьей группы петротипов палеозоя; 8 – изолиния плотности генерации тогурской нефти (о. ед.); 9 – изолиния толщины (изопахита) коры выветривания (м); 10 – перспективный участок, его номер в ранжировании. Ранжирование районов/участков в соответствии со степенью перспективности (группа петротипов пород фундамента/плотность генерации тогурской нефти, о. ед./толщина коры выветривания, м): 1 – 1/более 30/более 10; 2 – 2/более 30/более 10; 3 – 2/более 30/0-10; 4 – 2/10-30/более 10; 5 – 2/10-30/0-10

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуаре коры выветривания первым по важности признаком принят номер группы (весовой коэффициент) петротипов пород фундамента, вторым по важности признаком принята плотность генерации тогурской нефти и третьим (последним) по важности признаком принята толщина коры выветривания.

К участкам с максимальной перспективностью относится участок с распространением коллекторов *1-ой группы петротипов*, со значениями *плотности генерации нефти более 30 о. ед.* и *толщиной коры выветривания более 10 м* (по ранжиру первый). Это «Южная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа».

На участке 1 кора выветривания вскрыта скважинами Крыловская 1 и Крыловская 2. При испытании интервала коры выветривания в скважине Крыловская 1 получен приток воды с пленкой нефти. В скважине Крыловская 2 в интервале пласта М получены признаки УВ в керне в виде запаха (таблица 5.9).

В области распространения коры выветривания с толщинами от 0 до 10 м не входят участки распространения коллекторов 1-ой группы петротипов. Аналогично, участки распространения коллекторов 1-ой группы петротипов не выделены в областях территории исследования с *плотностью генерации нефти от 10 до 30 о. ед.*

Таким образом, к участкам зоны высоких перспектив для территории Бакчарской мезовпадины относятся участки с распространением коллекторов *2-ой группы петротипов* и *плотностью генерации тогурской нефти более 30 о. ед.* Эти участки в свою очередь подразделяются на более или менее перспективные в соответствии с увеличением/уменьшением значения плотности генерации нефти и толщины коры выветривания:

– к участкам со значением *толщины коры выветривания более 10 м* (по ранжиру вторые) относятся участки «Северо-западный, юго-восточный склоны, центральная часть Бакчарской мезовпадины, обрамление юго-восточной части Бакчарской мезовпадины», «Зона сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа на север» и «Зона сочленения

Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа, простирающаяся от устья вдоль левого берега р. Бакчар в юго-западном направлении»;

– к участкам со значением *толщины коры выветривания 0-10 м* (по ранжиру третий) относится участок «Переходная зона между Бакчарской мезовпадиной, Парабельский мегавыступом и Барабинско-Пихтовской моноклизой, простирающаяся в юго-западном направлении».

К участкам зоны низких перспектив относятся участки с распространением коллекторов *2-ой группы петротипов и плотностью генерации тогурской нефти от 10 до 30 о. ед.* Эти участки в свою очередь подразделяются на более или менее перспективные в соответствии с увеличением/уменьшением толщины коры выветривания:

– к участкам со значением *толщины коры выветривания более 10 м* (по ранжиру четвертые) относятся участки «Сочленение юго-западного склона Бакчарской мезовпадины и северо-восточного борта Калгачского мезовыступа», «Северо-восточный склон Горелоярского мезоподнятия», «Южный борт Парабельского мезовыступа» и «Северо-восточная часть Колпашевского мезовала».

– к участкам со значением *толщины коры выветривания 0-10 м* (по ранжиру пятые) относятся участки «Сочленение юго-восточного склона Парабельской мезовпадины и Барабинско-Пихтовской моноклизы», «Переходная зона от восточного борта Калгачского мезовыступа в Северо-восточном направлении до точки пересечения с границей Барабинско-Пихтовской моноклизы», «Юго-западная часть Барабинско-Пихтовской моноклизы близ границы Томской области» и «Северная часть Колпашевского мезовала».

В пределах перечисленных зон 2-5 ранжира кора выветривания вскрыта в пределах участков 4 и 5 в разрезе скважин Колпашевского мезовала, Новиковской структуры и Парбигского месторождения. Притоки нефти с водой получены при испытании скважин Колпашевская 2о и 7. В скважинах Парбигского месторождения также получены непромышленные притоки нефти из пласта М (таблица 5.9). В скважине Новиковская 1о интервал коры выветривания не был испытан.

К зонам, оцененным как неперспективные, приурочены участки, характеризующиеся распространением петротипов фундамента третьей группы, потенциально формирующие кору выветривания с «плохими» ФЕС, а также участки с плотностью генерации тогурской нефти менее 10 о.ед. В пределах перечисленных зон локализована скважина Западно-Крыловская, в которой пласт М не испытан (таблица 5.9).

Таблица 5.9 – Районирование резервуара коры выветривания (пласт М) Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления по плотности первичной аккумуляции тогурской нефти (\* – ранжирование по степени перспективности)

Район/ участок* (на рисунке 5.14)	Тектоническая приуроченность (рисунки 5.3 и 5.9)	Группа петротипов/плотность генерации нефти, о. ед./толщина коры выветривания, м	Прямые признаки нефтегазоносности коры выветривания (таблица 5.4)
1	Южная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа	1/более 30/более 10	Крыловская 1, пласт М, вода+пленка нефти. Крыловская 2, пласт М, признаки УВ в керне.
2	Северо-западный, юго-восточный склоны, центральная часть Бакчарской мезовпадины, обрамление юго-восточной части Бакчарской мезовпадины	2/более 30/более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
2	Зона сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа	2/более 30/более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
2	Зона сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа, простирающаяся в юго-западном направлении	2/более 30/более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
3	Переходная зона между Бакчарской мезовпадиной, Парабельский мегавыступом и Барабинско-Пихтовской моноклизой, простирающаяся в юго-западном направлении	2/более 30/0-10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
4	Сочленение юго-западного склона Бакчарской мезовпадины и северо-восточного борта Калгачского мезовыступа	2/10-30/более 10	Скважина Парбигская 1, М+М <sub>1</sub> , непромышленный приток нефти с водой
4	Северо-восточный склон Горелоярского мезоподнятия	2/10-30/более 10	Новиковская 1о, пласт М не испытан
4	Южный борт Парабельского мезовыступа на северо-востоке	2/10-30/более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
4	Северо-восточная часть Колпашевского мезовала	2/10-30/более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
5	Сочленение юго-восточного склона Парабельской мезовпадины и Барабинско-Пихтовской моноклизы восточнее р. Бакчар	2/10-30/0-10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
5	Переходная зона от восточного борта Калгачского мезовыступа в Северо-восточном направлении до точки пересечения с границей Барабинско-Пихтовской моноклизы	2/10-30/0-10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
5	Юго-западная часть Барабинско-Пихтовской моноклизы близ границы Томской области	2/10-30/0-10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
5	Северная часть Колпашевского мезовала	2/10-30/0-10	Колпашевская 2о, пласт М, вода+пленка нефти, признаки УВ в керне. Колпашевская 7, пласт М, вода+пленка нефти.
Зона участков, отнесенных в конец списка ранжирования	Остальные участки, характеризующиеся распространением петротипов фундамента второй группы	-	Скважинами кора выветривания не вскрыта.
Зоны участков, оцененных как неперспективные	Участки, характеризующиеся распространением петротипов фундамента третьей группы, потенциально формирующих кору выветривания с «плохими» ФЕС	3/10-100/0-более 10	Западно-Крыловская 1, пласт М не испытан
	Участки, характеризующиеся низкой плотностью генерации тогурской нефти, менее 10 о.ед.	1-2/менее 10/0-более 10	Скважинами кора выветривания не вскрыта.

## 5.8 Выводы

В западной части территории исследования основными нефтематеринскими являются волжские баженовские отложения с содержанием  $C_{орг}$  до 6%. В восточном направлении баженовская свита теряет свой генерационный потенциал и заменяется континентальным аналогом – марьяновской свитой, с содержанием органического вещества около 2-3 %. Мощность толщи составляет около 40 м.

Территория исследования охватывает всю площадь Бакчарского геттанг-нижнетоарского седиментационного бассейна, к которому относится нижнетоарская тогурская нефтематеринская свита. РОВ в тогурских отложениях неоднородно, а концентрация органического вещества в глинистых породах бассейна в среднем составляет около 4% [6].

В западной наиболее погруженной части Бакчарского бассейна расположены две тектонические структуры II-го порядка – вся собственно Бакчарская мезовпадина и северо-восточный борт Калгачского мезовыступа. Кровля геттанг-раннетоарских отложений достигает максимальных отметок в центральной части Бакчарского мезовыступа и составляет 3320 м, а толщина отложений достигает 160 м. У южной границы распространения тогурской свиты в пределах Калгачского мезовыступа глубина кровли составляет 2600 м, а толщина уменьшается в юго-восточном направлении от 240 до 0 м.

Динамика геотемператур в разрезах глубоких скважин, расположенных в пределах территории Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления, ярко отражает нахождение отложений тогурской свиты в ГФН в интервале 50-100 млн лет, тогда как вышележащая волжская марьяновская (баженовская) свита, особенно в восточной части территории исследования, за всю тектоно-седиментационную историю осадочного чехла не входила в ГЗН. Здесь нефтегазоносность палеозойского-мезозойского разреза вероятнее всего связана только с тогурской свитой.

В пределах территории исследования открыто восемь месторождений, четыре из которых связаны с промышленными залежами в резервуарах коры выветривания (Селимхановское) и палеозоя (Верхнекомбарское, Восточно-Верхнекомбарское и Сатпаевское). Непромышленные притоки из пласта М доюрского НГК получены в скважинах Парбигского нефтегазового, Пинджинского нефтегазоконденсатного и Рыбального нефтяного месторождений. Также, непромышленный приток нефти был получен в скважине Боровая 1. В ряде скважин получен приток воды с пленкой нефти из отложений коры выветривания (Колпашевская 2о, Колпашевская 7), признаки УВ в керне были получены в скважинах Колпашевская 2 опорная, Крыловская 2.



Надо отметить, что есть месторождения, связанные с залежами в коренном палеозое (пласт  $M_1$ ), находящиеся за пределами распространения материнской тогурской толщи. Возможно, что источником УВ для них являются нефтематеринские палеозойские породы [104], или здесь имеет место существенная латеральная миграция тогурской нефти [105]. Однако, концепция палеозойских пород доманикоидного типа, как источника доюрских залежей УВ, находится в стадии разработки, а возможность масштабной латеральной миграции тогурской нефти на территории исследований не подтверждена генетическим анализом нефтей или бассейновым моделированием (моделированием нефтегазовых систем). Поэтому *вопрос зонального районирования резервуара коренного палеозоя (пласт  $M_1$ ) пока остается незавершенным, требующим специального исследования.*

В результате *решения обратной задачи геотермии* в 30-ти скважинах построена детализированная карта распределения плотности теплового потока *сечением изолиний 2,0 мВт/м<sup>2</sup>*. В моделях всех скважин «невязка» между измеренной и расчетной температурами является оптимальной, так как составляет величину порядка  $\pm 1-3$  °С.

В результате *решения прямых задач геотермии* в моделях 30-ти глубоких скважин восстановлены палеотемпературы для уровня подошвы осадочного чехла, к которому приурочена тогурская свита, на 11-ть ключевых моментов геологического времени, соответствующих завершению формирования каждой свиты, начиная с покурской. Изотерма в 95 °С оконтуривает районы ГЗН – возможные очаги генерации тогурской нефти. Построенные карты отражают динамику возникновения и изменения катагенетических условий главной зоны нефтеобразования/очагов генерации нефти.

Начало интенсивной генерации нефти относится к альб-сеноману (*91,6 млн лет назад*), когда очаги появляются на Колпашевской структуре, и достигают максимальной температуры в талицкое время. Крупный очаг широкой полосой протягивается вдоль северо-западного борта Бакчарской мезовпадины, где температурный режим достигает максимальных значений порядка 105 °С, несколько увеличиваясь к западу.

В некрасовское время (*24,0 млн лет назад*) наблюдается пик подъема температур, совпадающий с практическим завершением формирования полной мощности осадочного чехла и резким спадом климатических палеотемператур. Почти вся тогурская свита находится в ГЗН, кроме небольших участков на юго-восточном борту впадины. Максимальные температуры достигают более 150 °С на Колпашевской структуре и более 130 °С – на Верхнекомбарской. Несмотря на заметное остывание разрезов в миоцене, катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени на значительной территории исследования.

Надо отметить, что в пределах Бакчарской мезовпадины в последние 86 млн лет идентифицируются «горячие» [106] очаги генерации нефти (115 °С и более).

Выполнена экспресс-оценка (упрощенный расчет) плотности генерации ресурсов УВ, а именно тогурской нефти,  $R$  для участка Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления. Температурно-временной показатель  $R$  пропорционален мощности и времени нахождения материнской свиты в ГЗН, а также геотемпературам ГЗН. Расчет  $R$  выполнен в двух вариантах, один из которых в том числе учитывает толщину тогурских отложений. В результате выявлено, что учет мощности материнской свиты заметно повышает перспективы центральной части территории исследования, приуроченной к восточному борту Бакчарской мезовпадины и области «переходной» зоны между Бакчарской мезовпадиной, Парабельским мегавыступом и Барабинско-Пихтовской моноклизой. Однако исключает из перспективных земель область распространения тогурской свиты в северо-восточной части Калгачского мезовыступа и Южно-Казанского мезопрогиба, юго-восточную часть Парабельского мегавыступа.

Во внутреннем палеозое залежи углеводородов палеозойского НГК содержатся в пласте  $M_1$ . Породы, представленные тремя группами петротипов четырех типов формаций, характеризуются разной степенью вероятности образования коллектора в верхних горизонтах палеозоя и различными фильтрационно-емкостными характеристиками.

Углеводородные залежи нефтегазоносного горизонта зоны контакта (НГГЗК) перм-триасового возраста аккумулируются в пласте  $M$ . Резервуар НГГЗК частично распространен в пределах Бакчарской мезовпадины и структурах ее обрамления.

Схемы распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания и в коренном палеозое практически идентичны, за исключением небольших областей распространения отложений глинисто-кремнистой формации на западе. Это свидетельствует о весьма близких потенциалах петротипов в отношении формирования резервуаров как в фундаменте, так и в коре выветривания.

Районирование территории внутреннего палеозоя по степени перспективности основывается на комплексировании двух параметров: весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород и плотности генерации тогурских нефтей в пределах территории исследования. Районирование территории по степени перспективности резервуара коры выветривания основывается на комплексировании трех параметров: двух перечисленных ранее (весового коэффициента и плотности генерации), а также толщины коры выветривания.

Таким образом, для территории исследований по результатам экспресс-оценки плотности генерации УВ, с учетом условной классификации областей распространения петротипов пород палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов во внутренних горизонтах

палеозоя и в коре выветривания, выделены перспективные земли для поисков залежей в доюрском разрезе.

Наличием притоков/признаков в керне подтверждено районирование резервуара коры выветривания в пределах участка с максимальной перспективностью «Южная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа», а также участков низких перспектив «Сочленение юго-западного склона Бакчарской мезовпадины и северо-восточного борта Калгачского мезовыступа» и «Северная часть Колпашевского мезовала». Что касается зон высокой перспективности, потенциал нефтегазоносности здесь пока не подтвержден, так как большая часть скважин пробурена вне границ распространения отложений тогурской свиты и коры выветривания.

Нефтегазоносность участка с низкой перспективностью внутреннего палеозоя «Северо-восточная часть Калгачского мезовыступа, южный борт Бакчарской мезовпадины и зона их сочленения, простирающаяся в юго-восточном направлении до границы Барабинско-Пихтовской моноклизы» подтверждена в скважине Парбигская 1, где при совместном испытании пластов М+М<sub>1</sub> был получен непромышленный приток нефти с водой. Однако, большинством скважин в пределах территории исследования палеозой либо не вскрыт, либо не испытан.

Содержание раздела 5 и сделанные выводы *обосновывают 3-е защищаемое положение:*

*«Для Бакчарской впадины выявление катагенетических очагов генерации тогурской нефти соответствует кузнецовскому времени, максимальные значения палеотемператур (до 150 °С) достигаются в талицкое и некрасовское времена на Колпашевском мезовале, в Бакчарской мезовпадине и в зоне ее сочленения с Калгачским мезовыступом. «Горячие» очаги (115 °С и более) идентифицируются в течение последних 86 млн лет. С учетом прогноза плотности генерации тогурской нефти и качества коллекторов доюрских резервуаров картированы, ранжированы и районированы зоны и участки максимальных и высоких перспектив. Первоочередными для поисков углеводородов в палеозойском резервуаре предлагаются участки на северо-восточном склоне Калгачского мезовыступа, на южном борту Бакчарской мезовпадины и в зоне их сочленения с Барабинско-Пихтовской моноклизой, для резервуара коры выветривания – южная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа. Высокая перспективность этих зон подтверждается установленной нефтегазоносностью».*

Материалы раздела опубликованы в [107, 108, 120].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе для исследования выбраны две территории, которые условно названы Восточно-Пайдугинской и Бакчарской. Эти территории отличаются по принадлежности к разным СФЗ палеозоя, к разным геттанг-раннетоарским седиментационным бассейнам, а также диапазонам плотности регионального теплового потока. В рамках работы был собран и проанализирован фактический материал, выполнено картирование и проведен анализ толщин и распространения пермо-триасовой коры выветривания. В пределах Восточно-Пайдугинской мегавпадины эти отложения покрывают практически всю территорию исследования. Кора выветривания частично распространена и в пределах Бакчарской мезовпадины. Анализ петротипов доюрских пород показал, что существуют предпосылки к образованию коллекторов как в коре выветривания, так и во внутреннем палеозое территорий исследований.

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

А. Территории исследования, основываясь на достаточно низких значениях современного теплового потока, вполне можно считать не перспективной по осадочному чехлу в плане нефтегазоносности. Однако, с учетом степени реализации генерационного потенциала нижнеюрской тогурской свиты и емкостных характеристик резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя, значительно увеличиваются перспективы этих территорий.

Б. Для всего востока Томской области решена обратная задача геотермии – рассчитан тепловой поток из кровли фундамента. Достоверность построенной карты распределения расчетной плотности теплового потока подтверждается согласованностью с экспериментальными определениями плотности теплового потока.

В. Полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта значений теплового потока из доюрского фундамента служат «каркасной» основой корректного палеотемпературного моделирования Бакчарского района исследований и слабоизученного крупного района Восточно-Пайдугинской мегавпадины и ее обрамления.

Результаты проведенных исследований, обосновывающие *2-е защищаемое положение*, сводятся к следующему:

А. Распределение плотности теплового потока в границах контура Восточно-Пайдугинской территории исследований изменяется в пределах 30-60 мВт/м<sup>2</sup>, что говорит о значительной неоднородности теплового поля в основании осадочного чехла. Повышенные значения теплового потока, в основном, коррелируют с установленными прямыми признаками нефтегазоносности.

Б. Рассчитанная динамика геотемператур разрезов глубоких скважин наглядно демонстрирует тот факт, что тогурская свита от 50 до 100 млн лет находилась/находится в главной фазе нефтеобразования (ГФН). В то время как марьяновские отложения на ряде участков за всю тектоно-седиментационную историю осадочного чехла не входили в ГЗН.

В. В результате экспресс-оценки плотности генерации ресурсов УВ, на основе величины расчётного температурно-временного интегрального показателя R, выявлено, что район скважины Восточно-Пайдугинская 1п является районом максимальной плотности генерации тогурской нефти.

Г. Комплексный параметр, определяющий плотность аккумуляции тогурской нефти, вычисленной по плотности генерации нефти, распределению групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания и распределению аккумулирующих объемов резервуара коры выветривания, позволил провести зональное нефтегеологическое районирование для пласта М.

Д. Наиболее приоритетными в отношении нефтегазоносности резервуара коры выветривания являются участки *северо-восточного и юго-западного склонов Варгатского мезопрогиба, западного мыса Владимировского мегавыступа, области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, а также юго-восточного и восточного склонов Белоярского мезовыступа, западной и восточной частей Белоноговского мезоподнятия.*

Е. Расчетный комплексный параметр, определяющий плотность аккумуляции тогурской нефти, позволил провести зональное нефтегеологическое районирование для пласта М<sub>1</sub>.

Ж. Первоочередными для освоения резервуара внутреннего палеозоя выделены земли *северо-восточного борта Варгатского мезопрогиба, северная часть области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, а также северо-восточный склон Белоярского мезовыступа.* Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных участков резервуара палеозойского фундамента показывает согласованность порядка 70 %.

Результаты проведенных исследований, обосновывающие **3-е защищаемое положение**, сводятся к следующему:

А. Расчетное распределение плотности теплового потока в пределах контура Бакчарской территории исследований показывает, что основной диапазон полученных величин плотности теплового потока расположен в пределах 50-60 мВт/м<sup>2</sup>. Аномальные зоны с повышенными значениями теплового потока коррелируют с установленными признаками нефтегазоносности как в скважинах с непромышленными притоками из пластов нижнеюрского и доюрского НГК, так и на месторождениях с промышленными залежами УВ.

Б. Выявление катагенетических очагов генерации тогурской нефти соотносится с альб-сеноманом, максимальные значения палеотемператур достигаются в талицкое время и в некрасовское время на Колпашевском мезовале, в Бакчарской мезовпадине и в зоне ее сочленения с Калгачским мезовалом.

В. Комплексный параметр, определяющий плотность аккумуляции тогурской нефти, позволил провести зональное нефтегеологическое районирование для пласта М.

Г. Первоочередными для поисков, изучения и освоения резервуара коры выветривания являются *северо-западный и юго-восточный борты Бакчарской мезовпадины и зона ее сочленения с Парабельским мегавыступом*. Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и выделение прогнозных перспективных участков резервуара коры выветривания показывает согласованность около 85 %.

Д. Комплексный параметр, учитывающий плотность аккумуляции тогурской нефти, позволил провести зональное нефтегеологическое районирование для пласта М<sub>1</sub>.

Е. Первоочередными для освоения резервуара внутреннего палеозоя выделены земли *северо-западного и юго-восточного бортов Бакчарской мезовпадины, зона её сочленения с Барабинско-Пихтовской моноклизой, простирающаяся от восточного борта Бакчарской мезовпадины в восточном направлении, и северная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа*. Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных участков резервуара палеозойского фундамента показывает согласованность порядка 70 %.

Надо отметить, что полученные значения теплового потока восточной части Томской области *могут служить основой для классического бассейнового моделирования при поисках и разведке*.

Важно отметить, что «горячие» очаги генерации нефти (115 °С и более) идентифицируются в пределах Бакчарской территории на 31 млн лет дольше, чем на Восточно-Пайдугинской территории. Если принять концепцию «горячих» очагов (зон, участков), характеризующихся максимальным содержанием УВ, то, *априори, земли Бакчарской мезовпадины более перспективны, чем Восточно-Пайдугинской мезовпадины*.

В разрезах ряда скважин, приуроченных к северо-восточному обрамлению Восточно-Пайдугинской территории исследований, выделены и оценены размывы палеогеновых отложений в миоценовое время. Этот результат *требует, в перспективе, специальной тектоно-седиментационной расшифровки*.

В пределах Бакчарской территории исследований есть месторождения, связанные с залежами в коренном палеозое (пласт М<sub>1</sub>), находящиеся за пределами распространения материнской тогурской толщи. Поэтому *вопрос зонального районирования резервуара коренного*



*палеозоя (пласт M<sub>1</sub>) пока остается незавершенным, требующим дальнейшего специального исследования.*

Итак, на основе палеотемпературного моделирования и анализа петротипов пород палеозойского основания, изучен геотермический режим и катагенетическая зональность нефтематеринской тогурской свиты, сделана авторская оценка плотности генерации тогурской нефти и аккумулярующего потенциала резервуаров коры выветривания и палеозоя Восточно-Пайдугинской меговпадины и Бокчарской мезовпадины, структур их обрамления, выполнено последующее ранжирование площадей по перспективности и даны авторские рекомендации для заинтересованных инвесторов по первоочередности поисковых работ для расширения ресурсной базы углеводородов на юго-востоке Западной Сибири. Таким образом, *решена задача диссертационных исследований.*

## ЛИТЕРАТУРА

1. Прогноз научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период до 2035 года [Электронный ресурс] // Минэнерго. – 2016. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 17.05.2021).
2. Зимин, В. Надежды в тумане. Перспективы стабилизации нефтяной отрасли оценивают осторожнее, чем раньше / В. Зимин // Недра и ТЭК<sup>плюс</sup> Сибири. – 2021. – № 7 (179). – С. 11–13.
3. Ростовцев, В. Н. Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области / В. Н. Ростовцев, С. Н. Резник. – Томск : Изд-во Том. Ун-та, 2004. – 164 с.
4. Зимин, В. Легенда возвращается. «Кладовую» природных ресурсов России пополнит крупный федеральный проект / В. Зимин // Недра и ТЭК<sup>плюс</sup> Сибири. – 2021. – № 10 (182). – С. 6–8.
5. Костырева, Е. А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Е.А. Костырева. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.
6. Костырева, Е. А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) [Электронный ресурс] / Е. А. Костырева, В. И. Москвин, П. А. Ян // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – № 1. – Режим доступа <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/publ-geokhimiya-organicheskogo-veschestva-i-neftegeneratsionnyy-1125-2014> (дата обращения 18.08.2021).
7. Ахияров, А. В. Проблемы и перспективы нефтегазоносности доюрского промежуточного комплекса в пределах юго-восточной части Западной Сибирской нефтегазоносной провинции / А. В. Ахияров // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис. – 2010. – Т. 1. – С. 89–106.
8. Шустер, В. Л. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири / В. Л. Шустер, С. А. Пунанова, А. В. Самойлова, В. Б. Левянт // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 26–33.
9. Конторович, В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В. А. Конторович. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
10. Лобова, Г. А. Тепловой поток и термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопрогиба (южный сегмент

- Колтогорско-Уренгойского палеорифта) / Г. А. Лобова, Т. Е. Лунева, В. И. Исаев, Ю. В. Коржов, М. Ф. Галиева, Д. С. Крутенко // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 5. – С. 128–155.
11. Лобова, Г. А. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины (юго-восток Западной Сибири) / Г. А. Лобова, А. С. Меренкова, С. Г. Кузьменков // Геофизический журнал. – 2020. – Т. 42. – № 2. – С. 14–26.
  12. Лобова, Г. А. Тепловой поток и нефтегазоносность северо-восточной части Томской области / Г. А. Лобова, А. С. Меренкова, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2021. – Т. 332. – № 7. – С. 114–123.
  13. Brekhuntsov, A. M. Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia / A. M. Brekhuntsov, B. V. Monastirev, I. I. (Jr.) Nesterov // Russian Geology and Geophysics. – 2011. – vol. 52. – no. 8. – pp. 781–791.
  14. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, В. С., О. Г. Жеро. – М. : Недра, 1981. – 143 с.
  15. Отчет о НИР по проекту 2Н1-10 «Разработать геологическую модель домезозойского основания Западно-Сибирской плиты на базе комплексной интерпретации материалов бурения, сейсмических данных и потенциальных полей» (заключительный) / В. С. Сурков, В. И. Лотышев. – Новосибирск : ФГУП «СНИИГГиМС», 2007. – 134 с.
  16. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / под ред. В. И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1999. – 80 с.
  17. Исаев, Г. Д. Стратиграфия и геологическое строение палеозоя Томь-Колыванской структурно-фациальной зоны Западно-Сибирской плиты / Г. Д. Исаев // Ученые записки Казанского государственного университета. – 2009. – Т. 151. – Книга 3. – С. 192–204.
  18. Исаев, Г. Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты / Г. Д. Исаев // Литосфера. – 2010. – № 4. – С. 52–68.
  19. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004. – 114с.
  20. Даненберг, Е. Е. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) / Е. Е. Даненберг, В. Б. Белозёров, Н. А. Брылина – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.

21. Унифицированные региональные стратиграфические схемы неогеновых и палеогеновых отложений Западно-Сибирской равнины: Объяснительная записка. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2001. – 84 с.
22. Унифицированная региональная стратиграфическая схема четвертичных отложений Западно-Сибирской равнины: Объяснительная записка. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2000. – 64 с.
23. Конторович, А. Э. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А. Э. Конторович, А. Н. Фомин, О. В. Красавчиков, А. В. Истомин // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50 – № 11. – С. 1875–1887.
24. Конторович, А. Э. Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойских отложений юго-востока Западной Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1, 3, 4) / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, В. Н. Меленевский, В. И. Москвин, А. Н. Фомин // Геология нефти и газа. – 2009а. – № 1. – С. 4–12.
25. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А. Н. Фомин; Науч. ред. академик А. Э. Конторович; СО РАН, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
26. Конторович, В. А. Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины / В. А. Конторович, Л. М. Калинина, А. Ю. Калинин, М. В. Соловьев, О. А. Локтионова // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 81–96.
27. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, Н. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье. – М. : Недра, 1975. – 680 с.
28. Абросимова, О. О. Нефтегазоносность доюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты / О. О. Абросимова // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – Томск : ГалаПресс. – 2000. – Т. 1. – С. 193–194.
29. Конторович, В. А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления (Томская область)) / В. А. Конторович // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
30. Курчиков, А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А.Р. Курчиков. – М. : Недра, 1992. – 231 с.
31. Исаев, В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование / В. И. Исаев // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 101–115.
32. Галушкин, Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю. И. Галушкин. – М. : Научный Мир, 2007. – 456 с.

33. Hantschel, T. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling / T. Hantschel, A. I. Kauerauf. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.
34. Исаев, В. И. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири / В. И. Исаев, Г. А. Лобова, Ю. В. Коржов, М. Я. Кузина, Л. К. Кудряшова, О. Г. Сунгурова. – Томск : Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.
35. Сафронов, П. И. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна / П. И. Сафронов, С. В. Ершов, Н. С. Ким, А. Н. Фомин. // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 48–55.
36. Van Wees, J. D. Probabilistic Tectonic heat flow modelling for basin maturation: method and applications. Journal of Marine and Petroleum [Электронный ресурс] / J. D. van Wees; F. van Bergen, P. David, M. Nepveu, F. Beekman, S. Cloetingh, D. Bonte // Marine and Petroleum Geology. – 2009. – vol. 26. – pp. 536-551. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.01.020> (дата обращения 21.10.2020).
37. Нелскамп, С. Влияние температур поверхности на зрелость нефтематеринской породы: Пример из арктической зоны [Электронный ресурс] / С. Нелскамп, Т. Дондерс, Дж.-Д. Ван Уис, О. Аббинк // ROGTEC. – 2008. – № 18. – С. 26-35. – Режим доступа: [https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/05\\_TNO.pdf](https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/05_TNO.pdf) (дата обращения 22.10.2022).
38. Исаев, В. И. Мезозойско-кайнозойский климат и геотермический режим нефтематеринской китербютской свиты арктического региона Западной Сибири / 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.
39. Bruns, V. Petroleum system evolution in the inverted Lower Saxony Basin, northwest Germany: a 3D basin modeling study [Электронный ресурс] / V. Bruns, R. di Primio, U. Berner, R. Littke // Geofluids. – 2012. – vol. 13. – no. 2. – p. 26. – Режим доступа: <http://doi.org/10.1111/gfl.12016> (дата обращения 21.10.2022).
40. Fattah, R. A. Reconstruction of burial history, temperature, source rock maturity and hydrocarbon generation in the northwestern Dutch offshore / R. A. Fattah, J. M. Verweij, N. Witmans, J. H. ten Veen // Netherlands Journal of Geosciences. – 2012. – vol. 91. – no. 4. – pp. 535–554.
41. Gulenok, R. Yu. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data / R. Yu. Gulenok, V. I. Isaev, V. Yu. Kosygin, G. A. Lobova, V. I. Starostenko // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – vol. 5. – no. 4. – pp. 273–287.

42. Лобова, Г. А. Реконструкции термической истории нефтематеринских тогурских отложений и оценка распределения плотности ресурсов пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> / Г. А. Лобова, А. В. Власова, О. С. Исаева, В. И. Исаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2014а. – Т. 324. – №1. – С. 119–127.
43. Исаев, В. И. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов / В. И. Исаев, Р. Ю. Гуленок, О. В. Веселов, А. В. Бычков, Ю. Г. Соловейчик // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
44. Исаев, В. И. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода / В. И. Исаев, Г. А. Лобова, М. Э. Рояк, А. Н. Фомин // Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31. – №2. – С. 15–46.
45. Старостенко, В. И. Обобщение стационарной задачи геотермии Рэлея-Тихонова для горизонтального слоя / В. И. Старостенко, Р. И. Кутас, В. Н. Шуман, О. В. Легостаева // Физика Земли. – 2006. – № 12. – С. 84–91.
46. Исаев, В. И. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) / В. И. Исаев, А. А. Искоркина, Г. А. Лобова, В. И. Старостенко, С. А. Тихоцкий, А. Н. Фомин // Физика Земли. – 2018. – № 2. – С. 124–144.
47. Хуторской, М. Д. Введение в геотермию: курс лекций / М. Д. Хуторской. – М. : Изд-во РУДН, 1996. – 156 с.
48. Харленд, У. Б. Шкала геологического времени / У. Б. Харленд, А. В. Кокс, П. Г. Ллевеллин, К. А. Г. Пиктон, А. Г. Смит, Р. Уолтерс. – М. : Мир, 1985. – 140 с.
49. Исаев, В. И. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) / В. И. Исаев, А. А. Искоркина // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
50. Дучков, А. Д. Тепловой поток Сибири / А. Д. Дучков, В. Т. Балобаев, С. В. Лысак, Л. С. Соколова, В. Н. Девяткин, Б. В. Володько, А. Н. Левченко // Геология и геофизика. – 1982. – № 1. – С. 42–51.
51. Курчиков, А. Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири / А. Р. Курчиков // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1846–1853.
52. Хант, Дж. Геохимия и геология нефти и газа / Дж. Хант. – М. : Мир, 1982. – 704 с.
53. Исаев, В. И. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины / В. И. Исаев, А. Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.



54. Осипова, Е. Н. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины / Е. Н. Осипова, Г. А. Лобова, В. И. Исаев, В. И. Старостенко // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
55. Исаев, В. И. Геотермия и зональность сланцевой нефтеносности Колтогорско-Уренгойского палеорифта (юго-восток Западной Сибири) / В. И. Исаев, Г. А. Лобова, В. В. Стоцкий, А. Н. Фомин // Геофизический журнал – 2018а. – Т. 40. – № 3 – С. 54–80.
56. Лопатин, Н. В. Температура и геологическое время как фактор углефикации / Н. В. Лопатин // Изв. АН СССР. Сер. Геолог. – 1971 – № 3. – С.95–106.
57. Tissot, B. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet / B. Tissot // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2003. – vol. 58. – no. 2. – pp. 183–202.
58. Попов, С. А. Моделирование нефтидогенеза Южного Ямала / С. А. Попов, В. И. Исаев // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–104.
59. Ковешников, А. Е. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы / А. Е. Ковешников, Н. М. Недоливко // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
60. Михайлец, Н. М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири / Н. М. Михайлец // Нефть газ. – 2012. – №5. – С. 54–56.
61. Immenhauser, A. Towards a definition of the deep burial realm in carbonate diagenesis. 34th International Meeting of Sedimentologists: Abstract book / A. Immenhauser. – Rome : 2019. – 1170 p.
62. Zhanga, K. Effects of weathering and fracturing on the physical properties of different types of volcanic rock: Implications for oil reservoirs of the Zhongguai relief, Junggar Basin, NW China / K. Zhanga, Z. Wanga, Y. Jiang, A. Wanga, B. Xiang, N. Zhou, Y. Wang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – vol. 193. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107351> (дата обращения 29.04.2022).
63. Zhu, M. Structural division of granite weathering crusts and effective reservoir evaluation in the western segment of the northern belt of Dongying Sag, Bohai Bay Basin, NE China / M. Zhu, Z. Liu, H. Liu, X. Li, S. Liang, J. Gong, P. Zhang // Marine and Petroleum Geology. – 2020. – vol. 121. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104612> (дата обращения 29.04.2022).
64. Сынгаевский, П. Е. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна / П.Е. Сынгаевский, С. Ф. Хафизов// Геология нефти и газа. – 1990. – № 11. – 12. – С. 22–30.
65. Maniscalco, R. The Porosity in Heterogeneous Carbonate Reservoir Rocks: Tectonic versus Diagenetic Imprint – A Multi-Scale Study from the Hyblean Plateau (SE Sicily, Italy) [Электронный

- песч.] / R. Maniscalco, E. Fazio, R. Punturo, R. Cirrincione, A. D. Stefano, S. Distefano, M. Forzese, G. Lanzafame, G. S. Leonardi, S. Montalbano, A. G. Pellegrino, A. Raele, G. Palmeri // *Geosciences*. – 2022. – vol. 12, – no. 4. – p. 149. – Режим доступа: <https://doi.org/10.3390/geosciences12040149> (дата обращения 08.08.2022).
66. Yang, J. Diagenetic facies and reservoir porosity evaluation of deep high-quality clastic reservoirs: A case study of the Paleogene Shahejie Formation, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China / J. Yang, T. Wang, Y. Ji, H. Wu, Z. He, J. Zhang, Y. Zhang, L. Meng, Y. Fen // *Energy Exploration and Exploitation* – 2021. – vol. 39. – issue: 4. – pp. 1097–1122.
67. Лобова, Г. А. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) / Г. А. Лобова, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков, Т. Е. Лунёва, Е. Н. Осипова // *Геофизический журнал*. – 2018. – Т. 40. – № 4 – С. 73–106.
68. Niab, D. *Petrophysics* / D. Niab, E. C. Dinaldson. – Oxford : Elsevier, 2004. – 926 p.
69. Duan, S. Theoretical and experimental investigation of water in oil transverse dispersion in porous media / S. Duan, A. K. Wojtanowicz // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* – Denver, Colorado. – 2008. – pp. 1376–1401.
70. Carstens, H. Finding Oil – Using Geochemistry / H. Carstens // *Exploration worldwide*. – 2008. – vol. 5. – no. 5. – Режим доступа: <https://www.geoexpro.com/articles/2008/05/finding-oil-using-geochemistry> (дата обращения 01.08.2022).
71. Ковешников, А. Е. Формирование пород-коллекторов в доюрских карбонатных отложениях Западно-Сибирской геосинклизы / А. Е. Ковешников // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 132137.
72. Yabe, S. Simultaneous estimation of in situ porosity and thermal structure from core sample measurements and resistivity log data at Nankai accretionary prism / S. Yabe, R. Fukuchi, Y. Hamada // *Earth Planets Space*. – 2019. – vol. 71. – pp. 1–15.
73. Краснощекова, Л. А. Условия образования вторичных доломитов в палеозойских карбонатных коллекторах Северо-Останинского месторождения (Западная Сибирь) по данным микрокриотермометрии / Л. А. Краснощекова, А. С. Гарсия Бальса, В. Б. Белозеров // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 8. – С. 208–219.
74. Ablya, E. Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? / E. Ablya, D. Nadezhkin, E. Bordyg, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M. A. Sugden, P. F. Van Bergen // *Organic Geochemistry*. – 2008. – vol. 39. – no. 8. – pp. 1176–1184.

75. Ступакова, А. В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В. Соболева, Т. А. Кирюхина, И. А. Курасов, Е. В. Бордюг // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 63–76.
76. Ibrahim, Y. Porosity enhancement potential through dolomitization of carbonate reservoirs, a case of study from the Euphrates Graben fields, East Syria [Электронный ресурс] / Y. Ibrahim, V. P. Morozov, M. E. Kadi, A. Alaa // Petroleum. – 2021. – 15 May – Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.05.005> (дата обращения 08.08.2022).
77. Koveshnikov, A. E. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression [Электронный ресурс] / A. E. Koveshnikov, A. C. Nesterova, T. F. Dolgaya // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – vol. 43. – Режим доступа: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf> (дата обращения 02.04.2022).
78. Тугарева, А. В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты / А. В. Тугарева, Г. А. Чернова, Н. П. Яковлева, Л. В. Мороз // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – №. 5. – С. 58–66.
79. Исаев В. И. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии / В. И. Исаев, Ю. В. Коржов, Г. А. Лобова, С. А. Попов – Томск : Изд-во ТПУ, 2011. – 384 с.
80. Старостенко, В. И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии / В. И. Старостенко. – Киев : Наукова думка, 1978. – 228 с.
81. Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
82. Крутенко, Д. С. Тепловой поток, триасовая рифтовая система и мезозойско-кайнозойские разломы (юго-восток Западной Сибири) [Электронный ресурс] / Д. С. Крутенко, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 2. – С. 1-24. – Режим доступа [http://www.ngtp.ru/upload/iblock/db1/19\\_2021.pdf](http://www.ngtp.ru/upload/iblock/db1/19_2021.pdf) (дата обращения 21.10.2021).
83. Фотиади, Э. Э. О тепловом поле Западно-Сибирской плиты / Э. Э. Фотиади, У. И. Моисеенко, Л.С. Соколова // Докл. АН СССР, 1969. – Т. 189. – № 2. – С. 385–388.
84. Сурков, В. С. Геотермическая характеристика платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты и связь ее с геологическим строением фундамента / В. С. Сурков, В. И. Роменко, О. Г. Жеро // Вопросы разведочной и промысловой геофизики Западной Сибири. – Новосибирск. – 1972. – С. 101–109.

85. Курчиков, А. Р. Тепловой поток в пределах Западно-Сибирской плиты / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий // В кн.: Проблемы нефти и газа Тюмени. Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень. – 1981. – вып. 51. – С. 11–14.
86. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири [Текст] / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – М. : Недра, 1987. – 134 с.
87. Дучков, А. Д. Тепловое поле недр Сибири / А. Д. Дучков, С. В. Лысак, В. Т. Балобаев, В. А. Голубев, В. Н. Девяткин, Р. П. Дорофеева, Ю. А. Зорин, С. А. Казанцев, А. Н. Калинин, А. Р. Курчиков, С. В. Лепина, В. И. Силифонкин, Л. С. Соколова, Б. П. Ставицкий, С. А. Ратников, В. Р. Цибульский; по ред. Э. Э. Фотиади. – Новосибирск : Наука, 1987. – 196 с.
88. Дучков, А. Д. Тепловой поток и геотемпературное поле Сибири / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, В. Т. Балобаев, В. Н. Девяткин, В. И. Кононов, С. В. Лысак // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 11. – С. 1716–1729.
89. Дучков, А. Д. Электронный геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока [Электронный ресурс] / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, Д. Е. Аюнов // ИнтерЭкспо Гео-Сибирь. – 2013. – Т. 2. – Выпуск № 3. – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/elektronnyygeotermicheskiy-atlas-sibiri-i-dalnego-vostoka> (дата обращения 21.01.2022).
90. Пракойо, Ф. С. Прогнозирование фаций и продуктивности юрско-меловых пород-коллекторов юго-востока Западной Сибири / Ф. С. Пракойо, Г. А. Лобова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – С. 1–26. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/4/33\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/33_2015.pdf) (дата обращения 09.12.2021).
91. Ермаков, В. И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В. И. Ермаков, В. А. Скоробогатов. – М. : Недра, 1986. – 222 с.
92. Исаев, В. И. Карта распределения плотности теплового потока восточной части Томской области / В. И. Исаев, Г. Лобова, А. С. Меренкова, Е. Н. Осипова, С. Г. Кузьменков, А. Н. Фомин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – №4. – С. 37–52.
93. Лобова, Г. А. Очаги генерации и первично-аккумулятивные ресурсы баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины / Г. А. Лобова // Известия ТПУ. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 122–128.
94. Прищепа, О. М. Методика определения зрелости сапропелевого органического вещества в доманикитах и оценка их углеводородных ресурсов / О. М. Прищепа, А. А. Суханова, И. Р. Макарова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 4–8.
95. Дорофеева, Т. В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Т. В. Дорофеева, О. Г. Краснов, Б. А. Лебедев, Г. В. Петрова, Б. В. Позиненко. – Л. : Недра, 1983. – 131 с.

96. Меренкова, А. С. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Восточно-Пайдугинской мегавпадины (юго-восток Западной Сибири) [Электронный ресурс] / А. С. Меренкова, В. И. Исаев, Г. Лобова, Е. Н. Осипова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 3. – С. 1–39. – Режим доступа: [https://www.ngtp.ru/upload/iblock/69e/24\\_2022.pdf](https://www.ngtp.ru/upload/iblock/69e/24_2022.pdf) (дата обращения 24.05.2022).
97. Исаев, В. И. Районирование плотности аккумуляции нефти доюрских резервуаров Восточно-Пайдугинской впадины (с использованием расчетных термодинамических параметров материнской тогурской свиты) / В. И. Исаев, Г. Лобова, А. С. Меренкова, Е. Н. Осипова, О. С. Исаева, Ю. В. Коржов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022а. – Т. 333. – № 10. – С. 7–21.
98. Богущ, О. И. Палеозой юга Западно-Сибирской равнины / О. И. Богущ, В. С. Бочкарев, О. В. Юферов. – Новосибирск : Наука, 1975. – 45 с.
99. Saltymakova, D. Distinct features of crude oils from Nyurol'ka Depression (Southeast of Western Siberia) / D. Saltymakova, N. Krasnoyarova, O. Serebrennikova // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – vol. 154. – pp. 91–99.
100. Сапьяник, В. В. Комплексный подход при прогнозе нефтегазоперспективных объектов в депрессионных зонах внешнего пояса Западно-Сибирской плиты (на примере Бакчарской впадины) / В. В. Сапьяник, Е. Ю. Лаптева, Н. В. Щигорева // Труды XX научно-практической конференции: Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского АО, под ред. Шпильмана А.В., Волкова В.А. – Ханты-Мансийск : Изд-во ТИУ. – 2017. – Т. 1. – С. 269–280.
101. Коптяев, Н. В. Новые данные по нефтегазоносности юго-восточных районов Томской области / Н. В. Коптяев, В. М. Тищенко, Г. И. Тищенко // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. Томск: Труды ТГУ. – 1976. – вып. 11. – С. 24–28.
102. Волков, В. И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области / отв. исп. В.И. Волков. – Томск : ОАО «Томскнефтегазгеология», 2001. – 199 с.
103. Садыкова, Я. В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна / Я. В. Садыкова, М. А. Фомин, С. В. Рыжкова, Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 114–127.
104. Галиева, М. Ф. Моделирование палеозойско-мезозойских очагов генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей девона и карбона (на землях Томской области) [Электронный ресурс] / М. Ф. Галиева, Г. А. Лобова, Е. Н. Осипова // Нефтегазовая геология.

- Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 2. – Режим доступа: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/13\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/13_2021) (дата обращения 18.06.2021).
105. Локтионова, О. А. Геология и условия формирования залежей нефти и газа в геттангааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 / Локтионова Ольга Анатольевна. – Новосибирск, 2021. – 24 с.
106. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Под ред. Т.В. Дорофеевой. – Л. : Недра, 1983. – 131 с
107. Меренкова, А.С. Прогноз нефтегазоносности доюрских резервуаров Бакчарской мезовпадины с использованием данных геотермии (Томская область) [Электронный ресурс] / А. С. Меренкова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 3. – Режим доступа: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/25\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/25_2021).
108. Исаев, В. И. Тепловой поток, очаги генерации нефти и районирование доюрского комплекса Бакчарской мезовпадины и ее обрамления (юго-восток Западной Сибири) / В. И. Исаев, Г. Лобова, А. С. Меренкова, Е. Н. Осипова // Разведка и охрана недр. – 2021. – № 1. – С. 27–40.
109. Алеева, А. О. Сравнительная петрофизическая характеристика юрских разрезов Нижнетабаганского и Пельгинского месторождений (в связи с прогнозированием нефтегазоносности палеозоя) / А. О. Алеева, В. И. Исаев, А. С. Меренкова, Е. Н. Осипова // Разведка и охрана недр. – 2021. – № 5. – С. 19-29.
110. Исаев В. И. Прогноз нефтегазоносности доюрского комплекса Восточно-Пайдугинской впадины с использованием данных геотермии (Томская область) / В. И. Исаев, А. С. Меренкова, Г. Лобова, Е. Н. Осипова, О. С. Исаева // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 5. – С. 14-28.
111. Исаев, В. И. Тепловой поток и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири / В. И. Исаев, Г. А. Лобова, М. С. Кириллина, А. С. Меренкова // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2018. – Вып. 21. – С. 9-15.
112. Исаев, В. И. Геотермический режим нефтематеринской тогурской свиты – источника углеводородов доюрского нефтегазоносного комплекса северо-запада Томской области / В. И. Исаев, Г. А. Лобова, Т. Е. Лунёва, А. С. Меренкова // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2019. – Вып. 22. – С. 9-14.
113. Степанова, С. С. Карта глубинного теплового потока нефтепромысловых районов Томской области / С. С. Степанова, М. С. Кириллина, А. С. Меренкова; науч. рук. Г. А. Лобова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 3-7 апреля 2017 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – Т. 1. – С. 407-408.



114. *Меренкова, А. С.* Моделирование термической истории баженовской свиты в скважинах Каймысовского свода / А. С. Меренкова; науч. рук. Г. А. Лобова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2018. – Т. 1. – С. 419-421.
115. Галиева, М. Ф. Моделирование глубинного теплового потока Останинской группы месторождений / М. Ф. Галиева, Д. С. Крутенко, Е. А. Герасимов, А. С. Меренкова, З. К. Карбосова; науч. рук. В. И. Исаев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 8-13 апреля 2019 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 1. – С. 280-282.
116. *Меренкова, А. С.* Тепловой поток и геотермические условия генерации нефти на территории Рыбального месторождения / А. С. Меренкова; науч. рук. Г. А. Лобова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 8-13 апреля 2019 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 1. – С. 294-296.
117. Лунёва, Т. Е. Прогнозирование нефтегазоносности доюрского комплекса на основе палетемпературного моделирования тогурской свиты (Колтогорский мезопрогиб) / Т. Е. Лунёва, М. С. Кириллина, А. С. Меренкова // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: материалы 2-ой Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, Новосибирск, 12-13 Марта 2019. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2019. – С. 85-88.
118. *Меренкова, А. С.* Тепловое поле и нефтегазоносность юго-востока Томской области / А. С. Меренкова, З. К. Карбосова, М. С. Кириллина, А. Н. Михеев // Трофимуковские чтения – 2019 Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2019. – С. 296-299.
119. Галиева, М. Ф. Корреляция теплового потока Земли и нефтегазоносности – фундаментальная закономерность Западной Сибири / М. Ф. Галиева, В. И. Исаев, Д. С. Крутенко, Г. А. Лобова, А. С. Меренкова // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 47-й сессии Международного научного семинара Д. Г. Успенского - В. Н. Страхова. Воронеж, 27 января - 30 января 2020 г. – Воронеж: Издательскополиграфический центр «Научная книга», 2020. – С. 79-84.
120. *Меренкова, А. С.* Термическая история нефтематеринской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины (Томская область) / А. С. Меренкова; науч. рук. Г. А. // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXV Международного симпозиума имени

- академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 1. – С. 307-308.
121. *Меренкова, А. С.* Тепловой поток северо-восточной части Томской области (по данным геотермии) / А. С. Меренкова; науч. рук. Г. А. Лобова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, Томск, 5-9 апреля 2021 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2021. – Т. 1. — С. 211-213.
122. *Меренкова, А. С.* Карта плотности теплового потока востока Томской области / Меренкова А.С.; науч. рук. В. И. Исаев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, Томск, 4-8 апреля 2022 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2022. – Т. 1. — С. 167-169.
123. *Меренкова, А. С.* Зональное районирование резервуаров коры выветривания и палеозоя Восточно-Пайдугинской мегавпадины (Томская область) / А. С. Меренкова // Двадцать четвертая уральская молодежная научная школа по геофизике: Сборник науч. материалов, Пермь, 20–24 марта 2023 г. / Пермский федеральный исследовательский центр Уральского отделения Российской академии наук филиал «Горный институт Уральского отделения Российской академии наук», Федеральный исследовательский центр «Единая геофизическая служба Российской академии наук» и др. – Пермь: Горный институт Уральского отделения Российской академии наук, 2023. – С. 129-133.