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

На правах рукописи

ЛУНЁВА ТАТЬЯНА ЕВГЕНЬЕВНА

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

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых

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

Научный руководитель доктор геолого-минералогических наук Г.А. ЛОБОВА

ТОМСК 2020

# ОГЛАВЛЕНИЕ

BI	ЗЕДЕ	СНИЕ	4		
1	COC	СТОЯНИЕ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ			
	ФУНДАМЕНТА				
	1.1	Тектоника доюрского фундамента	11		
	1.2	Стратиграфия и вещественный состав палеозойских отложений	21		
	1.3	Нефтегазоносность и характеристика нефтематеринских пород	32		
	1.4	Тепловое поле и нефтегазоносность Западно-Сибирской плиты	38		
	1.5	Перспективы нефтегазоносности доюрского НГК	48		
	1.6	Выводы	60		
2	ME	ГОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ	62		
	2.1	Палеотемпературное моделирование	63		
	2.2	Нефтегеологическое зональное районирование	67		
3	КОЈ	ІТОГОРСКИЙ МЕЗОПРОГИБ И СТРУКТУРЫ ОБРАМЛЕНИЯ	69		
	3.1	Общая нефтегеологическая характеристика	69		
	3.2	Моделирование глубинного теплового потока	73		
	3.3	Моделирование термической истории материнской свиты и картирование			
		катагенетических очагов генерации тогурской нефти	86		
	3.4	Сводная характеристика глубинного теплового потока и термической			
		истории тогурской свиты	96		
	3.5	Резервуар коры выветривания и его зональное нефтегеологическое			
		районирование	97		
	3.6	Резервуар внутреннего палеозоя и его зональное нефтегеологическое			
		районирование	112		
	3.7	Сводная характеристика прогноза нефтегазоносности доюрского комплекса	121		
4	НЮРОЛЬСКАЯ МЕГАВПАДИНА И СТРУКТУРЫ ЕЕ ОБРАМЛЕНИЯ				
	4.1	Общая нефтегеологическая характеристика	123		
	4.2	Резервуар коры выветривания и его зональное нефтегеологическое			
		районирование	128		
	4.3	Резервуар внутреннего палеозоя и его зональное нефтегеологическое			
		районирование	141		
	4.4	Корреляция распределения плотности теплового потока, петротипов пород,			

	плотно	сти разрывных нарушений	150		
	4.4.1	Исходные данные	151		
	4.4.2	Применяемые методики статистического			
		анализа	152		
	4.4.3	Влияние литологического фактора	154		
	4.4.4	Влияние плотности дизъюнктивных нарушений	157		
4.5	Сводна	ая характеристика прогноза нефтегазоносности доюрского комплекса	159		
ЗАКЛЮЧЕНИЕ					
ЛИТЕРАТУРА. 10					

#### ВВЕДЕНИЕ

#### Актуальность темы

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

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

#### Степень разработанности темы

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

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

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

*Решение задачи разделено на следующие этапы*: 1) сбор, систематизация и анализ результатов геолого-геофизической изученности нефтегазоносности Колтогорского мезопрогиба, Нюрольской мегавпадины и структур их обрамления; 2) картирование и

анализ латерального распространения и мощностей пермо-триасовой коры выветривания; 3) анализ петротипов доюрских пород в связи с возможностью образования вторичных коллекторов с хорошими ФЕС в коре выветривания и внутреннем палеозое; 4) компьютерное моделирование глубинного теплового потока и термической истории материнских тогурских отложений, выделение и картирование очагов генерации тогурской нефти; 5) интегрированный анализ объемных и качественных характеристик потенциальных коллекторов доюрских отложений, районирование резервуара коры выветривания и внутреннего палеозоя Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины по плотности аккумуляции тогурской нефти; 6) анализ корреляции распределения плотности теплового потока, петротипов пород и плотности разрывных нарушений фундамента.

#### Научная новизна работы

1. На территории исследований восстановлена термическая история тогурской свиты, выявлены и закартированы катагенетические очаги генерации тогурской нефти.

2. На территории исследований выполнен зональный прогноз нефтегазоносности доюрского комплекса, отнесенного к трудноизвлекаемым запасам.

3. На территории исследований выполнен качественный и количественный анализ причин аномального распределения плотности теплового потока, его корреляция с литологией и плотностью разрывных нарушений фундамента.

#### Теоретическая и практическая значимость работы

1. Продемонстрирована реализация комплекса методических подходов и технологии зонального прогнозирования нефтегазоносности доюрского основания на примере трудноизвлекаемых ресурсов запада Томской области.

2. Выполнено районирование, ранжирование зон, районов резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя, предложены первоочередные участки для поисков и освоения доюрского комплекса на западе Томской области.

#### Методология и методы исследования

Исследования опираются на теоретические основы историко-геологического прогноза, получившие мощный импульс работами А.Э. Конторовича и др. (1967) и Н.Б. Вассоевича (1967), на методологию осадочно-миграционной теории нафтидогенеза – интенсивно развивающееся направление современной науки.

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

#### Положения, выносимые на защиту

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

2. С учетом экспресс-оценки плотности генерации тогурской нефти и вертикальной миграции как преимущественной, объемной характеристики и потенциальных фильтрационно-емкостных свойств отложений коры выветривания и палеозоя выполнено зональное нефтегеологическое районирование пластов М и М<sub>1</sub> Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления. Первоочередным районом для поисков залежей в нефтегазоносном горизонте зоны контакта и внутреннем палеозое является восточная часть Черемшанской мезоседловины и ее сочленение с северным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала.

3. С учетом геотермии материнской свиты, оценки плотности генерации тогурской нефти, объемной характеристики и потенциальных фильтрационно-емкостных свойств отложений коры выветривания и палеозоя выполнено зональное нефтегеологическое районирование пластов М и М<sub>1</sub> Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Первоочередными районами для поисков залежей в нефтегазоносном горизонте зоны контакта являются южные земли Центральнонюрольской мезовпадины. Первоочередные районы для поисков залежей в отложениях внутреннего палеозоя выделяются на территории южного борта Кулан-Игайской мезовпадины и зоны ее сочленения с Тамрадской мезовпадиной. Установлена корреляция распределения плотности теплового

7

потока и литологии фундамента, отсутствие значительной корреляции теплового потока и плотности разрывных нарушений.

#### Степень достоверности результатов

1. Представительность моделируемых глубоких скважин, оптимальная «невязка» при расчете значений плотности теплового потока и геотемператур, позволившие построить корректные прогнозные карты.

2. Сопоставление и хорошая согласованность с экспериментальными значениями плотности теплового потока.

3. Сопоставление и согласованность на уровне 75 % прогнозируемых перспективных районов доюрского НГК с установленной нефтегазоносностью территории исследований.

#### Апробация результатов исследования

Основные положения и результаты докладывались на Международных симпозиумах студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (Томск, 2016, 2018, 2019); на XVII Уральской молодежной научной школе по геофизике (Екатеринбург, 2016); на Международном семинаре «Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей» им. Д.Г. Успенского (Пермь, 2019); на научных чтениях памяти Ю.П. Булашевича «Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей» (Екатеринбург, 2019); на Трофимуковских чтениях (Новосибирск, 2019).

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

#### Благодарности

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

# СОСТОЯНИЕ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ФУНДАМЕНТА

Перспективность доюрских отложений Западной Сибири И. М. Губкин (1932) предсказывал, основываясь на аналогии геологического строения территории Кузбасса и нефтегазоносных залежей Северной Америки, относящихся к этому стратиграфическому уровню [1]. Это направление было поддержано Н. С. Шатским (1932), М. М. Чарыгиным (1933) и, чуть позже, М. К. Коровиным (1934) [2]. Позже, Н. А. Кудрявцевым (1948) был сделан благоприятный прогноз в отношении нефтегазоносности палеозойских отложений и, тем самым, поддержано направление И. М. Губкина [3]. В качестве нефтепоисковых критериев для доюрских залежей в Западной Сибири, Н. Н. Ростовцев в 1958 г. высказывает мысль о наличие пород в фундаменте с низкой метаморфизацией и дислоцированностью [4].

Впервые признаки нефтенасыщенности доюрских пород были получены в опорной скважине на Колпашевской площади. Позднее, в 1963 г., при бурении скважины на Медведевской структуре на севере Томской области был получен фонтан нефти из пласта М (кора выветривания). Таким образом, попутно с открытием залежей в мезозойскокайнозойском осадочном чехле, открывались залежи в триасовых и палеозойских отложениях. Положительный прогноз относительно палеозойской нефти высказывал и академик А. А. Трофимук [5]. Группа ученых, включая Г. К. Боярских, И. И. Нестерова, Л. И. Равнина, Н. Н. Ростовцева, Ю. Г. Эрвье, выступая на совещании геологов и геофизиков в Тюмени в 1965 г., так же отметили в своем докладе, что «...потенциальным резервом для обнаружения залежей нефти и газа являются палеозойские и триасовые отложения» [5]. На основе полученных новых данных по геохимии нефтей и битумоидов В. С. Вышемирским в 1971 г. делается положительный прогноз о перспективах палеозоя [6].

В 1975 г. И. А. Ивановым, Г. П. Худорожковым и Н. В. Коптяевым [7] были предложены территории для поисков нефти и газа в палеозойских, предположительно карбонатных отложениях Каймысовского свода, Нюрольской мегавпадины и Пудинского мегавала. Начиная с 70-х годов ХХ века, в Томской области и, в большей мере, в Чузикско-Чижапской зоне, в подтверждение высоких перспектив этого стратиграфического уровня, было открыто более десятка мелких по запасам залежей в доюрском фундаменте (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Положение участков исследования на структурной карте Западно-Сибирской плиты по реперному сейсмическому горизонту А, кровля доюрских отложений (по Брехунцову и др., 2011 [8]): *1* – месторождения углеводородов в доюрских породах; *2* – шкала глубин кровли доюрских отложений; *3* – территория диссертационных исследований: А – Колтогорский мезопрогиб, Б – Нюрольская мегавпадина

10

#### 1.1 Тектоника доюрского фундамента

Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений напрямую связаны с тектоническими структурами. Вопрос о тектоническом строении фундамента Западной Сибири вставал у российских и зарубежных ученых задолго до начала проведения широких буровых и геофизических работ, связанных с поиском месторождений углеводородов. С давних времен исследователями выдвигались различные гипотезы о возрасте фундамента. Как указывает в своей работе И. И. Нестеров [2], самое первое определение возраста как докембрийского определено Э. Зюссом (1901). Позже, в 1919 г. А. П. Карпинским, затем в 1928 г. А. В. Грабе, в 1938 г. А. Н. Мазаровичем выдвигается идея о формировании фундамента большей части Западной Сибири в каледонское время. На более молодой, герцинский возраст консолидации, указывали в своих исследованиях такие известные геологи, как Н. С. Шатский (1933), М. А. Усов (1940), А. Д. Архангельский (1941), Н. М. Страхов (1947). На тектонической схеме, построенной на основе геологической съемки А. Д. Архангельским (1948), территория диссертационных исследований тяготеет к району с глубоким залеганием складчатого верхнепалеозойского фундамента. С началом проведения в небольшом объеме первых региональных геофизических работ и геологических съемок, Н. Н. Ростовцевым в 1956 г., построена предварительная тектоническая схема, согласно которой участки исследования расположены преимущественно в пределах каледонид, названных им Васюганской складчатой областью. В юго-западной части современной Нюрольской мегавпадины (рисунок 1.2, контур Б) закартирован выход древнего кристаллического массива. Вдоль восточной границы Колтогорского мезопрогиба установлено северное простирание складчатых комплексов (рисунок 1.2, контур А).

В последующие годы, с увеличением объемов магниторазведочных, гравиразведочных работ и разработкой комплексных геолого-геофизических признаков классификации основных типов структурно-формационных зон, уточняется для тектоническое строение фундамента. Установлено плановое соответствие морфологических особенностей гравитационного и магнитного полей, обусловленных одними и теми же геологическими объектами [9]. Узкие интенсивные положительные аномалии силы тяжести и магнитного поля трассируют положение рифтовой зоны в пределах участков исследования. Отражается Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт и на картах гравитационного и магнитного полей (рисунок 1.3), построенных по результатам спутниковой съемки, выполненных 1997 и 2009 гг. [10].



Рисунок 1.2 – Положение участков исследования показано красным контуром на фрагменте «Предварительной тектонической схемы фундамента Западно-Сибирской низменности» (по Н. Н. Ростовцеву, 1956) [2]. Предполагаемое распространение под мезозойско-кайнозойскими отложениями Западно-Сибирской низменности складчатых областей (I-III): I – преимущественно герцинской геосинклинальной Обь-Зайсанской; II – преимущественно каледонской геосинклинальной Алтае-Саянской; III – новой, преимущественно каледонской геосинклинальной складчатой Васюганской; 1 – 2 предполагаемое простирание складчатых комплексов; \_ предполагаемое местоположение древних кристаллических массивов (более древних, чем возраст окружающих их складчатых комплексов)

На основе всего комплекса геолого-геофизических исследований, включая сейсмический МОВ в модификации МОГТ, комплекс электрических (ВЭЗ, ДЭЗ) и электромагнитных методов, а также данных бурения, коллективом ученых издается тектоническая схема фундамента Западно-Сибирской плиты под редакцией В. С. Суркова [11].



Рисунок 1.3 – Положение участков исследования показано красным контуром на карте поля силы тяжести в редукции Буге, полученной со спутника (Braitenberg and Ebbing, 2009), и магнитного поля (NGDC, 1997) вдоль двух основных грабен-рифтовых структур: Обской и Колтогорого-Уренгойской [10]

Согласно полученным представлениям, территории исследований расположены в Центральной Западно-Сибирской складчатой системе, в основном, позднегерцинской консолидации (рисунок 1.4). Доюрский фундамент здесь является гетерогенным складчато-блоковым сооружением. Крупные депрессии на поверхности рифейского геосинклинального комплекса в плане соответствуют инверсионным Нижневартовскому и Верхне-Васюганскому антиклинориям, а приподнятые зоны – Айгольскому синклинорию, которые имеют северо-западное простирание. Приосевая зона Верхне-Васюганского антиклинория на юго-западе Нюрольской мегавпадины сложена байкальским комплексом.



Рисунок 1.4 – Положение участков исследования показано красным контуром на тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова, 1981 [11])

Крылья антиклинория сложены карбонатно-терригенными отложениями герцинского комплекса. Инверсионные синклинории характеризуются повышенной напряженностью силы тяжести, преимущественно положительными аномалиями магнитного поля, а в рельефе поверхности фундамента картируются как отрицательные структуры. Для инверсионных антиклинориев наблюдается обратная картина [9].

В пределах Назино-Сенькинского антиклинория отложения девонского и раннекаменноугольного времени сложены осадочными, преимущественно карбонатными породами. В приосевой зоне Назино-Сенькинского антиклинория выходят образования интенсивно дислоцированные и глубоко метаморфизованные рифейского комплекса (байкалиды), которые вскрыты на Назинской площади. Массив байкальской складчатой системы позже осложнен гранитной интрузией [12].

Рифейский Межовский срединный массив, перекрытый формациями чехольного типа среднего и верхнего палеозоя, представлен на данной территории Нюрольским опущенным блоком. Массив выходит на доюрскую поверхность от южной границы территории исследований до Фестивального разлома. Палеозойский комплекс сложен преимущественно карбонатными и терригенно-карбонатными породами и представляет наибольший интерес в нефтегазоносном отношении. Массив характеризуется повышенной напряженностью гравитационного поля и зонами слабоположительных, отрицательных аномалий магнитного поля [12].

Усть-Тымский срединный массив салаирид расположен в северо-восточной части Колтогорского мезопрогиба и перекрыт каменноугольными и пермскими красноцветными терригенными отложениями, известняками, угленосными образованиями и триасовыми кислыми эффузивами, вскрытыми на Никольской и Вартовской площадях [12].

Позднегерцинские Верхне-Васюганский, Назино-Сенькинский антиклинории, Чекинский и Нюрольский внутренние прогибы разделяются на блоки линейными раннемезозойскими Колтогорско-Уренгойским и Усть-Тымским грабен-рифтами. Фрагмент Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта пересекает территории исследования в западной их части, фрагменты Усть-Тымского – в восточной. Грабен-рифты осложнены интрузиями кислых и основных магматических тел. Резкое сужение грабен-рифтов наблюдается в месте их пересечений с Верхне-Васюганским, Назино-Сенькинским антиклинориями [13]. Триасовый рифтогенез положил начало новому этапу развития земной коры, образованию на месте палеозойской складчатой области молодой плиты с мезозойско-кайнозойским платформенным чехлом. На территории рифтовых зон фундамента образовались Колтогорско-Уренгойский и Усть-Тымский желоба. Во время рифтогенеза на доюрскую поверхность выжимаются гетерогенные и разновозрастные

15

блоки. Данные блоки подвержены процессам выветривания, результатом данного процесса являются полифациальные коры выветривания, как следствие, образуются эрозионно-тектонические выступы, которые считаются благоприятными для скоплений нефти и газа.

В северной и юго-западной частях Колтогорского мезопрогиба наблюдаются проявления посторогенного кислого магматизма. Такие гранитоиды закартированы в Нюрольской мегавпадине в пределах Верхне-Васюганского антиклинория. Они характеризуются отрицательными гравитационными и положительными магнитными аномалиями различной интенсивности. Граниты вскрыты в скважинах Ломовая 200, Пионерская 258, Ступенчатая 5. Интрузии основного и ультраосновного состава трассируют региональные глубинные разломы северо-западного простирания и соответствуют положительным аномалиям в гравитационном и магнитном полях, но для последних наблюдается более высокая интенсивность. Такие породы вскрыты в скважинах 1, Ноябрьская 1 [9]. Для измененных гипербазитов – серпентинитов гравитационное поле имеет положительную, но пониженную интенсивность. Такие породы вскрыты в скважинах на Фестивальном вале [13]

Наличие дизъюнктивной тектоники является важным моментом в геологическом строении территории исследования, так как присутствие нарушений в разрезе может способствовать образованию зон флюидомиграции и трещиноватости в породах фундамента [14, 15]. В пределах территорий исследования наблюдается система разломов, секущих структурно-фациальные зоны, как в северо-восточном направлении, так и вкрест их простирания. Тектонические нарушения на территории Колтогорского мезопрогиба (региональный профиль III) и Нюрольской мегавпадины (региональный профиль IX) секут как доюрский фундамент, так и отложения мезозоя и кайнозоя (рисунок 1.5) [16]. Основная часть разломов проявилась в доюрское время. На структурной карте, построенной по отражающему горизонту  $\Phi_2$  (подошва юры) (рисунок 1.6), В. А. Конторовичем закартированы более мелкие дизъюнктивные нарушения, оперяющие региональные глубинные разломы. Наибольшая плотность тектонических нарушений наблюдается на Александровском своде, Средневасюганском мегавале и зоне их сочленения с Колтогорским мезопрогибом. Крупные протяженные разломы контролируют Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт. Плотная сетка нарушений отмечается в пределах северного склона Северо-Межовской мегамоноклинали, Шингинской мезоседловины, зоны сочленения Нюрольской мегавпадины и восточного склона Каймысовского свода.



Рисунок 1.5 – Схема расположения участков исследований (красные контуры) и разрезы региональных сейсмических профилей III и IX [16]: *1* – региональные сейсмические профили; *2* – граница Томской области; *3* – контуры положительных структур, выделенных по горизонту IIa; *4* – контуры отрицательных структур, выделенных по горизонту IIa



Рисунок 1.6 – Положение участков исследования (черные контуры) на структурной карте по отражающему горизонту Ф<sub>2</sub> (подошва юры) (по В.А. Конторовичу, 2002 [16])

В связи с новыми данными по сейсморазведке и глубокому бурению, в 2016 г. Л. В. Смирновым и А. И. Недоспасовым закартировано положение дизъюнктивов, в том числе и на исследуемых участках (рисунок 1.7) [17]. В юго-восточной части Колтогорского мезопрогиба наблюдается более плотная сетка разрывной тектоники, а в юго-западной части Нюрольской мегавпадины закартированы только крупные разломы. Наибольшая плотность наблюдается на территории восточного борта Колтогорского мезопрогиба, Александровском своде, Средневасюганском мегавале и зонах их сочленения. Повышенной плотностью разрывных нарушений отличается территория Фестивального вала, Каймысовского свода и Чузикско-Чижапской мезоседловины. Таким образом, выделенные тектонические нарушения у разных авторов, хотя несколько и различаются по ориентации и длине простирания, но в основном подтверждают свое положение в пределах участков исследования. Стоит отметить, что основная часть открытых месторождений тяготеет именно к этим областям, поэтому проведение дополнительных сейсморазведочных работ даст возможность уточнить возможное положение коллекторов, тяготеющих к зонам трещиноватости.

Возможность проведения оценки тектонической трещиноватости на основе данных сейсморазведки и других геолого-геофизических материалов показывает в своей работе Д. К. Нургалиев [18] для среднедевонско-нижнефранских терригенных и верхнеордовиксконижнедевонских карбонатных комплексов, близких по возрасту и составу с изучаемыми в диссертации.

К 2018 г. территория исследования имеет плотность сейсморазведочных работ методом общей глубинной точки от 0,35 до 1,1 пог. км/км<sup>2</sup> [19]. Наиболее изученными являются территории Средневасюганского мегавала, Каймысовского свода и прилегающие к ним склоны, где плотность сейсморазведочных работ составляет 1,1 пог. км/км<sup>2</sup>. Более низкая изученность отмечается в Нюрольской мегавпадине (1 пог. км/км<sup>2</sup>), Колтогорском мезопрогибе и Александровском своде (0,9 пог. км/км<sup>2</sup>). Сравнительно слабая изученность соответствует западной части Усть-Тымской мегавпадины (0,35 пог. км/км<sup>2</sup>).

Таким образом, в тектоническом отношении участки исследований относятся к области распространения позднегерцинской складчатости с древними осадочными бассейнами, представляющими несомненный интерес в отношении нефтегазоносности. Рифтовая система пермо-триасового возраста приводит к образованию эрозионнотектонических выступов и большому количеству разрывных нарушений, имеющих важное значение в образовании флюидомиграционных путей и трещиноватости в коллекторах.



Рисунок 1.7 – Положение участков исследования (черные контуры) на схеме разрывной тектоники в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны (Л. В. Смирнов, А. И. Недоспасов, 2016 г.) [17]

#### 1.2 Стратиграфия и вещественный состав палеозойских отложений

Изучению палеозойских отложений, их стратиграфическому расчленению, определению возраста, фациальному районированию фундамента Западно-Сибирской равнины в разные годы посвящены труды таких ученых, как О. И. Богуш, В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, В.С. Вышемирский, Ф. Г. Гурари, В. Н. Дубатолов, О. Г. Жеро, Н. П. Запивалов, Е. А. Елкин, Н. Г. Изох, Г. Д. Исаев, Н. П. Кирда, А. Э. Конторович, В. И. Краснов, А. Г. Клец, С. Н. Макаренко, В.М. Подобина, Л. Г. Перегоедов, С. А. Родыгин, Н. Н. Ростовцев, З. Я. Сердюк, В. С. Сурков, Л. В. Смирнов, С. А. Степанов, В. И. Саев, Н. И. Савина, Н.В. Сенников, А. А. Трофимук, Г.М. Татьянин, О. В. Юферев и многих других.

Стратиграфическое расчленение, определение вещественного состава разреза доюрских отложений изучено по керновому материалу глубоких скважин. К настоящему моменту палеозойский комплекс вскрыт более чем 500-ми скважинами, которые расположены в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны (СФЗ) неравномерно (рисунок 1.8) [17, 19]. Визуально можно отметить, что депрессионные зоны в центральной части Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины мало разбурены. Плотность бурения увеличивается в сторону Каймысовского, Александровского сводов и Средевасюганского мегавала. Наибольшее количество скважин пробурено в Чузикско-Чижапской мезоседловине, где и установлены основные стратотипы многих доюрских толщ.

Первые стратиграфические схемы палеозойских отложений в объеме девона появились в 1975 г. [20]. По мере освоения территории исследования стратиграфический интервал увеличивался и к 1984 г. уже охватывал палеозойские образования от силура до карбона включительно [21]. Позднее, по палеонтологическим данным, были установлены и образования ордовикской системы [22, 23].

Для составления региональной схемы используется керновый материал глубоких разведочных и параметрических скважин: Восточно-Никольская 1, Майская 1, Медведевская 110, Мыльджинская 56, Средневасюганская 3, Тамбаевская 3, Еллей-Игайская 2, Нижнетабаганские 9, 11, Южно-Тамбаевские 75, 76, 77 и ряда других, расположенных в пределах территории исследования.



Рисунок 1.8 – Положение участков исследований (красные контуры) на фрагменте схемы изученности глубоким бурением доюрского комплекса Нюрольской СФЗ [17]

В геологическом строении территории исследования принимают участие породы допалеозойского и палеозойского фундамента, промежуточного пермо-триасового этажа и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. На поверхность фундамента выходят гетерогенные разновозрастные образования от докембрия до триаса, представляющие объект диссертационного исследования (рисунок 1.9) [24, 25].

Согласно принятому структурно-фациальному районированию палеозойских отложений [26], Колтогорский мезопрогиб, Нюрольская мегавпадина и структуры их обрамления расположены в зоне сочленения Варьеганской, Нюрольской, Никольской и Колпашевской зон (рисунок 1.10).

Территориально к Варьеганской СФЗ тяготеет небольшой участок на юговосточном склоне Нижневартовского свода в пределах Колтогорского участка исследований. Допалеозойские отложения достоверно не установлены, однако в непосредственной близости от западной границы территории, на Полуденной площади, скважинами вскрыты эпидот-кварцево-хлоритовые рифейские сланцы [27]. С крупным стратиграфическим несогласием древний протерозойский фундамент перекрыт отложениями палеозойской эры. Ордовикская система (О) обособляется в полуденную *толщу*  $(O_1 t - O_3 a \check{s})$  и представлена зеленоватыми, пестроцветными, доломитизированными, рассланцованными глинистыми известняками. известковистыми аргиллитами. песчаниками. Свита палеонтологически охарактеризована наиболее полно. В известняках изучены конодонты и брахиоподы, по которым отложения отнесены к тремадокскоашгильскому возрасту [23, 28]. Силурийская система (S) представленная ларинской *свитой* ( $S_1 l - S_1 v$ ), вскрыта на Медведевской структуре в интервале 3448-3885,6 м и сложена массивными известняками. темно-серыми илистыми Возраст определен как лландоверийско-венлокский по табулятоморфным кораллам и табулятам. Установленная толщина свиты на Медведевской структуре более 400 м [28]. Девонская система (D) представлена тремя отделами. Нижний отдел в объеме лохковского и пражского ярусов по [26, 29], сложенный черными глинистыми сланцами и известняками, Г. Д. Исаев предлагает объединить их в сороминскую толщу  $(D_1p-D_1l)$  [25, 30]. Выше по разрезу согласно залегает варьеганская толща (D<sub>1</sub>e), сложенная известняками слоистыми, массивными, глинистыми и рассланцеванными известковистыми аргиллитами. Возраст определен как эмский по кораллам и остракодам. Стратотип толщи вскрыт в скважине Варьеганская 148 [26]. Средний девон, в объеме юбилейной толщи (D<sub>2</sub>ef-D<sub>2</sub>zv), сложен известняками, аргиллитами и эффузивами. В отложениях толщи изучены фораминиферы, по которым отложения отнесены к эйфельско-живетскому возрасту.



Рисунок 1.9 – Положение территорий исследования (черные контуры) на карте вещественного состава домезозойского основания (под ред. А. Э. Конторовича, 2001 г. [24])



Рисунок 1.10 – Положение территорий исследования (красные контуры) на схеме структурно-фациального районирования палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты [26]. Структурно-фациальные районы в пределах территорий исследования: *17* – Варьеганский, *18* – Нюрольский, *19* – Никольский, *20* – Колпашевский.

Верхнедевонская лугинецкая свита ( $D_3f$ -fm) вскрыта на юго-восточном склоне Нижневартовского свода скважиной Медведевская 6 в интервале 2700-2734 м [31]. Отложения представлены глинистыми известняками с единичными мелкими обломками кремнистых разностей и эффузивов. По конодонтам, брахиоподам, фораминиферам возраст определен как франско-фаменский. Каменноугольная система (C) в объеме *кехорегской свиты* ( $C_1t$ - $C_1v$ ) характеризуется карбонатным составом. Возраст определен по фораминиферам от турнейского до визейского [26, 31]. Пермская система (P) представлена айлагринской толщей ( $C_3k$ - $P_1$ ), образование которой началось в касимовском веке позднего карбона, но основная часть развития приходится на раннюю пермь [26, 31]. Толща сложена переслаиванием базальтов, долеритов аргиллитов и мергелей. Возраст определен по двустворчатым моллюскам и флоре.

К Никольской СФЗ территориально приурочен Александровский свод. Средневасюганский мегавал и зона их сочленения. Изученность отложений данной зоны достаточно слабая. Достоверно установлены докембрийские отложения мигматитов, вскрытые в разрезе скважины Назинская 7. Более точно стратотип определен в скважине Охтеурская 1, в которой породы представлены протерозойскими гранитогнейсами [27]. Со стратиграфическим и угловым несогласием на протерозойских отложениях залегает палеозойская эратема (PZ). В этой фациальной зоне палеозойские отложения представлены каменноугольной (С) и пермской системами (Р) в объеме восточноникольская серии (С<sub>3</sub>g-P). Стратотип выделен в разрезе скважины Восточно-Никольская 1 в интервале 2640-4500 м [31] и представлен киевской и чкаловской толщами. Киевская *толща* ( $C_{3g}$  - $P_{1a}$ -s) конгломератов, песчаников, алевролитов с прослоями углей и телами кислых эффузивов общей мощностью 1300 м, вскрыта в скважине Восточно-Никольская 1 [26, 28]. Аналоги верхней части толщи пермского возраста вскрыты скважиной 331 на Вартовской площади. Возраст установлен по неморским двухстворкам и споровопыльцевому комплексу. Чкаловская толша ( $P_1ar - P_2t$ ) вскрыта в скважинах одноименной площади. За типовой разрез принят интервал 2640-3140 м в скважине Восточно-Никольская 1, который представлен красно- и пестроцветными аргиллитами, конгломерато-брекчиями крупнообломочными И конгломератами, массивными алевролитами с прослоями бурых среднезернистых известковых песчаников общей мощностью порядка 500 м [32]. Возраст определен по положению в разрезе.

К Колпашевской СФЗ относится юго-восточный локальный участок (рисунок 1.10), тектонически приуроченный к структурам западной части Усть-Тымской мегавпадины, южной части Средневасюганского мегавала и зоне их сочленения.

Породы *докембрийского* возраста вскрыты в скважине Нарымская 3 и представлены глинистыми и кремнистыми сланцами, кварцитами и филлитами [27]. Ископаемые организмы в керне не обнаружены, стратотип принят условно.

Выше по разрезу с угловым и стратиграфическим несогласием залегает палеозойская эротема, представленная ранним  $(D_1)$  и поздним девоном  $(D_3)$ . Раннедевонская мирная толща  $(D_1e)$  известковистых аргиллитов с прослойками известняков со стратиграфическим несогласием перекрывается отложениями инской серии  $(D_3f-fm)$  углисто-глинистых, глинисто-карбонатных и хлоритовых сланцев, диабазов [30]. Возраст определен по фораминиферам как франско-фаменский. Раннекаменноугольная кехоретская свита  $(C_1t-C_1v)$  залегает согласно на инской серии и сложена аргиллитами, алевролитами, глинистыми известняками и известковистыми аргиллитами. Возраст определен по брахипоидам и мшанкам. Выше по разрезу согласно залегают песчаники и гравелиты от серпуховского  $(C_1)$  до гжельского  $(C_3)$  возраста мощностью более 200 м. Стратотип для данных отложений на данный момент не выделен [27]. Завершает разрез палеозоя пермская система (P), обособляющаяся в приозерную толщу, сложенную переслаиванием углистых аргиллитов, песчаников и гравелитов. Возраст принят условно как пермский.

Основная часть исследуемой территории отнесена к Нюрольской СФЗ. Тектонически зона приурочена к Нюрольской мегавпадине и структурам ее обрамления. Древний фундамент вскрыт в скважине Северо-Мыльджинская 1 на 750 м и представлен темно-серыми глинистыми сланцами и известняками, отнесенными к верхнему рифею [33]. Палеозойская эратема (РZ) несогласно перекрывает протерозойскую толщу и представлена комплексом пород возрастом от ордовика до перми. Ордовикская система (O) представлена павловской свитой (O<sub>2</sub>k-O<sub>3</sub>aš), вскрытой в скважинах на Мыльджинской и Айполовской площадях. Стратотип установлен по данным изучения керна в скважине № 56 Мыльджинской площади (интервал 2509,0 – 2759,6 м), где толща представлена доломитизированными, рассланцованными глинистыми известняками, известковистыми аргиллитами и песчаниками. По кораллам, строматопоратам, мшанкам, конодонтам и брахиоподам отложения отнесены к карадокско-ашгильскому времени накопления [23]. Силурийская система (S) согласно перекрывает нижележащие толщи и представлена карбонатной нижнесилурийской *ларинской свитой* ( $S_1l$ - $S_1w$ ), вскрытой в разрезе скважины Водораздельной 2 в интервале 3100-3051.7 м, а также в разрезе скважины Пологой 1 в интервале 2608.5–2700 м. К нижнему силуру отнесены глинистые слоистые и массивные известняки, включающие линзы песчаников и алевролитов. Возраст определен как раннесилурийский по брахиподам и табулятам. В верхнем силуре (S<sub>2</sub>), залегающем

согласно на нижележащих толщах, в пределах территории исследования выделены две свиты – межовская и сельская. Сельская свита  $(S_2ld-p)$  вскрыта в скважине Сельская 1, распространена в северной части территории исследования и представлена серыми аргиллитами рассланцованными, известковыми алевролитами с прослоями кислых эффузивов и отнесена к пржидольскому ярусу верхнего силура по определениям остракод и брахиопод. Межовская свита  $(S_2ld-p)$  (возрастной аналог сельской свиты) распространена в зоне сочленения Чузикско-Чижапской мезоседловины, Лавровского выступа и Средневасюганского мегавала и представлена массивными известняками брекчиевидными, часто кавернозными, представляющие интерес как коллекторы для УВ. Силурийский возраст определен по брахиоподами.

Выше по разрезу согласно залегают *отложения девона* (*D*), которые наиболее распространены и изучены на территории исследования. Установлено два типа разрезов девона и раннего карбона – рифогенный и депрессионный (бассейновый) [29, 31].

Рифогенный тип разреза распространен в Чузикско-Чижапской мезоседловине, Лавровском выступе и Средневасюганском мегавале и изучен в разрезах скважин Южно-Табаганской 134, Южно-Тамбаевской 75, Еллей-Игайских 2, 3, 4, Пельгинской 2, Арчинской 58, Перкатской 2, Кильсинской 381 и ряде других. В раннем девоне  $(D_1)$ формируется кыштовская свита (D<sub>1</sub>l), сложенная известняками, доломитами и известковыми песчаниками. Возраст определен по брахиоподам и табулятам как лохковский. В пражский век образуются известняки глинистые армичской свиты  $(D_1p)$ . Выше по разрезу согласно залегают известняки, аргиллиты, мергели солоновской свиты (D<sub>1</sub>e<sup>1</sup>), перекрывающиеся известняками темными, массивными надеждинской свиты  $(D_1 e^2)$ . Среднедевонские отложения обособляются в герасимовскую свиту ( $D_2 ef$ -zv). Стратотип нижней подсвиты, сложенный массивными биокластическими известняками, описан как «еллей-игайский» в скважине Еллей-Игайская 2 [29]. В разрезе встречены базальтовые порфириты и базальты, перекрывающиеся прослоями серых плотных, пелитоморфных известняков и аргиллитов светло-серых алевритистых, плитчатых, слаборассланцованных с включением пирита. Данные включения могут влиять на низкоомность, как отмечал в своей работе [34] И. А. Мельник. Средняя подсвита выделена как «малоичский» известняк, который перекрыт верхней подсвитой, сложенной слоистыми известняками. Позднедевонская лугинецкая свита (D<sub>3</sub>f-fm), в нижней части сложена иглистыми известняками и аргиллитами, в верхней части – переслаиванием известняков, известковистых аргиллитов и базальтовыми туфолавами. Выше по разрезу залегает табаганская свита (C<sub>1</sub>t-v-s) нижнего карбона, представленная кремнистыми известняками и аргиллитами, переходящими в верхней части в известняки глинистые темно-серого и черного цветов.

Депрессионный тип разреза тяготеет к восточной части СФЗ. Такой тип разреза встречен и описан по керну, поднятому из скважин Кильсинской, Тамбаевской, Надеждинской, Калиновой, Мирной, Останинской, Лугинецкой и др. площадей. Нижнедевонские глинистые известняки и аргиллиты формируют лесную свиту  $(D_1 l - p)$  и *мирную толщу* (*D*<sub>1</sub>*e*), представленную известняками, аргиллитами и мергелями, возраст которых определен по тентокулитам [35]. Отложения среднего и позднего девона объединены в тартасскую серию  $(D_{2-3})$ , включающую чузикскую  $(D_2 ef - zv)$  и чагинскую  $(D_{3}f-fm)$  свиты доманикового типа. Чузикская свита сложена переслаиванием известняков, туфов и долеритов. Для чагинской свиты характерно присутствие в разрезе окремневших известняков, аргиллитов, в верхней части – туфов. В конце раннего, в среднем и позднем карбоне, в связи с опусканием уровня моря, на территории всей Нюрольской СФЗ существует область терригенно-карбонатного и терригенного осадконакопления. Здесь выделяется средневасюганская свита ( $C_1s^2$ ), сложенная темно-серыми до черных аргиллитами, алевролитами, песчаниками с прослоями известняков с большим содержанием органики (доманиковый тип). Вверх по разрезу эти отложения согласно перекрываются известковистыми аргиллитами и глинистыми известняками елизаровской свиты (C<sub>2</sub>b-m). Разрез палеозойских отложений завершает позднепермская омеличская толща (P<sub>2</sub>u-kz-t), залегающая с угловым несогласием на отложениях позднего карбона. Разрез начинается брекчированными гравелитами, переходящими в почти черный песчаник с обломками кремнистых пород, линзами конгломератов, обломками известняков с остатками наземной растительности, по которой определена принадлежность этих отложений к верхнепермским.

Мезозойская эратема (MZ) начинается с отложений триаса. Согласно фациальному районированию [36], территории исследования приурочены к Нижневартовскому, Александровскому и Пудинскому фациальным районам Обь-Иртышской фациальной области (рисунок 1.11). В Нижневартовскоми и Александровском СФР триасовые отложения представлены терригенными породами туринской серии ( $T_1i$ - $T_3k$ ). Наиболее полный разрез вскрыт скважиной Никольская 1, пробуренной на юго-западном окончании Колтогорского мезопрогиба, где в интервале 3308-4523 м вскрыто переслаивание темносерых, почти черных миндалекаменных базальтовых и диабазовых порфиритов с аргиллитами, песчаниками, алевролитами, известняками. В терригенных породах по споро-пыльцевым комплексам возраст определен как индско-оленекский ( $T_1$ ), анизийсколадинский ( $T_2$ ) и карнийско-норийско-рэтский ( $T_3$ ) [36].



Рисунок 1.11 – Положение территорий исследования (красные контуры) на схеме фациального районирования триасовых отложений Западно-Сибирской равнины [36]. Границы (1-3): 1 – Западно-Сибирской равнины; 2 – фациальных областей (III – Обы-Иртышская); 3 – фациальных районов (18 – Нижневартовский, 19 – Александровский, 20 – Пудинский)

Остальные земли исследуемых территорий приурочены к **Пудинскому СФР.** Триасовые отложения здесь представлены *тампейской серией* (*T*<sub>2</sub>*f*-*T*<sub>3</sub>*n*) и установлены на Налимьей, Фестивальной, Северо-Урманской, Нижнетабаганской и других площадях [36].

Выше по разрезу с локальным перерывом, начиная с ранней юры, идет формирование мезозойско-кайнозойского терригенного слабодислоцированного осадочного чехла. Отложения чехла вскрыты и изучены большим количеством опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин.

Согласно [36] установлено, что в отрицательных структурах формируется наиболее полный разрез терригенных *юрских* отложений, включающий *урманскую* (геттангсинемюр-плинсбах), *тогурскую* (нижний тоар), *салатскую* (верхний тоар-нижний байос), *тюменскую* (байос-бат-нижний келловей), *васюганскую* (наунакскую) (кееловей-оксфорд), *георгиевскую* (киммеридж) и *баженовскую* (волжский) свиты.

В *верхней юре*, в условиях некомпенсированного осадконакопления, способствующего к образованию высокобитуминозной *баженовской свиты* (*J*<sub>3</sub>*v*), *являющейся нефтематеринской* для меловых и верхне-среднеюрских залежей [13, 16], а при некоторых геологических условиях и для нижнеюрских и палеозойских.

Для доюрских залежей основной потенциальной *нефтематеринской* признана *тогурская свита* ( $J_1t$ ), формирующаяся в наиболее гипсометрически низких территориях в озерных, лагунных и прибрежно-морских условиях. Установлено, что в Усть-Тымской впадине тогурские глины опесчаниваются, а в Нюрольской мегавпадине и Колтогорском мезопрогибе доля прослоев песчано-алевритового материала существенно сокращается [37]. Мощность свиты в наиболее гипсометрически низких участках достигает более 100 м [16]. Тогурские отложения имеют высокий нефтематеринский потенциал [38, 39].

Таким образом, отложения доюрского фундамента на территории исследования полифациальны и гетерогенны. В разрезе выделяются толщи известняков и терригенных пород, представляющих интерес как потенциальных коллекторов в этом комплексе. Имеющиеся перерывы в осадконакоплении могут способствовать образованию кор выветривания, и, при благоприятных условиях, так же могут образовывать коллекторы хорошими  $\Phi EC.$ В палеозойском разрезе установлено наличие возможно С нефтематеринских доманиковых горизонтов в девонских u каменноугольных отложениях. В разрезе установлено наличие нижнеюрской тогурской свиты, нефтематеринской для доюрского НГК.

1.3 Нефтегазоносность и характеристика нефтематеринских пород

Согласно проведенного районирования юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции, исследуемые земли (рисунок 1.12) занимают участки Нижневартовского НГР Среднеобской НГО, Ледянского, Каймысовского, Колтогорского, Нюрольского НГР Каймысовской НГО, Александровского, Средневасюганского, Пудинского НГР Васюганской НГО, Усть-Тымского и Парабельского НГР Пайдугинской НГО. К высокоперспективным землям I категории отнесен локальный участок юговосточного склона Нижневартовского свода, к структурам которого приурочено крупное нефтяное Советское месторождение. К этой же градации, но III категории, отнесены земли восточного склона Каймысовского свода, Средневасюганский мегавал и западный склон Пудинского мезовала. Остальная территория отнесена к перспективным от I до III категорий [40].

Оба участка исследований находятся на левобережье р. Оби и тяготеют к основным нефтепромысловым районам Томской области, где установлены следующие нефтегазоносные комплексы: доюрский (собственно палеозойский и нефтегазоносный горизонт зоны контакта – НГГЗК), нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднетоараленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский) [16].

Для среднеюрского, верхнеюрского и мелового НГК нефтегенерирующей является баженовская свита, имеющая повсеместное распространение в пределах территории исследования и характеризующаяся высоким содержанием С<sub>орг</sub> и катагенетической зрелостью РОВ в пределах MK<sub>1</sub>–MK<sub>2</sub> [39].

Для *нижнеюрского и доюрского НГК* признана нефтегенерирующей тогурская свита [38, 41]. В качестве нефтегенерирующей для этого НГК может служить и баженовская свита, в том случае, когда бажениты залегают или примыкают к доюрскому фундаменту [16]. Наличие нефтематеринских отложений в разрезе является одним из определяющих критериев нефтеперспективности территории исследования [42].

Получение первых притоков нефти из доюрского комплекса в 50-60-х годах прошлого столетия дало толчок к выявлению и изучению нефтематеринских отложения для резервуаров данного стратиграфического уровня. Таким образом, уже к середине 60-х годов XX века выдвигаются различные точки зрения о генезисе нефтей, насыщающих залежи в доюрском комплексе.



Рисунок 1.12 – Положение территорий исследования (черные контуры) на схеме нефтегеологического районирования Томской области [40]. Месторождения (1-3): 1 – нефти; 2 – газа; 3 – конденсата; границы (4-5): 4 – нефтегазоносной области, 5 – нефтегазоносного района

В работе [43] З. Т. Алескеровой с соавторами в качестве источника УВ предложено рассматривать внутренние палеозойские доманикитовые толщи. Однако, на протяжении изучения доюрского комплекса идет дискуссия по вопросу о термобарических условиях недр, которые могли привести к деструкции УВ в залежах доюрского комплекса [44]. Е. А. Костыревой в работе [38] было установлено, что в доюрском комплексе юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, включая территории настоящих исследований, термобарические условия недр в прошлые геологические эпохи не приводили к полной деструкции залежей углеводородов, что согласуется с гипотезой Н.

Н. Ростовцева, предложенной еще в 1958 г., о наличии пород в фундаменте с низкой метаморфизацией и дислоцированностью [4].

Ряд исследователей [45, 46, 47] поддерживают идею о девонских доманиковых толщах, как самостоятельном нефтегенерирующем источнике УВ для резервуаров внутреннего палеозоя. Высказывается так же мнение некоторыми учеными и о наличии смешанных источников одновременно: как палеозойских, так и юрских [48, 49].

С развитием геохимических методов и накоплением материала о РОВ разреза, на сегодняшний день, большинством исследователей источником УВ для доюрских залежей признается, как основная, раннетоарская тогурская свита [38]. В 1964 г. А. Э. Конторовичем предложена гипотеза о миграции углеводородов из мезозойских отложений в ловушки эрозионно-тектонических выступов палеозойского фундамента [50]. Согласно работам [42, 51, 52, 53] вертикальная межпластовая миграция из тогурской свиты в доюрские разуплотненные отложения находит разрешение в результатах послойного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над-И подпродуктивных отложений. Экспериментально установлено, что расстояние вертикальной миграции УВ из нижнеюрской нефтепроизводящей толщи в доюрские разуплотненные отложения составляет порядка 150...250 м.

Отложения тогурской свиты распространены в депрессионных структурах I порядка на глубинах 2720...3680 м, выклиниваясь заливообразно к окаймляющим положительным структурам и к выступам кристаллического фундамента. На территории исследования выделены три раннетоарских самостоятельных бассейна осадконакопления [54]: Усть-Тымский (частично распространён на территории исследования), Нюрольский и Колтогорский (рисунок 1.13). В Нюрольском и Усть-Тымском бассейнах наблюдается достаточно высокое содержание  $C_{opr}$  от 1,5 до 5,0 % [38]. Согласно схеме распределения органического углерода в отложениях ранней-средней юры (рисунок 1.14) содержание  $C_{opr}$  на территории Колтогорского мезопрогиба, а на юго-восточном склоне Нижневартовского свода и зоне их сочленения наблюдается повышение концентрации до 3...5 % [13]. РОВ пород тогурской свиты имеет смешанную природу при преобладающей роли гумусовой (террагенной) составляющей над сапропелевой (аквагенной) [54].

Важной составляющей геохимических исследований по изучению генерационного потенциала нефтематеринской свиты является оценка катагенетической преобразованности ОВ. Согласно работе А. Н. Фомина [39] уровень зрелости РОВ для раннетоарской тогурской свиты установлен в пределах градации от  $MK_1^1$  до  $MK_3^1$  на территории Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины (рисунок 1.15).

34



Рисунок 1.13 – Положение участков исследования (черные контуры) на схеме из работы [54] «Расположение областей накопления раннетоарских отложений на юге Западной Сибири»: 1 – раннетоарские седиментационные бассейны (А – Колтогорский, В – Нюрольский, С – Усть-Тымский, D – Бакчарский, E – Верхнекетский, F – Тегульдетский); 2 – крупные положительные структуры (свод: I – Нижневартовский, II – Каймысовский, III – Александровский; мегавал: Х – Пыль-Караминский, ХІ – Пайдугинский; мегавыступ; IX – Парабельский; мегамоноклиналь: ХІІІ – Барабинско-Пихтовая; мезоподнятие: IV – Васюганское; V – Пудинское, VI – Горелоярское, ХІІ – Степановское, ХІV – Западно-Межовское куполовидное; мезовал: VII – Лавровский; мезовыступ: VIII – Калгачский). Скважины: 3 – с притоками "тогурской" нефти; 4 – с изученным керном тогурской свиты; 5 – граница Томской области



Рисунок 1.14 – Положение участков исследования (красные контуры) на схеме распределения органического вещества в аргиллитах и глинах нижней-средней юры (по А.Э. Конторовичу и др., 1975 г. [13]). Содержание С<sub>орг</sub> в процентах: *1* – меньше 1; 2 – 1...2; *3* – 2...3; *4* – 3...5


Рисунок 1.15 – Положение участков исследования (красные контуры) на фрагменте схематической карты катагенеза органического вещества в подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна [39]

Преобразованность OB градации  $MK_1^{1}$  ( $R^o_{vt}$ = 0,50...0,65 %) отмечается преимущественно по окраинам бассейнов распространения тогурской свиты. Колтогорский мезопрогиб, центральная и юго-западная части Нюрольской мегавпадины соответствуют зрелости РОВ на уровне  $MK_2$ , а на локальном участке в районе Черемшанской мезоседловины и участке, вытянутом в северном направлении от Южно-Фестивальной площади до Чворовой, на территории Нюрольской мегавпадины находится на градации  $MK_3^{1}$ .

Доюрский НГК объединяет резервуар нефтегазоносного горизонта зоны контакта палеозойских и мезозойских пород (НГГЗК) и палеозойский резервуар.

Под НГГЗК понимается толща пермо-триасовых отложений, залегающая в виде прерывистого тела между складчатым фундаментом и платформенным осадочным чехлом, обосабливающаяся в пласт М. Установлено [55, 56], что по карбонатным, терригенно-карбонатным, глинисто-кремнистым и магматическим породам кислого состава образуются коллекторы, характеризующиеся хорошими ФЕС. В пределах изучаемой территории открыты месторождения нефти и газоконденсата с залежами в этом пласте. Во внутреннем палеозойском резервуаре залежи имеют маркировку от М<sub>1-10</sub>, которые связаны с вторичными коллекторами, формирующимися в карбонатных, глинисто-кремнистых толщах и кислых магматических породах [24, 38]. Нередко резервуары доюрского комплекса объединены и образуют гидродинамически единую залежь. В пределах территорий исследования открыто около 14 месторождений УВ в доюрском НГК различного фазового состояния.

Таким образом, в пределах территорий исследования присутствует потенциальная нефтематеринская тогурская свита, которая обладает достаточно высоким содержанием C<sub>орг</sub> и катагенетической зрелостью градации от MK<sub>1</sub><sup>1</sup> до MK<sub>3</sub><sup>1</sup>. Установлена промышленная нефтегазоносность доюрского фундамента.

## 1.4 Тепловое поле и нефтегазоносность Западно-Сибирской плиты

Геотемпературное поле Западно-Сибирского бассейна имеет важное практическое значение для оценки масштабов генерации жидких и газообразных УВ. Изучению этого фундаментального параметра посвящены работы А. Э. Конторовича, А. Д. Дучкова, Н. Н. Добрецова, Л. С. Соколовой, О. В. Веселова, А. Р. Курчикова, Б. П. Ставицкого Э. Э. Фотиади, О. Г. Жеро, В. С. Суркова, В. И. Роменко, С. И. Сергиенко, Я. Б. Смирнова, Ю. И. Галушкина, М. Д. Хуторского, В. И. Исаева, Г. А. Лобовой, В. В. Стоцкого, Е. Н. Осиповой.

С получением первых измерений температур в глубоких скважинах, ученые анализируют тепловой поток литосферы в Западной Сибири [57]. На начальном этапе, при изучении тектонического строения Западно-Сибирской плиты, немногочисленные данные по геотермии исследователи используют наряду с гравиметрией, магнитометрией, электрическими методами. В начале 70-х годов XX века, В.С. Сурковым с коллегами [58] было отмечено соответствие низких значений теплового потока древним платформам, более высоких – молодым. На этом этапе исследований было установлено, что плотность теплового потока в надрифотовой зоне выше окружающего фона на 0,0004 дж/(с\*м<sup>2</sup>). Аналогичный вывод был получен Н. М. Одинцовым по замерам температур в пласте  ${\rm Ho_1}^0$ верхней юры [9]. Было отмечено, что температурная аномалия от 100 до 115 °C принадлежит осевой зоне Колтогорско-Уренгойского желоба на Ломовой, Черемшанской, Чворовой и других площадях. Смещение аномалии в районе Саймовской площади на восток, связывается автором скорее всего с более интенсивной разрывной тектоникой на данном участке. Изучение соответствия аномалий геотермополя с тектоническим строением подтверждают гетерогенность фундамента, где более молодая герцинская складчатость отражается более высокими значениями теплового потока [59]. А. Р. Курчиковым с соавторами проводится ряд исследований по выявлению зависимости аномалий теплового поля от различных геолого-геофизических факторов. Было установлено, что положительные аномалии, в основном, соответствуют кислым батолитам. Не обнаружилось какого-либо соответствия положительных аномалий и разломной тектоники. Увеличение теплового потока было отмечено лишь в районе Александровского свода [60].

При построении схемы теплового потока А.Р. Курчиковым и Б. П. Ставицким в Васюганской НГО были использованы материалы по 14 площадям, из них 6 термограмм. В Каймысовской НГО плотность теплового потока рассчитана на 19 площадях, из них на 9-и – по данным ОГГ (рисунок 1.16). Значения теплового потока в пределах территорий диссертационных исследования меняются от 52 до 67 мВт/м<sup>2</sup>. Используя точечные замеры в скважинах и небольшое количество данных термограмм, было установлено значение плотности теплового потока в Александровском районе от 47 до 75 мВт/м<sup>2</sup>. На Верхнесалатской площади значения составили 56 и 63 мВт/м<sup>2</sup>.

Проведенные исследования вкрест простирания Колтогорско-Уренгойского грабенрифта в пределах Колтогорского мезопрогиба по линии скважин Квартовая – Саймовская – Колтогорская – Полуденная показали, что разница в пластовых температурах составляет не более 2 °C [12].

Таким образом, существовавшее ранее мнение о повышении теплового потока над грабен-рифтом, не подтвердилось. Используя в своих исследованиях в основном замеренные температуры, авторы отмечают необходимость тщательного отбора исходных параметров, в том числе и температур, замеренных при производственных исследованиях скважин на приток. Анализируя все исходные данные, авторы работы [61] определили среднюю точность измерения теплового потока, которая оценивается в пределах  $\pm 10$  °C или  $\pm (5 - 6)$  мВт/м<sup>2</sup>. Такая точность позволила построить карты в изолиниях через 20 мВт/м<sup>2</sup>.

В своей работе [61] А. Д. Дучков с соавторами отмечают, что тепловой поток на дневной поверхности Земли в пределах Западно-Сибирской низменности в среднем составляет от 53 до 56 мВт/ $M^2$ , а температуры на глубине 3 км от 80 до 120 °C. При этом особенности распределения теплового потока они сопоставляют с интенсивностью генерации радиогенного тепла в отдельных блоках земной коры плиты или вариаций мантийного теплового потока. Несмотря на то, что имеются разные мнения по поводу учета-неучета похолоданий в четвертичное время, авторы в работе склоняются все-таки к необходимости проведения расчетов с учетом палеоклимата. Отмечается, что следы криолитозон зафиксированы до 53° с.ш., что находится в непосредственной близости к территориям исследований. Южнее 61° с.ш. возможно остывание пород на 15...20 °C на глубину 3...4 км, причем в северном направлении эти изменения наблюдаются на глубине в 1 км.

Изучения теплового поля вдоль пермь-триасового грабен-рифта, проведенные А. Д. Дучковым с коллегами, не выявили каких-либо значимых положительных тепловых аномалий в современном тепловом поле (рисунок 1.17). Однако, А. Д. Дучков предполагает, что проявление рифтогенеза имело значительное влияние на температурный режим литосферы и в конце мела тепловой поток мог достигать порядка 100 мВт/м<sup>2</sup> [62].

Такое повышение температурных градиентов вдоль древней рифтовой зоны так же отмечается исследователями в работе [63], выполненной на территории осадочного бассейна Кампос в юго-восточной Бразилии.

В 1992 г. А. Д. Дучковым с коллегами построена карта теплового потока для Западной Сибири с использованием температур, замеренных в скважинах глубиной 2-3 км (рисунок 1.18). На карте территория диссертационных исследований попадает в контур значений теплового потока порядка 60 мВт/м<sup>2</sup> с небольшим локальным участком с

повышенными значениями плотности теплового потока в пределах Нюрольской мегавпадины.



Рисунок 1.16 – Положение участков исследования (красные контуры) на схеме распределения плотности теплового потока в пределах Западно-Сибирской плиты по [60]: *1* – граница Западно-Сибирской плиты; *2* – плотность теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>; *3* – линии равных плотностей теплового потока.



Рисунок 1.17 – Положение территорий исследования (красные контуры) на карте теплового потока Западно-Сибирской плиты (по А. Д. Дучкову, 1987 г. [61]). Пункты измерения теплового потока (1-4): 1 – измерение пластовой температуры; 2 – термокаротаж ОГГ; 3 – высокоточный каротаж исследовательских групп институтов СО РАН; 4 – измерения, выполненные в скважинах менее 200 м; 5 – пункты принадлежат одному участку; 6 – изолинии теплового потока (а – основные, б – промежуточные), мВт/м<sup>2</sup>; 7 – границы складчатых систем; 8 – положение раннемезозойского грабен-рифта (по В. С. Суркову, О. Г. Жеро, 1981 [11])



Рисунок 1.18 – Положение территорий исследования (красные контуры) на карте теплового потока Западно-Сибирской плиты (по А.Д. Дучкову, 1992 [9]): *1* – изолинии теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>; (2 – 4): границы: 2 – Западно-Сибирской плиты, 3 – Алтае-Саянской области, 4 – государственная граница Российской Федерации

На карте распределения фундаментального геодинамического параметра – плотности теплового потока из основания осадочного чехла, построенной Г. А. Лобовой с соавторами [64], в пределах Нюрольской мегавпадины максимальные значения параметра зафиксированы в зоне сочленения Нюрольской мегавпадины и Черемшанской мезоседловины (рисунок 1.19). Авторами отмечается корреляция высокой плотности теплового потока и расположения открытых здесь месторождения УВ.



Рисунок 1. 19 – Карта распределения значений плотности теплового потока из основания Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления по [64] – контур Б территории диссертационных исследований: 1 – месторождения: а – нефтяное; 6 – конденсатное; e – газовое; 2 – тектонические структуры: a – I порядка, 6 – II порядка; 3 – положение моделируемой скважины; 4 – граница зоны распространения тогурской свиты; 5 – речная сеть; 6 – значения изолиний теплового потока в мВт/м<sup>2</sup>

Работа по систематизации температурных данных на территории исследования на срезах по глубинам от 0,5 до 5 км [65] проведена А. Д. Дучковым в 2013-2015 гг. На дискретной схеме основная масса значений температур на глубине 3 км (поверхность

приблизительно соответствующая кровле фундамента), варьирует от 80 °C до 120 °C (рисунок 1.20).



Рисунок 1.20 – Положение территорий исследования (красные контуры) на фрагменте схемы температур на глубине 3000 м из «Геотермического атласа Сибири и Дальнего Востока» (под ред. А. Д. Дучкова, 2015 г.[65])

На дискретной схеме теплового потока на земной поверхности (рисунок 1.21), в пределах территорий исследований, основная доля значений попадает в градацию 50...70 мВт/м<sup>2</sup>. Повышенные значения градации 70...90 мВт/м<sup>2</sup> тяготеют к структурам Александровского и Каймысовского сводов. Максимальное единичное значение градации 90...100 мВт/м<sup>2</sup> зафиксировано в центральной части Александровского свода. Мезозойско-кайнозойский грабен-рифт повышенной плотностью теплового потока на карте не проявляется.

Позднее, в работе В. В. Стоцкого [66], выполненной по расчетам значений теплового потока в 48-и скважинах (рисунок 1.22), максимальные значения так же получены в пределах Александровского свода. Зона повышенного теплового потока просматривается вдоль восточной границы исследуемого участка и достигает максимального значения 63 мВт/м<sup>2</sup> на северном склоне Криволуцкого вала.



Рисунок 1.21 – Положение территорий исследования (красные контуры) на схеме теплового потока из «Геотермического атласа Сибири и Дальнего Востока» (под ред. А. Д. Дучкова, 2015 г.[65])

Локальные участки с повышенными значениями 56...57 мВт/м<sup>2</sup> прослеживаются на северном склоне Каймысовского свода и в южной части зоны сочленения Колтогорского мезопрогиба и Средневасюганского мегавала.

Минимальными значениями плотности теплового потока характеризуется северный борт Колтогорского мезопрогиба, в наиболее погруженной его части.

Построенная карта распределения плотности теплового потока (рисунок 1.22) [66] не находит значимой положительной корреляции с расположением желоба южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта. Изолинии плотности теплового потока пересекают зону грабен-рифта вкрест его простирания.



Рисунок 1.22 – Карта плотности теплового потока Колтогорского мезопрогиба [66] – контур А территории диссертационных исследований: для скважин указано значение плотности теплового потока в мВт/м<sup>2</sup>

Таким образом, плотность теплового полтока – фундаментального геодинамического параметра, связываемого с интенсивностью нафтидогенеза, в пределах территории диссертационных исследований изучена весьма неравномерно, сводные результаты представлены в ряде случаев дискретными схемами. Установлено, что среднее значение плотности теплового потока составляет порядка 60 мВт/м<sup>2</sup>. Положение мезозойского грабен-рифта в тепловом поле положительной аномалией однозначно не фиксируется. Основная часть исследований сосредоточена в пределах положительных структур.

### 1.5 Перспективы нефтегазоносности доюрского НГК

Работы академика А.А. Трофимука [67, 68], выпущенные в начале 70-х годов прошлого века, дали толчок для методичного и систематического изучения нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири. Академиком подчеркивалась важность решения проблемы нефтегазоносности палеозоя, соответственно и прогнозирования перспектив доюрского НГК, что отмечается исследователями и в настоящее время [69-71]. В 1971 г., на основе геохимического анализа нефти из палеозойского разреза скважин на Медведевской и Колпашевской площадях, В.С. Вышемирским предлагается вновь вернуться к оценке перспектив палеозойских отложений Западной Сибири [6].

При прогнозировании перспективных территорий исследователями используются данные магниторазведки и гравиразведки. Отмечено, что над зонами нефтегазоскопления происходит возникновение аномальных магнитных свойств и теплового эффекта. Эффективность применения потенциальных площадных геофизических методов (электромагнитного, гравиметрического) для палеозойских резервуаров месторождений Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции отражена в работах [72, 73].

Успешное применение теплового поля для прогнозирования зон нефтегазонакопления демонстрируется во многих работах М. Д. Хуторского с коллегами, выполненных для осадочных бассейнов Арктического шельфа. Повышение теплового поля дает хорошую корреляцию с установленной нефтегазоносностью [74, 75].

Отмечено, что сейсмические работы не дают качественной характеристики для палеозойских отложений ввиду развития блокового строения и большого количества разломов различного ранга, которые вызывают трудности при выделении отражающих границ и не позволяют определить зоны коллекторов и покрышек. В работе [42] В. И. Исаев с коллегами демонстрирует возможности комплексного использования сейсморазведки и высокоразрешающей гравиразведки для выделения зон разуплотнения, отождествляющихся с резервуарами (вторичными коллекторами).

Хочется отметить, что в работах за последнее время редко привлекают гидрогеохимические исследования, хотя значимость подземных вод в процессах нефтегазообразования признается многими исследователями [76, 77, 78]. В работе [79] на основе гидрогеохимических критериев доказано, что территория юго-восточного склона Александровского мегавала, который является частью исследуемой территории, имеет положительные предпосылки, указывающие на возможность образования и сохранения залежей нефти и газа не только вдоль всего склона, но и на разных глубинах.

В 1975 г. в фундаментальной работе [13], на основе комплексного анализа накопившегося разнопланового геолого-геофизического материала, был выполнен нефтегазоносности доюрского фундамента Западно-Сибирской прогноз плиты. Районирование территории производилось на основе объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов, который учитывает характеристику нефтегенерирующих отложений, объем УВ, выделившихся при эмиграции, зоны аккумуляции УВ, условия сохранения залежей. Колтогорский мезопрогиб характеризуется низкой плотностью геологических запасов нефти и газа, а Нюрольская мегавпадина отнесена к территории со средней плотностью. Не смотря на это, поиски скоплений нефти и газа в фундаменте на всей территории Западной Сибири рекомендуется начинать именно с юго-востока плиты, первоочередно с Нюрольского осадочного бассейна. Данная рекомендация связана с необходимостью восполнения запасов осадочного чехла, который по сравнению с северной частью плиты имеет меньший объем, небольшую мощность (2,7-3,5 км).

Позже, в 1976 г., произведена оценка перспектив нефтегазоносности промежуточного комплекса (коры выветривания) и определены масштабы эмиграции (рисунок 1.23) [1]. В районе Лавровского выступа, Чузикско-Чижапской мезоседловины, Васюганского мегавала наблюдается наибольший объем эмиграции до 8,6 млн. т/км<sup>2</sup>. Остальная территория имеет масштабы эмиграции 3,7 млн. т/км<sup>2</sup>, кроме северо-восточной части Александровского свода, где значения составляют 2,6 млн. т/км<sup>2</sup>. Наиболее перспективным считается участок, вытянутый в юго-восточном направлении от Средневасюганского мегавала к Чузикско-Чижапской мезоседловине. По данным исследования считается, что здесь вероятно открытие крупных нефтяных месторождений.

Проблеме прогнозирования палеозойской нефти посвящена работа Н. П. Запивалова с коллегами [80] в 1991 г. Прогноз нефтегазоносности осуществлен по региональным исследованиям с использованием геохимических и петрографических данных. По предложенному районированию территория диссертационных исследования расположена на стыке третьего и четвертого по рангу перспективности районов из пяти. По данным региональных исследований на территории перспективных районов определены зоны нефтегазоскопления, расположенные в северной части Колтогорского мезопрогиба. В нее входят Матюшкинская, Северо-Куль-Еганская, Малоюганская, Восточно-Полуденная структуры. Также были рекомендованы объекты в Чузикско-Чижапской мезоседловине, объединяющие Арчинский и Урманский рифогенные участки в отложениях палеозоя (рисунок 1.24).



Рисунок 1.23 – Положение территорий исследования (черные контуры) на карте перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений промежуточного комплекса [5]: 1 – границы районов, различающихся по масштабам миграции углеводородов (шкала, млн. т/км<sup>2</sup>); А – 3,7; Б – 8,6, В – 4,4; Г – 2,6; Д – 3,1; притоки из палеозоя (2 – 3): 2 –нефти; 3 – газа; 4 – вторичные залежи палеозойских нефтей в базальных горизонтах мезозоя; 5 – углеводороды в пластовых водах палеозоя; зоны распространения (6 – 7): 6 –складчатого фундамента; 7 – промежуточного комплекса. Крупные мезозойские поднятия: своды: І – Нижневартовский, II – Александровский, III – Пайдугинский, VII – Каймысовский, VIII – Васюганский, IX – Сенькинско-Сильгинский, XI – Пудинский; мегавал: IV – Ажарминский; поднятия: V – Ингуземское, VI – Северо-Кетское, XII – Горелоярское, XIII – Игольское; валы: XIV – Лавровский, XV – Казанский. Поисково-разведочные площади: 1 - Медведевская; 2 - Вартовская; 3 - Сибкраевская; 4 - Вездеходная; 5 - Мартовская; 6 -Катыльгинская; 7 – Черемшанская; 8 – Первомайская; 9 – Северо-Васюганская, 10 – Мыльджинская, 11 – Колпашевская, 12 – Фестивальная, 13 – Урманская, 14 – Тамбаевская, 15 – Останинская, 16 – Нижне-Табаганская, 17 – Калиновая, 18 – Верхнекомбарская, 19 - Казанская, 20 - Малоичская, 21 - Верхне-Тарская, 22 -Веселовская



Рисунок 1.24 – Положение территорий исследований (красные контуры) на схеме нефтегазоперспективных объектов благоприятных для крупных поисков И высокодебитных месторождений [80]. Границы: 1 – современного контура Западно-Сибирской плиты; 2 – структурно-тектонических зон (I-V); возраст осадочных бассейнов (3-4): 3 – рифей-венд-палеозойский; 4 – палеозойский; 5 – перспективные нефтегазоносные объекты; 6 – соляно-купольные структуры; 7 – рифогенные постройки; 8 пояс предполагаемых барьерных рифов; комплекс основания (9-10): 9 -\_ кристаллический; 10 – складчатый; отложения (11 – 15): 11 – терригенные, 12 – терригенно-карбонатные, 13 – доломито-кремнистые, 14 – рифогенно-карбонатные, 15 – соленосные; 16 – эффузивные и эффузивно-осадочные образования; 17 – основные нефтегазоносные комплексы

Перспективность доюрского комплекса оценивается не только на качественном уровне, но и проводится количественная оценка. Так, под руководством А. Э. Конторовича и Л. М. Бурштейна в 2001 г. [24], проведена оценка плотности начальных геологических ресурсов доюрского НГК. В работе использована методика количественной оценки перспектив нефтегазоносности слабо изученных территорий. Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности отложений внутреннего палеозоя применен объемно-статистический метод, получена зависимость для начальных геологических запасов [24]:

$$\ln Q = 0.954 \cdot \ln V_{\vartheta \varphi} + 3,21 ,$$

где Q – начальные геологические запасы, млн. т УУВ;  $V_{3\phi}$  – эффективный объем осадочного выполнения на глубинах более 3 км, тыс. км<sup>3</sup>.

Оценка эффективных объемов осадочного выполнения была произведена с учетом данных сейсмических исследований и толщин перекрывающих мезозойских отложений, которые при данном подходе играют роль "неэффективных" объемов. Для Нюрольского бассейна плотность начальных геологических ресурсов составила 24 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности отложений НГГЗК применяется метод внутренних аналогий на базе анализа условных вероятностей [24]. На территории исследования выделен Арчинский эталонный участок в пределах зон развития карбонатных пород, который приурочен к Чузикско-Чижапской мезоседловине и является частью Пудинского НГР (рисунок 1.25). Плотность начальных геологических ресурсов Арчинского эталонного участка принята равной 88,0 тыс. т УУВ/км<sup>2</sup>, с поправкой на подтверждаемость и изученность 32,7 тыс. т УУВ/км<sup>2</sup>. Далее, по границам распространения пород «предрасположенных» к образованию коллекторов с хорошими ФЕС, определено 12 расчетных участков.

Для расчетных участков используется вероятностная оценка плотности ресурсов:

$$q_s = \frac{h}{\alpha} \cdot p$$
,

где  $q_s$  – плотность ресурсов, p – вероятность пробурить продуктивную скважину; h – эффективная толщина коллектора;  $\alpha$  – коэффициент пропорциональности, отражающий среднюю по участку насыщенность коллектора.



Рисунок 1.25 – Положение территорий исследования (красные прямоугольные контуры) на схеме размещения расчетных и эталонных участков нефтегазоносного горизонта зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Томской области [24]

Коэффициент пропорциональности α оценивается по эмпирическим данным на эталоне по формуле:

$$\alpha = \frac{h_{\mathrm{yt}} \cdot m_{\mathrm{yt}}}{N_{\mathrm{yt}} \cdot q_{S}^{\mathrm{yt}}},$$

где  $N_{3m}$  – количество пробуренных скважин на эталонном участке;  $m_{3m}$  – количество продуктивных скважин на эталонном участке.

Вероятность *p* определяется на основе эмпирической оценки отношения m к N, доли продуктивных скважин.

Таким образом, высокой плотностью ресурсов с поправкой на подтверждаемость и изученность 18 тыс. т УУВ/км<sup>2</sup> обладают карбонатные отложения северной части Александровского свода, а низкой 3,2 тыс. т УУВ/км<sup>2</sup> терригенные отложения участка, вытянутого в северо-восточном направлении вдоль Тамрадской впадины, восточного склона Нюрольской мегавпадины и зоны их сочленения с Шингинской мезоседловиной (рисунок 1.25).

Общие результаты оценки начальных геологических ресурсов углеводородов в НГГЗК и внутреннем палеозое представлены на рисунке 1.26. Наибольшая плотность соответствует небольшому участку в районе Арчинской структуры. Основная часть территории характеризуется значением плотности 15-30 тыс. т/км<sup>2</sup>. В целом наблюдается тенденция к уменьшению плотности геологических ресурсов в северном направлении до 0-5 тыс. т/км<sup>2</sup>.

В 2002 г. под руководством Л. В. Смирнова в работе [81] на основе фациальных, стратиграфических и структурно-тектонических, геохимических, гидрогеологических параметров предложены наиболее перспективные территории для проведения дальнейших ГРР, направленных на всю совокупность НГК, представленных в разрезе, на территории Колтогорского мезопрогиба, Нюрольской мегавпадины. Выделено пять перспективных участков: Негоптокский, расположенный в северо-западной части Чузикско-Чижапской мезоседловины, Северо-Урманский, приуроченный к зоне сочленения Чузикско-Чижапской мезоседловины и Нюрольской мегавпадины и еще три участка в районе Лавровского выступа.



Рисунок 1.26 – Положение территорий исследования (черные контуры) на схематической карте распределения начальных геологических ресурсов углеводородов в промежуточном комплексе (коре выветривания) и внутреннем палеозое [24]

Положительные оценки перспектив нефтегазоносности даются в работе Н. П. Запивалова и Г. Д. Исаева в 2010 г. [82]. При проведении прогноза нефтегазоносности доюрского НГК учтена многоплановая геолого-геофизическая информация. В качестве нефтегенерирующих приняты внутренние отложения палеозоя. В результате выделено восемь перспективных участков в отношении нефтегазоносности (рисунок 1.27). Наиболее перспективный участок закартирован в зоне сочленения восточного борта Нюрольской мегавпадины и западного борта Шингинской мезоседловины.

Несколько позднее на основе изучения условий катагенеза РОВ А.Н. Фоминым [39], в 2011 г. был составлен прогноз перспектив нефтегазоносности палеозоя с учетом фазового состояния УВ. В качестве перспективных территорий выделены западная часть Колтогорского мезопрогиба, южная часть Средневасюганского мегавала и Чузикско-Чижапская мезоседловина, Лавровский выступ и зона их сочленения.

В работе [48] в непосредственной близости от Колтогорского мезопрогиба, а именно севернее от территории исследования, для отложений доюрского фундамента проведено бассейновое моделирование в программном пакете Temis Suite 2D V5.1. На основе определенных показателей степени возможного насыщения палеозойских пород углеводородами перспективы связываются с каменноугольно-девонскими отложениями восточного борта Колтогорско-Уренгойского желоба, а также с девонскими и верхнекаменноугольными отложениями западного борта желоба. При этом, исходя из результатов моделирования, возможные каменноугольные залежи западного борта прогиба могут образовывать единую залежь с вышележащими юрскими резервуарами. Нефтегенерирующими толщами приняты девонские и каменноугольно-пермские морские отложения карбонатного и глинисто-карбонатного состава. Показано, что главная зона нефтеобразования (ГЗН) существовала на протяжении всего позднего палеозоя до мела включительно.

В статье А. В. Тугаревой с соавторами [83], на основании карты толщин между отражающими горизонтами «А» (кровля доюрских отложений) и «Б» (подошва баженовской свиты) и литолого-фациальной (формационной) карты доюрских отложений, построена карта перспектив нефтегазоносности доюрских отложений на территории ХМАО – Югры масштаба 1:1 000 000 и определены перспективные участки в отношении нефтегазоносности доюрского комплекса. Выделена Квартовая перспективная зона нефтегазоскопления, расположенная вдоль западного борта Колтогорского мезопрогиба.



Рисунок 1.27 – Положение территорий исследований (красные контуры) на схеме прогноза нефтегазоносности палеозоя Нюрольской СФЗ (Томская область) [82]

В 2016 г. произведена оценка запасов и ресурсов резервуаров доюрского НГК на основе плотности начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья [17]. В работе построена карта плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья (рисунок 1.28), которая разделена на участки по плотности ресурсов от 0-5 до 60-100 тыс. т/км<sup>2</sup>. Карта построена на основе объемно-статистического метода, используя метод аналогий. Суть этой методики заключается в следующем: 1 – выделяется хорошо изученный нефтегазоносный объект, принимаемый за эталон; 2 – определяется корреляционно-регрессионное уравнение зависимости плотности ресурсов от геолого-геофизических параметров на эталонном участке; 3 – переносится установленная объемная плотность запасов УУВ на прогнозируемый перспективный объект, с учетом необходимых поправок (коэффициентов) на меру геологического сходства (аналогии) эталонного и прогнозируемого участков.

Для оценки начальных суммарных ресурсов УВ были использованы регрессионные уравнения, отражающие стохастическую связь его характеристик с начальными геологическими ресурсами УВ:

$$\ln Q = 1.73 \cdot \ln H + 0.51 \cdot \ln S + 0.32 \cdot \ln V,$$

здесь Q – начальные геологические ресурсы в млн.т условных углеводородов (УУВ); V – объем осадочного выполнения в тыс.км<sup>3</sup>; S – площадь осадочного выполнения в тыс.км<sup>2</sup>.

Таким образом, Чузикско-Чижапская мезоседловина обладает наибольшей плотностью ресурсов от 60 до 100 тыс. т/км<sup>2</sup>. Остальная территория исследования характеризуется меньшей плотностью ресурсов. Участок, вытянутый вдоль Средневасюганского мегавала, Чузикско-Чижапской мезоседловины и Лавровского выступа, характеризуется значениями 15-20 тыс. т/км<sup>2</sup>. Западная часть Усть-Тымской мегавпадины совпадает с плотностью по шкале ресурсов от 10 до 15 тыс. т/км<sup>2</sup>. Западная часть территории исследования и Александровский свод соответствуют значениям от 0 до 5 тыс. т/км<sup>2</sup>, а юго-восточный склон Нижневартовского свода характеризуется плотностью от 5 до 10 тыс. т/км<sup>2</sup>.

В 2017 г. в работе [17] проведена оценка ресурсов отложений палеозоя (M+M<sub>1</sub>) для Нюрольской СФЗ. В качестве опорного выбран Урманско-Арчинский эталонный участок, ввиду его высокой изученности и концентрации большого количества месторождений с продуктивными объектами М и M<sub>1</sub>. Кроме того, территория поделена на Еллейский, Речной-Майский и Айсазский расчетные участки (РУ) (рисунок 1.28).



Рисунок 1.28 – Положение территорий исследования (красные контуры) на выкопировке из карты плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья в отложениях коры выветривания южных районов Западно-Сибирской плиты по подсчетным участкам (по материалам ФГБУ «ЗапСибНИИГГ», Ю. А. Цимбалюк, 2016 г.) с вынесенными расчетными и эталонными участками Нюрольской СФЗ [17]

Представив геологические запасы эталонных участков в виде УУВ (млн.т) и используя площадь залежи (S, тыс.м<sup>2</sup>), амплитуду залежи (A, м), определяется объемная плотность начальных геологических запасов (ПЛ<sub>v запасов</sub>, т/м<sup>3</sup>):

Учет сложности строения палеозойских залежей, их неоднородность, как по вертикали, так и по латерали, в рамках данной работы используется «коэффициент за сложность строения залежи» – Ксл., который умножается на ПЛ<sub>у запасов</sub>.

Таким образом, определена объемная плотность начальных геологических запасов на территории Урманско-Арчинского эталонного участка ПЛ<sub>Vзапасов пол</sub> = 0,00716 т/м<sup>3</sup>.

Далее применяя поправочный коэффициент, определена плотность для расчетных участков.

На расчетных участках выбраны перспективные объекты и уже для них определены начальные геологические ресурсы. На территории Еллейского РУ перспективным объектом является Среднеюлжавская площадь, где значение начальных геологических ресурсов составляет 53 млн.т. Черталинская структура на территории Речного-Майского РУ характеризуется значением 0,86 млн.т.

Таким образом, перспективность в отношении нефтегазоносности доюрского НГК в пределах территорий исследования к настоящему времени оценена, в основном, на региональном уровне. Наиболее высоко оценивается перспективность юго-восточной части Нюрольской мегавпадины (контур Б), где уже доказана нефтегазоносность резервуаров доюрского НГК и открыты месторождения в Чузикско-Чижапской зоне. Более низкой перспективностью обладают земли, протягивающиеся к северу от Чузикско-Чижапсой зоны, охватывающие восточный борт Нюрольской мегавпадины и Северовасюганский мезовал. Зона, соответствующая положению мезозойского грабенрифта, отмечена как бесперспективная. Для перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса применены объемно-генетический и объемно-статистический методы. Есть небольшой опыт бассейнового моделирования с опорой на эталонные объекты.

#### 1.6 Выводы

В результате проведения аналитического обзора геолого-геофизической изученности территорий Нюрольской мегавпадины, Колтогорского мезопрогиба и структур их обрамления можно резюмировать следующее:

1. В тектоническом отношении участки диссертационных исследований относятся к области распространения позднегерцинской складчатости с древними осадочными бассейнами, представляющими несомненный интерес в отношении нефтегазоносности. Рифтовая система пермо-триасового возраста приводила к образованию эрозионнотектонических выступов и большому количеству разрывных нарушений, имеющих важное значение в образовании флюидомиграционных путей и вторичных коллекторов.

2. Отложения доюрского фундамента на территории исследования полифациальны и гетерогенны. В разрезе выделяются толщи известняков и терригенных пород, представляющих интерес как потенциальные коллекторы в этом комплексе. Имеющиеся перерывы в осадконакоплении могут способствовать образованию кор выветривания, и, при благоприятных условиях, так же могут образовывать коллекторы с хорошими ФЕС. В палеозойском разрезе установлено наличие возможно нефтематеринских доманиковых горизонтов в девонских и каменноугольных отложениях.

3. В разрезе установлено присутствие нижнеюрской тогурской свиты, потенциально нефтематеринской для палеозойского НГК, обладает которая достаточно высоким содержанием C<sub>орг</sub> и катагенетической зрелостью градации MK<sub>1</sub><sup>1</sup>- $MK_3^{1}$ . В пределах территорий исследования установлена промышленная нефтегазоносность доюрского фундамента.

4. Плотность теплового потока — фундаментального геодинамического параметра, связываемого с интенсивностью нафтидогенеза, в пределах территории диссертационных исследований изучена весьма неравномерно, сводные результаты представлены в ряде случаев дискретными схемами. Установлено, что среднее значение плотности теплового потока составляет значимую величину - порядка — 60 мВт/м<sup>2</sup>. Положение мезозойско-кайнозойского грабен-рифта в тепловом поле положительной аномалией однозначно не фиксируется. Основная часть исследований сосредоточена в пределах положительных структур.

5. Перспективность нефтегазоносности доюрского НГК в пределах территорий исследования к настоящему времени оценена, в основном, на региональном уровне. Наиболее высоко оценивается перспективность юго-восточной части Нюрольской мегавпадины, где уже доказана нефтегазоносность резервуаров доюрского НГК и открыты месторождения в Чузикско-Чижапской зоне. Более низкой перспективностью обладают земли, протягивающиеся к северу от Чузикско-Чижапской зоны, охватывающие восточный борт Нюрольской мегавпадины и Северовасюганский мезовал. Зона, соответствующая положению мезозойского грабен-рифта, отмечена как бесперспективная.

6. Для региональной оценки перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса применены объемно-генетический и объемно-статистический методы. Есть опыт бассейнового моделирования с опорой на эталонные объекты.

Таким образом, Колтогорский мезопрогиб, Нюрольская мегавпадина и структуры их обрамления являются привлекательными территориями для зонального районирования перспектив доюрского нефтегазоносного комплекса с целью выделения первоочередных участков поисков для воспроизводства и наращивания ресурсной базы нефтегазового комплекса Томской области.

# 2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Многими исследователями комплексной методикой по оценке перспектив нефтегазоносности территорий, оценки плотности ресурсов углеводородов считается бассейновое моделирование, важной составляющей которого является реконструкция термической истории нефтематеринских толщ. Установлено, что геотемпературный фактором. который определяет условия режим является основным генерации углеводородов [84-87], а тепловое поле Земли оказывает не только существенное влияние на ход превращений исходного рассеянного органического вещества (РОВ), но и на все последующие физико-химические изменения В составе природных флюидов, контролирующие их мобильность в миграционных процессах и фазовое состояние [88-92].

На данный момент существует большое количество программных комплексов для бассейнового моделирования, в основе которых лежат разные геолого-геофизические предпосылки и различный математический аппарат: Temis, Petromod, PetroProb, ГАЛО, TeploDialog и другие. Так различие в подходах можно проследить на основе учета палеоклимата. Вековой ход температур в одних комплексах бассейнового моделирования в полной мере не учитывается (Temis, Petromod) [93], в других (ГАЛО) не учитывает особенности местных палеоклиматических зон [94], а есть программные комплексы, которые хорошо зарекомендовали себя в данном вопросе, такие как TeploDialog [95, 96] и PetroProb [97, 98].

Различие применяемого физико-математического аппарата в различных ПО можно проследить на примере определения времени вхождения, нахождения нефтематеринской свиты в ГЗН на территории Нюрольской мегавпадины. Так в результате моделирования тепловой истории на базе Petromod тогурская свита входит в ГЗН на конец образования тарской свиты (135 млн лет) [99], а по данным моделирования в TeploDialog на время формирования покурской свиты (91,6 млн лет) [64]. Можно заметить, что получившееся различие даст существенную разницу во вкладе в масштабы генерации УВ. Не смотря на различные алгоритмы, заложенные в программных комплексах для численного бассейнового моделирования, каждая из программ доказала свою эффективность для различных стратиграфических уровней и на различных территориях путем сопоставления полученных имеющейся информацией данных с уже геологической И нефтегазоносностью, что подтверждено во многих работах [100-108].

Настоящие исследования основаны на методике бассейнового моделирования программного пакета «TeploDialog» [109], который позволяет выполнить палеотемпературные реконструкции, сопряженные с палеотектоническими, используя комплекс геолого-геофизической информации с учетом изменений температур на поверхности Земли за все геологическое время формирования осадочного бассейна [109, 110].

Применяемая методика определена стратегией поисков УВ в доюрском основании Западной Сибири [42]. Стратегия включает следующие концептуальные положения: 1) основным источником УВ является РОВ тогурской свиты; 2) ключевым фактором плотности генерации УВ является термическая история главной фазы нефтеобразования (ГФН); 3) миграция УВ преимущественно вертикальная; 4) резервуары аккумуляции представлены корой выветривания и породами палеозоя; 5) аккумулирующие возможности коры определяются ее мощностью, петротипами доюрских пород и тектоникой; 6) аккумулирующие возможности палеозоя определяются петротипами пород и тектоникой.

## 2.1 Палеотемпературное моделирование

Определение степени реализации генерационного потенциала нефтематеринской свиты по данной методике основывается на палеотемпературных и палеотектонических реконструкциях метода палеотемпературного моделирования. Моделирование проводится на основе геолого-геофизических данных об осадочном разрезе в представительных глубоких скважинах. Данные скважины выбираются по определенным параметрам [111], которые направлены на то, чтобы исходный материал наиболее полно соответствовал кондиционным требованиям. Таким образом, выделены следующие критерии представительности скважин: 1) замеры пластовых температур при испытании пластов с притоком флюида, 2) определения максимальных палеотемператур, пересчитанных по отражательной способности витринита, которая является важным критерием преобразования органического вещества [112, 113]; 3) значения геотемператур по данным замеров геотермического градиента в скважинах, которые выдерживались длительное время в состоянии покоя; 4) равномерное расположение скважин на территории исследования, что необходимо для корректной последующей интерполяции при

построении прогнозных карт. Определения температур, описанные в пунктах 1, 2 и 3, используются в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования.

Необходимый входной набор данных включает седиментационные И теплофизические параметры моделируемой скважины (рисунок 2.1). Весь осадочный разрез описывается мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , теплопроводность которых заданы плотность тепловыделения радиоактивных источников  $f_i$  в породах и время осадконакопления  $t_i$  ( $v_i$  – скорость осадконакопления). Скорость осадконакопления может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа, приведенных в работе [114]. Геологический возраст свит определен с использованием публикации [115]. При отсутствии экспериментальных определений теплопроводности  $\lambda_i$ используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности *σ*<sub>i</sub> [109]. Коэффициенты температуропроводности *a*<sub>i</sub>, плотности тепловыделения радиоактивных источников f<sub>i</sub> определяются литологией стратиграфических комплексов.



Рисунок 2.1. – Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании [110]:  $\varepsilon = \varepsilon(t)$  – 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;  $a_i$  – температуропроводность;  $f_i$  – плотность тепловыделения радиоактивных источников

Методика опирается на решение уравнения теплопроводности горизонтальнослоистого твердого тела с подвижной верхней границей [116] и осуществляется в два этапа [117, 118]. Первый этап – это решение обратной задачи геотермии. На основе входных данных («наблюденных» температур) выполняется расчет теплового потока через поверхность основания осадочного чехла, который выполняется без привлечения сведений о природе плотности теплового потока *q* и геодинамике ниже основания осадочного разреза, но с учетом «местного» векового хода температур на поверхности Земли. Палеоклимат оказывает значительное влияние на моделируемые значения палеотемператур. В работах [95, 119] отмечается, что результаты моделирования, учитывающие температуры на поверхности осадконакопления в мезозое-кайнозое, лучшим образом согласуются с установленной нефтегазоносностью недр.

Для условий Западной Сибири, характеризующихся, начиная с юрского времени, квазистационарностью глубинного теплового потока [120, 121, 122], решение обратной задачи геотермии – определения q – выполняется однозначно. По рассчитанным значениям плотности теплового потока методом интерполяции строится карта теплового потока.

Важным критерием достоверности результатов палеотемпературного моделирования является согласованность расчетных значений плотности теплового потока *q* с данными экспериментального определения плотности теплового потока на территории исследований [95].

Второй этап заключается в решении прямой задачи геотермии. Основываясь на рассчитанный тепловой поток из основания, непосредственно вычисляются температуры в материнской свите на заданные моменты геологического времени, соответствующие временам начала/завершения формирования каждой свиты, перекрывающей материнскую. По восстановленным палеотемпературам для нефтематеринской свиты на ключевые моменты ее геологической истории строятся карты динамики развития геотемпературных зоны нефтеобразования. Далее условий главной В пределах распространения нефтематеринской толщи картируются очаги ее генерации. Вхождение нефтематеринской свиты в главную зону нефтегенерации (ГЗН) определяется на основе балансовой модели процессов нефтегазообразования [123]. Температура вхождения материнских пород в ГЗН и начало интенсивной генерации нефтей из нефтематеринских свит зависит от типа РОВ свиты. Для тогурской свиты с РОВ, в основном, гумусового типа данная граница установлена [123] на отметке 95 °C, что соответствует градации катагенеза  $MK_1^2$ .

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов палеотемпературного моделирования выступает оптимальная согласованность («невязка») расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами [124-126]. Оптимальная «невязка» – это средняя квадратичная разность расчетных и «наблюденных» значений,

равная погрешности наблюдений. На погрешность значений рассчитываемых параметров (теплового потока и палеотемператур) при этом оказывают влияние теплофизические параметры толщи пород, перекрывающей нефтематеринские. Наибольший вклад в погрешность рассматриваемых параметров могут оказывать «наблюденные» температуры. Опыт диагностики уровня катагенеза органического вещества и вмещающих пород углепетрографическими методами показывает [39], что погрешность измерения ОСВ в иммерсии ( $R^o_{vt}$ ) в интервале 0,5–0,8 % составляет около 0,01 %. Данная ошибка при переходе от ( $R^o_{vt}$ ) к палеотемпературы, полученные таким образом, вводятся в модель с указанием времени «срабатывания» природного максимального термометра. В работе [108] сообщается, что погрешность измерений пластовых температур также составляет порядка ±2 °C, как и для палеотемператур, определенных по ОСВ. Таким образом, оптимальная «невязка» составляет порядка ±2 °C.

После восстановления термической истории нефтематеринской свиты, учитывающего температуры локализованных палеоочагов генерации нефти, важным шагом для получения наиболее полной картины о реализации ее генерационного потенциала является экспресс-оценка плотности генерации нефтей. В применяемом подходе оценки плотности генерации нефти [127], учитывающем динамику геотемператур материнских отложений, расчетная плотность генерированных УВ напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и геотемператур ГЗН. Экспресс-оценка осуществляется на основе интегрального показателя и определяется по формуле [128]:

$$R = k \cdot \sum_{i=1}^{n} (U_i \cdot t_i), \qquad (2.1)$$

где  $U_i$  – расчетная геотемпература очага генерации нефти в °C;  $t_i$  – интервальное время действия очага в млн лет; n – количество временных интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН; k – коэффициент масштабирования.

Известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации – прочности связи керогена, а прирост энергии обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [85, 129]. Таким образом, оценка плотности ресурсов выполняется на качественном уровне, учитывая геотермический режим свиты, и рассчитывается в условных единицах, что корректно для последующего площадного районирования [128].

По рассчитанному интегральному показателю (*R*), на котором основывается оценка величины плотности генерации нефти, в разрезах представительных глубоких скважин для нефтематеринских отложений строится карта распределения относительной плотности генерации нефтей. Территория, обладающая высоким значением плотности генерации, характеризуется как потенциально перспективная для поисков УВ в горизонтах, для которых рассматриваемая свита является нефтематеринской.

Таким образом, результаты методики палеотемпературного моделирования позволяют построить карту плотности теплового потока из основания осадочного чехла, выявить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции углеводородов. Учет «местного» векового хода температур позволяет получить более достоверный результат, лучшую согласованность с установленной нефтегазоносностью недр.

#### 2.2 Нефтегеологическое зональное районирование

Районирование происходит в рамках концепции вертикальной миграции УВ как преимущественной, поэтому прогнозирование проводится в контуре распространения тогурской нефтематеринской свиты. Возможность вертикального межпластового УΒ нижнеюрской (нефтепроизводящей) перемещения ИЗ зоны В доюрские разуплотненные отложения до 250 м установлена экспериментально по результатам послойного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений [52].

В первую очередь для районирования резервуаров коры выветривания необходимо произвести оценку распределения плотности первично-аккумулированных нефтей, которая является качественной характеристикой реализации генерационного потенциала нефтематеринских отложений и емкостных характеристик резервуара коллектора [127]. Для коры выветривания значения распределения плотности первичной аккумуляции нефти (усл. ед.) рассчитываются перемножением матрицы значений мощности коры и матрицы значений плотности генерации тогурской нефти.

Следующим шагом является непосредственно районирование резервуара НГГЗК, которое осуществляется на основе интегрального учета латерального распространения материнских отложений, плотности генерации нефтей, петротипов пород доюрского фундамента, характеризующихся улучшенными ФЕС [130-132], и плотности тектонических нарушений.

При ранжировании, выделенных перспективных участков, учитывается их площадь распространения, значения плотности первично-аккумулированных нефтей и плотности

дизъюнктивной тектоники. В результате учета перечисленных факторов, земли распространения коры выветривания зонированы по приоритету.

Для палеозойского резервуара нефтегеологическое зональное районирование производится немного иначе. С учетом того, что палеозойский резервуар практически не вскрыт на полную мощность данного стратиграфического уровня, при районировании используется интегральный показатель *R*, определяющий плотность генерации нефти из нефтематеринской свиты, не учитывающий аккумулирующих объемов резервуара, обусловленные его толщинами. Также отличительной чертой от методики районирования для коры выветривания является разделение петротипов пород фундамента по характеристикам ФЕС. По данным исследователей [24, 45, 48, 83] палеозойские породы условно подразделяются на три группы, которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют коллекторы с наилучшими ФЕС.

Таким образом, выделение перспективных зон в палеозойском резервуаре проводится следующим образом. Выделенным трем группам пород присваиваются следующие весовые коэффициенты: «лучшим» \_ 3. «хорошим» 2 И «удовлетворительным» – 1. На следующем этапе перемножением матрицы весовых коэффициентов и матрицы распределения значений плотности генерации нефти строится схема изолиний комплексного параметра, характеризующего плотность аккумуляции тогурских нефтей в резервуаре внутреннего палеозоя. Используя значение комплексного параметра, выделяются перспективные зоны. Ранжирование по степени перспективности происходит с учетом площади зон, значений комплексного параметра и плотности дизъюнктивной тектоники.

Важным критерием достоверности проведенного районирования является сопоставление прямых признаков нефтенасыщения глубоких скважин и закартированных перспективных зон и участков изучаемого резервуара.

Таким образом, методика палеотемпературного моделирования с учетом литолого-петрофизических и структурно-тектонических данных отложений палеозоя и коры выветривания позволяет произвести нефтегеологическое районирование изучаемых резервуаров. Принятые критерии адекватности и предпочтительности результатов расчетов позволяют оценить их уровень достоверности.

# 3. КОЛТОГОРСКИЙ МЕЗОПРОГИБ И СТРУКТУРЫ ОБРАМЛЕНИЯ

### 3.1 Общая нефтегеологическая характеристика

Территория исследования расположена в северо-западной части Томской области (рисунок 3.1) и в структурах осадочного чехла приурочена к Нюрольско-Колтогорскому желобу. Желоб сформирован в послегерцинское время на структурах Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, завершившего активизацию в триасе [9]. В структурах осадочного чехла депрессия граничит с Каймысовским, Нижневартовским сводами на западе и Александровским сводом и Средневасюганским мегавалом на востоке. Юговосток территории включает структуры Усть-Тымской мегавпадины. В качестве самостоятельных элементов южную часть Нюрольско-Колтогорского желоба осложняют структуры II порядка – Колтогорский мезопрогиб и Черемшанская мезоседловина (рисунок 3.2) [16].

В структурах фундамента территория исследования расположена в пределах позднегерцинских структур [11], представляющих складчатое основание с ядрами допалеозойских срединных массивов, разбитых на блоки при рифтогенном геодинамическом режиме триаса (рисунок 1.4). Блоки разграничены крупными разломами и осложнены множеством более мелких разрывных нарушений. К блокам взбросового типа приурочены эрозионно-тектонические выступы доюрского основания, где идет формирование кор выветривания различного профиля.

По нефтегеологическому районированию [13], эти земли находятся в зоне сочленения Каймысовской, Васюганской, Среднеобской и Пайдугинской нефтегазоносных областей (рисунок 1.12). Здесь, наряду с меловым (неокомским), верхнеюрским (келловей-волжским), среднеюрским (байос-батским), нижнеюрским (геттанг-раннетоарским, позднетоар-ааленским) нефтегазоносными комплексами (НГК), выделяется и доюрский НГК (горизонт зоны контакта – НГГЗК и собственно внутренний палеозой) [13].

Для среднеюрского, верхнеюрского и мелового НГК нефтегенерирующей является повсеместно распространенная баженовская свита, сложенная верхнеюрскими битуминозными карбонатно-кремнисто-глинистыми отложениями [133, 134]. В пределах территории исследования открыты и эксплуатируются десятки месторождений с залежами

в меловых и юрских отложениях (рисунок 3.1). Левобережье Оби является основным нефтепромысловым регионом Томской области.



Рисунок 3.1 – Положение территорий исследований (Колтогорский мезопрогиб – контур сплошной линией, Нюрольская мегавпадина – контур пунктирной линией) на схематической карте размещения месторождений углеводородов Томской области [135] с добавлениями: *1* – месторождение УВ с залежами: а) во всех НГК, б) в доюрском НГК: 1 – Арчинское, 2 – Урманское, 3 – Южно-Урманское, 4 – Нижнетабаганское, 5 – Тамбаевское, 6 – Южно-Тамбаевское, 7 – Южно-Табаганское, 8 – Солоновское, 9 – Калиновое, 10 – Северо-Калиновое, 11 – Герасимовское, 12 – Останинское, 13 – Северо-Останинское, 14 – Селимхановское, 15 – Сатпаевское, 16 – Вехнекомбарское, 17 – Восточно-Верхнекомбарское, 18 – Лугинецкое, 19 – Средне-Глуховское, 20 – Фестивальное, 21 – Речное, 22 – Ясное, 23 – Чкаловское, 24 – Конторовичское, 25 – Советское; *2* – речная сеть; *3* – административная граница; *4* – населенный пункт



Рисунок 3.2 – Схематическая карта нефтегазоносности на тектонической основе [16] с дополнениями: *структура*: *1* – І-го порядка; 2 – ІІ-го порядка и её условный индекс (а): *мезоседловины*: ЛМ – Ледянская, ЧМ – Черемшанская; *мезовалы*: ТМ – Трайгородский, ВМ – Васюганский, НвМ – Нововасюганский; *мезопрогибы*: КМ – Колтогорский, НМ – Неготский, СМ – Сампатский; III-го порядка и её номер (б):

куполовидные поднятия: 1 – Советско-Соснинское, 2 – Вахское, 3 – Охтеурское, 4 – Трассовое, 5 – Мыльджинское, 6 – Катыльгинское, 7 – Северо-Васюганское, 8 – Ледовое, 9 – Кедровско-Матюшкинское; выступы: 10 – Западно-Александровский, 11 – Мурасовский, 12 – Тростниковый; валы: 13 – Окуневский, 14 – Криволуцкий, 15 – Новотевризский, 16 – Лонтыньяхский; врезы: 17 – Северо-Чкаловский; впадины: 18 – Южно-Неготская, 19 – Северо-Мыльджинская, 20 – Южно-Колтогорская, 21 – Малореченская; прогибы: 22 – Центральный; 23 – Ильякский; 3 – месторождение углеводородов: а) нефтяное, б) конденсатное, в) газовое; 4 –месторождения: а) в коре выветривания: 1 – Советское; 2 – Конторовичское, 3 – Ясное, б) в коре выветривания и палеозое: 4 – Чкаловское; скважина, ее условный индекс и результаты испытания (5-7): 5 – сухо, 6 – приток воды, 7 – приток УВ при испытании, 8 – административная граница Томской области; 9 – граница распространения тогурской свиты; 10 – речная сеть

Для доюрского и нижнеюрского НГК признана нефтегенерирующей тогурская свита [38, 104, 136, 137], которая на территории исследования залегает в депрессионных зонах Нюрольско-Колтогорского желоба и западной части Усть-Тымской мегавпадины, формируясь в бортах, изрезанных каньонообразными прогибами, выклиниваясь на эрозионно-тектонических выступах доюрского основания (рисунок 3.2). Раннетоарские отложения вскрыты 17-ю скважинами, пробуренными в Колтогорском мезопрогибе, и 3мя скважинами – в западной части Усть-Тымской мегавпадины. Мощность тогурских отложений колеблется от 0 до 40 м, увеличиваясь в наиболее погруженных частях, таких как Ильякский прогиб, Северо-Мыльджинская впадина, более чем на 160 м [54]. Рассеянное органическое вещество относится к типично озерным, сапропелевогумусового типа. Концентрация  $C_{ope}$  достигает 5,0 % [38, 54], а катагенетическая преобразованность органического вещества составляет  $MK_1^2-MK_3^{-1}$  [39]. Геохимическими исследованиями определена возможность вертикальной миграции УВ из раннетоарской тогурской нефтегенерирующей толщи в доюрские отложения [138], величина которой может составить порядка 150...250 м [52, 53].

*Нижнеюрский НГК* объединяет залежи, связанные с пластами песчаников урманской (Ю<sub>16-17</sub>) и салатской (Ю<sub>14-15</sub>) свит, имеющих распространение на данной территории в наиболее полных разрезах, приуроченных к депрессиям.

Доюрский НГК включает нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских пород (НГГЗК) и палеозойский резервуар, называемый внутренним. В НГГЗК локализация залежей углеводородов связана с пластом М, залегающим в виде прерывистого тела между складчатым фундаментом и платформенным осадочным
чехлом. В качестве покрышки для залежей коры выветривания рассматриваются нижнеюрские флюидоупоры [139-141]. При выклинивании нижнеюрских отложений роль покрышки могут выполнять среднеюрские локальные глинистые пачки.

Для залежей внутреннего палеозоя покрышками могут служить непроницаемые глинистые разности вышезалегающей коры выветривания, экраны из непроницаемых карбонатных или магматических пород внутри палеозойских резервуаров или, при отсутствии ее, те же флюидоупоры, что и для НГГЗК. При отсутствии покрышки между пластами М и М<sub>1</sub>, залежи доюрского НГК оказываются гидродинамически связанными и образуют общий этаж нефтеносности. В объединенном резервуаре НГГЗК и внутреннего *палеозоя* (пласты М+М<sub>1</sub>) открыто Чкаловское месторождение (рисунок 3.2, таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Месторождения с залежами в доюрском НГК, открытые в Колтогорском мезопрогибе и структурах его обрамления

Месторождение	Условный номер месторождения (рисунок 3.2)	Фазовое состояние	Горизонт, пласт
Советское	1	Нефть	НГГЗК, М
Конторовичское	2	Нефть	НГГЗК, М
		Нефть	НГГЗК, М
Чкаловское	3	Нефть/газ/конденс	P7 M.
		ат	1 Z, WI
Ясное	4	Нефть	НГГЗК, М

Таким образом, промышленная нефтегазоносность доюрских отложений, установленная на территории Колтогорского мезопрогиба и структурах его обрамления на Чкаловском, Ясном, Советском и Конторовичском месторождениях, а также полученные непромышленные притоки углеводородов, подтверждают перспективность этого стратиграфического уровня.

## 3.2 Моделирование глубинного теплового потока

Для решения обратной задачи геотермии в разрезах использованы 45 замеров пластовых температур и 10 термограмм ОГГ по 38-и представительным глубоким скважинам (таблица 3.2), равномерно расположенным по территории исследования. Для моделирования входными данными являются седиментационные и теплофизические

параметры представительных скважин (таблица 3.3) [142]. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа, приведенных в работе [114]. Геологический возраст свит определен с использованием публикации [115].

Значения теплового потока q из основания осадочного чехла вычисляются решением обратной задачи геотермии по данным «наблюденных» температур в 38-и глубоких скважинах (таблица 3.4).

Проверка адекватности полученных результатов основывается на оценке «невязки», сопоставлении «наблюденных» и расчетных геотемператур в скважинах (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического времени).

Данное сопоставление показало, что в целом выполняется один из основных геофизических критериев оптимальности модели – критерий «невязки» [123-125]. Данные «невязки», полученные при расчете плотности теплового потока в каждой скважине, являются среднеквадратическими отклонениями расчетных значений от «наблюденных» и составляют порядка ±2 °C.

Из 38-и моделей лишь в двух «невязки» превышают допустимые значения и достигают  $\pm 9$  °C (Передовая 190) и  $\pm 6$  °C (Айгольская 11). Необходимо отметить, что в обеих моделях использованы только температуры, пересчитанные из ОСВ. Возможно, полученный результат связан с причиной неучета в моделях трехмерности геологической среды [143], значительных денудаций разреза в прошлом [144] или конвективной составляющей теплового потока в зонах деструкции [145]. Но вариант превышения расчетных геотемператур над температурами по ОСВ и занижение расчетных геотемператур по отношению к пластовым нельзя однозначно объяснить данными причинами, необходима более детальная проработка данного вопроса.

74

Таблица 3.2 – Колтогорский мезопрогиб. Характеристика исследуемых скважин

Месторождение, площадь	Айгольская	Амбарская	Аэросейсмическ ая	Весенняя	Весенняя	Весенняя	Волковская	Горстовое
Индекс скважины на рисунке 3.3	Ай11	Ам2	Аэ100	Bec250	Bec255	Bec258	Bo1	Го90
Характеристики				Значение				
Забой, м	2538	2981	2712	2600	2717	2701	2767	2753
Отложения на забое		Палеозой		Тюменская	Палеозой	Тюменская	Тюменская Палеозой	
Кровля тогурской свиты, м	-	-	-	-	-	-	-	2711
Мощность тогурской свиты, м	-	-	-	-	-	-	-	10
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м <sup>3</sup> /сут)*	Киялинская; вода; 9,8 Куломзинская; вода; 46,7 Васюганская; вода;4,1 Тюменская; вода; 1,44; вода; 8,13	Куломзинская; вода; 11,8 Васюганская; нефть; 0,15 Тюменская; вода; 0,5 Тюменская+ Триас-пермь +Палеозой; вода; 0,2	Тарская; вода; 148.7 Куломзинская; вода; 0.108 Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; вода;117 Тюменская; вода; 12 Триас-пермь; М; вода; 31	-	-	-	Тарская; Б <sub>6</sub> ; вода; 108 Баженовская+ Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; сухо	Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup> ; нефть; 4.2
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера, м; пластовая температура, °C)*	Киялинская; 1732; 57	-	-	-	-	Киялинская; 2000; 69 Куломзинская; 2390; 78 Васюганская; 2509; 90	Тарская; 2145; 80 Тарская; 2185; 82 Тарская; 2243; 82	Васюганская; 2281; 98
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора, м; (R <sup>0</sup> <sub>vt</sub> ); температура, °C)**	Тюменская; 2360; (0,55); 87 Тюменская; 2380; (0,64); 99	Васюганская; 2590; (0,64); 99	Васюганская; 2503; (0,65); 100 Тюменская; 2682; (0,73); 111	-	Тюменская; 2655; (0,73); 111 Тюменская; 2660; (0,73); 111	-	Васюганская; 2593; (0,7); 106	-
Измеренные температуры по методу ОГГ (свита; глубина центра свиты, м; температура, °С)*	-	-	Куломзинская; 2295; 74 Георгиевская; 2454; 78 Васюганская; 2489; 79 Тюменская; 2599; 82	Тарская; 2123; 75	Баженовская; 2481; 91 Георгиевская; 2488; 91 Васюганская; 2522; 94	Куломзинская; 2345; 89 Баженовская; 2504; 94	Баженовская; 2504; 93 Васюганская; 2542; 94	-

Продолжение таблицы 3.2

Месторождение, площадь	Грушевое	Грушевое	Западно- Тымская	Ильякская	Куль-Еганское	Кичановская	Кильсинская	Круглоозерная	
Индекс скважины на рисунке 3.3	Гр211	Гр217	3T1	Ил1	KE2	Ки100	Кл381	Kp1	
Характеристики				Знач	ение				
Забой, м	3250	3300	3350	2804	3352	3020	2750	3005	
Отложения на забое	Пале	зозой	Триас-пермь	Палеозой					
Кровля тогурской свиты, м	3168	3192	3096	-	3223	-	-	-	
Мощность тогурской свиты, м	39	26	40	-	20	-	-	-	
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м <sup>3</sup> /сут)*	Баженовская; Ю <sub>0</sub> ; вода; 2.6 Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> ;вода; 0.25 Тюменская; Ю <sub>6</sub> ; вода 0.39 Палеозой; сухо	Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; вода;124.9	Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> ; вода; 16.5 Салатская; Ю <sub>15</sub> ; вода+пленка нефти; 0.59	Куломзинская; Б <sub>16-20</sub> ; вода; 3,8 Васюганская; Ю <sub>1</sub> ;вода; 2,3 Тюменская; Ю <sub>2</sub> ;вода; 5,2 Тюменская; Ю <sub>6</sub> ; вода; 1 Тюменская+ Палеозой; сухо	Тюменская; Ю <sub>3</sub> ; вода+пленка нефти; 1.24; Тюменская+ Палеозой; вода; 1.5	Баженовская+ Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; 28,6 Тюменская+ Палеозой; вода; 1,7	Тарская; Б <sub>9</sub> ;вода; 1345 Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> ; вода; 45,55 Триас-пермь +Палеозой; сухо	Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; вода; 21 Палеозой; вода; 186	
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера, м; пластовая температура, °C)*	Баженовская; 2716; 102 Васюганская; 2753;105 Тюменская; 3084;110 3089; 110	Васюганская; 2721; 97	Васюганская; 2620; 90 Салатская; 3130; 107	Куломзинская; 2330; 85 Васюганская; 2456; 92 Тюменская; 2506; 95 2630; 99	Тюменская; 2838; 104 2840; 102	Васюганская; 2482; 78 Тюменская; 2798; 105	Тарская; 1987; 64 2349; 72	Васюганская; 2317; 86	
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора, м; (R <sup>0</sup> <sub>vt</sub> ); температура, °C)**	-	-	Тарская; 2263; (0,52) 83 Васюганская; 2650; (0.8); 120 2656; (0.8); 120 Тюменская; 2701; (0.8); 120	-	-	-	Тюменская; 2526; (0,59); 92	-	
Измеренные температуры по методу ОГГ (свита; глубина центра свиты, м; температура, °С)*	-	-	-	-	-	-	-	-	

Продолжение таблицы 3.2

Месторождение, площадь	Ледовая	Лымжинская	Лесная	Назинская	Ново- Никольская	Нань-Яхская	Оленья	Перкатская
Индекс скважины на рисунке 3.3	Л1	Лм1	Лс206	H34	ННк1п	НЯ1	Ол121	Пер9
Характеристики				Значени	e			
Забой, м	3092	3098	3088	2303	4528	2520	2840	2750
Отложения на забое				Палеозо	й			
Кровля тогурской свиты, м	-	-	-	-	-	-	-	-
Мощность тогурской свиты, м	-	-	-	-	-	-	-	-
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м <sup>3</sup> /сут)*	Куломзинская; Б <sub>10</sub> ; вода; 92 Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; нефть+вода; 3+5,2 Тюменская; Ю <sub>2</sub> ; вода; 18,7 Ю <sub>3</sub> ; вода; 20,1 Тюменская; вода; 9,8 Триас-пермь; М; вода; 12,2	-	Киялинская; A <sub>2</sub> ;вода; 5,5 Тарская; Б <sub>6-8</sub> ; вода;5,7 Баженовская +Васюганская; Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>1</sub> ; сухо Палеозой; сухо	Куломзинская; вода; 1,5; Васюганская; вода; 10; Тюменская; сухо; Палеозой; вода; 0,5	Палеозой; сухо	Тарская; Б <sub>1</sub> ; Вода; 4,3 Куломзинская; Б <sub>8</sub> ; вода; 1,1 Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; вода; 2,9 Тюменская +Палеозой; сухо	Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; нефть; 37	-
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера, м; пластовая температура, °C)*	Куломзинская; 2296; 81 Васюганская; 2670; 87 Тюменская; 2738; 90 2816; 94 3015; 102,5	-	-	-	Палеозой; 2973; 103 3042; 105 3927; 110 3112; 118	Тарская; 1981; 66 Куломзинская; 2080; 67 Васюганская; 2270; 80	Васюганская; 2550; 94	Тюменская; 2440; (0,62); 96 2485; (0,62); 96 2613; (0,64); 99
<ul> <li>«Измеренные»</li> <li>температуры по ОСВ</li> <li>(свита; глубина отбора, м; (R<sup>0</sup><sub>vt</sub>);</li> <li>температура, °C)**</li> </ul>	-	Васюганская; 2627; (0,65); 100 Тюменская; 2670; (0,67); 103	Куломзинская; 2601; (0,59); 92 Васюганская; 2648; (0,64); 99	Васюганская; 2200; (0,79); 119 Васюганская; 2204; (0,8); 120	-	-	Баженовская; 2520; (0,59); 92 Тюменская; 2670;(0,67); 103 2796; (0,76); 115	-
Измеренные температуры по методу ОГГ (свита; глубина центра свиты, м; температура, °С)*	-	-	-	-	Куломзинская; 2385; 71 Баженовская; 2552; 77 Васюганская; 2600; 79; Тюменская; 2800; 88	-	Куломзинская; 2354; 84 Васюганская; 2575; 92	-

Продолжение таблицы 3.2

Месторождение, площадь	Приколтогорская	Приколтогорска я	Пионерская	Пологая	Поисковая	Передовая	Передовая	Саймовское
Индекс скважины на рисунке 3.3	Пк2	Пк3	Пн265	Пол1	Пск1	Прд190	Прд192	Cal
Характеристики				Зна	ачение			
Забой, м	3352	3265	3226	2700	2520	2854	2858	4008
Отложения на забое				Пал	пеозой			
Кровля тогурской свиты, м	3204	3130	-	-	-	-	-	3352
Мощность тогурской свиты, м	12	10	-	-	-	-	-	25
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м3/сут)*	Тюменская; Ю <sub>3</sub> ; вода; 53.9; Урманская; нефть; 1.17; Палеозой (РZ); сухо	Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; вода; 1.7; Урманская; вода;2,3; Тюменская+Па леозой; Ю <sub>15</sub> +РZ; вода; 2.5	-	Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> ; вода;0,9; Палеозой; М+РZ; вода; 0,7	Тарская; Б <sub>8</sub> ; вода; 190; Куломзинская; вода; 146 Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; вода; 71,2; Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> ; вода; 3,3; Ю <sub>1</sub> <sup>1+2</sup> ; вода;1476; Тюменская; Ю <sub>4</sub> ; сухо; Тюменская; Ю <sub>3</sub> ; вода; 2,9; Тюменская +Палеозой (РZ); сухо	-	Баженовская+ Васюганская; bg+Ю <sub>+</sub> ; сухо; Палеозой; M+PZ; сухо	Баженовская; Ю <sub>0</sub> ; нефть; 0,6
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера, м; пластовая температура, °C)*	Урманская; 3280; 115	Васюганская; 2635; 87; Урманская; 3226; 115	-	-	Васюганская; 2232; 80; 2245; 89; 2270; 90; Тюменская; 2358; 93	-	-	Баженовская; 2844; 98
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора, м; (R <sup>0</sup> <sub>vt</sub> ); температура, °C)**	-	-	Куломзинская ;; 2680; (0,8); 120; 2700; (0,8); 120	Куломзинская;; 2057; (0,52); 83; 2153; (0,59); 92; Васюганская; 2406; (0,62); 96; Тюменская; 2601; (0,73);111	Васюганская; 2295; (0,52); 83	Тюменская; 2560; (0,76); 115; 2580; (0,7); 106	Тюменская; 2675; (0,73); 111	Баженовская; 2845; (0,65);100; Васюганская; 2854; (0,65);100; 2882; (0,67); 103; Тюменская; 3437; (0,85);124
Измеренные температуры по методу ОГГ (свита; глубина центра свиты, м; температура, °C)*	-	-	-	-	-	-	-	Куломзинская; 2600; 88; 2750; 95; Баженовская; 2840; 98

Продолжение таблицы 3.2

Месторождение, плошаль	Северо-Васюганская	Столбовое	Северо-Сутыгинское	Сутыгинское	Сельская	Южно-Юганская
Индекс скважины на рисунке 3.3	CBa5	Стл93	ССут2	Сут1	Сел1	ЮЮг17
Характеристики			•	Значение		·
Забой, м	2437	3158	3200	3200	2750	3121
Отложения на забое	Тюменская			Палеозой		
Кровля тогурской свиты, м	-	3000	3095	3067	-	3068
Мощность тогурской свиты, м	-	7	15	11	-	18
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м3/сут)*	-	Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; вода; 0,4	Васюганская;Ю <sub>1</sub> ; вода/газ; 10.7; Палеозой (РZ); вода; 2.5	Баженовская+ Васюганская; Ю <sub>0</sub> +Ю <sub>1</sub> ; вода; 64.8	Васюганская; фильтрат; 9,6	Куломзинская; вода; 3,23 Васюганская; Ю <sub>1</sub> ; вода+пленка нефти; 26,6 Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> ; нефть; 0,055; Палеозой; сухо
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера, м; пластовая температура, °C)*	-	Васюганская; 2615;102	Васюганская; 2619; 95;	Баженовская; 2607; 90	Васюганская; 2379; 60	Васюганская; 2689; 95
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора, м; (R <sup>0</sup> <sub>vi</sub> ); температура, °C)**	Баженовская; 2327; (0,59); 92 Васюганская; 2343; (0,62); 96	-	-	-	Тюменская; 2560; (0,59); 92	-
Измеренные температуры по методу ОГГ (свита; глубина центра свиты, м; температура, °C)*	Куломзинская; 2100; 72	_	-	_	-	_

фонд геологической информации по СФО»); \*\* – отражательная способность витринита (ОСВ) –  $R^0_{_{VI}}$  – определена в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики

СО РАЙ (г. Новосибирск).

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст, млн л	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопрово дность, Вт/м·град	Температур опроводнос ть, м <sup>2</sup> /с	Тепловыдел ение, Вт/м <sup>3</sup>
Четвертичные Q	5	0–1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N <sub>2</sub>	17	1,64–4,71	3,07	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Миоценовые N <sub>1</sub>	28	4,71–24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Некрасовская <i>nk P</i> <sub>3</sub>	195	24,0-32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская hg <i>Р</i> 3-2	175	32,2–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская <i>ll P</i> <sub>2</sub>	213	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая tl <i>Р</i> 1	52	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская $gn P_1 - K_2$	172	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская sl K <sub>2</sub>	74	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская ір К2	71	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская kz K <sub>2</sub>	28	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская pk K <sub>2-1</sub>	780	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская $a_2K_1$	20	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Алымская $a_1K_1$	22	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Киялинская $kls K_1$	398	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская $tr K_1$	101	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская $klm K_1$	352	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская $bg J_3$	30	145,8– 151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская $gr J_3$	-	151,2–56,6	5,4	-	-	-	-
Васюганская $vs J_3$	81	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская+Салатская tm J <sub>2-1</sub>	407	162,9–200,8	37.9	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Тогурская $tg J_1$	20	200,8–203,9	3.1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Урманская $ur J_1$	60	203,9–208	4.1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

Таблица 3.3 – Параметризация осадочной толщи на примере скважины Куль-Еганская 2 (КЕ2)

Примечание: \* – Данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО») и из каталога литологостратиграфических разбивок скважин [142] Таблица 3.4 – Колтогорский мезопрогиб. Используемые для моделирования геотемпературы и палеотемпературы по ОСВ ( $R^o_{vt}$ ), расчетный тепловой поток из основания осадочного чехла и «невязки» моделирования

				,	Температ	ypa, °C		Рассчитанн
								ый
П/	Скважина, ее	Глубина					Разница	тепловой
ы	условный индекс	глубина	*Пπас	**OCB	*055	Модельная	1 азница расцётной и	поток,
r	(рисунок 3.3)	замера, м	Topog	$(R^{o}_{vt})$	1011	(расчетная)	расчетной и	$MBT/M^2$
			товая	( · · · /			измереннои	/ Глубина,
								М
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Айтон окод 11	2380	-	99(0.64)	-	93	6	
1	Ангольская 11,	2360	-	87 (0.55)	-	93	-6	47/2512
	(АИТТ)	Средн	еквадрат	ическое отклон	нение ("не	евязка")	±6	
		2590	-	99 (0.64)	-	99	0	
2	Амбарская 2, (Ам2)							46/2909
		Средн	еквадрат	ическое отклон	нение ("не	евязка")	0	
		2503	-	100 (0.65)	-	97	3	
		2599	-	-	82	83	-1	
2	Аэросейсмическая	2295	-	-	74	74	0	17/0/71
3	100, (Aэ100)	2454	-	-	78	79	-1	47/2674
		2489	-	-	79	80	-1	
		Средн	еквадрат	ическое отклон	нение ("не	евязка")	±2	
	Весенняя 250.	2123	-	-	75	75	0	<b>T</b> O ( <b>D</b> 4000
4	(Bec250)	Срелнек	валратич	еское отклоне	ние ("нев	язка"). °С	0	50/2600
	(========)	2655	-	111 (0.73)	-	112	-1	
		2653	-	111 (0.73)	_	112	-2	
	Весенияя 255	2522	_	111 (0.75)	9/	02	-2	
5	(Bec255)	2322	-	-	01	01	0	53/2667
	(DCC233)	2488	-	-	91	91	0	
		2401 Cnorry	-	-	91 100000 ("100	91 22,222	0	
		2000	еквадрат	ическое отклов	нение ( не	евязка ) 75	±1	
		2000	09	-	-	73	-0	
6	Весенняя 258,	2509	90	-	-	92	-2	52/2701
0	(Bec258)	2304	-	-	94	92	2	55/2/01
		2345	-	-	89	80	3	
		Средн	еквадрат	ическое отклон	нение (тно	евязка")	±4	
		2593	-	106 (0.7)	-	110	6	
		2504	-	-	93	91	2	
_		2542	-	-	94	93	1	
7	Волковская I, (Bo1)	2185	82	-	-	81	1	53/2/11
		2145	80	-	-	80	0	
		2243	82	-	-	83	-1	
		Средн	еквадрат	ическое отклон	нение ("н	евязка")	±3	
8	Горстовая 90 (Го90)	2281	98	-	-	98	0	63/2721
0	1 operobus 90, (1 090)	Средн	еквадрат	ическое отклон	нение ("не	евязка")	0	03/2/21
		2716	102	-	-	100	2	
	Грушевая 211	3089	110	-	-	112	-2	
9	Грушевая 211, (Гр211)	3084	110	-	-	112	-2	53/3208
	(1 p211)	2753	105			102	3	
		Средн	еквадрат	ическое отклон	нение ("н	евязка")	±1	
10	Грушевая 217,	2721	97	-	-	97	0	51/2210
10	(Гр217)	Средн	еквадрат	ическое отклон	нение ("н	евязка")	0	51/5219
		2620	90	-	-	90	0	
1.1	Западно-Тымская 1,	3130	107	-	-	111	-4	50/00/7
11	( <b>3</b> T1)	2701	-	120 (0.8)	-	112	8	52/3267
		Средн	еквадрат	ическое отклон	нение ("н	евязка")	±5	
		2630	99		(	98	1	
		2506	95			94	1	
12	Ильякская 1 (Ип1)	2456	92	1		92	0	55/2712
		2330	85			88	-3	22,2712
		Средч	еквалрат	ическое отклоч	нение ("н	евязка")	+1	
		2840	102	-	_	103		L
13	Куль-Еганская 2,	2838	102	-		103	1	52/3303
15	(KE2)	Cnarry	104		-	105	+1	5505
	I	Средно	льадран	A TOCKOC OTKJIOF	ienne ( Ht	brance j	$\pm 1$	

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Кичановская100	2482	78	-	-	78	0	-
14	(Ки100)	Средне	крапрати	Jeckoe otkilou	зецие ("ц		0	46/2825
	(101100)	1097	квадрати. 61			62	2	
		1987	04	-	-	02	2	
1.5	Кильсинская 381,	2349	12	-	-	12	0	15/0/55
15	(Кл381)	2526	-	92	-	93	1	45/2655
	(100001)	2020		(0.59)		20	-	
		Средне	еквадратич	неское отклон	нение ("не	евязка")	±1	
16	Круглоозерная 1,	2317	86	-	-	86	0	51/2182
10	(Kp1)	Средне	еквадратич	неское отклон	нение ("не	евязка")	0	34/2482
		3015	103	-	-	100	3	
		2816	94	-	-	94	0	
		2738	90	_		92	-2	
17	Ледовая 1, (Л1)	2730	87			92	-2	49/3044
		2070	07	-	-	90 70	-5	
		2296	81	-	- ("	/9	2	
		Средне	еквадратич	неское отклон	нение ("не	евязка")	±2	
		2627	-	100	_	101	-1	
		2021		(.0.65)		101	1	
18	Лымжинская 1, Лм1	2670		103		102	1	47/2987
		2070	-	(0.67)	-	102	1	
		Средне	квадратич	неское отклон	нение ("не	евязка")	±1	
			· / 1	92			_	
		2601	-	(0.59)	-	95	-3	
10	Песиля 206 По206			00				11/2807
19	лесная 200, ле200	2648	-	(0.64)	-	96	3	44/2097
		C		(0.04)	("		12	
		Средне	еквадратич	неское отклон	нение ("не	евязка")	±3	
		2200	-	119	_	119	0	
		2200		(0.79)		117	0	
20	Назинская 4, Нз4	2204		120		120	0	70/2303
		2204	-	(0.8)	-	120	0	
		Средне	квадратич	неское отклон	нение ("не	евязка")	0	
		2385	-	_	71	73	-2	
	Ново-Никольская 1	2552	-	-	77	77	0	
21	пово-тикольская т	2552			70	70	0	11/2018
21	(ННк1п)	2000	-	-	00	94	0	44/2040
	(1111111)	2800	-	-	00	04	4	
		Средне	еквадратич	неское отклон	нение (тне	евязка")	±2	
		1981	66	-	-	67	-1	
22	Нань-Яхская 1,	2270	80	-	-	76	4	49/2385
22	(HЯ1)	2080	67	-	-	70	-3	H)/2303
		Средне	еквадратич	неское отклон	нение ("не	евязка")	±3	
		2550	94	-	-	92	2	
				115				
		2796	-	(0.76)	-	116	-1	
23	Оленья 121, (Ол121)	2575		(0.70)	02	03	0	52/2832
		2373	-	-	92 Q1	95	1	
		2554	-		04	<u> </u>	-1	
		Средне	квадратич	неское отклон	нение ("не	евязка")	±1	
		2440	_	96	-	95	1	
		2440		(0.62)		,5	1	
	Попистанов	2485		96		06	0	
24	Перкатская 9,	2463	-	(0.62)	-	90	0	49/2658
	(11699)	2 (12		99		100		
		2613	-	(0.64)	-	100	-1	
		Средне	крапрати	Jeckoe otkiloj	зецие ("ц	-202263")	+1	
	Приконторорокая ?	3280	115			115	0	
25	приколтогорская 2,	5260	113	-	- ("		0	51/3290
	(11k2)	Средне	еквадратич	неское отклон	нение (тне	евязка")	0	
	Приколтогорская 3	2635	87	-	-	92	-5	
26	(Πκ3)	3226	115	-	-	111	4	50/3232
	(1183)	Среднек	вадратиче	ское отклоне	ние ("нев	язка"), °С	±5	
	П	2680	-	120 (0.8)	-	120	0	
27	Пионерская 265,	2700	-	120 (0.8)	-	120	0	56/3198
	(11H265)	Срелне	квалратич	неское отклон	нение ("не	евязка")	0	

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		2057	-	83 (0.52)	-	86	-3	
28	Пологая 1, (Пол1)	2153	-	92 (0.59)	-	89	3	48/2610
		2406	-	96 (0.62)	-	96	0	
		Средн	еквадратич	еское откло	нение ("	невязка")	±2	
		2245	89	-	-	89	0	
		2270	90	-	-	90	0	
29	Поисковая 1, (Пск1)	2232	80	-	-	86	-6	56/2390
		Средн	еквадратич	еское откло	нение ("	невязка")	±3	
	П.,	2560	-	115 (0.76)	-	106	9	
30	Передовая 190, (Прд190)	2580	-	106 (0.7)	-	114	-8	51/2815
		Средн	еквадратич	еское откло	нение ("	невязка")	±9	
31	Передовая 192,	2675	-	111 (0.73)	-	111	0	52/2736
	(Прд192)	Средн	еквадратич	еское откло	нение ("	невязка")	0	
		2882	-	103 (0.67)	-	108	-5	
22		2840	-	-	98	94	4	17/0.407
32	Саимовская 1, (Са1)	2750	-	-	95	92	3	47/3437
		2600	-	-	88	87	1	
		Средн	еквадратич	еское откло	нение ("	невязка")	±4	
		2343	-	96 (0.62)	-	95	1	
33	Северо-Васюганская 5, (CBa5)	2327	-	92 (0.59)	-	95	-3	51/2437
		2100	-	-	72	71	1	
		Средн	еквадратич	еское откло	нение ("	невязка")	±2	
34	Северо-Сутыгинская	2619	95			95	0	52/3150
54	2, (ССут2)	Средн	еквадратич	еское откло	нение ("	невязка")	0	52/5150
35	Столбовая 93,	2615	102	-	-	102	0	56/3053
55	(Стл93)	Средн	еквадратич	еское откло	нение ("	невязка")	0	50/5055
36	Сутыгинская 1,	2607	90	-	-	90	0	50/3142
50	(Сут1)	Средн	еквадратич	еское откло	нение ("	невязка")	0	50/5112
		2224	60	-	-	64	-4	
37	Сельская 1, (Сел1)	2560	-	92 (0.59)	-	89	3	40/2693
		Средн	еквадратич	±4				
38	Южно-Юганская 17, (ЮЮг17)	2689	95	-	-	95	0	51/3086

Примечание. \*- пластовые температуры и температуры метода ОГГ изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»);<sup>\*\*\*</sup> - ОСВ ( $R^o_{vt}$ ) – определен в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

Для построения карты плотности теплового потока были привлечены также расчёты по 44-м скважинам, полученным ранее (рисунок 1.22) [66]. Таким образом, по имеющимся значениям плотности теплового потока методом интерполяции (Kriging, Surfer) построена карта теплового потока (рисунок 3.3). Необходимо отметить, что по сравнению с вариантом, построенным ранее, нет принципиальных отличий, однако карта значительно детализирована [96].

Территория исследования характеризуется плотностью теплового потока в интервале значений от 40 до 70 мВт/м<sup>2</sup>. Увеличение значения плотности теплового потока (более 60 мВт/м<sup>2</sup>) наблюдается за пределами Колтогорско-Уренгойского палеорифта и тектонически соотносится с положительными структурами – Александровским сводом на северо-востоке и северным склоном Парабельского мегавыступа на юго-востоке территории. Максимальное значение рассчитанной плотности теплового потока из основания осадочного чехла получено в скважине Назинская 4 (H34) и составляет 70 мВт/м<sup>2</sup>, которая расположена на Криволуцком вале Александровского свода.



Рисунок 3.3 – Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления по результатам палеотемпературного моделирования в 82-х скважинах [96]. Значение изолиний в мВт/м<sup>2</sup>. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 3.2

Не смотря на повышенные значения теплового потока на Александровском своде, в северо-восточном направлении наблюдается уменьшение значения данного параметра до 50 мВт/м<sup>2</sup>.

Пониженные значения изучаемого параметра (менее 47,5 мВт/м<sup>2</sup>) отмечаются в районе Средневасюганского мегавала, в северо-западной части Усть-Тымской мегавпадины, а также в зоне сочленения Нижневартовского свода и северо-западного борта Колтогорского мезопрогиба.

В зоне сочленения Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба картируется повышение теплового потока, значение которого увеличивается до 55 мВт/м<sup>2</sup>. Присутствие пониженных значений отмечается в северной части Колтогорского мезопрогиба.

Необходимо подчеркнуть, что построенная более детальная карта распределения плотности теплового потока также *не находит значимой положительной корреляции с расположением желоба южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта* [96, 146].

Сравнение результатов палеотемпературного моделирования, проведенного на землях Колтогорского мезопрогиба и структурах его обрамления, с экспериментальными определениями плотности теплового потока А. Д. Дучкова [147] показало надежность полученных расчетных значений плотности теплового потока. Экспериментальные данные характеризуются дискретными значениями в диапазоне от 48 мВт/м<sup>2</sup> и достигают максимальных значений в южной части Александровского свода до 65...77 мВт/м<sup>2</sup>, где вскрыт гранитный массив [148].

В целом, территория Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления оконтуривается изолинией 60 мВт/м<sup>2</sup>. А полученные *расчетные значения* находятся в диапазоне 40-70 мВт/м<sup>2</sup>. Среднее значение изучаемого параметра по экспериментальным и расчетным данным составляет соответственно 57 и 53 мВт/м<sup>2</sup>.

Таким образом, методом палеотемпературного моделирования рассчитаны значения плотности теплового потока в 82-х представительных глубоких скважинах, на основе которых интерполяцией построена карта плотности теплового потока. Построенная более детальная карта распределения плотности теплового потока показала, что желоб южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта не имеет значимого проявления в повышенных значениях теплового потока.

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

Решением прямой задачи были восстановлены палеотемпературы для тогурской свиты на 12-ть ключевых моментов ее геологической истории и построены карты динамики развития геотемпературных условий главной зоны нефтеобразования (рисунок 3.4 А-М), локализуя по площади очаги генерации тогурских нефтей.

Вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования осуществляется в альб-сеномане *91,6 млн лет назад* (рисунок 3.4 А, Б). На конец формирования покурской свиты наблюдаются первые четыре очага генерации тогурской нефти. Они приурочены к западной части Неготской впадины, зоне сочленения Западно-Александровского выступа и Трайгородского мезовала, а также Черемшанской мезоседловине и южной части Колтогорского мезопрогиба. Еще один очаг охватывает зону сочленения восточного борта Нюрольско-Колтогорского желоба со Средневасюганским мегавалом.

Далее происходит постепенный прогрев территории (рисунок 3.4 В, Г) и в туронсантоне, начиная с *86,5 млн лет назад* (время формирования ипатовской свиты), площадь распространения очагов увеличивается, охватывая практически всю территорию распространения тогурской свиты. Не входят в ГЗН только локальные участки в западной части Усть-Тымской мегавпадины, а именно в районе Северо-Чкаловского вреза, Северо-Мыльджинской впадины и Центрального прогиба, а также участки в северной части Колтогорского мезопрогиба и в районе Южно-Юганской площади. Максимальные значения палеотемператур достигают 110 °С.

Тем не менее, в конце мела, 73,2 млн лет назад, происходит охлаждение территории, площадь распространения зоны нефтеобразования уменьшается (рисунок 3.4 Д). Территория западного и восточного бортов Нюрольско-Колтогорского желоба, а также западная часть Усть-Тымской мегавпадины выходит из «нефтяного окна». Максимальные палеотемпературы снизились до 108 °C. В ганькинское время, 61,7 млн лет назад, практически вся территория распространения нефтематеринской свиты опять входит в ГЗН, исключая зону сочленения Нижневартовского свода и Колтогорского мезопрогиба. Максимальная температура прогрева увеличивается на 10 °C (рисунок 3.4 Е). Далее, в талицкое время, 54,8 млн лет назад, происходит незначительное уменьшение палеотемператур и сокращение площади очагов генерации в центральной части Колтогорского мезопрогиба и на территории Усть-Тымской мегавпадины (рисунок 3.4 Ж).



Рисунок 3.4 – Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурских нефтей (обозначены заливкой) Колтогорского мезопрогиба [96]: 114,1 млн лет назад (А); 91,6 млн лет назад (Б); 89,5 млн лет назад (В); 86,5 млн лет назад (Г); 73,2 млн лет назад (Д); 61,7 млн лет назад (Е); 54,8 млн лет назад (Ж); 41,7 млн лет назад (З); 24,0 млн лет назад (И), 4,7 млн лет назад (К), 1,6 млн лет назад (Л), современный разрез (М). Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 3.2



Рисунок 3.4 – (Продолжение)



Рисунок 3.4 – (Продолжение)



Рисунок 3.4 – (Продолжение)



Рисунок 3.4- (Продолжение)



Рисунок 3.4– (Продолжение)

Позднее, с увеличением мощности перекрывающих отложений, происходит дальнейший прогрев тогурских отложений (рисунок 3.4 3). 24,0 млн лет назад, конец формирования некрасовской свиты, это время палеотемпературного максимума в осадочном разрезе – момент геологического времени, соответствующий фактически полной мощности разреза и началу резкого миоцен-плиоценового палеоклиматического похолодания. ГЗН занимает всю территорию распространения тогурской свиты и достигается максимальный прогрев. Максимальные палеотемпературы свиты характеризуются значениями более 130 °C (рисунок 3.4 И).

Далее и до настоящего времени происходит постепенное охлаждение тогурской свиты (рисунок 3.4 К, Л), что связанно с изменением климатических условий в олигоцене. Максимальные температуры в тогурской свите снизились до 115 °C. Нефтематеринская свита вышла из «нефтяного окна» в северной части Колтогорского мезопрогиба, в зоне сочленения Северо-Мыльджинской впадины и Центрального прогиба, на западном склоне Средневасюганского мегавала, а также на локальных участках в районе Хвойной и Амбарской площадей (рисунок 3.4 М). Постепенное охлаждение разреза, на основе генерации, предполагается имеюшейся картины распределения очагов от Средневасюганского мегавала в западном и восточном направлениях И ОТ Нижневартовского свода в юго-восточном направлении. Тем не менее, очаги генерации охватывают практически всю территорию распространения тогурской свиты.

Следующим шагом, для получения интегрированного представления о реализации генерационного потенциала тогурской свиты, выполняется экспресс-оценка плотности генерации нефти *R* по формуле 2.1.

Интегральный показатель (R), на котором основывается оценка величины плотности генерации нефти, рассчитан в разрезе 16-ти скважин для тогурских отложений (таблица 3.5) и построена карта распределения относительной плотности генерации тогурской нефти (рисунок 3.5). Территория, обладающая высоким значением плотности генерации тогурской нефти, характеризуется как перспективная для поисков УВ в горизонтах, для которых рассматриваемая свита является нефтематеринской. Значение интегрального показателя распределяется в интервале от 30 и более 120 усл. ед. Наиболее достаточно неоднородно [149]. высокими значениями показателя характеризуются земли зоны сочленения центральной части Колтогорского мезопрогиба и северной части Средневасюганского мегавала, а также восточной части Черемшанской мезоседловины. Еще повышенные значения картируются на восточном склоне Мурассовского выступа и в зоне сочленения Западно-Александровского выступа и Трайгородского мезовала.

Следовательно, данные земли имеют более высокие перспективы на поиски УВ в доюрском НГК, чем северная часть Колтогорского мезопрогиба и прилегающая часть Усть-Тымской мегавпадины.



Рисунок 3.5 – Схематическая карта распределения плотности генерации тогурской нефти Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления [96]. Значение изолиний – в условных единицах. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 3.2

Условный индекс скважины (рисунок 3.3)	Экспресс-оценка плотности генерации (R), усл. ед.	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад	Время работы палеоочага, млн лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С
1	2	3	4	5
Го90	130	114,1-0	114,1	130
Гр211	103	91,6-0	91,6	130
Гр217	101	91,6-0	91,6	130
3T1	129	114,1-0	114,1	110
KE2	125	114,1-0	114,1	130
Пк2	124	114,1-0	114,1	130
Пк3	82	73,2-0	73,2	120
Cal	81	73,2-0	73,2	120
ССут2	124	114,1-0	114,1	125
Стл93	122	114,1-0	114,1	130
Сут1	119	114,1-0	114,1	120
T317	80	73,2-0	73,2	120
X1	18	41,7-24	17,7	105
ЮП263	102	91,6-0	91,6	130
ЮЮг17	80	73,2-1	73,2	120
Я21	95	89,8-0	89,8	120

Таблица 3.5 – Расчет интегрального показателя *R*, дающего экспресс-оценку плотности генерации тогурской нефти

Таким образом, по геотемпературному критерию выделены и закартированы очаги генерации тогурской нефти, питающие доюрские резервуары, работающие практически на всей территории распространения тогурской свиты с покурского времени (91,6 млн лет назад) и по сегодняшний день в интервале температур от 95 °C до 120 °C. Палеотемпературный максимум в тогурских отложениях достигается на конец формирования некрасовской свиты (24,0 млн лет назад). С распределением палеотемператур тогурской свиты зона палеорифта так же однозначно не коррелирует.

Для оценки на качественном уровне степени реализации генерационного потенциала нефтематеринской свиты построена схематическая карта распределения относительных значений плотности генерации тогурских нефтей. Наиболее высокими значениями показателя характеризуются земли зоны сочленения центральной части Колтогорского мезопрогиба и северной части Средневасюганского мегавала, а также восточной части Черемшанской мезоседловины. 3.4 Сводная характеристика глубинного теплового потока и термической истории

тогурской свиты

Наличие нефтематеринских отложений и возможных резервуаров в породах доюрского НГК характеризует территорию южного сегмента Колтогорско-Уренгойского желоба как перспективную для нефтегеологического прогноза. Прогнозирование нефтегазоносности осуществляется на основе восстановления термической истории тогурской свиты, учета реализации ее генерационного потенциал.

Восстановление геотермического режима опирается на методику палеотемпературного моделирования, которая учитывает характеристики теплового поля, данные о геологическом строении и тектоно-седиментационной истории осадочного разреза. Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. 82-м Ha основе детализированной карты теплового потока по представительным скважинам (рисунок 3.3), в которых данный параметр вычислен путем решения обратной задачи геотермии, территория исследования характеризуется средним значением параметра 53 мВт/м<sup>2</sup>. Увеличение плотности теплового потока до 70 мВт/м<sup>2</sup> наблюдается за пределами Колтогорско-Уренгойского палеорифта и тектонически соотносится с Александровским сводом. Пониженные значения порядка 40 мВт/м<sup>2</sup> отмечаются в районе Средневасюганского мегавала. В целом, территория Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления оконтуривается изолинией 60 мВт/м<sup>2</sup>. А полученные расчетные значения находятся в диапазоне 40-70 мВт/м<sup>2</sup>. Полученное распределение плотности теплового потока не находит значимой корреляции с расположением южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта [96, 146, 149].

2. Решением прямой задачи, на основе рассчитанного глубинного теплового потока, были восстановлены палеотемпературы для тогурской свиты на 12-ть ключевых моментов ее геологической истории и построены карты динамики развития геотемпературных условий главной зоны нефтеобразования (рисунок 3.4 A-M), локализуя по площади очаги генерации тогурских нефтей. Вхождение материнских пород в главную зону нефетеобразования начинается в альб-сеномане, достигая максимальных температур 130 °C в некрасовское время. Катагенетические условия главной фазы нефтеобразования сохраняются в тогурской свите практически на всей территории исследования до настоящего времени.

3. Значение интегрального показателя (*R*), на котором основывается оценка величины плотности генерации нефти, рассчитано в 16-ти скважинах и распределяется в

интервале от 30 и более 120 усл. ед. достаточно неоднородно [96, 146, 150]. Наиболее высокими значениями показателя характеризуются земли зоны сочленения центральной части Колтогорского мезопрогиба и северной части Средневасюганского мегавала, а также восточной части Черемшанской мезоседловины [96, 146, 149, 150].

4. Сравнение результатов палеотемпературного моделирования, проведенного на землях Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления, с экспериментальными определениями плотности теплового потока А.Д. Дучкова [147] показало надежность полученных расчетных значений плотности теплового потока.

## Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение:

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

## 3.5 Резервуар коры выветривания и его зональное нефтегеологическое районирование

Под *НГГЗК* понимается толща пермо-триасовых отложений, связанная с эрозионно-тектоническими выступами, где под действием гипергенно-гидротермальных процессов образуются различного типа сложнопостроенные литологически,- тектонически,- и стратиграфически экранированные ловушки [151].

В отложениях коры выветривания из исходных пород формируются коллекторы различного качества. Поверхность фундамента представлена достаточно большим

спектром разновозрастных петротипов пород (рисунок 3.6, таблица 3.6) [24]. Вдоль Колтогорско-Нюрольского желоба, в западной части Усть-Тымской мегавпадины и на восточном склоне Александровского свода в основании залегают триасовые магматические породы основного состава. Позднетриасовые порфириты вскрыты в скважинах Саймовская 1, Александровская 1 [27]. Наблюдается, в разное время, широкое развитие кислого вулканизма. Так, средне-позднепалеозойские гранитные интрузии вскрыты в скважинах Пионерская 258, Ломовая 200, Западно-Назинская 95. Также на территории исследования повсеместно распространены раннедевонские глинистокремнистые сланцевые, среднедевонские карбонатные, позднедевонскореннекаменноугольные терригенно-карбонатные, девон-раннекаменноугольные терригенные, позднедевон-каменноугольные глинисто-сланцевые отложения.

Коллекторы с хорошими ФЕС образуются по карбонатным, терригеннокарбонатным, глинисто-кремнистым и магматическим породам кислого состава [55, 130-131]. Такие разновидности пород отмечены в Северо-Чкаловском врезе, Северо-Мыльджинской впадине и на землях восточной части Черемшанской мезоседловины. В подтверждение этому факту, из интенсивно выветрелых микрогранитов, в скважине Ступенчатая 5 (Сту5, таблица 3.7) получен приток нефти с водой (рисунок 3.2). Измененные липариты, вскрытые в скважинах на Ясной и Конторовичской площадях, также оказались нефтенасыщенными. С выветрелыми известняками, обосабливающимися в пласт М, связаны залежи на Чкаловском и Советском месторождениях (рисунок 3.1, таблица 3.1).



Рисунок 3.6 – Схема петротипов пород фундамента и дизъюнктивных нарушений, с использованием [24]: 1 – скважина, вскрывшая доюрские отложения; фация комплекса пород фундамента с датировкой возраста: 2 – гранитная, 3 – глинисто-кремнистая сланцевая, 4 – карбонатная, 5 – терригенно-карбонатная; 6 – терригенная; 7 – глинисто-сланцевая, 8 – липаритовая, 9 – андезито-базальтовая; 10 – дизъюнктивы. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 3.2

Таблица	3.6 -	Петротипы	пород	доюрского	фундамента,	вскрытые	глубокими
скважинами в К	олтого	рском мезоп	рогибе	и структурах	к его обрамлен	ния	

NºNº	Площадь, номера скважины	Петротипы порол фунламента			
п/п	(условный индекс на рисунке				
1	2	3			
1		Кора выветривания кремнисто-глинисто-сидеритового состава (Либина В.Ф., 1976)*			
	Аигольская II (АиII)	Интенсивно карбонатизированный метаморфизированный базальтовый порфирит (Алексеева М., 1977)*			
2	Александровская 10 (А10)	Миндалекаменные базальтовые порфириты, навиты, диабазовые порфириты (Макарова Л., 1992)*			
3	Александровская 1 (А1)	Зеленокаменный андезитовый порфирит (Т <sub>1-2</sub> ) [13]			
4	Александровская 2 (А2)	Миндалекаменные силиты (Балабанова Т.Ф., 1962)*			
5	Амбарская 2 (Ам2)	Прослои слаборассланцеванного, углефицированного алевролита и песчаника полимиктового (Алексеева М., 1962)*			
6	Аэросейсмическая 100 (Аэ100)	Песчаник туфогенный, кварц-полевошпатовый, сильно измененный (Балабанова Т.Ф., 1968)*			
7	Верхнеколтогорская 2 (ВК2)	Известняк органогенно-детритовый (Макарова Л., 1992)*			
8	Весенняя 255 (Вес255)	Известняк оолитовый, интенсивно мраморизованный, доломитизированный и окремнелый*			
9	Весенняя 257 (Вес257)	Песчаник туфогенный кварц-полевошпатовый*			
10	Волковская 1 (Во1)	Гидрослюдистый сланец*			
11	Горстовая 91 (Го91)	Кора выветривания типа спилита (Буркова В.А., 1989)*			
11	- · · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	Гравелито-конгломерат с сидеритовым цементом (Буркова В.А., 1989)*			
12	Горстовая 90 (Го90)	Андезитовый порфирит; литокластический туф андезитового порфирита; долерит (Старикова В.М., 1988)*			
13	Грушевая 211 (Гр211)	Туф, литокристаллокластический порфир, диабаз (Татьянин Г.М., 1986)*			
14	Дуклинская 1 (Д1)	Аргиллит карбонатизированный (Буркова В.А., 1990)*			
15	Западно-Катыльгинская 110 (3Ka110)	Туфоалевролиты карбонатизированные, хлоритизированные, лейкоксенизированные, в верхней части сидерит-глинисто-кремнистая порода (Сердюк З.Я., 1982)*			
16	Западно-Назинская 95 (ЗН95)	Кора выветривания по граниту*			
17	Западно-Тымская 1 (3Т1)	Дацит гидротермально измененный (Татьянин Г.М., 2004)*			
18	Ильякская 1 (Ил1)	Глинисто-карбонатные сланцы (Алексеева М.А., 1973)*			
19	Квартовая 7 (Кв7)	Туф основного состава (Сердюк З.Я., 1974)*			
20	Квартовая 3 (Кв3)	Кора выветривания глинисто-сидеритового состава, сложенная сидеритом (55-70%) и каолинитом (30-45%) (Сердюк З.Я., 1974)*			
21	Квартовая 4 (Кв4)	Известняк брекчированный мраморизованный (Татьянин Г.М., 1983)*			
22	Кильсинская 381 (Кл381)	Известняк глинистый*			
23	Кичановская 100 (Ки100)	Кора выветривания - кремнисто-глинисто-сидеритовая порода (по спилиту), спилит выветрелый (Алексеева М.А., 1985)*			
		Базальт, кератофир кварцевый (Алексеева М.А., 1985)*			
24	Кондаковская 33 (Ко33)	Сланец кварц-хлорит-биотитовый (Татьянин Г.М., 1985)*			
25	Круглоозерная 1 (Кр1)	Туфолава базальтового порфирита (Старикова В.М., 1982)*			
20		Гаооро-диаоазы Кальцит-хлорит-актинолитовые и альбит-кальцит-хлорит-актинолитовые			
27	Куль-Еганская 2 (КЕ2)	породы*			
28	Куль-Еганская 6 (КЕ6)	Эффузивные породы: диабазы, долериты (Макарова Л., 1991)*			
29	Ледовая 5 (Л5)	(Балабанова Т.Ф., 1975)*			
30	Ледовая 1 (Л1)	Кора выветривания диабазов (Алексеева М.А., 1972)*			
31	Лесная 206 (Лс206)	чередование сиенит-порфиров с андезито-оазальтовыми порфиритами (Сердюк З.Я., 1976)*			
		Граносиенит-порфир (Сердюк З.Я., 1976)*			
32		Гранит-порфир лейкократовый (Демина Т.Я., 1981)*			
	лотняя і (лот)	Базальтовый порфирит (Демина Т.Я., 1981)*			

1	2	3				
22	$\Pi_{\text{PTURG}} \mathcal{I} (\Pi_{2})$	Грорудит (Татьянин Г.М., 1982)*				
55	летняя 2 (ле2)	Долерит кварцевый, туф псаммитовый литокристал-локластический (Татьянин Г.М., 1982)*				
34	Ломовая 200 (Ло200)	Диорит мелкозернистый, гранодиорит, гранит роговообманковый (Сердюк 3.Я., 1971)*				
35	Лонтынь-Яхская 63 (ЛЯ63)	Глинистый сланец с преобладанием слюдистых минералов и хлорита (Исаев Г.Д., 1974)*				
36	Лымжинская 1 (Лм1)	Туфопесчаник милонитизированныый, катаклазированный (Старикова В.М., 1990)*				
37	Матюшкинская 36 (Мт36)	Алевролит интенсивно брекчированный филитизированный (Татьянин Г.М., 1985)*				
38	Межозерная 197 (МО197)	Переслаивание метаалевролитов, песчаников псамитовых, аргиллитов слоистых. Прослои гидротермально измененных филлита и кварца (Татьянин Г.М., 1983)*				
39	Назинская 4 (Нз4)	Измененный серпентинит*				
40	Нань-Яхская 1 (НЯ1)	Долерит черный миндалекаменный*				
41	Никольская 3 (НЗ)	Кремнисто-гидрослюдисто-хлоритовый агрегат с включениями кварца (Алексеева М., 1972)*				
42	Ново-Никольская 1пар (Н- Нк1пар)	Известняк гранулированный, перекристаллизованный (Ежова А.В., 1979)*				
43	Ноябрьская 1 (Но1)	Базальты, гиалло-базальты подстилаются алевролитами вулканомиктовыми (Шнип О.А., 1978)*				
44		Кора выветривания - лейкоксен-кварц кальцит глинистая порода (Шнип О.А., 1978)*				
Обская 1 (Кт1)		Габбро, кварц-карбонатная порода, серицит-кварцевые сланцы, мелкозернистые катаклазированное габбро и диабазовый порфирит (Сердюк З.Я., 1978)*				
45	Озерная 71 (О71)	Алевролиты углисто-глинистые, интенсивно выветрелые (Сердюк З.Я., 1970)*				
46	Оленья 121 (Ол121)	Алевролит глинистый*				
47	Панковская 1 (Пан1)	Метадиабаз (Макарова Л., 1989)*				
48	Передовая 190 (Прд190)	Аргиллит каолинитовый*				
49	Перкатская 9 (Пер9)	Известняк черный мраморизованный, доломитизированный известняк (Старикова В.М., 1984)*				
50	Пионерская 1пар (Пн1)	Кварцевый сиенит-порфир известняк (Старикова В.М., 1990)*				
51	Пионерская 258 (Пн258)	Порфировидный граносиенит, гранит, гранопорфир (Сердюк З.Я., 1970)*				
52	Поисковая 1 (Пск1)	Гравелито-конгломерат (Старикова В.М., 1993)*				
53	Пологая 1 (Пол1)	Глинисто-сидерит-кремнистая порода по карбонатам (Старикова В.М., 1987)*				
54	Полонская 2 (Пл2)	Алевролит филитизированный (Татьянин Г.М., 1984)*				
55	Приколтогорская 1 (ПК1)	Алевролит слабо сланцеватый (Старикова В.М., 1988)*				
56	Приколтогорская 2 (ПК2)	Известняк пелоидный (Татьянин Г.М., 1987)*				
57	Проточная 3 (ПрЗ)	Андезитовые порфириты (Балабанова Т.Ф., 1978)*				
58	Пуглалымская 86 (Пу86)	Аргиллит тонкослоистый, плитчатый углистый (Татьянин Г.М., 1976)*				
59	Саймовская 1п (Са1)	Кора выветривания - порфирит диаоазовыи миндалекаменный (жеро О.Г., 1977)*, Поперит, пиабазовый порфирит (Билуканов Р.И. 1980) [27]				
60		долерит, диаоазовый порфирит (виджаков Б.И. 1980) [27] Кора выветривания – алевролит, углистый аргиллит*				
	Северо-васюганская 1 (СВа1)	Диабазовый порфирит*				
61	Северо-Васюганская 2 (СВа2)	Выветрелый диабаз* Измененный лиабаз*				
62	Северо-Залесная 1 (СЗ1)	Аргиллит серицитовый, карбонатизированный обогащен сидеритом, пиритом (Буркова В.А., 1990)*				
63	Северо-Мыльджинская 1 (СМ1)	Диорит пироксеновый (Татьянин Г.М., 1977)*				
64	Северо-Сутыгинская 2 (С-Сут2)	Известняк доломитизированный, участками мраморизованный, доломит (Татьянин Г.М., 1987)*				
65	Седненюрольская 45 (СрН45)	Известняк рассланцеванный (Алексеева М., 1967)*				
66	Сельская 1 (Сел1)	Известняк биокластический (Татьянин Г.М., 1985)*				

1	2	3		
68	Советское (Медведевская) 6 (Соб)	Известняк*		
67 Снежная 134 (Сн134)		Кора выветривания - кремнисто-карбонатная порода (Татьянин Г.М., 1984)*		
		Миндалекаменный базальтовый порфирит (Татьянин Г.М., 1984)*		
68		Кора выветривания - милонит (Старикова В.М., 1988)*		
	Сосновская 1 (Сос1)	Туфолава среднего и основного состава с преобладающим (80%) содержанием вулканического стекла (Старикова В М 1988)*		
69		Кора выветривания по гранодиориту*		
	Стрежевская 13 (Ст13)	Диабазовый порфирит зеленокаменно измененный*		
70	Ступенчатая 5 (Сту5)	Кора выветривания - микрогранит интенсивно выветрелый (Алексеева М., 1989)*		
		Кератофир кварцсодержащий (Алексеева М., 1989)*		
71	Ступенчатая 6 (Стуб)	Туф андезитового порфирита (Буркова В.А., 1990)*		
72	Сутыгинская 1 (Сут1)	Известняк метаморфизованный пиритизированный, доломит известковистый (Алексеева М., 1985)*		
73	Таежная 211 (Та211)	Кора выветривания - гравелит, образовавшийся в результате раздробления и местного переотложения гранитов и эффузивов (Алексеева М., 1965)*		
		Констомерато, гравенити (Тать цини Г.М. 1987)*		
74	Трайгородская 1 (Тг1)	Известняки мраморизованные, кварциты черные массивные (Татьянин Г.М., 1987) Известняки мраморизованные, кварциты черные массивные (Татьянин Г.М., 1987)*		
75	Трассовая 316 (Т316)	Сильно алевритистые аргиллиты с обломками известняков, кварца, кремнистых пород (Татьянин Г.М, 1982)*		
76	Трассовая 318 (Т318)	Известняк глинистый (Макарова Л., 1989)*		
77	Ураловская 302 (Ур302)	Андезитовый порфирит (Татьянин Г.М., 1991)*		
78	Хвойная 1 (Х1)	Известняк брекчированный переклисталлизованный (Татьянин Г.М., 1984)*		
79	Чапаевская 1 (Ча1)	Монцонит, кварцевый сиенит, долерит (Старикова В.М., 1990)*		
80	Чебачья 220 (Чб220)	Сланец мусковит-кварцевый. Габбро-диорит (Татьянин Г.М., 1977)*		
81	Чкаловская 10 (Чк10)	Сланец кварц-карбонат-хлоритовый, известняк, меллиобазальт, диабазовый порфирит меланитизированный, милонит (по диабазовому порфириту), сланец-серицит-кварцевый (Татьянин Г.М., 1981)* Порфирит базальтовый (Макарова Л., 1991)*		
82	Южно-Охтеурская 411 (ЮО411)	Кремнисто-карбонатная порода. Песчаник мелкозернистый из обломков кварца, полевых шпатов, погруженных в базальтовый цемент (Макарова Л., 1991)*		
83	Южно-Пионерская 263 (ЮП263)	Метаморфизированная древесная брекчия (Татьянин Г.М., 1996)*		
84	Южно-Соснинская 1 (ЮС1)	Кремнистые и карбонатно-кремнистые породы с примесью глинистого материала и полуразложившегося растительного детрита (Сердюк З.Я., 1972)*		
85	Южно-Черемшанская 337 (ЮЧ337)	Обломки неоднородной терригенной породы, туфобрекчия*		
86	Южно-Юганская 17 (Ю-Юг17)	Вулканогенно-осадочная порода (трапповая формация, представленная переслаиванием базальтов, диабазов, туфопесчаников, туфоалевролитов с прослоями карбонатных пород (Макарова Л., 1992)*		
87	Ясная 20 (Я20)	Псефито-псамитовый туф диабазового порфирита и литокластический туф андезитового порфирита (Татьянин Г.М, 1991)*		

Примечание. \* Данные по определению петротипов пород изучены и сведены из первичных «дел скважин», годовых отчетов ПГО "Томскнефтегазгеология" и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО)».

Tat	блица	3.7	_	Мощность	И	петротипы	коры	выветривания	В	скважинах
Колтогорского мезопрогиба и структурах его обрамления										

№№ п/п	Название площади и номер скважины	Индекс (на рисунке 3.7)	Мощность, м	Петоротипы вскрытых пород (? –описание отсутствует)	
1	Александровская 10	A10	8	Выветрелый базальтовый порфирит	
2	Амбарская 2	Ам2	46	Хлоритизированная окремненная брекчия	
3	Аэросейсмическая 100	Аэ100	31	Выветрелый песчаник туфогенный, кварц-	
4	Волковская 1	Bo1	31	Гидрослюдистый сланец	
5	<b>F</b> emana 200	Γ-00	11	Андезитовый порфирит; литокластический туф	
5	Горстовая 90	1 090	11	андезитового порфирита	
6	Горстовая 91	Го91	14	Выветрелая эффузивная порода типа спилит	
7	Западно-Назинская 241	3H241	17	Выветрелый гранит	
8	Западно-Назинская 95	3H95	68	Выветрелый гранит	
9	Западно-Тымская 1пар	3Т1п	67	Дацит гидротермально измененный	
10	Катыльгинская 94	Ка94	15	Лавобрекчия базальтового порфирита	
11	Квартовая 7	Кв7	17	Туф основного состава. Пустоты замещены каолинитом, сидеритом, лейкоксеном. Отмечено примазки битума	
12	Кильсинская 381	Кл381	4	Выветрелый органогенный, детритовый, глинистый известняк	
13	Кондакорская 33	K033	40	Жильный кварц с обломками гранит-порфира.	
15	Кондаковская 55	K055	40	Сланец кварц-хлорит-биотитовый	
14	Ледовая 1	Л1	26	Выветрелый диабаз	
15	Лесная 206	Лс206	30	Измененные сиенит-порфировые порфириты	
16	Летняя 1	Лe1	41	Гранит-порфир лейкократовый	
17	Малореченская 121	Мл121	19	Выветрелый туф андезитового порфирита	
18	Матюшкинская 31	Мт31	16	Слабо метаморфизованный алевролит и песчаник	
19	Надеждинская 14п	Ha14	28	?	
20	Нань-Яхская 1	НЯ1	14	Измененный долерит, черный миндалекаменный	
21	Обская (Конторовичская) 1	Кт1	58	Лейкоксен-кварц-кальцитовая глинистая порода (Pz <sub>2</sub> - C <sub>1</sub> , Шнип)	
22	Передовая 190	Прд190	27	Аргиллит каолинитовый	
23	Пионерская 1 пар	Пн1п	4	Кварцевый сиенит-порфир	
24	Приколтогорская 1	ПК1	8	Алевролит слабо сланцеватый	
25	Приколтогорская 2	ПК2	19	Выветрелый известняк пелоидный	
26	Пологая 1	Пол1	5	Глинисто-сидерит-кремнистая порода	
27	Приграничная 5	Пг5	14	?	
28	Проточная 2	Пр2	16	Гранит-порфир щелочной интенсивно измененный	
29	Пуглалымская 86	Пу86	16	Брекчиевидная порода глинистая	
30	Советская 16	Co16	36	Аргиллит выветрелый	
31	Советская 26	Co26	14	Аргиллит выветрелый	
32	Северо-Васюганская 1	CBa1	25	Алевролит углистый аргиллит	
33	Северо-Васюганская 2	CBa2	11	Выветрелый диабаз	
34	Северо-Пионерская 1	СП1	167	?	
35	Стрежевая 13	Ст13	3	Выветрелый гранодиорит	
36	Ступенчатая 5	Сту5	20	Микрогранит интенсивно выветрелый	
37	Столбовая 93	Стлб93	22	?	
38	Таежная 211	Ta211	14	Гравелит	
39	Трайгородская 1	Τг1	20	Конгломерато-гравелиты	
40	Трассовая 316	T316	162	Алевритистый аргиллит с обломками известняков, кварца, кремнистых пород (P <sub>1</sub> -D <sub>3</sub> , Татьянин)	
41	Усть-Пугалымская 52	УП52	17	?	
42	Чкаловская 26	Чкб	212	Карбонатные, глинисто-кремнистые породы	
43	Южно-Ельцовая 1	ЮЕ1	111	Кремнистые, глинисто-кремнистые породы	
44	Южно-Ельцовая 2	ЮЕ2	102	Брекчия, брекчированные кремнистые породы	
45	Южно-Пионерская 263	ЮП263	29	Метаморфизированная древесная брекчия	
46	Ясная 21	Я21	30	Измененный липаритовый порфирит	

Примечание. \*- Данные по определению петротипов пород изучены и сведены из первичных «дел скважин», годовых отчетов ПГО "Томскнефтегазгеология" и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»)



Рисунок 3.7 – Схематическая карта изопахит коры выветривания Колтогорского мезопрогиба [152]: *1* – скважина, вскрывшая кору выветривания, в числителе – условный индекс скважины, в знаменателе – мощность коры, м; 2 – изопахиты, м. Остальные те же, что на рисунке 3.2

Не отличается повышенными фильтрационно-емкостными свойствами метаморфизованная древесная брекчия, образованная вследствие гидротермальных процессов по карбонатно-вулканогенным породам, вскрытая, к примеру, в скважине Южно-Пионерская 263 (рисунок 3.6, таблица 3.6). Гидротермально измененный дацит в скважине Западно-Тымская 1 (3T1, рисунок 3.6) также оказался слабопроницаемым.

Процессы доломитизации, окремнения и пиритизации по терригенным породам приводят к закупориванию пористого пространства глинистыми разностями и потере фильтрационных свойств. Породы вулканогенного типа, вскрытые на Саймовской 1, Куль-Еганской 6 (К-Еб), Куль-Еганской 2 (К-Е2), Грушевой 211 (Гр211), представлены порфиритовыми эффузивными диабазами и долеритами (рисунок 3.6, таблица 3.6), практически не образуют кор выветривания, а если подвергаются выветриванию, то образуются глины с преобладанием монтмориллонита. Пустотностей в них практически нет. Такие толщи обладают хорошими флюидоупорными свойствами.

Толщина резервуара коры выветривания изученная по данным 126 скважинам [152], весьма неравномерно распространена на территории южного сегмента Колтогорско-Уренгойского желоба (рисунок 3.7). Отложения выклиниваются не только на локальных участках, но и на достаточно большой территории, ориентированной в северо-восточном направлении в центральной части Колтогорского мезопрогиба, Усть-Тымской мегавпадины, а также в зоне их сочленения. В основном выклинивание отложений приурочено к наиболее приподнятым участкам поверхности отражающего горизонта  $\Phi_2$ . Наибольшие значения толщин достигаются в восточной части территории исследования: на Чкаловской структуре (до 212 м) и на Трассовой (161 м). Больших значений достигает кора выветривания и в южной части Черемшанской мезоседловины – 167 м в скважине Северо-Пионерская 1 (рисунок 3.7, индекс скважины СП1).

Районирование перспектив резервуара коры выветривания основывается на комплексном учете следующих факторов: 1) плотности первичной аккумуляции тогурской нефти (рисунок 3.8); 2) распространении петротипов пород фундамента (рисунок 3.6), по которым могут образовываться коллекторы в коре выветривания с хорошими ФЕС; 3) наличии разломной тектоники (рисунок 3.6). 4) толщины резервуара (рисунок 3.7). Характеристика петротипов пород с точки зрения качества коллектора отображена на рисунке 3.8. Важную роль играют тектонические процессы, которые ведут к формированию трещиноватых зон, что способствует образованию кор выветривания.



Рисунок 3.8 – Схема соотношения распределения относительной плотности аккумуляции тогурской нефти и качества коллекторов коры выветривания в Колтогорском мезопрогибе [146, 152]: *1* – изолинии плотности аккумулированной тогурской нефти, усл. ед.; *2* – зона отсутствия коры выветривания; зоны коллекторов: *3* – с улучшенными ФЕС, *4* – с неблагоприятными ФЕС. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 3.2

Значения распределения плотности аккумуляции тогурской нефти (усл. ед.) в коре выветривания (рисунок 3.8) рассчитаны перемножением матрицы значений мощности коры (рисунок 3.7) и матрицы значений плотности генерации тогурской нефти (рисунок 3.5). Так, наряду с распределением объемов генерированной нефти, учитывается распределение аккумулирующих объемов резервуара, обусловленных его толщинами. В основном значения данного параметра на территории исследования составляют от 0 до 40 усл. ед. Наибольшее значение плотности тяготеет к восточной части Черемшанской мезоседловины и зоне ее сочленения с южным бортом Колтогорского мезопрогиба.

В результате комплексного учета геолого-геофизических параметров территория разделена на две зоны по приоритету (таблица 3.8). Представляется, что наиболее перспективно проводить поисковые геолого-геофизические работы на землях *зоны 1*, приуроченных к северо-восточной части Черемшанской мезоседловины и ее сочленению с южным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала (рисунок 3.9). На юго-западе и севере зоны отложения представлены глинистокремнистыми разностями и гранитными интрузиями, по котором возможно образование коллекторов с хорошими ФЕС. При совместном испытании в скважине Северо-Пионерской 1 (рисунок 3.9, индекс скважины СП1; таблица 3.9) резервуаров коры выветривания и палеозоя в интервала 3201–3234 м притока не получено, что возможно связано с неверным выбором интервала испытания ввиду недостаточной геологогеофизической изученности разреза. Вместе с тем, отсутствие притоков в скважинах Пионерская 1, Южно-Пионерских 261, 263 (рисунок 3.9, индекс скважин Пн1, ЮП261, ЮП263; таблица 3.9), расположенных за пределами перспективной зоны, подтверждают ее границы.

Следующей по приоритету идет *зона* 2, которая в свою очередь представлена двенадцатью участками (рисунок 3.9). Оценка их степени перспективности определяется, исходя из двух критериев: наличию дизьюнктивных нарушений и учету площади участков (таблица 3.8). В данной зоне наиболее перспективным является *участок* 2.1, приуроченный к Северо-Чкаловскому врезу и зоне его сочленения с Мурасовским выступом и представленный глинисто-кремнистыми и терригенно-карбонатными отложениями (рисунок 3.6). Так в скважине Чкаловская 10 отложения коры выветривания представлены кварц-карбонат-хлоритовыми сланцами (таблица 3.7). Перспективность данного участка доказывается наличием нефтяной залежи в НГГЗК на Чкаловском месторождении (рисунок 3.9, таблица 3.9).

Таблица 3.8 – Районирование пласта М доюрского НГК Колтогорского мезопрогиба по плотности аккумулированной тогурской нефти (\* – ранжирование по степени перспективности)

Зона, участок* (на рисунке 3.9)	Тектоническая приуроченность	Прогнозная плотность аккумуляции, усл.ед.	Площадь, км <sup>2</sup>			
1	Северо-восточная часть Черемшанской мезоседловины, зона ее сочленения с южным	40180	870			
1	бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала		870			
2.1	Северо-Чкаловский врез и зона его сочленения с Мурасовским выступом		1000			
2.2	Западный склон Александровского свода		400			
2.3	Зона сочленения восточного борта Колтогорского мезопрогиба и западного склона Средневасюганского мегавала		120			
2.4	Западный борт Южно-Неготской впадины		180			
2.5	Северная часть Центрального прогиба		160			
2.6	Южный склон Ледового куполовидого 040 поднятия					
2.7	Западный склон Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия		120			
2.8	Северо-восточный склон Кедрово- Матюшкинского куполовидного поднятия		70			
2.9	Зона сочленения Южно-Неготской и Северо- Мыльджинской впадин		50			
2.10	Локальный участок в зоне сочленения Кедрово- Матюшкинского куполовидного поднятия и Колтогорского мезопрогиба		40			
2.11	Локальный участок в северной части Двойного выступа		20			
2.12	Локальный участок в районе восточного склона Советско-Соснинского куполовидного поднятия		20			


Рисунок 3.9 – Схема ранжирования зон и участков по степени перспективности для поисков углеводородов в отложениях коры выветривания в Колтогорском мезопрогибе [146, 152]: *1* – перспективная зона (участок), номер ранжирования (интенсивность закраски пропорциональна степени перспективности земель). Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 3.2

Таблица 3.9 – Сопоставление результатов прогнозного районирования коры выветривания и данных по испытанию отложений в глубоких скважинах Колтогорского мезопрогиба

Перспективная	Прогнозная плотность		Скважины, расположенные в зоне,	Результаты исследования	
зона, участок (на рисунке 3.9)	аккумуляции, усл.ед./ качество коллектора	Месторождение	участке (условный индекс на карте, рисунок 3.9)	Пласт (объект)	Тип флюида
			Северо-Пионерская 1 (СП1)	M+PZ	Сухо
1.1	40-180 / Улучшенные ФЕС		Южно-Пионерская 263 (ЮП263)	M+PZ	Сухо
			Пионерская 1 (Пн1)	M+PZ	Сухо
2.1	0.40/V	Чкаловское	-	M+PZ	Нефтегазоконденсатное
2.11	0-407 улучшенные ФЕС		Ступенчатая 5 (Сту5)	М	Нефть+вода
2.11		Ясное	-	М	Нефтяное
Неперспективные	10 / Неудовлетворительные ФЕС	-	Приколтогорская 1 (ПК1)	М	Газ+пленка нефти
площади (по	25 / Неудовлетворительные ФЕС	-	Горстовая 90 (Го90)	М	Сухо
прогнозу) в пределах распространения тогурской свиты	125 / Неудовлетворительные ФЕС	-	Южно-Пионерская 261 (ЮП261)	M+PZ	Сухо
		Советское		М	Нефть
		Конторовичское		М	Нефть
			Александровская 1 (А1)	М	Сухо
			Амбарская (Ам2)	M+PZ	Вода
			Аэродинамическая 100 (Аэ100)	М	Вода
			Глухариная 1 (Гл1)	М	Вода
неперспективны			Горстовая 91 (Го91)	M+PZ	Сухо
е площади (по			Горстовая 93 (Го93)	М	Вода
прогнозу) за			Западно-Назинская 95 (ЗН95)	M+PZ	Сухо
пределами			Квартовая 7(Кв7)	М	Вода
тогурской свиты			Кильсинская 381 (Кл381)	M+PZ	Сухо
for yperion chills			Ледовая 1 (Ле1)	М	Вода
			Нань-Яхская 1 (НЯ1)	M+PZ	Сухо
			Передовая 192 (Прд192)	M+PZ	Сухо
			Пологоая 1 (Пол1)	M+PZ	Вода
			Усть-Пуглалымская 52 (УП52)	M+PZ	Вода
			Чебачья 218 (Чб218)	М	Нефть

Примечание. Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

**Участок 2.2,** представленный глинисто-кремнистыми разностями, расположен на западном склоне Александровского свода, его граница хорошо контролируется отсутствием притока на Горстовой площади в скважине 90 (рисунок 3.9, индекс скважины Го90, таблица 3.9), расположенной за пределами участка и вскрывшей отложения литокластического туфа андезитового порфирита и долерита.

Участки 2.3 и 2.4, сложенные карбонатными формациями, приурочены к землям сочленения Колтогорского мезопрогиба, Средневасюганского мегавала и западного борта Южно-Неготской впадины, соответственно.

Далее следуют *участок 2.5*, характеризующийся глинисто-кремнистыми отложениями, и *участок 2.6* терригенно-карбонатного состава, расположенные в северной части Центрального прогиба и южном склоне Ледового куполовидного поднятия, соответственно.

**Участки 2.7** и **2.8** представлены карбонатными породами. **Участок 2.7** приурочен к западному, а **участок 2.8** к северо-восточному склону Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия. Перспективность последнего иллюстрируется полученным притоком газа и пленкой нефти в скважине Приколтогорская 1 (рисунок 3.9, индекс скважины Пк1; таблица 3.9), расположенной в непосредственной близости от границы участка.

Далее локальные *участки 2.9 и 2.10*, коллекторы в которых представлены карбонатными и глинисто-кремнистыми разностям, выделены в зоне сочленения Южно-Неготского прогиба и Северо-Мыльджинской впадины и в зоне сочленения Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия и Колтогорского мезопрогиба, соответственно.

Участок 2.11 в юго-восточной части территории исследования подтверждает свой высокий потенциал наличием нефтяной залежи на Ясном месторождении, а также притоком нефти в скважине Ступенчатая 5 (рисунок 3.9, индекс скважины Сту5; таблица 3.9), вскрывшей кору выветривания, образованную по граниту (таблица 3.7). Локальный участок 2.12 карбонатного состава приурочен к восточному склону Советско-Соснинского куполовидного поднятия.

Наличие открытой нефтяной залежи на Конторовичском месторождении, расположенном за пределами распространения нефтематеринской свиты объясняется непосредственным примыканием тогурской толщи к эрозионным выступам фундамента, что дает возможность латеральной миграции УВ в рассматриваемый резервуар.

Для непромышленного притока нефти в районе Александровского свода на Чебачьей структуре в скважине 218 (рисунок 3.9, индекс скважины Чб218; таблица 3.9), также расположенной вне контура тогурской свиты, в качестве нефтегенерирующей толщи выдвигается баженовская свита, так как ее отложения непосредственно залегают на доюрском фундаменте [49].

Что касается Советском месторождении, залежи на ΤО, возможно, нефтепроизводящей здесь является радомская пачка или глинистые прослои среднеюрской тюменской свиты [153]. Также вероятен вариант, где в качестве нефтегенерирующей толщи можно предположить и внутрипалеозойский (доманиковый) источник. Вопрос генезиса доюрской залежи Советского месторождения нуждается в дополнительной проработке.

В остальных 15-ти скважинах, находящихся вне развития тогурской свиты, получены притоки пластовой воды без признаков нефтенасыщения или приток отсутствует, что согласуется с выполненным прогнозом (рисунок 3.9).

Согласованность выделенных перспективных зон *резервуара коры выветривания* и признаков нефтенасыщения, по результатам испытаний глубоких скважин, составляет порядка 75 % (таблица 3.9).

В результате выделения нефтеперспективных земель резервуара коры выветривания наиболее приоритетной является зона 1, которая охватывает северовосточные земли Черемшанской мезоседловины, участки ее сочленение с южным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала. Остальные перспективные участки, в целом, сосредоточены вдоль границ распространения нефтематеринской тогурской свиты.

# 3.6 Резервуар внутреннего палеозоя и его зональное нефтегеологическое районирование

Районирование палеозойского резервуара в отношении нефтегазоносности основывается на учете комплекса тех же факторов, что и для резервуара коры выветривания, а именно учете плотности дизъюнктивных нарушений, «предрасположенности» различных петротипов пород к образованию коллекторов (рисунок 3.10) и плотности генерации тогурской нефти (рисунок 3.5).

Резервуары *внутреннего палеозоя* могут формироваться за счет вторичных минералогических процессов и формирования трещиноватости [154]. Данные процессы в различной степени влияют на развитие вторичной пористости в породах и, как следствие,

на их ФЕС. Если оценивать петрографические разновидности с точки зрения качества коллектора, то их можно разделить на три группы пород, которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют коллекторы с *наилучшими ФЕС* (таблица 3.10) [83].

Эффузивные и интрузивные породы преимущественно кислого состава и карбонатные отложения относятся к петротипам пород, которые с высокой вероятностью образуют коллекторы с наилучшими ФЕС. В этих отложениях наиболее активно протекают вторичные минералогические процессы, формирование трещиноватости, перекристаллизации. Так в скважине Северо-Сутыгинской 2, вскрывшей известняк доломитизированный, участками мраморизованный, при испытании получен приток разгазированной воды.

Ко второй группе относятся терригенно-карбонатные и метаморфические породы, такие как различные глинисто-кремнистые разности, метапесчаники, образующие *«хорошие»* коллекторы. Примером таких пород могут служить отложения трапповой формации, представленной переслаиванием базальтов, диабазов, туфопесчаников, туфоалевролитов с прослоями карбонатных пород, вскрытые в скважине Южно-Юганской 17 (таблица 3.6).

Третья группа объединяет плотные глинистые разности и магматические породы основного состава, образующие *«плохие»* коллекторы. Подтверждением являются вскрытые диабазовые порфириты в скважине Александровская 10 (таблица 3.6), притока из данного интервала не получено. Стоит отметить, что для районирования палеозойского резервуара петротипы пород были разделены на три категории по вероятности образования коллекторов, в отличие от двух категорий для резервуаров коры выветривания.



Рисунок 3.10 – Схема распределения специализированных областей петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте Колтогорского мезопрогиба [146]: (1–3) – области петротипов пород, разделенных по вероятности образования коллекторов: 1 – высокая, 2 – средняя, 3 – низкая; (4–6) – зоны коллекторов: 4 – с лучшими ФЕС, 5 – с хорошими ФЕС, 6 – с плохими ФЕС. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 3.2

Таблица 3.10 – Выделение групп пород по вероятности образования коллектора в различных петротипах пород фундамента [83]

Группа	Вероятность образования коллектора/качество ФЕС	Петротипы пород фундамента
1	Высокая/ «лучшие»	Карбонатные отложения (известняки, доломиты, доломитизированные известняки, в том числе биогермные постройки среднего-верхнего девона и нижнего карбона)
		Эффузивные и интрузивные породы преимущественно кислого состава (разнообразные лавы, туфы, туффиты, а также гранитоиды палеозойского возраста)
2	Средняя/ «хорошие»	Метаморфические породы (глинисто-кремнистые, глинистые с прослоями метапесчаников, метааргиллитов; кремнистые сланцы контактово-измененные вблизи интрузий и древние протерозойские сланцы). Серпентиниты
3	Низкая/«плохие»	Базальты, глинистые сланцы, филлиты, глинистые известняки

В результате учета этих факторов территория зонирована по приоритету. Ранжирование участков обуславливается теми же критериями с учетом величины их площади. Выделены три перспективные зоны и участки в них (таблица 3.11, рисунок 3.11).

*Зона 1* представлена шестью участками. *Участок 1.1* расположен в восточной части Черемшанской мезоседловины, зоне ее сочленения с южным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала.

Границы участка 1.1 подтверждаются отсутствием притоков УВ из фундамента в скважинах Пионерская 1, Южно-Пионерских 261, 263, Грушевых 211, 217 (рисунок 3.11, индекс скважин Пн1, ЮП261, ЮП263, Гр211, Гр217 – соответственно, таблица 3.12). Участок 1.2 приурочен к западному склону Александровского свода. На территории участка 1.2 пробурена скважина Новонадеждинская 1 (рисунок 3.11, индекс скважины HH1, таблица 3.12), где из палеозойских отложений в интервале 2742-2792 м положительного результата не получено. Перспективность участка 1.3, расположенного на сочленении восточного борта Колтогорского мезопрогиба и западного склона Средневасюганского мегавала, подтверждается наличием газа в притоке из палеозойского резервуара в скважине Северо-Сутыгинская 2 (рисунок 3.11, индекс скважины С-Сут2, таблица 3.12). Сочленение южного склона Ледового куполовидого поднятия, северовосточного склона Каймысовского свода и юго-западного борта Колтогорского мезопрогиба соответствует расположению участка 1.4. На этом участке пробурена скважина Южно-Юганская 17 (рисунок 3.11, индекс скважины Ю-Юг17, таблица 3.12), вскрывшая переслаивание базальтов, диабазов, туфопесчаников, туфоалевролитов с прослоями карбонатных пород. При испытании притока в данной скважине не получено.

Таблица 3.11 – Районирование палеозойского резервуара Колтогорского мезопрогиба по плотности генерации тогурской нефти (\* – ранжирование по степени перспективности)

Зона, участок * (на рисунке 3.11)	Тектоническая приуроченность	Прогнозная плотность аккумуляции, усл.ед. / наличие тектонических нарушений	Площадь, км <sup>2</sup>
1.1	Северо-восточная часть Черемшанской мезоседловины, зона ее сочленения с южным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала		880
1.2	Западный склон Александровского свода		400
1.3	Зона сочленения восточного борта Колтогорского мезопрогиба и западного склона Средневасюганского мегавала	70130 / широко	500
1.4	Зона сочленения южного склона Ледового куполовидого поднятия, северо-восточного склона Каймысовсого свода и юго-западного борта Колтогорского мезопрогиба	развиты	360
1.5	Западный склон Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия		120
1.6	Восточный склон Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия		100
2.1	Северо-Чкаловский врез и зона его сочленения с Мурасовским выступом и Трассовым куполовидным поднятием	20 70 /	1420
2.2	Северная часть Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия	широко	260
2.3	Локальный участок в северной части Двойного выступа	развиты	20
2.4	Локальный участок в районе восточного склона Советско-Соснинского куполовидного поднятия		20
3.1	Западная часть Неготского мезопрогиба и зона его сочленения с южным склоном Мурасовского выступа	70120 / единичные	1220
3.2	Западный борт Южно-Неготской впадины	4090 / единичные	170
3.3	Северная часть Центрального прогиба	5090 / единичные	160
3.4	Локальный участок в зоне сочленения восточного борта Колтогорского мезопрогиба и западного склона Александровского свода	90 / единичные	20



Рисунок 3.11 – Схема районирования и ранжирования участков по степени перспективности для внутреннего палеозоя Колтогорского мезопрогиба [146, 152]: *1* – перспективные зоны и участки (степень перспективности определяет интенсивность заливки). Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 3.2

Таблица 3.12 – Сопоставление результатов прогнозного районирования резервуара палеозойского фундамента и данных по испытанию отложений в глубоких скважинах Колтогорского мезопрогиба

Перспективная зона,		. v	Скважины, расположенные в зоне, на	Результа	гы испытания
участок (на рисунке 3.11)	Прогнозная плотность ресурсов, усл.ед. / качество коллектора	Месторождение	участке (условный индекс на карте, рисунок 3.11)	Пласт (объект)	Тип флюида
1	2	3	4	5	6
1.1			Северо-Пионерская 1 (СП1)	M+PZ	Сухо
1.1			Пионерская 1 (Пн1)	M+PZ	Сухо
	70.130 / V www.enur.ie ФЕС		Южно-Пионерская 263 (ЮП263)	M+PZ	Сухо
1.2	70-1507 у лучшенные ФЕС		Новонадеждинская 1(НН1)	PZ	Сухо
1.3			Северо-Сутыгинская 2 (С-Сут2)	PZ	Газ+вода
1.4			Южно-Юганская 17 (Ю-Юг17)	PZ	Сухо
1.6			Приколтогорская 2 (ПК2)	PZ	Сухо
2.1	$20.70/V$ Transport to $\Phi E C$	Чкаловское	-	M+PZ	Нефтегазоконденсат
2.1	50-70/ Улучшенные ФЕС		Трассовая 317 (Т317)	PZ	Сухо
23			Ступенчатая 5 (Сту5)	PZ	Сухо
2.5			Ступенчатая 6 (Стуб)	PZ	Сухо
3.1	70-120/ Улучшенные ФЕС	-	-	-	-
3.2	40-90/ Улучшенные ФЕС	-	-	-	-
3.3	60-90/ Улучшенные ФЕС	-	-	-	-
			Южно-Пионерская 261 (ЮП261)	M+PZ	Сухо
Неперспективные			Грушевая 211 (Гр211)	PZ	Сухо
площади (по			Грушевая 211 (Гр211)	PZ	Сухо
прогнозу) в пределах			Хвойная 1 (Х1)	PZ	Сухо
тогурской свиты			Куль-Еганская 2 (К-Е2)	PZ	Вода
			Саймовская 1 (Са1)	PZ	Сухо
			Верхнеколтогорская 2 (ВК2)	PZ	Сухо
			Квартовая 8 (Кв8)	PZ	Сухо
			Квартовая 9 (Кв9)	PZ	Сухо
Неперспективные			Вахская 82 (Ва82)	PZ	Вода
площади (по			Поисковая 1 (Пск1)	PZ	Сухо
прогнозу) за			Нань-Яхская 1(НЯ1)	M+PZ	Сухо
пределами			Круглоозерная 1(Кр1)	PZ	Вода
распространения			Ноябрьская 1 (Но1)	PZ	Сухо
тогурской свиты			Никольская 3(Н3)	PZ	Вода
			Амбарская 2 (Ам2)	M+ PZ	Вода
			Назинская 4(Нз4)	PZ	Вода
			Западно-Назинская 95 (ЗН95)	M+PZ	Сухо
			Кичановская 100 (Ки100)	PZ	Вода

### Продолжение таблицы 3.12

1	2	3	4	5	6
			Передовая 192 (Прд192)	M+PZ	Сухо
			Ново-Никольская 1п (Н-Нк1пар)	PZ	Сухо
			Северо-Васюганская 18 (СВа18)	PZ	Вода
			Головная 352 (Г352)	PZ	Вода
II			Кильсинская 381 (Кл381)	M+PZ	Сухо
Неперспективные			Перкатская 9 (Пер9)	PZ	Вода
площади (по			Пологая 1 (Пол1)	M+PZ	Вода
прогнозу) за			Усть-Пуглалымская 52 (УП52)	M+PZ	Вода
пределами распространения тогурской свиты			Северо-Мыльджинская (СМ1)	PZ	Сухо
			Сосновская 1 (Сос1)	PZ	Сухо
			Лонтынь-Яхская 63 (ЛЯ63)	PZ	Сухо
			Лонтынь-Яхская 59 (ЛЯ59)	PZ	Сухо
			Лесная 206 (Лс206)	PZ	Вода
			Ураловская 303 (Ур303)	PZ	Вода
			Снежная 133 (Сн133)	PZ	Вода

Примечание. Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

**Участки 1.5 и 1.6** приурочены к западному и восточному склонам Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия, соответственно. Пробуренная на **участке 1.6** скважина Приколтогорская 2 (рисунок 3.11, индекс скважины ПК2, таблица 3.12), вскрывшая отложения известняков, при испытании положительного результата не дала.

Зона 2 дифференцируется на четыре участка. Участок 2.1, приурочен к Северо-Чкаловскому врезу и зоне его сочленения с Мурасовским выступом и Трассовым куполовидным поднятием. Этот участок подтверждает свой высокий потенциал наличием залежей углеводородов в палеозойских отложениях на Чкаловском месторождении. Северная часть Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия относится к перспективному участку 2.2. Его пределы доказываются отсутствием притока в скважинах, расположенных вблизи границ участка (рисунок 3.11, таблица 3.12). Участок 2.3 расположен в северной части Двойного выступа, его перспективность остается под вопросом в связи с отсутствием притока в скважинах Ступенчатые 5 и 6 (рисунок 3.11, индекс скважин Сту5, Сту6, таблица 3.12). Небольшой участок 2.4 расположен в районе восточного склона Советско-Соснинского куполовидного поднятия. Сведений о прямых признаках нефтенасыщения на этом участке к настоящему времени не имеется.

Следующей по ранжированию идет *зона 3*, разбитая на четыре участка. Выделение данных земель в отдельную зону обусловлено достаточно изменчивым значением плотности генерации тогурской нефти, а также неразвитой дизъюнктивной тектоникой. *Участки 3.1* и *3.2* расположены в западной части Неготского мезопрогиба и на землях его сочленения с южным склоном Мурасовского выступа, соответственно. *Участок 3.3* расположен в северной части Центрального прогиба. Локальный *участок 3.4* приурочен к сочленению западного склона Александровского свода и восточного борта Колтогорского мезопрогиба.

Проводя сопоставление прямых признаков нефтенасыщения в глубоких скважинах и закартированных перспективных зон и участков резервуара палеозойского фундамента (таблица 3.12), можно сделать вывод об определенной связанности. Согласованность составляет около 80 %.

Резюмируя проделанную работу по районированию территории для освоения резервуара палеозойского фундамента, можно выделить следующие перспективные участки: 1) земли северо-восточной части Черемшанской мезоседловины, земли ее сочленения с западным склоном Средневасюганского мегавала и южным бортом Колтогорского мезопрогиба; 2) земли Северо-Чкаловского вреза и земли сочленения вреза с Мурасовским выступом и с Трассовым куполовидным поднятием, для которых сделан менее оптимистичный прогноз. 3.7 Сводная характеристика прогноза нефтегазоносности доюрского комплекса

По данным проведенного районирования нефтегазоносности доюрского НГК получены следующие результаты [146, 150, 152, 155]:

1. Учет плотности аккумуляции тогурской нефти, вычисленной по плотности генерации нефти и распределению аккумулирующих объемов резервуара коры выветривания, позволил получить комплексный параметр. Анализ этого параметра и потенциальных фильтрационно-емкостных свойств отложений коры выветривания, плотности дизъюнктивной тектоники дает возможность провести зональное нефтегеологическое районирование пласта М.

2. Территория Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления по резервуару коры выветривания разделена на две зоны. Зона 2 представлена двенадцатью разобщенными участками. Наиболее приоритетной в отношении нефтегазоносности резервуара коры выветривания является зона 1, которая охватывает *северо-восточные земли Черемшанской мезоседловины, участки ее сочленение с южным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала (870 км<sup>2</sup>). Согласованность выделенных перспективных зон резервуара коры выветривания и признаков нефтенасыщения по результатам испытаний глубоких скважин составляет порядка 75 %.* 

3. Районирование в отношении нефтегазоносности для палеозойского резервуара основывается на учете комплекса тех же факторов, что и для резервуара коры выветривания, а именно учете плотности дизъюнктивных нарушений, «предрасположенности» различных петротипов пород к образованию коллекторов и плотности генерации тогурской нефти.

4. На территории исследования по резервуару внутреннего палеозоя выделены три перспективные зоны и участки в них. Зона 1 представлена шестью участками. Зоны 2 и 3 дифференцируются на четыре участка. Резюмируя проделанную работу по районированию территории для освоения резервуара палеозойского фундамента, можно земли северо-восточной выделить В пределах ЗОНЫ 1 части Черемшанской мезоседловины, земли ее сочленения с западным склоном Средневасюганского мегавала и южным бортом Колтогорского мезопрогиба (880 км<sup>2</sup>), как наиболее перспективный участок. Проводя сопоставление прямых признаков нефтенасыщения в глубоких скважинах и закартированных перспективных зон и участков резервуара палеозойского

121

фундамента, можно сделать вывод об определенной связанности, согласованность составляет около 80 %.

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение:

«С учетом экспресс-оценки плотности генерации тогурской нефти и вертикальной миграции как преимущественной, объемной характеристики и потенциальных фильтрационно-емкостных свойств отложений коры выветривания и палеозоя выполнено зональное нефтегеологическое районирование пластов M и M<sub>1</sub> Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления. Первоочередным районом для поисков залежей в нефтегазоносном горизонте зоны контакта и внутреннем палеозое является северо-восточная часть Черемшанской мезоседловины и ее сочленение с южным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала)».

## 4 НЮРОЛЬСКАЯ МЕГАВПАДИНА И СТРУКТУРЫ ЕЕ ОБРАМЛЕНИЯ

#### 4.1 Общая нефтегеологическая характеристика

Территория исследования расположена в юго-западной части Томской области (рисунок 3.1) и по тектоническому районированию осадочного чехла приурочена к структуре I порядка Нюрольской мегавпадине (рисунок 4.1). Депрессия граничит на северо-западе с Каймысовским сводом, на северо-востоке с Средневасюганским мегавалом, на юго-востоке со Северо-Межовской мегамоноклиналью. В качестве самостоятельных элементов мегавпадину осложняют структуры II порядка.

По тектоническому строению фундамента территория расположена в Центрально-Западно-Сибирской геосинклинальной складчатой системе. В основании отрицательной Нюрольской депрессии лежит Межовский срединный массив, в опущенном блоке которого формируется в палеозое Нюрольский прогиб (рисунок 1.4) [11]. Здесь развиты слабо дислоцированные и слабо метаморфизованные карбонатные и терригенные толщи от раннего девона до раннего карбона, представляющие интерес в нефтегазоносном отношении. Такие отложения вскрыты в скважинах на Еллей-Игайской, Западно-Лугинецкой и других структурах. В заключительную фазу герцинской складчатости, в карбоне–перми, широко развита магматическая деятельность, результатом которой явилось распространение липаритовой формации, вскрытой в скважине Шингинской 297.

В заключительную стадию формирования консолидированного фундамента, в конце перми–начале триаса, на территории исследования проявляется рифтовая тектоника [156]. Развивается мощная вулканическая деятельность, в результате которой накапливаются вулканогенно-осадочные породы от ультраосновного до кислого составов. К концу позднего триаса территория представляет собой горную страну, где идет интенсивная денудация и образование кор выветривания различного профиля, представляющих определенный интерес в образовании резервуаров для залежей УВ в последующую стадию геологического развития.

Согласно нефтегазоносному районированию [13], территория исследования находится в зоне сочленения Ледянского, Каймысовского, Колтогорского, Нюрольского НГР Каймысовской НГО, Средневасюганского, Пудинского НГР Васюганской НГО, Усть-Тымского НГР Пайдугинской НГО, со следующими НГК: доюрский, нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднетоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский) [16].



Рисунок 4.1 – Схематическая карта нефтегазоносности доюрского НГК Нюрольской мегавпадины [157]: 1 – месторождение: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное. Тектонические элементы: 2 – І порядка; 3 – ІІ порядка и условный номер структуры, *впадины*: Кулан-Игайская (1), Тамрадская (2); прогибы: Осевой (3), Тамянский (4), Фестивальный вал (5); Игольско-Таловое куполовидное поднятие (6); 4 – реки. Месторождения: 5 – в палеозойском фундаменте: Нижнетабаганское (9), Южно-Табаганское (10); 6 – в коре выветривания: Речное (1), Фестивальное (2), Тамбаевское (4); 7 – в объединенном резервуаре коры выветривания и внутреннего палеозоя: Среднеглуховское (3), Южно-Тамбаевское (5), Урманское (6), Арчинской (7), Южно-Урманское (8). Скважина на локальной структуре, ее условный индекс и результаты исследований доюрских отложений: 8 – приток УВ при испытании, 9 – признаки УВ в керне; 10 – приток воды; 11 – «сухо»; граница: 12 – распространения тогурской свиты; 13 – Томской области

Для среднеюрского, верхнеюрского и мелового НГК нефтегенерирующей является повсеместно распространенная баженовская свита, сложенная верхнеюрскими битуминозными карбонатно-кремнисто-глинистыми отложениями [16].

Доюрский НГК включает нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских (НГГЗК) внутренний палеозойский пород И резервуар. Залежи связаны со сложнопостроенными литологически-, углеводородов, как правило, тектонически- и стратиграфически экранированными ловушками. Резервуар НГГЗК слагают пермо-триасовые отложения, обосабливающиеся в пласт М, имеющий фрагментарное распространение на территории исследования. Коллекторы формируются на эрозионно-тектонических выступах В дезинтегрированных породах коры Покрышками для залежей в резервуарах коры выветривания могут выветривания. служить нижнеюрские флюидоупоры. При выклинивании нижнеюрских толщ роль покрышки выполняют среднеюрские локальные лайдинская и/или леонтьевская глинистые пачки [140]. Во внутреннем палеозойском резервуаре коллекторы имеют различные ФЕС в зависимости от петрографических разновидностей, слагающих палеозойский разрез. Покрышками могут служить непроницаемые глинистые разности коры выветривания, а при их отсутствии, те же флюидоупоры, что и для НГГЗК.

В доюрском НГК открыты месторождения различного фазового состояния как с залежами отдельно в НГГЗК и внутреннем палеозое, так и в объединенном резервуаре (таблица 4.1). Основная часть их приурочена к Чузикско-Чижапской мезоседловине (рисунок 4.1). Получены так же прямые признаки нефтенасыщения доюрских пород в керне и непромышленные притоки при испытании скважин на различных площадях (рисунок 4.1).

Для нижнеюрского и доюрского НГК основными нефтематеринскими породами в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления являются тогурские отложения [38, 134, 136, 137]. Тогурская свита залегает в депрессионных зонах Нюрольской мегавпадины, формируясь в бортах, изрезанных каньонообразными прогибами, выклиниваясь на эрозионно-тектонических выступах доюрского основания. В пределах бассейна раннетоарские отложения вскрыты в 65 скважинах. Мощность тогурских отложений изменяется от 0 до 40 м, в наиболее погруженной части Нюрольской мегавпадины, в Тамрадской впадине, достигает 140 м [16]. По генезису рассеянное органическое вещество в тогурской свите является типично озерным, сапропелевогумусового типа и содержанием  $C_{opc}$  от 1,5 до 5 % [38, 54]. Уровень катагенеза РОВ варьирует от  $MK_3^{-1}$  в южном борту Кулан-Игайской впадины и южной части

Черемшанской мезоседловины, постепенно уменьшаясь в радиальном направлении, до градации MK<sub>1</sub><sup>1</sup> [39].

Таблица 4.1 – Месторождения с залежами в доюрском комплексе Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления

Месторождение (условный номер на рисунке	Фарараа аратодина	Горизонт,
4.1)	Фазовое состояние	пласт
Речное (1)	Конденсат /газ	НГГЗК, М
Фестивальное (2)	Нефть/газ	НГГЗК, М
	Нефть/газ	НГГЗК, М
Среднеглуховское (5)	Нефть	$PZ, M_1$
Тамбаевское (4)	Нефть /газ	НГГЗК, М
IOnna Targaapanaa (5)	Нефть	НГГЗК, М
Южно-тамоаевское (5)	Нефть/газ	$PZ, M_1$
Veryouaraa (6)	Hadrey /pag/routeaugar	НГГЗК, М
урманское (0)	пефть/таз/конденсат	$PZ, M_1$
A purpused (7)	Hadrey /pag/routeaugar	НГГЗК, М
Арчинское (7)	пефть/таз/конденсат	PZ, PZ
	Hadrey (pag/may navaar	НГГЗК, М
Южно-урманское (8)	пефть/газ/конденсат	$PZ, M_1$
Нижнетабаганское (9)	Нефть/газ/конденсат	PZ, M <sub>1-10</sub>
Южно-Табаганское (10)	Нефть	PZ, M <sub>1-3</sub>

На основе палеотемпературного моделирования по данным «наблюденных» температур в разрезах 39-и представительных глубоких скважин, расположенных на территории Нюрольской мегавпадины, в работе [64] выполнено прогнозирование катагенетических очагов генерации тогурской нефти.

Решением обратной задачи геотермии вычислен базовый геодинамический параметр – тепловой поток q из основания осадочного чехла (рисунок 1.19). Далее, для восстановления термической истории тогурской свиты по 21-й представительной скважине, расположенной в контуре распространения тогурских отложений, решена прямая задача геотермии [64, 103, 104]. Палеотемпературы рассчитаны на 21-н ключевой момент геологического времени, соответствующие временам начала/завершения отложения. формирования свиты, перекрывающей материнские По каждой восстановленным палеотемпературам для тогурской свиты построены карты динамики развития геотемпературных условий главной зоны нефтеобразования, которая начинается с 95 °C. Начало генерации соотносится с формированием в альб-сеномане покурской свиты (91,6 млн лет назад). Разогрев материнской толщи достигает своего максимума в чеганское время (37,6 млн лет назад) и генерация происходит на всей территории распространения нефтематеринской тогурской свиты. К настоящему времени произошло «остывание» осадочной толщи, связанное с изменением климатических условий в олигоцене, и уменьшение площади очагов генерации.

Оценка степени реализации генерационного потенциала тогурской свиты выполнена с учетом динамики прогрева и площади очагов. Построена схематическая карта распределения относительной плотности генерации тогурской нефти (рисунок 4.2) [64].



Рисунок 4.2 – Схематическая карта распределения значений относительной плотности генерации тогурской нефти в Нюрольской мегавпадине [64]. Значение изолиний – в условных единицах. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 4.1

Согласно полученному распределению интегрального показателя плотности генерации *R*, с учетом принятой концепции преимущественно вертикальной миграции нефти, перспективной является практически вся зона распространения тогурской нефтематеринской свиты в пределах Нюрольской мегавпадины.

пределах Таким образом, в Нюрольской мегавпадины установлено распространение нефтематеринских тогурских отложений. Катагенетические условия генерации нефти установлены на всей территории ее распространения. Высокий нефтегазоносности НГК подтвержден потенциал доюрского открытыми месторождениями и многочисленными прямыми признаками нефтенасыщения пород доюрского фундамента.

# 4.2 Резервуар коры выветривания и его зональное нефтегеологическое районирование

Резервуар НГГЗК слагают пермо-триасовые отложения, обосабливающиеся в пласт М, имеющий фрагментарное распространение на территории Нюрольской мегавпадины и структурах ее обрамления, что можно проследить на карте изопахит отложений коры выветривания, построенной по материалам 73-х скважин (рисунок 4.3, таблица 4.2). В зоне сочленения Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и Фестивального вала, а также на землях сочленения Осевого, Тамянского прогибов и Игольско-Талового куполовидного поднятия достигаются максимальные значения толщин. Выклинивание отложений коры выветривания приурочено к зонам сочленения Нюрольской мегавпадины со структурами ее обрамления, а в северной части тяготеет к наиболее приподнятым участкам поверхности отражающего горизонта  $\Phi_2$ .

Образующиеся коллекторы разного качества в пермо-триасовых отложениях обусловлены выходящими на поверхность гетерогенными и полифациальными породами (рисунок 4.4). Установлено [17, 55, 130, 131], что гранитоидные, гранодиоритовые, риолитовые магматические тела и карбонатные, глинисто-кремнистые породы, имеющие здесь распространение, подвергаясь гидротермальным проработкам, создают предпосылки к образованию коллекторов с «хорошими» ФЕС. В подтверждение данному факту в проницаемых бокситоподобных породах, образованных по трещиноватым органогенным известнякам, вскрытым в скважинах 2 и 7 на Урманской структуре



Рисунок 4.3 – Схематическая карта изопахит коры выветривания в Нюрольской мегавпадине и структурах её обрамления [158]: *1* – скважина, использованная для построения карты изопахит: в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – мощность коры выветривания, м; *2* – изопахиты коры выветривания, м. Остальные условные обозначения, те же что на рисунке 4.1

Таблица 4.2 – Скважины, вскрывшие кору выветривания и палеозойские отложения в Нюрольской мегавпадине и структурах ее обрамления

№ п/п	Скважина и ее индекс на рисунке 4.3	Забой скважины,	Кора вывет (- отсутствие	гривания, м е отложений)	Кровля палеозоя м
		М	Кровля	Мощность	nancoson, m
1	Южно-Черемшанская 337 (ЮЧ337)	3116	3086	30	-
2	Пуглалымская 86 (Пу86)	2703	2674	16	2690
3	Средненюрольская 45 (Срн45)	2703	-	-	2599
4	Ключевская 61 (Кл61)	2753	-	-	2702
5	Западно-Ключевская 66 (ЗКл66)	3100	2926	15	2941
6	Кельватская 56 (Ке56)	2670	2632	16	2648
7	Шахматная 1 (Ша1)	2752	2551	33	2584
8	Дальняя 1 (Да1)	2851	-	-	2798
9	Айполовская 1 (Айп1)	3320	-	-	3281
10	Колотушная 260 (Ко260)	2864	-	-	2840
11	Гужихинская 270 (Гу270)	2750	2704	5	2709
12	Мыльджинская 55п (Мы55п)	3148	3125	23	3148
13	Мыгинская 306 (М306)	2536	2485	37	2522
14	Южно-Мыльджинская 22 (ЮМ22)	2649,5	2605	26	2631
15	Бабушкинская 1 (Ба1)	2850	-	-	2793
16	Чарымовская 80 (Ч80)	2804	2759	45	-
17	Речная 280 (Ре280)	3200	2911	21	2932
18	Куланская 100 (Ку100)	3206	-	-	3131
19	Глуховская 1п (Гл1п)	3567	3416	82	3498
20	Ай-Куланская 1 (АК1)	3171	3130	13	3143
21	Чворовая 3 (ЧвЗ)	3185	3130	55	3185
22	Черноозерная 1 (Чер1)	3023	2885	13	3143
23	Поселковая 4 (Пос4)	3252	3049	52	3101
24	Павловская 7 (Па7)	2978	-	-	2906
25	Карасевская 61 (Кар61)	3000	2950	31	2981
26	Южно-Фестивальная 1 параметричекая (ЮФ1п)	3372	3180	116	3296
27	Южно-Пионерская 263 (ЮП263)	3102	3038	29	3067
28	Чагвинская 1 (Ча1)	3162	2930	20	2910
29	Фестивальная 255 (Фе255)	3301	3227	15	3242
30	Федюшкинская 4 (Фед4)	3351	3291	38	3329
31	Тамратская 1 параметрическая (Т1п)	3320	3281	39	-
32	Тамбаевская 1 (Там1)	3075	-	-	3046
33	Тамбаевская 4 (Там4)	3656	2965	15	2980
34	Тальянская 1 (Т1)	3491	3462	29	-
35	Северо-Юлжавская 2 (СЮ2)	3250	3124	13	3137
36	Северо-Фестивальная 1 (СФ1)	3270	-	-	3237
37	Северо-Айсазская 1 (СА1)	3424	3240	151	3391
38	Салатская 1п (Са1п)	3200	2969	13	2982
39	Нюльгинская 1 (Ню1)	3321	-	-	3277
40	Налимья 3 (НаЗ)	3553	-	-	3486
41	Кулгинская 141 (Ку 141)	3185	-	-	3078
42	Кулгинская 144 (Ку144)	3200	3071	13	3084
43	Игольская 2 (Иг2)	3263	-	-	3186
44	Игольская 1 (Иг1)	3297	3207	90	-
45	Гордеевская 1	3500	-	-	3285
46	Глухариная 1 (Глу1)	2975	2920	55	-
47	Арчинская 40 (Ар40)	3107	3015	25	3040
48	Айсазская 1 (Ай1)	3204	3158	19	3177

Примечание. Отметки положения стратиграфических уровней взяты из [142]

Также в карбонатных отложениях открыты промышленные залежи на Арчинском, Южно-Тамбаевском, Южно-Урманском, Речном месторождениях и получены непромышленные притоки в скважинах на Северо-Табаганской и Нижнетабаганской структурах (рисунок 4.1). В магматических породах кислого состава открыта залежь нефти и газа на Среднеглуховском месторождении и получен приток нефти в скважине Поньжевая 300 (рисунок 4.1, индекс скважины По300).

На Фестивальном вале скважинами 252, 255 вскрыты серпентиниты (рисунок 4.4, индекс скважин Фе252, Фе255, таблица 4.3), при выветривании которых на последней стадии развиваются каолиниты, за счет которых улучшаются коллекторские свойства породы. «Хорошие» коллекторы образовались локально только на выступах фундамента. В данных отложениях открыта промышленная залежь нефти и газа на Фестивальной площади и получен приток нефти в скважине Северо-Фестивальная 1 (рисунок 4.1).

Коллекторы с «неудовлетворительными» ФЕС формируются в коре выветривания, образованной по магматическим породам основного состава и по породам глинистосланцевой формации.



Рисунок 4.4 – Схематическая карта распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений в Нюрольской мегавпадине и структурах её обрамления [158]: *1* – скважина с описанием керна, её условный индекс; фации комплексов пород фундамента с указанием их возраста: *2* – ультрабазиты, *3* – раниты, *4* – глинисто-кремнистые сланцы, *5* – карбонаты, *6* – терригенные породы, *7* – глинистые сланцы, *8* – липариты, *9* – андезито-базальты, *10* – разломы. Остальные условные обозначения, те же что на рисунке 4.1

NoNo	Площадь, номер скважины	Петротип пород фундамента
П/П	(условный индекс на рисунке 4.4)	2
1	2 Depuge Decrements 2 (DDc2)	
2	Санатокая 21 (Са21)	Изрестици [13]
3		
4	Водораздельная Г (ВОГ)	Переспаивание глинистых известняков с массивными
-	Водораздельная 2 (Во2)	известняками*
5		Эффузивные породы: кварцевые порфириты*
	Глуховская 1 (Гл1)	Чередующиеся песчаники и алевролитистые аргиллиты с прослоями конгломератов*
6	Еллей-Игайская 1 (ЕИ1)	Известняки доломитизированные, трещиноватые, по трещинам кальцит*
7	Еллей-Игайская 2 (ЕИ2)	Известняки с прожилками кальцита*
8	Еллей-Игайская 3 (ЕИЗ)	Известняки с прослоями песчаников*
9	Еллей-Игайская 4 (ЕИ4)	Известняки органогенные, трещиноватые*
10	Еллейская 1 (Ел1)	Туфогенные породы, известковистые, трещиноватые, слоистые*
11	Елле-Кагальская 1 (ЕК1)	Фораминиферово-амфипоровые известняки*
12	Западно-Лугинецкая 180 (ЗЛ180)	Эффузивы кислого состава*
13	Западно-Лугинецкая 181 (ЗЛ181)	Известняки скрытокристаллические трещиноватые*
14	Западно-Лугинецкая 182 (ЗЛ182)	Эффузивы кислого состава*
15	Западно-Лугинецкая 183 (ЗЛ183)	Эффузивы кислого состава*
16	Зимняя 1 (31)	Средние эффузивы [27]
17	Квензерская 1 (Кв1)	Эффузивы среднего состава*
18	Квензерская 2 (Кв2)	Эффузивы среднего состава*
19	Колотушная 260 (Ко260)	Известняк [13]
20	Куланская 100 (Ку100)	известняк скрытокристаллический, с прослоями органогенных известняков*
22	Кулгинская 161 (К-161)	Гнейс [13]
21	Майская 390 (Ма390)	Известняки органогенные*
23	Майская 1 параметрическая (Ma1)	Нормально-осадочные породы: песчаники, аргиллиты, алевролиты, мергели, известняки*
24	Майская 392 (Ма392)	Переслаивания карбонатных и глинисто-сланцевых пород*
25	Моисеевская 2 (М2)	Порфирит кварцевый [27]
26	Мыльджинская 1 (Мы1)	Глинистые сланцы и известняки [27]
27	Мыльджинская 56 (Мы56)	Доломитизированные, рассланцованне глинистые известняки, известковистые аргиллиты и песчаники [27]
28	Нижнетабаганская 3 (Нтб3)	Известняки трещиноватые, трещины выполнены кальцитом*
29	Нижнетабаганскя 11 (Нтб11)	Аргиллиты, углистые аргиллиты [38]
30	Нижнетабаганскя 16 (Нтб16)	Брекчированные аргиллиты, мелкозернистые песчаники [38]
31	Нюльгинсая 1 (Ню1)	Вулканогенно-осадочные породы*
32	Пешеходная 1 параметрическая (П1п)	Туф, порфирит, средние эффузивы [27]
34	Речная 280 (Ре280)	Глинисто-кремнистые, известковистые слабометаморфизованные трещиноватые породы*
35	Речная 281 (Ре281)	Органогенные известняки*
36	Речная 282 (Ре282)	Органогенные известняки*
37	Речная 285 (Ре285)	Органогенные известняки*
38	Северо-Фестивальная 1 (СФ1)	Сильно карбонатизированный серпентинит*

Таблица 4.3 – Петротипы пород доюрского фундамента, вскрытые глубокими скважинами в Нюрольской мегавпадине и структурах ее обрамления

1	-	
1	2	3
39	Северо-Фестивальная 2 (СФ2)	Сильно карбонатизированный серпентинит, серпентиниты
		с трещинами, выполненными кальцитом*
40	Средненюрольская 45 (СрН45)	Известняковые стяжения [17]
41	Тамратская 1 параметрическая (Т1п)	Эффузивные породы и метаморфизованные аргиллиты*
42	Тамратская 3 (ТЗ)	Глинистые породы с прослоями карбонатизизованных песчаников*
43	Угольная 21 (Уг21)	Известняки трещиноватые*
44	Урманская 1 (Ур1)	Известняки скрытокристаллические, доломитизированныме, трещиноватые, трещины выполнены кальцитом *
45	Урманская 2 (Ур2)	Пористая боксито-каолинитовая порода [17]
46	Урманская 7 (Ур-7)	Бокситоподобные проницаемые породы, залегающие на глинистых известняках [27]
47	Фестивальная 252 (Фе252)	Серпентиниты с трещинами, выполненными кальцитом*
48	Фестивальная 253 (Фе253)	Литокластические туфы*
49	Фестивальная 255 (Фе252)	Серпентиниты с трещинами, выполненными кальцитом*
50	Чагвинская 1 (Ча1)	Глинисто-кремнистые аргиллиты, туфоалевролиты, туфопесчаники, туфогравелиты*
51	Чагвинская 2 (Ча2)	Эффузивные породы и их туфы*
52	Чагвинская 3 (ЧаЗ)	Метаморфизованная глинисто-алевритистая, песчано- гравелитовая порода, участками карбонатизированная порода*
53	Чагвинская 4 (Ча4)	Глинисто-кресмнистая порода, туфоалевролиты, туфопесчаники*
54	Чарымовская 80 (Чр80)	Известняк [13]
55	Черталинска 3 (ЧеЗ)	Диабазы, перекрывающие толщу доломитизированных, кавернозных, трещиноватых известняков*
56	Шингинскяа 297 (Ши297)	Эффузивы кислого состава: липоритовые, фельзитовые порфиры*
57	Южно-Мыльджинская 27 (ЮМ27)	Сланец биотитовый [13]
58	Южно-Табаганская 130 (Ютб130)	Доломит скрытокристаллический, глинистый, кавернозный и трещиноватый *
59	Южно-Табаганская 134 (Ютб-134)	Биокластические известняки, чередующиеся с глинистыми известняками и аргиллитами [38]
60	Южно-Урманская 1 (ЮУ1)	Метаморфизованные глинисто-алевритистые и сидеритизованные известково-кремнистые породы*
61	Южно-Урманская 3 (ЮУЗ)	Метаморфизованные глинисто-алевритистые и сидеритизованные известково-кремнистые породы*
62	Южно-Фестивальная 1 (ЮФ1п)	Базальты, карбонатизированные диабазы, интенсивно брекчированные и карбонатизированные спилиты*
63	Южно-Фестивальная 3 (ЮФ-3)	Базальты, карбонатизированные диабазы, интенсивно брекчированные и карбонатизированные спилиты*

\* Данные по определению петротипов пород изучены и сведены из первичных «дел скважин», годовых отчетов ПГО "Томскнефтегазгеология" и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО)».

Выделение перспективных участков основано на нескольких характеристиках резервуара НГГЗК и нефтегенерирующей свиты.

Учитывается распределение относительной плотности аккумулияции тогурской нефти (рисунок 4.5). Относительная плотность аккумуляции тогурской нефти, как

качественная характеристика, определяется перемножением значений толщин коры выветривания (рисунок 4.3) и значений плотности генерации нефти (рисунок 4.2).



Рисунок 4.5 – Схема соотношения распределения плотности аккумуляции тогурских нефтей и качества коллекторов коры выветривания Нюрольской мегавпадины [135]: *1* – изолинии плотности аккумуляции тогурских нефтей, усл. ед.; *2* – зона отсутствия коры выветривания в пределах распространения тогурской свиты; *3* – зоны коллекторов коры выветривания с «улучшенными» ФЕС. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 4.1

В результате, рассматриваемый качественный параметр распределяется в интервале значений от 0 и более 120 усл. ед. Основная часть территории исследования характеризуется значениями от 0 до 40 усл. ед. Наибольшая плотность тяготеет к зоне сочленения Осевого, Тамянского прогибов и Игольско-Талового куполовидного поднятия, а также к зоне сочленения Кулан-Игайской и Тамрадской впадин.

Также при районировании перспектив нефтегазоносности НГГЗК учитывается качество коллектора петротипов пород фундамента и плотность дизъюнктивных нарушений (рисунок 4.4). Для этого на схему (рисунок 4.5) вынесены зоны с «улучшенными» ФЕС коллекторов, образованными по кремнисто-карбонатным и магматическим породам кислого состава. Ранжирование по степени перспективности прогнозных участков основано на величине площадей участков в зонах и плотности дизъюнктивных нарушений (рисунок 4.6, таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Районирование пласта М доюрского НГК Нюрольской мегавпадины по плотности аккумулированной тогурской нефти и площади участков (\* – ранжирование по степени перспективности)

Зона, участок на рисунке 4.6*	Тектоническая приуроченность	Прогнозная плотность аккумуляции, усл.ед.	Площадь, км <sup>2</sup>
1.1	Южные борта Кулан-Игайской, Тамрадской впадин и зона их сочленения	более 40	1060
1.2	Центральная часть Осевого прогиба		30
2.1	Зона сочленения Кулан-Игайской впадины, юго-восточного борта Нюрольской мегавпадины и примыкающей территории Чузикско-Чижапской мезоседловины		3500
2.2	Юго-восточная часть Фестивального вала и северный борт Нюрольской мегавпадины		430
2.3	Южный склон Средневасюганского мегавала и зона его сочленения с северным бортом Нюрольской мегавпадины		270
2.4	Юго-западная часть Нюрольской мегавпадины	040	230
2.5	Северный склон Северо-Межовской мегамоноклинали		180
2.6	Северный борт Тамянского прогиба		190
2.7	Южный врез Нюрольской мегавпадины		80
2.8	Юго-западный склон Средневасюганского мегавала		70
2.9	Юго-западный борт Кулан-Игайской впадины		60

Наибольший интерес относительно перспектив нефтегазоносности представляет зона 1, разделенная на два участка. Участок 1.1 охватывает южные борта Кулан-Игайской, Тамрадской впадин и зону их сочленения. На данном участке совпали высокая плотность аккумулированной тогурской нефти и «улучшенные» ФЕС пласта М. В пределах этого участка открыто газонефтяное Среднеглуховское месторождение (рисунок 4.6, таблица 4.5), что подтверждает высокую перспективность участка. Локальный *участок 1.2* приурочен к центральной части Осевого прогиба. О прямых признаках нефтенасыщенности этих земель сведений пока не имеется.



Рисунок 4.6 – Схема районирования и ранжирования участков по степени перспективности для поисков залежей УВ в отложениях коры выветривания Нюрольской мегавпадины [135]: *1* – перспективная зона (участок), номер ранжирования (интенсивность закраски пропорциональна степени перспективности); (*2* – *4*) – результат испытания в скважине: 2 – приток УВ; 3 – приток воды; 4 – притока не получено. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 4.1

138

Таблица 4.5 – Сопоставление результатов прогнозного районирования резервуара коры выветривания и данных по испытанию отложений зоны контакта в глубоких скважинах Нюрольской мегавпадины

Перспективная зона,	Прогнозная плотность	Mectopowneuue (uovep us		Резули	ьтаты испытания
участок (на рисунке 4.6)	аккумуляции, усл.ед./качество коллектора	рисунке 4.1)	(индекс на рисунке 4.6)	Пласт (объект)	Тип флюида
1	2	3	4	5	6
1.1	Более 40/ Улучшенные ФЕС	Среднеглуховское (3)	-	НГГЗК, М РZ, M <sub>1</sub>	Нефть/газ Нефть
		Тамбаевское (4)	-	НГГЗК, М	Нефть/газ
		Урманское (6)	-	НГГЗК, М PZ, M <sub>1-10</sub>	Нефть/газ/конденсат
		Южно-Урманское (8)	-	НГГЗК, М PZ, M <sub>1-10</sub>	Нефть/газ/конденсат
2.1	040/ Улучшенные ФЕС	Арчинское (7)	-	НГГЗК, М РZ, M <sub>1-10</sub>	Нефть/газ/конденсат
		Южно-Тамбаевское (5)	-	НГГЗК, М РZ, M <sub>1-10</sub>	Нефть Нефть/газ
		-	Нижнетабаганская 10, (Нтб10)	М	Вода /пленка нефти
		-	Нижнетабаганская 13, (Нтб13)	М	Вода /пленка нефти
		-	Нижнетабаганская 9, (Нтб9)	M+PZ	Вода
		-	Северо-Табаганская 51, (СТб51)	M+PZ	Газоконденсат
2.2		Фестивальное (2)	-	НГГЗК, М	Нефть/газ
2.2		-	Северо-Фестивальная 1 (СФ1)	М	Нефть
2.9		-	Поньжевая 300 (По300)	М	Нефть
Неперспективные площади (по прогнозу) в пределах распространения тогурской свиты	110/ Неудовлетворительные ФЕС		Северо-Айсазская 1, (С-1)	НГГЗК, М	Фильтрат /нефть

1	2	3	4	5	6
ади іми		Речное	-	НГГЗК, М	Конденсат/газ
лощ дела Ия Ън	-	-	Шингинская 297, (Ши297)	tm+M+PZ	Сухо
аперспективные пл о прогнозу) за пре распространен тогурской свит		-	Лосинская 1, (Ло1)	M+PZ	Вода
		-	Мыльджинская 54 пар, (Мы54п)	M+PZ	Вода
		-	Пуглалымская 86, (Пу86)	tm + M + PZ	Вода
		-	Смоляная 4, (См4)	IO14+M+Pz	Сухо
		-	Фестивальная 253 (Фе253)	М	Вода
H <sup>I</sup>		-	Фестивальная 253 (Фе253)	М	Фильтрат/ газ

Примечание. Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (фондовые материалы Томского филиала ФБУ Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу») Локальный *участок 2.4* расположен в юго-западной части Нюрольской мегавпадины, по ранжированию идет на четвертом месте. *Участки 2.5* и *2.6* расположены на северном склоне Северо-Межовской мегамоноклинали и северном борту Тамянского прогиба, соответственно. *Участки 2.7* и *2.8* приурочены к южному врезу Нюрольской мегавпадины и юго-западному склону Средневасюганского мегавала, соответственно. На локальных *участках 2.4 – 2.8* сведений о прямых признаках нефтенасыщения коры выветривания к настоящему времени не имеется.

На локальном *участке 2.9*, расположенном на юго-западном борту Кулан-Игайской впадины и примыкающей территории Нюрольской мегавпадины, при испытании коры выветривания в скважине Поньжевая 300 (рисунок 4.6, индекс скважины По300, таблица 4.5) получен непромышленный приток нефти.

На Северо-Айсазской структуре (рисунок 4.6, индекс скважины СА1, таблица 4.5) получены прямые признаки нефтеносности, однако из-за плохого качества коллектора при испытании получен незначительный приток, что вполне подтверждает нахождение этой структуры в неперспективной зоне.

Необходимо отметить, что в скважинах, расположенных за пределами распространения тогурской свиты, получены или притоки пластовой воды, или «сухо». Лишь в скважине Фестивальная 255 (рисунок 4.6, индекс скважины Фе255, таблица 4.5) при испытании интервала коры выветривания получен разгазированный фильтрат бурового раствора.

Диссонансом к концепции «главного источника УВ» является Речное газоконденсатное месторождение (рисунок 4.6, таблица 4.5), расположенное за пределами распространения тогурской свиты. Можно предположить, что основным источником УВ здесь являются палеозойские доманиковые толщи, так как скважина пробурена в пределах распространения карбонатных среднедевонских отложений.

Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и выделение прогнозных перспективных участков резервуара коры выветривания (таблица 4.5) показывает согласованность, формализовано оцениваемую в 75 % [135, 157-160].

Таким образом, первоочередным районом для изучения, поисков и освоения резервуара коры выветривания в Нюрольской мегавпадине и структурах ее обрамления является участок 1.1 — южные борта Кулан-Игайской и Тамрадской впадин, а также зона их сочленения.

#### 4.3 Резервуар внутреннего палеозоя и его зональное нефтегеологическое

#### районирование

Во *внутреннем палеозойском резервуаре* коллекторы имеют различные ФЕС в зависимости от петрографических разновидностей, слагающих палеозойский разрез. По данным исследователей [45, 48, 83, 138, 154], палеозойские породы можно условно разделить на 3 группы (таблица 3.10).

В *первую группу* входят те петротипы пород фундамента, в которых с высокой вероятностью могут образовываться резервуары с лучшими фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов. Это могут быть карбонатные отложения, представленные известняками, доломитами, биогермными постройками среднего-позднего девона и раннего карбона, в которых открыта основная часть месторождений Чузикско-Чижапской мезоседловины, или пермь-каменноугольные эффузивные и интрузивные породы кислого состава в отложениях которых открыта нефтяная залежь на Среднеглуховском месторождении (рисунок 4.1).

Во *вторую группу* объединены метаморфические глинисто-кремнистые или глинистые породы с прослоями метапесчаников, метааргиллитов, а также кремнистые сланцы контактово-измененные вблизи интрузий. Примером таких отложений могут служить глинистые породы с прослоями карбонатизированных песчаников, вскрытые в скважине Тамратская 3 (рисунок 4.4, индекс скважины Т3; таблица 4.3)

Зоны распространения магматических пород основного состава, а также глинистых сланцев характеризуются неблагоприятными условиями для формирования вторичных коллекторов и относятся к *третьей группе*. Так в скважине Зимняя 1 (рисунок 4.4, индекс скважины 31; таблица 4.3) вскрыты средние эффузивы, или в скважине Черталинская 3 (рисунок 4.1, индекс скважины Че3, таблица 4.3) отложения представлены диабазами, перекрывающими толщу доломитизированных, кавернозных, трещиноватых известняков. Отложения третьей группы при выветривании могут образовывать плотные глинистые разности, являющиеся потенциально хорошими покрышками для внутренних залежей во внутреннем палеозое.

Выделение перспективных зон в палеозойском резервуаре основывается на учете комплекса факторов, а именно плотности дизъюнктивных нарушений, «предрасположенности» различных петротипов пород к образованию коллекторов (рисунок 4.4) и распределения комплексного параметра, характеризующего плотность аккумуляции тогурских нефтей в резервуаре коренного палеозоя. Данный параметр

учитывает зоны с различными по качеству ФЕС (рисунок 4.7). Выделение перспективных территорий выполняется по следующим граничным значениям комплексного параметра: зоны и участки, имеющие значение более 30 усл. ед., являются наиболее перспективными, от 30 до 20 усл. ед. – средние по перспективности и ниже 20 усл. ед. – менее перспективные. Вследствие этого были выделены три перспективные зоны и участки в них, которые в свою очередь проранжированы с учетом их площадей (рисунок 4.8, таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Районирование палеозойского резервуара Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумулированных тогурских нефтей (\* – ранжирование по степени перспективности)

Зона,* участок на рисунке 4.8	Тектоническая приуроченность	Комплексный параметр, усл. ед.	Площадь, км <sup>2</sup>
1.1	Южные борта Кулан-Игайской, западные борта Тамрадской		1580
	впадин и зона их сочленения с Фестивальным валом		
1.2	Восточный борт Нюрольской мегавпадины	более 30	1200
1.3	Южная часть Нюрольской мегавпадины	000100 50	300
1.4	Юго-западный борт Кулан-Игайской впадины		70
1.5	Юго-западный склон Средневасюганского мегавала		60
2.1	Зона сочленения Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и		2400
	центральной части Чузикско-Чижапской мезоседловины		
2.2	Зона сочленения юго-восточной части Осевого прогиба и	20 30	500
	северо-западной части Тамянского прогиба	20	
2.3	Северный склон Игольско-Талового поднятия с		170
	прилегающей зоной Кулан-Игайской впадины		
3.1	Южный склон Тамрадской впадины, юго-восточный борт		
	Нюрольской мегавпадины , Чузикско-Чижапская		2400
	мезоседловина и зона их сочленения	менее 20	
3.2	Юго-западный борт Нюрольской мегавпадины		1800
3.3	Западный склон Лавровского выступа		290

Наиболее перспективной определяется *зона* **1**. В этой зоне проранжированы пять участков. Высокая перспективность *участка* **1.1**, приуроченного к южному борту Кулан-Игайской впадины и зоне сочленения с Тамрадской мезовпадиной и северо-восточному склону Фестивального вала, подтверждается наличием нефтяного Среднеглуховского месторождения (рисунок 4.8, таблица 4.7) и получением прямых признаков нефтенасыщения в керне на Глуховской структуре (рисунок 4.8, индекс скважин Гл1, Гл3, таблица 4.7). Скважина Южно-Фестивальная 1 (рисунок 4.8, индекс скважины ЮФ1п, таблица 4.7), расположенная на границе участка, вскрыла непроницаемые породы, при испытании которых притока не получено.



Рисунок 4.7 – Схема распределения специализированных областей петротипам пород, плотности тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте Нюрольской мегавпадины [135]: области петротипов пород (1–3): 1 – с высокой вероятностью образующие «улучшенные коллекторы», 2 – с вероятностью образующие «хорошие» коллекторы, 3 – не образующие коллекторы; зоны коллекторов (4–6): 4 – с «лучшими» ФЕС, 5 – с «хорошими» ФЕС, 6 – с «удовлетворительными» ФЕС. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 4.1

Таблица 4.7 – Сопоставление результатов прогнозного районирования резервуара палеозойского фундамента и данных по испытанию отложений палеозоя в глубоких скважинах Нюрольской мегавпадины

	Прогнозная плотность аккумуляции, усл. ед/качество коллектора			Результаты испытания		вин
Перспективная зона, участок (рисунок 4.8)		Месторождение	Скважины, расположенные в районе (индекс на рисунке 4.8)	Пласт (объект)	Тип флюида	Нефтепроявлен
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Более 30 / Улучшенные ФЕС	Среднеглуховское	-	M <sub>1</sub>	Нефть	
		-	Глуховская 1, (Гл1)	PZ	Сухо	Запах
		-	Глуховская 3, (Гл3)	PZ	Фильтрат /газ	УВ в керне
1.2		-	Южно-Фестивальная 1, (ЮФ1п)	PZ	Сухо	
		-	Тамбаевская 2, (Там2)	PZ	Нефть	
		-	Тамбаевская 3, (Там3)	PZ	Вода /плёнка нефти	
		-	Северо-Тамбаевская 2, (СТам2)	PZ	Вода / фильтрат/газ	
		-	Квензерская 1, (Кв1)	PZ	Сухо	
		Южно-Тамбаевское	-	M <sub>1</sub>	Нефть /газ	
1.5			Южно-Пионерская 261 (ЮП261)	PZ	Сухо	
			Южно-Пионерская 263 (ЮП263)	PZ	Сухо	
	2030 / Хорошие и удовлетворительные ФЕС	Нижнетабаганское	-	M <sub>1-10</sub>	Нефть	
		Южно-Табаганское	-	M <sub>1-3</sub>	Нефть	
		Урманское	-	M1	Нефть/газ/конденсат	
2.1			Широтная 51, (Ш51)	PZ	Нефть /газ	
2.1			Кулгинская 140, (Ку140)	PZ	Сухо	
			Кулгинская 142, (Ку142)	PZ	Вода /газ	
			Майская 1, (Ма1)	PZ	Сухо	
Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7
3.1			Восточно-Арчинская 50, (ВАр50)	PZ	Нефть /газ/конденсат	
			Северо-Табаганская 51, (СТб51)	PZ	Газ /конденсат	
	Менее 20 / Хорошие и удовлетворительные ФЕС		Нюльгинская 1, (Ню1)	PZ	Сухо	
			Чагвинская 3, (Ча3)	PZ	Сухо	
			Чагвинская 1, (Ча1)	PZ	Сухо	
		Арчинское	-	M <sub>1-10</sub>	Нефть /газ/конденсат	
		Южно-Урманское	-	M <sub>1</sub>	Нефть /газ/конденсат	
3.3			Западно-Еллейская 5, (ЗЕл5)	PZ	Вода	
	Менее 20 / Удовлетворительные ФЕС		Среднеюлжавская 10, (СрЮ10)	PZ	Нефть	
			Северо-Юлжавская 1, (СЮ1)	PZ	Газ /конденсат	
це Лах Я	0 / Неудовлетворительные ФЕС		Тальянская 1, (Т1)	PZ	Сухо	
ивни (по реде нени			Черталинская 3, (Чер3)	PZ	Сухо	
Неперспекти площади прогнозу) в п распростран тогурской с			Чворовая 3, (Чв3)	PZ	Вода	
			Смоляная 1, (См1)	PZ	Сухо	
			Смоляная 2, (См2)	PZ	Сухо	
Неперспективн ые площади (по прогнозу) за пределами распространен ия тогурской свиты			Еллей-Игайская 2, (ЕИ2)	PZ	Нефть /газ/вода	
			Еллей-Игайская, 1 (ЕИ1)	PZ	Сухо	
	-		Еллей-Игайская 4, (ЕИ4)	PZ	Сухо	
			Хылькинская 1, (Х1)	PZ	Нефть	
			Водораздельная 2, (Во2)	PZ	Сухо	

Продолжение	таблины	47
продолжение	таолицы	<b>H</b> ./

1	2	3	4	5	6	7
			Лосинская 1, (Ло1)	PZ	Сухо	
			Игольская 2, (Иг2)	PZ	Сухо	
			Западно-Крапивинская 223, (ЗК223)	PZ	Сухо	
			Поселковая 300, (По300)	PZ	Вода	
			Лонтынь-Яхская 59, (ЛЯ59)	PZ	Сухо	
			Лонтынь-Яхская 63, (ЛЯ63)	PZ	Сухо	
			Глухариная, 1, (Гл1)	PZ	Вода	
			Мыльджинская 54 параметрическая (Мы54п)	PZ	Сухо	
			Пуглалымская 86, (Пу86)	PZ	Вода	
			Речная 280, (Ре280)	M+PZ	Сухо	
			Южно-Мыльджинская 28, (ЮМ28)	PZ	Сухо	
			Верхнезаячья 81, (Вз81)	PZ	Сухо	
			Пешеходная 1 пар., (П-1п)	PZ	Сухо	
			Шингинская 297, (Ши297)	tm+M+P Z	Сухо	
			Западно-Лугинецкая 180, (ЗЛ180)	PZ	Газ / вода/конденсат	
			Западно-Лугинецкая 183, (ЗЛ183)	PZ	Вода	
			Сосновская 1, (Со1)	PZ	Сухо	

Примечание. Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»).



Рисунок 4.8 – Схема районирования и ранжирования участков по степени перспективности для поисков в отложениях палеозоя Нюрольской мегавпадины [135]: *1* – изолинии комплексного параметра, характеризующего плотность аккумуляции нефти, усл. ед.; перспективные зоны и участки, диапазон значений комплексного параметра в усл. ед. (2-4): 2 – более 30; 3 – от 20 до 30; 4 – менее 20; 5 – признаки углеводородов в керне. Остальные условные обозначения те же, что на рисунках 4.1 и 4.6

Ранжир *участка 1.2*, который протягивается вдоль восточного борта Нюрольской мегавпадины и охватывает примыкающие локальные участки Средневасюганского мегавала на севере и Чузикско-Чижапской мезоседловины на юге, подтверждается открытым газонефтяным Южно-Тамбаевским месторождением (рисунок 4.8, таблица 4.7)

147

и непромышленным притоком УВ на Тамбаевской площади (рисунок 4.8, индекс скважин Там2, Там3, таблица 4.7). На Северо-Тамбаевской структуре (рисунок 4.7, индекс скважины СТам2, таблица 4.7) получен приток воды с растворенным газом. В северной части участка в скважине Квензерская 1 (рисунок 4.8, индекс скважины Кв1, таблица 4.7) притока не получено. Такой результат диссонирует с положением скважины на землях с высокой перспективностью.

На локальном *участке 1.3*, расположенном в южной части Нюрольской мегавпадины и *участке 1.4*, тяготеющему к юго-западному борту Кулан-Игайской впадины, на настоящий момент прямых признаков нефтенасыщения не установлено.

Согласно исследованиям [24], фундамент на локальном *участке* 1.5, расположенном на юго-западном склоне Средневасюганского мегавала, сложен карбонатными породами и, в соответствии с градацией, отнесен к первой группе, в которой такие породы отличаются высокой вероятностью образования коллекторов с хорошими ФЕС. Однако по данным бурения скважин 261 и 263 на Южно-Пионерской площади (рисунок 4.8, индекс скважин ЮП261, Юп263, таблица 4.7) были вскрыты заглинизированные и мраморизованные известняки, при испытании которых притока не было получено.

В зоне 2 выделены три участка. Наибольшими перспективами обладает участок 2.1. Он объединяет земли в пределах сочленения Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и центральную часть Чузикско-Чижапской мезоседловины. Открытые промышленные залежи на Урманском, Нижнетабаганском и Южно-Табаганском месторождениях (рисунок 4.8, таблица 4.7) в палеозойских отложениях подтверждают надежность выделения данного перспективного участка. В скважинах Кулгинская 142 и Широтная 51 (рисунок 4.8, индекс скважин Ку142, Ш51, таблица 4.7) получены непромышленные притоки УВ. В скважине Майская 1 (рисунок 4.8, индекс скважины Ма1, таблица 4.7), расположенной на Лавровском выступе, при испытании притока не получено. Необходимо отметить, что скважина пробурена на участке, который отнесен к зоне с коллекторами с «удовлетворительными» ФЕС. Здесь практически нет разрывных нарушений. На участке 2.2, приуроченном к зоне сочленения юго-восточной части Осевого прогиба и северо-западной части Тамянского прогиба, и на участке 2.3, расположенном на северном склоне Игольско-Талового поднятия с прилегающей зоной Кулан-Игайской впадины, подтверждения нефтегазоносности на настоящий момент не имеется.

*Зона 3* также разбита на три участка. *Участок 3.1* характеризуется неравнозначными площадями по нефтегазонасыщенности палеозойских отложений. В

южной части, тяготеющей к Чузикско-Чижапской мезоседловине, открыты Арчинское и Южно-Урманское месторождения (рисунок 4.8, таблица 4.7), получены прямые признаки в скважинах Восточно-Арчинской 50 (рисунок 4.8, таблица 4.7) и Северо-Табаганской 51 (рисунок 4.8, таблица 4.7). Северная часть, расположенная на восточном склоне Лавровского выступа и южном борту Нюрольской мегавпадины, по-видимому, сложена породами с невысокими коллекторскими свойствами, поскольку в скважинах на Чагвинских 1, 3 и Нюльгинской 1 (рисунок 4.8, индекс скважин Ча1, Ча3, Ню1, таблица 4.7) площадях притока при испытании получено не было.

Ранг для участка 3.2, расположенного на юго-западном борту Нюрольской мегавпадины, определен с учетом его значительной площади, однако подтверждения/неподтверждения нефтегазонасыщенности палеозойских отложений на этом участке на настоящее время не имеется.

На участке 3.3, локально тяготеющему в тектоническом отношении к западному склону Лавровского выступа, прямые признаки нефтенасыщенности палеозойских отложений отмечены на Среднеюлжавской (рисунок 4.8, индекс скважины СрЮ10, таблица 4.7) и Северо-Юлжавской (рисунок 4.8, индекс скважины СЮ1, таблица 4.7) структурах, где при испытании получены притоки нефти и газоконденсата. Наряду с этим при испытании скважины Западно-Еллейская 5 (рисунок 4.8, индекс скважины ЗЕл5, таблица 4.7) получен приток пластовой воды. В пределах распространения тогурских отложений, на прогнозируемых бесперспективных землях, при испытании интервалов палеозоя в скважинах или были получены притоки воды, или приток отсутствовал вообще. Такой результат подтверждает состоятельность критериев районирования.

За пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты на Западно-Лугинецкой, Еллей-Игайской, Хылькинской площадях (рисунок 4.8, индекс скважин ЗЛ180, ЕИ2, Х1, таблица 4.7) получены притоки углеводородов. Коллектор в резервуаре палеозоя на данных площадях сложен карбонатными девон-каменноугольными отложениями, а значит, можно предположить наличие доманикового источника УВ. Это согласуется с работами [45, 48], где на Еллей-Игайской площади в качестве нефтематеринской выдвигается кыштовская свита (также D<sub>1</sub><sup>1</sup>), входящая в состав рифогенного комплекса пород.

Следует отметить, что в 19 скважинах, расположенных за пределами распространения тогурской свиты, получены притоки воды без признаков углеводородов или «сухо», что вполне согласуется с результатами районирования.

Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных участков резервуара палеозойского фундамента (таблица 4.7) показывает определенную согласованность порядка 70 % [135, 161-163].

Таким образом, первоочередным районом для поисков, изучения и освоения резервуара палеозойского фундамента Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления прогнозируются земли южного борта Кулан-Игайской впадины, зона ее сочленения с Тамрадской впадиной и северо-восточный склон Фестивального вала.

# 4.4 Корреляция распределения плотности теплового потока, петротипов пород, плотности разрывных нарушений

Фундаментальным геофизическим параметром естественного теплового поля Земли является глубинный тепловой поток. Тепловой режим земной коры влияет на процессы генерации углеводородов, его распределение и используется при тектоническом районировании, интерпретации результатов региональных геофизических работ [61].

Геологические системы управляются одновременно многими факторами различной физической природы и не поддаются строгому количественному описанию [164]. В настоящее время проводится множество работ, в которых рассматриваются перспективы статистического подхода к обработке и интерпретации геолого-геофизической информации. Например, применение кластерного анализа – метода К-средних для структурно-тектонического районирования [165], зависимость теплопроводности от различных петрофизических параметров [166]. Значение плотности глубинного теплового потока – это величина, на которую с различной степенью вероятности влияет множество геологических процессов и параметров, отраженных в работах исследователей [9, 14, 59-63, 121, 148], таких как глубина залегания фундамента, возраст консолидации фундамента, вещественный состав пород фундамента, процессы рифтогенеза, глубинные разломы, бассейны нагрузки и растяжения. М. Д. Хуторским [167], при анализе причин изменчивости плотности глубинного теплового потока, указана необходимость использовать вероятностно-статистические методы.

Отсутствие корреляции распределения плотности теплового потока и расположения Колтогорско-Уренгойского *палеорифта* было установлено ранее в работе [66] и было подтверждено в процессе подготовки диссертации [96, 146] (отражено в главе 3.2). Территория исследования соответствует времени формирования герцинской

складчатости или переработанной герцинским тектогенезом байкальской складчатости (рисунок 1.4) [11], поэтому исследований в связи с возрастом консолидации здесь проводить не требуется.

Далее связь локальных аномалий теплового потока с тектоно-геофизическими факторами будет рассмотрена на территории Нюрольской мегавпадины. Распределение данного параметра получено путем интерполяции рассчитанных значений по 39-и представительным скважинам [64].

В работе используется программный пакет Statistica [168]. Распределение изучаемого параметра на территории исследования имеет довольно небольшой разброс от 42 до 55 мВт/м<sup>2</sup> при среднем значении  $49\pm3$  мВт/м<sup>2</sup>, что несколько ниже среднего значения 54 мВт/м<sup>2</sup> по Западно-Сибирской плите в герцинидах, но близко к среднему 50 мВт/м<sup>2</sup> по Сибири в целом.

# 4.4.1 Исходные данные

Исходные данные для исследования характеризуют площадное распространение геолого-геофизических параметров (рисунок 4.9). В качестве исходных данных взята карта распределения плотности теплового потока на территории Нюрольской мегавпадины, построенная по 39-и представительным скважинам (рисунок 1.19). Скважины, использованные для интерполяции, расположены в разных ячейках [169]. Литологический состав пород, выходящих на поверхность фундамента, определен на основании «Карты вещественного состава домезозойского основания» (рисунок 4.4) [135]. Положение дизъюнктивных нарушений откартировано с использованием работы Конторовича В. А. [16].

Для изучения территориальной неоднородности плотности теплового потока область исследования разделена на ячейки со стороной 10 км (рисунки 4.9). Полученная сетка с необходимой детальностью покрывает территорию исследования, учитывая формы геологических структур, что позволяет произвести оценку геологической неоднородности территории [169]. Каждой выделенной элементарной тектонической единице принадлежит значение плотности теплового потока, плотности дизъюнктивных нарушений, также ячейки охарактеризованы литологической составляющей.

#### 4.4.2 Применяемые методики статистического анализа

Изучение изменчивости плотности теплового потока, влияние литологического строения фундамента, основывается на дисперсионном однофакторном анализе. Выбран именно этот метод, так как он даже на небольших выборках дает статистически значимые результаты, также позволяет обнаружить эффекты взаимодействия между факторами и, поэтому, позволяет проверять сложные гипотезы. Дисперсионный анализ позволяет проверить статистически значимые различия между средними нескольких групп, следовательно, наличие влияния выбранного фактора. Если рассматриваемая выборка распределяется по нормальному закону, то используются параметрические критерии множественных сравнений: Стьюдента для множественных сравнений, Ньюмана-Кейлса, Тьюки, Шеффе, Даннета, в противном случае используются непараметрические критерии: Краскела-Уоллиса и медианный тест [169]. Проверка соответствия распределения нормальному закону, а также критериев множественного сравнения осуществляется в системе Statistica по степени значимости отличия сравниваемых законов распределения или параметров распределения и качественно определяется по уровню значимости [169]: не значимые ( $p \ge 0.100$ ), слабо значимые ( $0.100 > p \ge 0.050$ ), статистически значимые  $(0,050 > p \ge 0,010)$ , сильно значимые  $(0,010 > p \ge 0,001)$ , высоко значимые (0,001 > p).

Влияние же таких параметров как плотность дизъюнктивных нарушений и петрофизических характеристик пород фундамента основывается на *корреляционнорегрессионном анализе*. Корреляционный анализ позволяет выявить наличие и значимость линейной зависимости между переменными, не разделяя переменные на независимые и зависимые. Здесь важной характеристикой является коэффициент корреляции, указывающий на тесноту связи между рассматриваемыми параметрами. Для выборок с нормальным распределением используется коэффициенты парной корреляции Пирсона. В случае, если распределение заметно отличается от нормального, то применяется коэффициент корреляции Спирмена. Значимые, то есть отличные от нуля на заданном уровне значимости, коэффициенты парной корреляции должны быть больше критического коэффициента корреляции. Данный коэффициент определяется по уровню значимости и объему выборки.

Регрессионный анализ своей целью ставит выражение в виде аналитической формулы изучаемой зависимости с выделением зависимых и независимых переменных, а также влияние последних на изучаемый параметр [169].



Рисунок 4.9 – Карты площадного распределения исходных данных с нанесенной сеткой «съема» дискретных данных через 10 км: теплового

потока (А); литологии (Б); тектонических нарушений (В)

#### 4.4.3 Влияние литологического фактора

Проведем оценку значимости влияния литологии на значение плотности теплового потока. На территории исследования магматические породы фундамента представлены андезито-базальтами, липаритам, гранитами, осадочные породы – карбонатами и терригенными, а метаморфические породы – глинисто-кремнистыми, глинистыми сланцами и серпентинитами. Таким образом, петротипы пород разделены по фактору «группы пород».

Для проведения параметрического дисперсионного анализа по фактору «группы пород» необходимо проверить предположение о нормальном распределении сравниваемых групп и об однородности дисперсий в группах (рисунок 4.10). Согласно критерию Левена данное предположение верно, наблюдаются не значимые отличия сравниваемых законов распределения, так как полученный уровень значимости *p* равен 0,11 и он более 0.1, следовательно, результаты параметрического дисперсионного анализа признаются и будут являться корректными.



Рисунок 4.10 – Гистограммы распределения плотности теплового потока по фактору «группы пород»

Согласно проведенному дисперсионному анализу фактор «группы пород» по совокупности всех переменных статистически значим (0,005< p = 0,01805 < 0,05), соответственно имеет влияние на значение теплового потока. Используя далее методы множественных сравнений, было выявлено, что участки выхода на поверхность метаморфических пород отмечаются более высокой плотностью теплового потока. Его значение составляет в среднем 50 мВт/м<sup>2</sup>. При этом над зонами распространения магматических и осадочных горных пород, значения изучаемого параметра практически совпадают и составляют 48,7 и 48,6 мВт/м<sup>2</sup>, соответственно, и близки к среднему значению на территории Нюрольской мегавпадины 49 мВт/м<sup>2</sup> (рисунок 4.11). Полученный результат в целом согласуется с работой [14], где отмечается более слабый тепловой поток в карбонатных породах фундамента в сравнении со значением в интрузивных и метаморфических горных породах.



Рисунок 4.11 – График средних значений плотности теплового потока по группам пород. Группы пород: *1* – магматические, *2* – осадочные, *3* – метаморфические

Рассмотрим более подробно вопрос о влиянии литологического состава фундамента на плотность теплового потока. Для этого разделим рассматриваемые группы пород на петротипы. Магматические породы представлены андезито-базальтами, липаритами, гранитами, осадочные породы – карбонатами, терригенными породами, метаморфические породы – глинисто-кремнистыми и глинистыми сланцами, серпентинитами. Согласно критерию Левена сравниваемые выборки по петротипам пород не распределяются по нормальному закону, наблюдаются значимые отличия сравниваемых законов распределения (0,001 > p = 0,000048), следовательно, необходимо использовать непараметрический аналог однофакторного дисперсионного анализа.

На основании полученных результатов по тесту Краскела-Уоллиса и медианному тесту можно сделать вывод о неоднородности распределения теплового потока в зависимости от рассматриваемого фактора (0,001 > p =0,0000), что свидетельствует о влиянии литологического состава пород на распределение плотности теплового потока. Если рассматривать более подробно влияние каждого отдельного петротипа на изучаемый параметр, то однозначно выделить значимое влияние, отличающегося от других, затруднительно. Но можно отметить, что внутри группы осадочных пород петротипы, имеют сильно значимые различия по результатам используемых тестов (p=0,001358). Таким образом, не смотря на достаточно близкие значения плотности теплового потока в карбонатных и терригенных породах 47,9 мВт/м<sup>2</sup> и 48,8 мВт/м<sup>2</sup>, соответственно, все же они дают различный вклад в итоговое значение изучаемого параметра (таблица 4.8, рисунок 4.12).

Таблица 4.8 – Среднее значение плотности теплового потока по петротипам пород фундамента

Петротины	Липариты	Андезито- базальты	Граниты	Серпентиниты	Глинистые сланцы	Глинисто- кремнистые сланцы	Карбонаты	Терригенные породы
q, мВт/м2	49,0	48,6	47,1	51,3	52,1	50,6	47,9	48,8

Вулканические породы триасового возраста (андезито-базальты) не оказывают заметного влияния на тепловой поток недр, что согласуется с работой [148]. Над выходами измененных ультраосновных пород (серпентинитов) наблюдается повышенное значение теплового потока 51,3 мВт/м<sup>2</sup>. Данный факт в работе [148] объясняется тем, что выходы ультраосновных пород трассируют глубинные разломы, которые могут обеспечивать подток тепла. А вот предполагаемого увеличения аномалий теплового поля над интрузиями гранитоидного состава по всей территории исследования (таблица 4.8), как отмечается в работах [60, 148], не наблюдается, это связано с малыми по площади выходами данных образований, следовательно, маленькой выборкой для проводимого исследования. Так в северной части территории именно над гранитной интрузией

картируется повышение значения теплового потока более 55 мВт/м<sup>2</sup>, а над интрузией на юго-западе значение составляет менее 47,5 мВт/м<sup>2</sup> (рисунок 4.12), что сопряжено с методикой интерполяции карты и отсутствием скважин, вскрываемых данное образование на территории исследования, а следовательно, нет рассчитанного значения плотности теплового потока.



Рисунок 4.12 – График средних значений плотности теплового потока по фактору «петротипы»

## 4.4.4 Влияние плотности дизъюнктивных нарушений

Влияние плотности дизъюнктивных нарушений на значение плотности теплового потока возможно оценить на основе корреляционно-регрессионного анализа. Наличие зависимости определялось по коэффициенту парной корреляции Спирмена, в связи с отличным от нормального распределения теплового потока. В результате корреляционно-регрессионного анализа, получен значимый ( $p = 0,54 \ge 0,100$ ) коэффициент корреляции Спирмена r = 0,03, следовательно, между рассматриваемыми параметрами однозначной корреляции нет (рисунок 4.13). Из чего можно заключить, что расположение температурных аномалий может не соответствовать месту заложения дизъюнктивных нарушений в фундаменте. Дополнительно важно принять во внимание, что не все разломы

и даже их части являются флюидопроводящими и, как следствие, не оказывают влияние на тепловой поток [14, 60, 61, 148].



Рисунок 4.13 – Кросс-плот плотности теплового потока и дизъюнктивных нарушений

Согласно проведенному анализу, была установлена приуроченность повышенного значения плотности теплового потока, начиная с юрского времени, к зонам распространения метаморфических пород фундамента. В пределах распространения осадочных и магматических горных пород значения плотности теплового потока оказались намного ниже. Выходы измененных ультраосновных пород (серпентинитов) тяготеют к зонам повышенного теплового потока. Вулканические породы триасового возраста (андезито-базальты) не оказывают заметного влияния на тепловой поток недр [170].

Влияние же дизъюнктивной тектоники на плотность теплового потока, начиная с юрского времени, неоднозначно, скорее отсутствует, и требует проведения дополнительного изучения процессов флюидодинамики в разломах и достоверности их выделения. 4.5 Сводная характеристика прогноза нефтегазоносности доюрского комплекса

Прогноз нефтегазоносности доюрского НГК Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления осуществлялся по резервуарам НГГЗК и внутреннего палеозоя, опираясь на термическую историю тогурской свиты, оценку плотности генерации тогурской нефти, объемную характеристику и потенциальные фильтрационно-емкостные свойства пород. Таким образом, получены следующие результаты районирования [135, 157-163].

1. Перспективные территории в отношении нефтегазоносности резервуара коры выветривания разделены на 2 зоны и участки в них. Зона 1 представлена двумя участками, в зоне 2 выделено девять разрозненных участков. Первоочередным для поисков, изучения и освоения резервуара коры выветривания Нюрольской мегавпадины являются южные борта Кулан-Игайской и Тамрадской впадин, а также зона их сочленения в пределах Центральнонюрольской мезовпадины (1100 км<sup>2</sup>). Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и выделение прогнозных перспективных участков резервуара коры выветривания показывает согласованность, формализовано оцениваемую в 75 %

2. По степени перспективности резервуара внутреннего палеозоя выделено три зоны. Зона 1 характеризуется пятью участками, а зоны 2 и 3 дифференцируются на три участка. Первоочередными по ранжированию для освоения резервуара внутреннего палеозоя выделены земли южного борта Кулан-Игайской впадины, зона ее сочленения с Тамрадской впадиной и северо-восточный склон Фестивального вала (порядка 1500 км<sup>2</sup>). Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных участков резервуара палеозойского фундамента показывает определенную согласованность порядка 70 %.

При исследовании влияния тектоно-геофизических факторов на значение плотности теплового потока, оказывающего влияние на плотность генерации тогурской нефти, на основе вероятностно-статистических методов получены следующие результаты [170].

1. Установлена значимая зависимость повышенного значения плотности теплового потока с зоной распространения метаморфических пород. В пределах распространения осадочных и магматических горных пород значения плотности теплового потока оказались намного ниже. Выходы измененных ультраосновных пород (серпентинитов), тяготеют к зонам повышенного теплового потока. Вулканические породы триасового возраста (андезито-базальты) не оказывают заметного влияния на тепловой поток недр.

Влияние исследуемый 2. дизъюнктивной тектоники на параметр характеризуется отсутствием значимой корреляции требует проведения И дополнительного изучения процессов флюидодинамики в разломах и достоверности их выделения.

# Приведенные выше выводы обосновывают 3-е защищаемое положение:

С учетом геотермии материнской свиты, оценки плотности генерации тогурской нефти, объемной характеристики и потенциальных фильтрационноемкостных свойств отложений коры выветривания и палеозоя выполнено зональное нефтегеологическое районирование пластов М и М1 Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Первоочередными районами для поисков залежей в нефтегазоносном горизонте зоны контакта являются южные земли Центральнонюрольской мезовпадины. Первоочередные районы для поисков залежей в отложениях внутреннего палеозоя выделяются на территории южного борта Кулан-Игайской впадины и зоны ее сочленения с Тамрадской впадиной. Установлена корреляция распределения плотности теплового потока и литологии фундамента, отсутствие значительной корреляции теплового потока и плотности разрывных нарушений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для выполнения поставленной цели диссертационной работы – определить первоочередные районы поисков на доюрский нефтегазоносный комплекс в пределах промысловых районов Томской области – Колтогорском прогибе и Нюрольской мегавпадине были решены следующие поставленные задачи.

Сбор, систематизация и проведение анализа результатов геолого-геофизической изученности нефтегазоносности Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины выявили в разрезах нижнеюрскую тогурскую нефтематеринскую свиту с высоким генерационным потенциалом и наличие резервуаров в доюрском фундаменте, подтвержденные открытыми месторождениями и многочисленными прямыми признаками нефтенасыщения этих толщ.

Выполнено картирование и проведен анализ толщин и распространения пермотриасовой коры выветривания. Установлено, что в Нюрольской мегавпадине эти отложения покрывают практически всю территорию исследования. В зоне сочленения впадин и Фестивального вала, а также на землях Кулан-Игайской и Тамрадской сочленения Осевого, Тамянского прогибов и Игольско-Талового куполовидного поднятия достигаются максимальные значения толщин (более 150 м). Выклинивание отложений коры выветривания приурочено к зонам сочленения Нюрольской мегавпадины со структурами ее обрамления, а в северной части тяготеет к наиболее приподнятым участкам поверхности отражающего горизонта Ф<sub>2</sub>. В пределах Колтогорского мезопрогиба отложения выклиниваются не только на локальных участках, но и на достаточно большой территории, ориентированной в северо-восточном направлении в центральной части Колтогорского мезопрогиба, Усть-Тымской мегавпадины, а также в зоне их сочленения. В основном выклинивание отложений приурочено к наиболее приподнятым участкам поверхности фундамента. Наибольшие значения толщин достигаются в восточной части территории исследования: на Чкаловской структуре (до 212 м) и на Трассовой (161 м). Больших значений достигает кора выветривания и в южной части Черемшанской мезоседловины – 167 м в скважине Северо-Пионерская 1.

Анализ петротипов доюрских пород показал, что существуют предпосылки к образованию коллекторов как в коре выветривания, так и во внутреннем палеозое в пределах Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины. Установлено, что коллекторы с хорошими ФЕС в резервуарах коры выветривания образуются по карбонатным, терригенно-карбонатным, глинисто-кремнистым и магматическим породам

кислого состава. Полученные притоки при испытании этого стратиграфического уровня наглядно подтверждают этот факт. Исходными петротипами пород для образования коллекторов с хорошими ФЕС в резервуарах внутреннего палеозоя являются карбонатные отложения, представленные известняками, доломитами, биогермными постройками среднего-позднего девона и раннего карбона, в которых открыта основная часть месторождений Чузикско-Чижапской мезоседловины, или пермь-каменноугольные эффузивные и интрузивные породы кислого состава.

Компьютерное моделирование глубинного теплового потока позволило установить корреляцию с тектоническим строением Колтогорского и Нюрольского участков в южном сегменте Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, а моделирование термической истории материнских тогурских отложений – закартировать динамику развития катагенетических условий в пределах развития тогурских отложений за весь период формирования осадочного разреза.

В результате интегрированного анализа объемных и качественных характеристик потенциальных коллекторов доюрских отложений проведено районирование резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины по плотности аккумуляции тогурской нефти. В результате предложены первоочередные перспективные участки для изучения, поисков и освоения доюрского НГК. Проведено сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и выделенных прогнозных перспективных участков.

Проведен *анализ причин изменчивости плотности глубинного теплового потока* от факторов различной физической природы с использованием вероятностно-статистических методов.

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

1. Глубинный тепловой поток для территория Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления характеризуется средним значением 53 мВт/м<sup>2</sup>. Максимальные значения установлены в пределах Александровского свода (до 70 мВт/м<sup>2</sup>). Пониженные значения порядка 40 мВт/м<sup>2</sup> отмечаются в районе Средневасюганского мегавала. Полученное распределение плотности теплового потока *не находит значимой корреляции с расположением южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта*.

2. Катагенетические условия главной фазы нефтеобразования наступают в альб-сеномане и сохраняются в тогурской свите практически на всей территории исследования до настоящего времени.

3. Интегральный показатель, учитывающий динамику геотемператур материнских отложений, время нахождения материнской свиты в ГЗН и геотемпературы ГЗН, позволил провести экспресс-оценку плотности генерации нефти. Наиболее высокими значениями показателя характеризуются земли зоны сочленения центральной части Колтогорского мезопрогиба и северной части Средневасюганского мегавала, а также восточной части Черемшанской мезоседловины.

4. Сравнение результатов палеотемпературного моделирования, проведенного на землях Колтогорского мезопрогиба, с *экспериментальными определениями* плотности теплового потока А.Д. Дучковым (порядка 60 мВт/м<sup>2</sup>), показало надежность полученных расчетных значений плотности теплового потока.

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

1. Комплексный параметр, учитывающий плотность аккумуляции тогурской нефти, вычисленной по плотности генерации нефти и распределению аккумулирующих объемов резервуара коры выветривания, позволил провести зональное нефтегеологическое районирование для пласта М.

2. Наиболее приоритетными в отношении нефтегазоносности резервуара коры выветривания являются северо-восточные земли Черемшанской мезоседловины, участки ее сочленение с южным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Средневасюганского мегавала. Согласованность выделенных перспективных зон резервуара коры выветривания и признаков нефтенасыщения составляет порядка 75 %.

3. Районирование палеозойского резервуара, основанного на учете плотности дизъюнктивных нарушений, «предрасположенности» различных петротипов пород к образованию коллекторов и плотности генерации тогурской нефти позволили выделить земли северо-восточной части Черемшанской мезоседловины, земли ее сочленения с западным склоном Средневасюганского мегавала и южным бортом Колтогорского мезопрогиба, наиболее перспективный участок освоения как для резервуара палеозойского фундамента. Сопоставление прямых признаков нефтенасыщения в глубоких скважинах и закартированных перспективных зон и участков резервуара палеозойского фундамента, можно сделать вывод об определенной связанности, согласованность составляет около 80 %.

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

1. Первоочередными для поисков, изучения и освоения резервуара коры выветривания являются южные борта Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и зона их

*сочленения*. Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и выделение прогнозных перспективных участков резервуара коры выветривания показывает согласованность, формализовано оцениваемую в 75 %.

2. Первоочередными для освоения резервуара внутреннего палеозоя выделены земли южного борта Кулан-Игайской впадины, зона ее сочленения с Тамрадской впадиной и северо-восточный склон Фестивального вала. Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных участков резервуара палеозойского фундамента показывает определенную согласованность порядка 70 %.

При исследовании *влияния тектоно-геофизических факторов* на значение плотности теплового потока на основе вероятностно-статистических методов получены следующие результаты.

1. Установлена значимая зависимость повышенного значения плотности теплового потока с зоной распространения метаморфических пород. В пределах распространения осадочных и магматических горных пород значения плотности теплового потока оказались намного ниже. Выходы измененных ультраосновных пород (серпентинитов), тяготеют к зонам повышенного теплового потока. Вулканические породы триасового возраста (андезито-базальты) не оказывают заметного влияния на тепловой поток недр.

2. Влияние дизъюнктивной тектоники на исследуемый параметр характеризуется отсутствием значимой корреляции И требует проведения дополнительного изучения процессов флюидодинамики в разломах и достоверности их выделения.

Выполненный прогноз, демонстрирующий возможности зонального прогнозирования трудноизвлекаемых запасов на основе палеотемпературного моделирования, показал свою эффективность и рекомендуется к применению на землях Томской области для расширения ресурсной базы.

# ЛИТЕРАТУРА

 Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности [Текст] / Под ред. Вышемирского В.С., Трофимука А.А.– Новосибирск: Наука Сиб.отделение, 1976. – 239 с.

Нестеров, И.И. Проблемы нефти и газа второй половины XX века:
 Избранные труды [Текст] / И.И. Нестеров; гл. ред. А. Э. Конторович; РАН СО, ИНГиГ им.
 А.А. Трофимука. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 608 с.

Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР [Текст] / Под ред. Н.Н. Ростовцева, А.А. Трофимука. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. – 202 с.

4. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности [Текст] / Ред. Н.Н. Ростовцев. – М.: Государственное научнотехническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1958. – 391 с.

5. Трофимук, А. А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири [Текст] / А. А Трофимук / Новосибирск: Издательство СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. – 369 с.

6. Вышемирский, В.С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности [Текст] / В.С. Вышемирский // Проблемы нефтегазоносности Сибири. – Новосибирск: Наука, 1971. – С. 133–139.

Иванов, И. А. Нефтегазоносность палеозоя Томской области [Текст] / И.А.
 Иванов, Г.П. Худорожков, Н.В. Коптяев // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. – Томск, 1975. – С. 46–62.

8. Brekhuntsov, A.M. <u>Distribution patterns of oil and gas accumulations in West</u> <u>Siberia</u> [Text] / A.M. Brekhuntsov, B.V. Monastyrev, and I.I. Nesterov (Jr.) // <u>Russian Geology</u> <u>and Geophysics</u>. – 2011. – V. 52. – № 8. – pp. 781–791.

 Западная Сибирь [Текст] // 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.

10. Ferrante, S. The basalt geometry in the west siberian basin from satellite gravity, magnetics and seismics [Электронный ресурс] / S. Ferrante, C. Braitenberg, J. Ebbing // EGM 2010 International Workshop Adding new value to Electromagnetic, Gravity and Magnetic Methods for Exploration Capri, Italy, April 11-14, 2010. URL:

<u>https://pdfs.semanticscholar.org/0700/7782c652681d71e39cc67c278c5d17a54fd1.pdf/</u> (Дата обращения 25.10.2019 г.)

11. Сурков, В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты [Текст] / В.С.Сурков, О.Г. Жеро / М.: Недра, 1981. – 143 с.

12. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты [Текст] / Под ред. В.С. Суркова / М.: Недра, 1986. – 149 с.

Конторович, А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири [Текст] / А.Э.
 Конторович, Н.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье / М.: Недра, 1975. – 680 с.

14. Предтеченская, Е.А. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты [Электронный ресурс] / Е.А. Предтеченская, А.С. Фомичев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 1.– http://www.ngtp.ru/rub/4/2\_2011.pdf (Дата обращения 20.09.2019 г.)

15. Конторович, В.А. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины [Текст] / В. А. Конторович, М. В. Соловьев, Л. М. Калинина, А.Ю. Калинин // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1075–1091.

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

17. Садыков, Р.М. Создание региональной геологической модели, методической и технологической базы по изучению и освоению трудноизвлекаемых запасов из отложений палеозоя Нюрольской структурно-фациальной зоны (Томская и Новосибирская области) [Текст] / Р.М. Садыков / М.: АО «Росгео», 2017. – Т. 1. – 250 с.

Нургалиев, Д.К. Оценка тектонической трещиноватости по данным разномасштабных геофизических исследований / Нургалиев Д.К., Нугманов И.И., Нугманова Е.В., Ячменёва Е.А., Каримов К.М. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 30–35.

19. Корчагин, О. А. Анализ геолого-геофизической обоснованности перспективного фонда ресурсной базы углеводородов Томской, Новосибирской и Омской областей, в том числе структур, выведенных из бурения [Текст] / О. А. Корчагин, В. В. Сапьяни / М.: АО «Росгео», 2018. – Т. 1. – 300 с.

20. Богуш, О. И. Палеозой юга Западно-Сибирской равнины [Текст] / О. И Богуш, В. С. Бочкарев, О. В. Юферев // Новосибирск: Наука, 1975. – 44 с.

21. Региональные и местные стратиграфические подразделения для крупномасштабного геологического картирования Сибири [Текст] / В. И. Краснов, С. А. Степанов, Л.С. Ратанов // Местные стратиграфические подразделения в среднем палеозое Западной Сибири для целей геологоразведочных работ / Научные труды СНИИГГиМС / - Новосибирск, 1986. – С. 58–65.

22. Открытие ордовикской системы в Нюрольской структурно-фациальной зоне (Среднее Приобье) / Г. Д. Исаев, В.И. Краснов, Л.М. Аксенова и др. // Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири / Научные труды СНИИГГиМС / – Новосибирск, 1990. – 119 с.

Елкин, Е. А. Открытие тремадока (нижний ордовик) в центральной части
 Западной Сибири [Текст] / Е. А. Елкин, Р.Т. Грацианова, Н.Г. Изох, Н. П. Кирда, Т.А. Москаленко, В.Н. Нестеров, Л.Е. Попов, А.Ю. Язиков // Доклады РАН, Геология, 1994. – Т. 334. – № 6. – С. 728-730.

24. Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья Томской области, с уточнением ресурсов по лицензионным участкам [Текст]: отчет о НИР в 2-х томах / ИНГГ СО РАН; науч. рук. Конторович А.Э.; исполн.: Бурштейн Л.М. [и др.]. – Новосибирск, Томск:, 2001. – 264 с. – 1 т.

Исаев, Г.Д. Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя
 Западной Сибири [Текст]. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2007. – 248
 с.

26. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины [Текст] / под ред. В. И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1999. – 80 с.

27. Елкин, Е. А. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири [Текст] / Е. А. Елкин, В. И. Краснов, Н.К. Бахарев, Е.В. Белова, В. Н. Дубатолов, Н. Г. Изох, А. Г. Клец, А. Э. Конторович, Л. Г. Перегоедов, Н.В. Сенников, И.Г. Тимохина, В. Г. Хромых. – Новосибирск: СО РАН, филиал "ГЕО", 2001. – 163 с.

28. Региональная стратиграфическая схема палеозойских образований нефтегазоносных районов Западно-Сибирской равнины [Текст] / В.И. Краснов, Г. Д. Исаев. В.Ф. Асташнина и др. // Стратиграфия и палеогеография фанерозоя Сибири: сборник научных трудов. Новосибирск, 1993. – С. 47–78.

29. Краснов, В.И. Региональная стратиграфическая схема девонских образований Западно-Сибирской нефтегазовой провинции [Текст] / В.И. Краснов, Н.П. Кульков, Л. Г. Перегоедов, Л. С. Ратанов, В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, Н. К. Бахарев. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2012. – 43 с.

30. Исаев, Г.Д. Региональные стратиграфические подразделения палеозоя
 Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов) [Текст]
 // Вестник Томского государственного университета. – 2012. – № 355. – С. 161–168.

31. Краснов, В.И. Новые данные по литостратиграфии палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты [Текст] / В.И. Краснов, Г.Д. Исаев, В.И. Саев // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. – С. 9–13.

Саев, В. И. Стратиграфия пермских отложений Томской области [Текст] /
 В.И. Саев, Г. М. Татьянин // Вопросы геологии Сибири. Вып. 1. – Томск: Изд-во ТГУ,
 1992. – С.13–20.

33. Валиева, Ф.Л. Микрофитофоссилии отложений венда-нижнего кембрия юговостока Горного Алтая [Текст] / Ф.Л. Валиева, Я.М. Гутак // Новые данные о геологии полезных ископаемых западной части Алтае-Саянской области. Новокузнецк: Новокузнецкий полиграфкомбинат, 1995. – С. 52–54.

34. Мельник, И.А. Повышение ценности информации при интерпретации стандартных материалов геофизических исследований скважин [Текст] / И. А. Мельник,
И. В. Шарф // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 11–21.

35. Краснов, В. И. Опорный разрез силурийско-девонских отложений (майзасская скв. 1) [Текст] / В. И. Краснов, С. А. Степанов, З. Я. Сердюк, В. А. Гавриков, Г. Д. Исаев, Л. Г. Перегоедов // Силур и девон юго-востока ЗападноСибирской плиты. – М.: Наука, 1990. – С. 3–78.

36. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

37. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде [Текст] / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика, – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

Костырева, Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока
 Западной Сибири [Текст]. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.

39. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / 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. 40. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности вдоль существующих и проектируемых нефте- и газопроводов на юго-востоке Западной и юге Восточной Сибири [Текст] / под ред. А. Э. Конторовича / Отчет о проведении исследований по заказу Японской ассоциации технического содействия. СО РАН ИГНиГ, Новосибирск, 2001. – 177 с.

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

42. Исаев, В. И. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири [Текст] / 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.

43. Алескерова, З. Т. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности западной половины Новосибирской области [Текст] / З.Т. Алескерова [и др.]. – Л.: ВСЕГЕИ, 1960. – 270 с.

44. Лопатин, Н. В. Об источнике нефтей, обнаруженных в коре выветривания и кровле палеозойского фундамента на площадях Среднего Приобья [Текст] / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец, О. И. Симоненкова, Ю. И. Галушкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – № 7. – С. 7–22.

45. Ablya, E. Paleozoic\_sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? [Teκct] / E. Ablya, D. Nadezhkin, E. Bordyg, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M.A. Sugden, P.F. van Bergen // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39. – pp. 1176–1184

46. Blackbourn G. Petroleum geology of the West Siberian basin [Электронный pecypc] / G. Blackbourn // ROGTEC. – 2011. – № 26. – pp. 14–23.

 URL:
 <a href="https://rogtecmagazine.com/rogtec\_journal\_past\_issues\_21-39/?lang=ru">https://rogtecmagazine.com/rogtec\_journal\_past\_issues\_21-39/?lang=ru</a> (дата обращения 01.11.2019 г.).

47. Гатиятуллин, Н. С. Возможность прогнозирования глубинной нефтегазоносности [Текст] / Н. С. Гатиятуллин, В.В. Баранов [Текст] // Георесурсы. – 2015. – Т. 63. – № 4. – С. 4–8.

48. Ступакова, А. В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири [Текст] / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В.Соболева, Т. А. Кирюхина, И. А. Курасов, Е. В. Бордюг // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 63–76.

49. Гончаров, И. В. Роль различных видов миграции в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири [Текст] / И. В. Гончаров, В. В.Самойленко, Н. В.Обласов, М. А. Веклич, С. В. Фадеева // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №.4. – С. 12–17.

 Конторович, А. Э. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты [Текст] / А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова, А.С. Фомичев / М.: Недра, 1964. – С. 27–39.

51. Лобова, Г.А. Поиски углеводородов в доюрском фундаменте центральной части Западной Сибири [Электронный ресурс] / Г.А. Лобова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/4\_2014.pdf (дата обращения 10.09.2019 г.).

52. Коржов, Ю.В. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода) [Текст] / Ю. В. Коржов, В. И. Исаев, А. А. Жильцова, О.В. Латыпова // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 1 – С. 113–129.

53. Коржов, Ю. В. Генезис углеводородов юрского и доюрского комплексов Чистинного месторождения (зона Колтогорско-Уренгойского палеорифта) [Текст] / Ю. В. Коржов, Г. А. Лобова, В. И. Исаев, А. И. Стариков, М. Я. Кузина, С.А. Орлов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – №10. – С. 111–125.

54. 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. – Т.9. – №1. – <u>http://www.ngtp.ru/rub/1/13\_2014.pdf</u> (дата обращения 21.10.2019).

55. Ковешников, А.Е. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской синеклизы [Текст] / А.Е. Ковешников, Н.М. Недоливко // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.

56. Blackbourn, G. Petroleum geology of the pre-Jurassic [Электронный ресурс] /
G. Blackbourn // ROGTEC. – 2011. – № 27. – pp. 66–75.

<u>https://rogtecmagazine.com/rogtec-issue-27/</u> (дата обращения 01.02.2018).

57. Фотиади, Э.Э. О тепловом поле Западно-Сибирской плиты [Текст] / Э.Э.
Фотиади, У.И. Моисеенко, Л.С. Соколова // Докл. АН СССР, 1969. – Т. 189. – № 2. – С.
385–388.

58. Сурков, В.С. Геотермическая характеристика платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты и связь ее с геологическим строением

фундамента [Текст] / В.С. Сурков, В.И. Роменко, О.Г. Жеро // Вопросы разведочной и промысловой геофизики Западной Сибири. – Новосибирск, 1972. – С. 101–109.

59. Курчиков, А.Р. Тепловой поток в пределах Западно-Сибирской плиты [Текст] / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий // В кн.: Проблемы нефти и газа Тюмени. Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1981. – вып. 51. – С. 11–14.

60. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири [Текст] / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – М.: Недра, 1987. – 134 с.

61. Тепловое поле недр Сибири [Текст] / А.Д. Дучков, С.В. Лысак, В.Т. Балобаев [ и др.]. – Новосибирск: Наука, 1987. – 196 с.

62. Дучков А. Д. Тепловой поток и геотемпературное поле Сибири [Текст] / А.
Д. Дучков, Л.С. Соколова, В.Т. Балобаев [и др.] // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – №11. – С. 1716–1729.

63. Cardoso, R. A. Heat Flow in the Campos Sedimentary Basin and Thermal History of the Continental Margin of Southeast Brazil [Электронный ресурс] / R. A. Cardoso, V. M. Hamza // ISRN Geophysics. – 2014. – 19 р. – <u>https://www.hindawi.com/journals/isrn/2014/384752/</u> (дата обращения 21.02.2018).

64. Лобова, Г.А. Реконструкции геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрском и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины [Электронный ресурс] / Г. А. Лобова, А. В. Власова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8. – №2. – <u>http://www.ngtp.ru/rub/6/15\_2013.pdf</u> (дата обращения 11.02.2018).

65. Дучков, А. Д. Электронный геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока [Электронный ресурс] / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, Д. Е. Аюнов // ИнтерЭкспо Гео-Сибирь. Выпуск № 3 / том 2 / 2013. <u>http://cyberleninka.ru/article/n/elektronnyy-geotermicheskiy-atlas-sibiri-i-dalnego-vostoka</u> (дата обращения 21.01.2019).

66. Стоцкий, В. В. Нефтегазоносность сланцевой формации и нижнемелового комплекса Колтогорского мезопрогиба (на основе моделирования геотермического режима баженовской свиты) [Текст]: дис. канд. геол.- мин. наук: 25.00.10: защищена 07.06.18 утв. 29.12.19 / Стоцкий Виталий Валерьевич. – Томск, 2018. – 103 с.

67. Трофимук, А.А. Важные уроки истории открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Текст] / А.А. Трофимук // Геология и геофизика. – 1974. – № 5. – С. 29–36.

68. Трофимук, А.А. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты [Текст] / А.А. Трофимук, В .С. Вышемирский, Запивалов Н. П. // Геология и геофизика. – 1972. – С. 3–13. 69. Ильинский, А.А. Новые формы организационного взаимодействия при решении задач геологического изучения и освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов [Текст] / А.А. Ильинский, О.М. Прищепа // Геология нефти и газа. – 2017. – №3. – С.77–82.

70. Конторович, А. Э. Пора идти вглубь. Нефтедобыче нужны новые технологии [Текст] / А. Э. Конторович // Еженедельная газета научного сообщества «Поиск». – 2018. – № 3. – С. 77–78

71. Белозёров, В. Б. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты [Текст] / В. Б. Белозёров, А. С. Гарсия Бальса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128–139.

72. Утёмов, Э. В. Применение «естественного» вейвлет-преобразования гравиметрических данных для исследования структуры осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента [Текст] / Э.В. Утёмов, Д.К. Нургалиев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 6. – С. 19–23.

73. Хамидуллина, Г. С. Метод обработки данных электромагнитного зондирования для поисков залежей углеводородов [Текст] / Г. С.Хамидуллина, Д. К. Нургалиев, Д. И. Хасанов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 6. – С. 27–31.

74. Хуторской, М. Д. Геотермия арктических морей [Текст] / М. Д. Хуторской, В. Р. Ахмедзянов, А. В. Ермаков; отв. ред. Ю. Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.

75. Никитин, Д. С. Объёмная геолого-геотермическая модель осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа в связи с освоением ресурсов углеводородов [Текст] / Д. С. Никитин, Д. А. Иванов, В. А. Журавлев, М. Д Хуторской. // Георесурсы. – 2015. – Т.60. – № 1. – С. 13–19.

Bachu, S. Hydrogeology of formation waters, Northeastern Alberta basin / S.
 Bachu, J.R. Underschultz [Teкст] // AAPG Bulletin. – 1993. – V. 77. – № 10. – pp. 1745–1768.

Toth, J. Petroleum hydrogeology – a new basic in exploration [Teκcτ] / J. Toth //
 World oil. – 1987. – V. 205. – №3. – pp. 48–50.

78. Кох, А.А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [Текст] / А.А. Кох // Труды Х межд. науч. конгр. «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014». – Новосибирск: СГГА. 2014. – С. 57–61.

79. Линдт, А.Ю. Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности доюрского комплекса юго-восточного склона Александровского мегавала [Текст] / А.Ю. Линдт // Георесурсы. – 2015. – Т.2. – № 3.– С. 31–36.

80. Запивалов, Н.П. Прогнозирование крупных зон нефтегазонакопления в рифейско-фанеразойских комплексах Западной Сибири [Текст] / Н.П. Запивалов, В.А. Каштанов, Н.Л. Кирда, С.А. Степанов // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1991. – С. 143–152.

81. Сопоставительный анализ геологического строения и нефтегазоносности различных мегавпадин юго-востока Западно-Сибирской плиты с применением новейших технологий обработки геолого-геофизической информации, с целью определения направлений нефтегазопоисковых работ в слабоизученных районах Томской области: Отчет о НИР [Текст] / отв. исп. Л.В. Смирнов. – Н.: ФГУП "СНИИГГиМС", 2002. – 293 с.

82. Запивалов, Н.П. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири [Текст] / Н.П. Запивалов, Исаев Г.Д. // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – №. 341. – С. 226–232.

83. Тугарева, А.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты [Текст] / А.В. Тугарева, Г.А. Чернова, Н.П. Яковлева, М.Л. Мороз // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – №. 5. – С. 58–66.

84. Connan, J. Time-temperature relation in oil genesis [Текст] / J. Connan // AAPG Bull. – 1974. – V. 58. – P. 2516–2521.

85. Tissot, B. P. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet [Teκcτ] / B. P. Tissot // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2003. – V. 58. – № 2. – P. 183–202.

86. Попов, С.А. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов [Текст] / С.А. Попов, В.И. Исаев // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 104–110.

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

88. Hantschel, T. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling [Текст] / Т.
Hantschel, A.I. Kauerauf. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.

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

90. Керимов, В.Ю. Задачи бассейнового моделирования на разных этапах геологоразведочных работ [Текст] / В.Ю. Керимов, Р.Н. Мусаве, Б.В. Сенин, В.А. Лавренова // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 26–29.

91. Kim, C.-S. Automated Reconstruction of a Basin Thermal History with Integrated Paleothermometry and Genetic Algorithm / C.-S. Kim // Soft Computing for Reservoir Characterization and Modeling / Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. — 2002. – V. 80. – pp. 313–329. DOI: <u>https://doi.org/10.1007/978-3-7908-1807-9\_13</u> (Дата обращений 10.09.2019)

92. Xiang, C. Post-Triassic thermal history of the Tazhong Uplift Zone in the Tarim Basin, Northwest China: Evidence from apatite fission-track thermochronology [Tekct] / C. Xiang, X. Pang, M. Danisik // Geoscience Frontiers. -2013.  $- N_{2} 4$ . - pp. 743–754

93. Сафронов, П.И. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна [Текст] / П.И. Сафронов, С.В. Ершов, Н.С. Ким, А.Н. Фомин. // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 48–55.

94. Галушкин, Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности [Текст] / Ю.И. Галушкин. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.

95. Исаев, В.И. Мезозойско-кайнозойский климат и геотермический режим нефтематеринской китербютской свиты арктического региона Западной Сибири [Текст] / В.И. Исаев, А.А. Искоркина, Г.А. Лобова, Т.Е. Лунёва, Е.Н. Осипова, Р.Ш. Аюпов, Н.О. Игенбаева, А.Н. Фомин // Георесурсы. – 2018. – Т.20. – № 4. Ч.2. – С. 386–395.

96. Лунёва, Т.Е. Геотермический режим и реализация генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты (северо-запад Томской области) [Электронный ресурс] / Т.Е. Лунёва // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т.14. – №2. – <u>http://www.ngtp.ru/rub/2019/11\_2019.html/</u> (Дата обращения 25.08.2019)

97. Van Wees, J.D. Probabilistic Tectonic heat flow modelling for basin maturation: method and applications. Journal of Marine and Petroleum / J.D. van Wees; F. van Bergen, P. David, M. Nepveu,; F. Beekman, S. Cloetingh,; D. Bonte // Marine and Petroleum Geology. – 2009. – V. 26. – pp. 536– 551 DOI <u>https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.01.020</u> (Дата обращения 15.10.2019)

98. Нелскамп, С. Влияние температур поверхности на зрелость нефтематеринской породы: Пример из арктической зоны / С. Нелскамп, Т. Дондерс, Дж.-Д. Ван Уис, О. Аббинк // ROGTEC. –2008. – № 18. – С. 26-35. URL: <u>https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/05\_TNO.pdf</u> (дата обращения 01.10.2019). 99. Захрямина, М.О. Бассейновое моделирование углеводородных систем в югозападных районах Томской области (Нюрольская мегавпадина и сопредельные территории) [Текст] / М.О. Захрямина // Нефтегазовая геология. – 2016. – Т. 27. – № 3. – С. 40–50.

100. 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 [Tekct] / R.Yu. Gulenok, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, G.A. Lobova, V.I. Starostenko // Russian Journal of Pacific Geology.  $-2011. - V. 5. - N_{2} 4. - pp. 273-287.$ 

101. Fattah, R.A. Reconstruction of burial history, temperature, source rock maturity and hydrocarbon generation in the northwestern Dutch offshore [Tekct] / R.A. Fattah, J. M. Verweij, N. Witmans, J.H. ten Veen // Netherlands Journal of Geosciences.  $-2012. - V. 91. - N_{\odot}$ 4. - pp. 535-554

102. Bruns, B. Petroleum system evolution in the inverted Lower Saxony Basin, northwest Germany: a 3D basin modeling study [Электронный ресурс] / B. Bruns, R. di Primio, U. Berner, R. Littke // Geofluids. – 2012. – V. 13. – №2. – 26 p. DOI: <u>http://doi.org/10.1111/gfl.12016 (Дата обращений 01.09.2019)</u>.

103. Лобова, Г.А. Реконструкции термической истории нефтематеринских тогурских отложений и оценка распределения плотности ресурсов пластов Ю16 и Ю15 [Текст] / Г.А. Лобова, А.В. Власова, О.С. Исаева, В.И. Исаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2014. – Т. 324. – №1. – С. 119–127.

104. Исаев, В.И. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины [Текст] / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – №12. – С. 1775–1786.

105. Исаев, В.И. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти [Электронный ресурс] / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, О.Г. Сунгурова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – №1. – <u>DOI:</u> https://doi.org/10.17353/2070-5379/1\_2016/ (Дата обращений 12.10.2019)

106. Li, Ya. Reconstruction of the Cenozoic History of Hydrocarbon Fluids from Rifting Stage to Passive Continental Margin Stage in the Huizhou Sag, the Pearl River Mouth Basin [Электронный ресурс] / Ya. Li, Sh. Jiang, Zh. Jiang, H. Liu, B. Li // Geofluids. – 2017. – DOI: <u>https://doi.org/10.1155/2017/4358985</u> (Дата обращений 23.09.2019)

107. Стоцкий, В.В. Районирование нижнемеловых резервуаров Колтогорского мезопрогиба по плотности генерации и аккумуляции баженовских нефтей [Текст] / В.В.

Стоцкий, Е.Н. Осипова, О.С. Исаева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 12. – С. 47–62.

108. Осипова, Е.Н. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины [Текст] / Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова, В.И. Исаев, В.И. Старостенко // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 325. – № 1. – С. 14–33.

109. Исаев, В.И. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов [Текст] / В.И. Исаев, Р.Ю. Гуленок, О.В. Веселов, А.В. Бычков, Ю.Г. Соловейчик // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.

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

111. Лобова, Г.А. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей промысловых районов Томской области [Текст] / Г.А. Лобова // Геофизика. – 2012.
 – № 6. – С. 35–41.

112. Исаев, В.И. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины [Текст] / В.И. Исаев, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.

113. Вахин, А.В. Термическое преобразование битумоида доманиковых отложений Татарстана / А.В. Вахин, Я.В. Онищенко, А.Е. Чемоданов, Л.М. Ситдикова, Д.К. Нургалиев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №10. – С.32–34.

114. Богачев, С.Ф. Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях. дис. ...канд. геол.- мин. наук: 04.00.12 / Богачев Сергей Федорович. – Томск, 1987. – 173 с.

115. Харленд, У.Б. Шкала геологического времени [Текст] / У.Б., Харленд, А.В. Кокс, П.Г. Ллевеллин, К.А. Пиктон, А.Г. Смит, Р. Уолтерс. – М.: Мир, 1985. – 140 с.

116. Starostenko, V.I. Generalization of Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer [Tekct] / R.I. Kutas, V.N. Shuman, O.V. Legostaeva // Izvestiya, Physics of the Solid Earth, 2006. – V. 12. –  $N_{2}$  42. – pp. 1044–1050. https://doi.org/10.1134/S1069351306120081.

117. Isaev, V.I. Solution of direct invers sedimentation heat-flow problems [Текст] / V.I. Isaev, N.A. Volkova, T.V. Nim // Geology of the Pacific Ocean. – 1996. – V. 12. – № 3. – pp. 523–536.

118. Исаев, В.И. Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии [Текст] / В.И. Исаев, В.И. Старостенко // Геофизический журнал. – 2004. – Т. 26. – № 2. – С.46–61.

119. Лобова, Г.А. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (на широтах Томской области) [Текст] / Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, К.А. Криницина, Ю.Г. Останкова // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 1. – № 322. – С. 45–50.

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

121. Курчиков, А.Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири [Текст] / А.Р. Курчиков // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 11. – № 42. – С. 1846–1853.

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

123. Бурштейн, Л.М. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) [Текст] / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.

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

125. Isaev, V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming [Tekct] / V.I. Isaev // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – V. 7. –  $N_{2}$  2. – pp. 92–106.

126. Iskorkina, A. Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia) [Электронный ресурс] / A. Iskorkina, V. Isaev, D. Terre // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – №27 – 012023 – <u>http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf/</u> (дата обращения 20.10.2019)

127. Isaev, V.I. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression [Tekct] / V.I. Isaev, G.A. Lobova, E.N. Osipova // Russian Geology and Geophysics, 2014. –  $N_{2}$  55. – pp. 1418–1428. – https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.11.006.

128. Лобова, Г.А. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины [Текст] / Г.А. Лобова, С.А. Попов, А.Н. Фомин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40. 129. Попов, С.А. Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала [Текст] / С.А.
 Попов, В.И. Исаев // Геофизический журнал. – 2011. – Т.33. – № 2. – С. 80–104.

130. Михайлец, Н.М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири [Текст] / Н.М. Михайлец // Нефть газ. – 2012.
 – №5. – С. 54–56

131. Сынгаевский П.Е. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна [Текст] / П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов // Геология нефти и газа. – 1990. – № 11–12. – С. 22–30.

132. Недоливко, Н.М. Петрографический состав и история формирования зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на Чкаловском нефтяном месторождении (по данным скважины 26) [Текст] // Н.М. Недоливко, А.В. Ежова / Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – № 3. – С. 36–43.

133. Гончаров, И.В. Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, В.А. Кринин, В.А. Волков // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. С. 24–28.

134. Конторович, А.Э. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков, А.В. Истомин // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – №11. – С. 1191–1200.

135. Лобова, Г.А. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) [Текст] / Г.А. Лобова, В.И. Исаев, С.Г. Кузьменков, Т.Е. Лунёва, Е.Н. Осипова // Геофизический журнал. – 2018. – № 4. – Т. 40. – С. 73–106.

136. Кузина, М.Я. Геохимическое и литологическое обоснование концепции «главного источника» доюрских залежей нефти Красноленинского свода [Текст] / М.Я. Кузина, Ю.В. Коржов, В.И. Исаев // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 32–38.

137. Гончаров, И. В. Геохимия нефтей Западной Сибири [Текст] / И. В. Гончаров.– М.: Недра, 1987. – 181 с.

138. Saltymakova, D. Distinct features of crude oils from Nyurol'ka Depression (Southeast of Western Siberia) [Текст] / D. Saltymakova, N. Krasnoyarova, O. Serebrennikova // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 154. – pp. 91–99.

139. Абросимова, О.О. Нефтегазоносность доюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты [Текст] / О.О. Абросимова // Материалы региональной

конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России.– Томск: ГалаПресс, 2000. – Т. 1. – С. 193–194.

140. Kontorovich, V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic\_Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik\_Chizhapka regional oil\_gas accumulation) [Tekcr] / V.A. Kontorovich // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – V. 48. –  $N_{2}$  5. – pp. 422–428.

141. Сурков, В.С. Структурно-формационные зоны фундамента Западно-Сибирской плиты и их нефтегазоносность [Текст] / отв. исп. В.С. Сурков. – Новосибирск: ГФУП СНИИГГиМС, 2000. – 184 с.

142. Волков, В.И. Создание систематизированной оперативной геологогеофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области [Текст] / отв. исп. В.И. Волков – Томск: ОАО «Томскнефтегазгеология», 2001. – 199 с.

143. Pyatakov, Yu.V. 3-D Paleotemperature Modeling of the Geothermal Regime of Sedimentary Basins: Example of the Lunskaya Depression, Sakhalin Island [Tekct ] / Yu.V. Pyatakov, V.I. Isaev, V.I. Starostenko // Russian Journal of Pacific Geology.  $-2016. - V. 10. - N_{\odot} 6. - pp. 408-416.$ 

144. Исаев, В.И. Тектоно-седиментационная интерпретация данных геотермии при выявлении и оценке позднеэоценовой эрозии на арктических месторождениях углеводородов (п-ва Ямал) [Текст] / В.И. Исаев, В.И. Старостенко, Г.А. Лобова, А.Н. Фомин, А.К. Исагалиева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – №7. – С. 19–31.

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

146. Лобова, Г.А. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопрогиба (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта) [Текст] / Г.А. Лобова, Т.Е. Лунева, В.И. Исаев, Ю.В. Коржов, М.Ф. Галиева, Д.С. Крутенко // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 5. – С. 128–155.

147. Каталог данных по тепловому потоку Сибири [Текст] / ред. А.Д. Дучков. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1985. – 82 с.

148. Фомин, А.Н. Факторы катагенеза органического вещества в юрских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / А.Н. Фомин, С.Ю. Беляев, В.О. Красавчиков, А.В. Истомин // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 127–133.

149. Исаев, В.И. Геотермический режим нефтематеринской тогурской свиты источника УВ доюрского НГК северо-запада Томской области [Текст] / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Т.Е. Лунева, А.А. Меренкова // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2019. – вып. 22. – С. 9–14.

150. Лунёва, Т.Е. Прогнозирование нефтегазоносности доюрского комплекса на основе палеотемпературного моделирования тогурской свиты (Колтогорский мезопрогиб) / Т.Е. Лунёва, М.С. Кириллина, А.С. Меренкова //Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. Молодых ученых и студентов, посв. 85-летию акад. А.Э. Конторовича / Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск: ИПЦ НГУ. – 2019. – С. 84–87.

151. Шустер, В.Л. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрскопалеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири [Текст] / В.Л. Шустер, С.А. Пунанова // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 2. – С. 337–345.

152. Лобова, Г.А. Нефтегазоносность коры выветривания и палеозоя Колтогорского мезопрогиба (северо-запад Томской области) [Текст] / Г.А. Лобова, Т.Е. Лунёва, О.С. Исаева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 103–113.

153. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.

154. 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. – V. 43. URL: <u>http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf</u> (Дата обращения 22.06.2019).

155. Лунёва Т.Е. Перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Колтогорского мезопрогиба по данным геотермии [Текст] // Трофимуковские чтения: материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых, Новосибирск, 7-12 Октября 2019. – Новосибирск: Изд-во НГУ. – 2019. – С. 296–299.

156. Исаев, Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты [Текст] / Г.Д Исаев // Литосфера. – 2010. – № 4. – С. 52—68.

157. Лобова, Г.А. Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения) [Текст] / Г.А. Лобова, Т.Е. Лунёва, М.С. Кириллина // Известия Томского
политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т.329. – № 3 – С. 123–133.

158. T. Luneva. Oil and gas perspectives of weathering crust reservoir of Nurol'ka mega-basin according to data of Geothermics [Электронный ресурс] / T. Luneva, G. Lobova, A. Fomin. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012014, 6 p.]. – Title screen. –Режим доступа: http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/43/1/012014 (Дата обращения: 22.11.2018)

159. Лунёва, Т.Е. Перспективы нефтегазоносности резервуаров коры выветривания Нюрольской мегавпадины по данным геотермии [Текст] / Т.Е. Лунева// Сборник научных трудов XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2016. – С. 480–482.

160. Лунёва, Т.Е. Применение геотермии при прогнозировании перспективности нефтегазоносности (на примере резервуаров коры выветривания Нюрольской мегавпадины [Текст] / Т.Е. Лунёва // XVII Уральская молодежная научная школа по геофизике. Сборник докладов. – Екатеринбург: ИГф УрО РАН, 2016. – С.107–109.

161. Лунёва, Т.Е. Перспективы нефтегазоносности палеозоя Нюрольской мегавпадины [Текст] / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Т.Е. Лунёва // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2018. – вып. 21. – С. 15–21

162. Лобова, Г.А. Нефтегазоносность палеозойского резервуара Нюрольской мегавпадины по палеотемпературному критерию [Текст] / Г.А. Лобова, Т.Е. Лунёва // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле земли, интерпретация геофизических полей. Девятые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича. Материалы конференции. – Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2017. – С. 255–259.

163. Лунёва Т.Е. Применение геотермии при поисках трудноизвлекаемых запасов нефти в палеозойском резервуаре (на примере Нюрольской мегавпадины) [Текст] / Т. Е. Лунева // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири: в 2-х т.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – Т. 1 – С.415–417.

164. Статистический анализ в геологических науках [Текст] / Р.Л. Миллер, Дж. С. - М.: Кан. – М.: Мир, 1965. – 482 с.

165. Никитин, Д.С. Комплексное структурно-тектоническое районирование северо-восточной части Баренцевоморского шельфа / Д.С. Никитин, Д.А. Иванов // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 4. – С. 404–412.

166. Дучков, А.Д. Изучение взаимосвязей между теплопроводностью и пористостью, проницаемостью, влажностью осадочных пород Западно-Сибирской плиты / А.Д. Дучков, Д.Е. Аюнов, С.В. Родякин, П.А Ян // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 4. – С. 396-403.

167. Хуторской, М.Д. Отражение контрастных геодинамических обстановок в тепловом поле [Текст] / М.Д. Хуторской, Б.Г. Поляк // Георесурсы. – 2014. – Т. 57. – № 2. – С.24-43.

168. Statistica. Искусство анализа данных на компьютере [Текст] / Боровиков В.П. – СПб.: Питер, 2003. – 688 с.

169. Оценка качества 3D моделей [Текст] / К. Е. Закревский, Д. М. Майсюк, В. Р. Сыртланов – М.: Маска, 2008. – 270 с

170. Лунёва, Т.Е. Влияние тектоно-геофизических факторов на тепловой поток (на примере Нюрольской мегавпадины) / Т. Е. Лунёва // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева,120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. В 2-х томах. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – Т. 1 – С.290–292.