

Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопрогиба (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта)

Г. А. Лобова¹, Т. Е. Лунева¹, В. И. Исаев^{1,2}, А. Н. Фомин³, Ю. В. Коржов²,
М. Ф. Галиева¹, Д. С. Крутенко¹, 2019

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия

³Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Поступила 1 октября 2019 г.

У відтворенні сировинної бази Західносибірського центру нафтогазовидобутку важливим є внесок доюрської ("палеозойської") нафти. Становлять інтерес прогнозно-пошукові дослідження доюрських резервуарів на території Колтогорського мезопрогину і структур його обрамлення — на північному заході Томської області, в зоні південного сегмента Колтогорсько-Уренгойського пермо-тріасового палеорифту. На території досліджень поряд з крейдяним (неокомським), верхньоярським, середньоярським, нижньоярським нафтогазоносними комплексами виділено і доюрський (горизонт зони контакту — НГГЗК і власне внутрішній палеозой). Прийнято, що для середньоярського, верхньоярського і крейдяного нафтогазоносних комплексів материнською є верхньоярська баженовська світа, для покладів нижньоярського і доюрської нафти — тогурська світа. Дослідження виконано у контексті методології осадово-міграційної теорії нафтидогенезу. Просторово-часову локалізацію осередків генерації тогурської нафти здійснено оригінальним методом палеотемпературного моделювання. На першому етапі моделювання розраховано тепловий потік у розрізах 82 глибоких свердловин. На наступних етапах безпосередньо обчислювали геотемператури у материнській світі на ключові моменти геологічного часу. Інтегральну експрес-оцінку реалізації генераційного потенціалу світи виконано на підставі розрахункових даних щодо часу знаходження материнської світи у головній зоні нафтоутворення і її геотемператур. У відповідності до концепції про переважно вертикальну міграцію вуглеводнів прогнозування проведено в контурі поширення нафто-материнської світи. З урахуванням потужності і якості потенційних колекторів доюрських резервуарів побудовано схеми розподілу щільності акумуляції тогурської нафти і проведено районування резервуарів. Виконано зональне нафтогеологічне районування доюрського комплексу і ранжування земель за ступенем перспективності. Найперспективнішою для пошуків у резервуарі кори вивітрювання є зона, що охоплює східну частину Черемшанської мезоседловини і її зчленування з північним бортом Колтогорського мезопрогину і західним схилом Средньовасюганського мегавалу (порядку 3500 км²). Найоптимістичнішим є прогноз для резервуара внутрішнього палеозою — для тих самих земель, що і для кори вивітрювання, менш оптимістичний — для Північночаловського врізу та його зчленування з Мурасовським виступом і трасовим куполоподібним підняттям (близько 5700 км²). Узгодженість прогнозу і встановлених прямих ознак нафтонасичення становить 70 %. Деталізована карта щільності теплового потоку території досліджень показала, що жолоб Колтогорсько-Уренгойського грабен-рифту суттєво не проявляється у підвищених значеннях теплового потоку. Описано методичні підходи та комплексну технологію зонального прогнозування нафтогазоносності доюрської основи Західного Сибіру, які розробляє Томська дослідницька школа геотерміки.

Ключові слова: "палеозойська" нафта, доюрські резервуари, зональне прогнозування нафтогазоносності, Уренгойсько-Колтогорський палеорифт, Томська школа геотерміки.

Введение. В предшествующих работах достаточно подробно рассмотрена важность вклада доюрской ("палеозойской") нефти в сырьевую базу нефтегазового комплекса Томской обл. [Лобова и др., 2018] и в целом Западно-Сибирского центра нефтегазодобычи — основного нефтедобывающего региона России [Isaev et al., 2019; Кузьменков и др., 2019].

В статье [Лобова и др., 2018] на основе анализа авторских результатов палеотемпературного моделирования, давшего распределение плотности генерации нижнеюрской тогурской нефти, и прогноза коллекторов коры выветривания и внутреннего палеозоя выполнено зональное районирование доюрских резервуаров восточных и южных земель Нюрольской структурно-фациальной зоны (рис. 1, б, Томская обл.). Определены первоочередные зоны, районы и участки для постановки поиско-

вых работ на трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) доюрского нефтегазоносного комплекса (НГК) Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадин, структур их обрамления. Достоверность прогноза перспективных земель доюрского НГК Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин аргументирована сопоставлением с результатами испытаний глубоких скважин, согласованностью порядка 70—80 %. В этой связи представляет несомненный прогнозно-поисковый интерес провести аналогичные исследования на территории северо-западного продолжения Нюрольской структурно-фациальной зоны, представленной Колтогорским мезопргибом и структурами его обрамления. Эта территория включает ярко выраженный южный сегмент Колтогорско-Уренгойского пермо-триасового палеорифта (рис. 1, а). Есть основание допустить, что целевым моделированием термической исто-

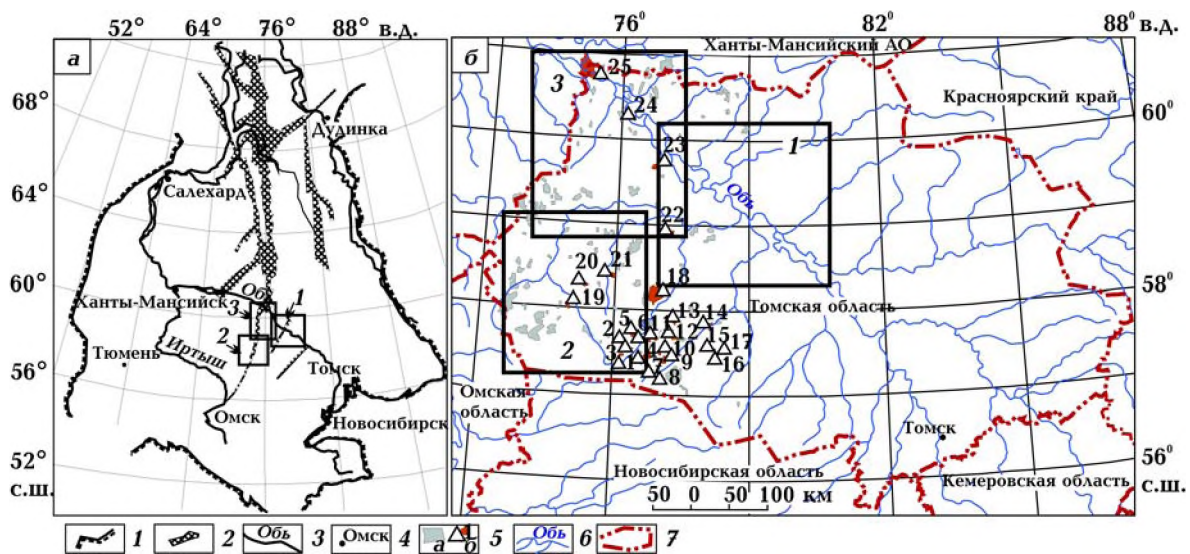


Рис. 1. Положение контур территорий исследований Усть-Тымской мегавпадины (номер контура 1), Нюрольская мегавпадина (2), Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления (3) в границах Западно-Сибирской плиты (а) и схематическая карта размещения месторождений углеводородов Томской области (б): 1 — граница Западно-Сибирской плиты; 2 — грабен-рифты; 3 — реки; 4 — населенные пункты; 5 — 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-Табганское, 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 — Среднеглуховское, 20 — Фестивальное, 21 — Речное, 22 — Ясное, 23 — Чкаловское, 24 — Конторовичское, 25 — Советское); 6 — речная сеть; 7 — административная граница.

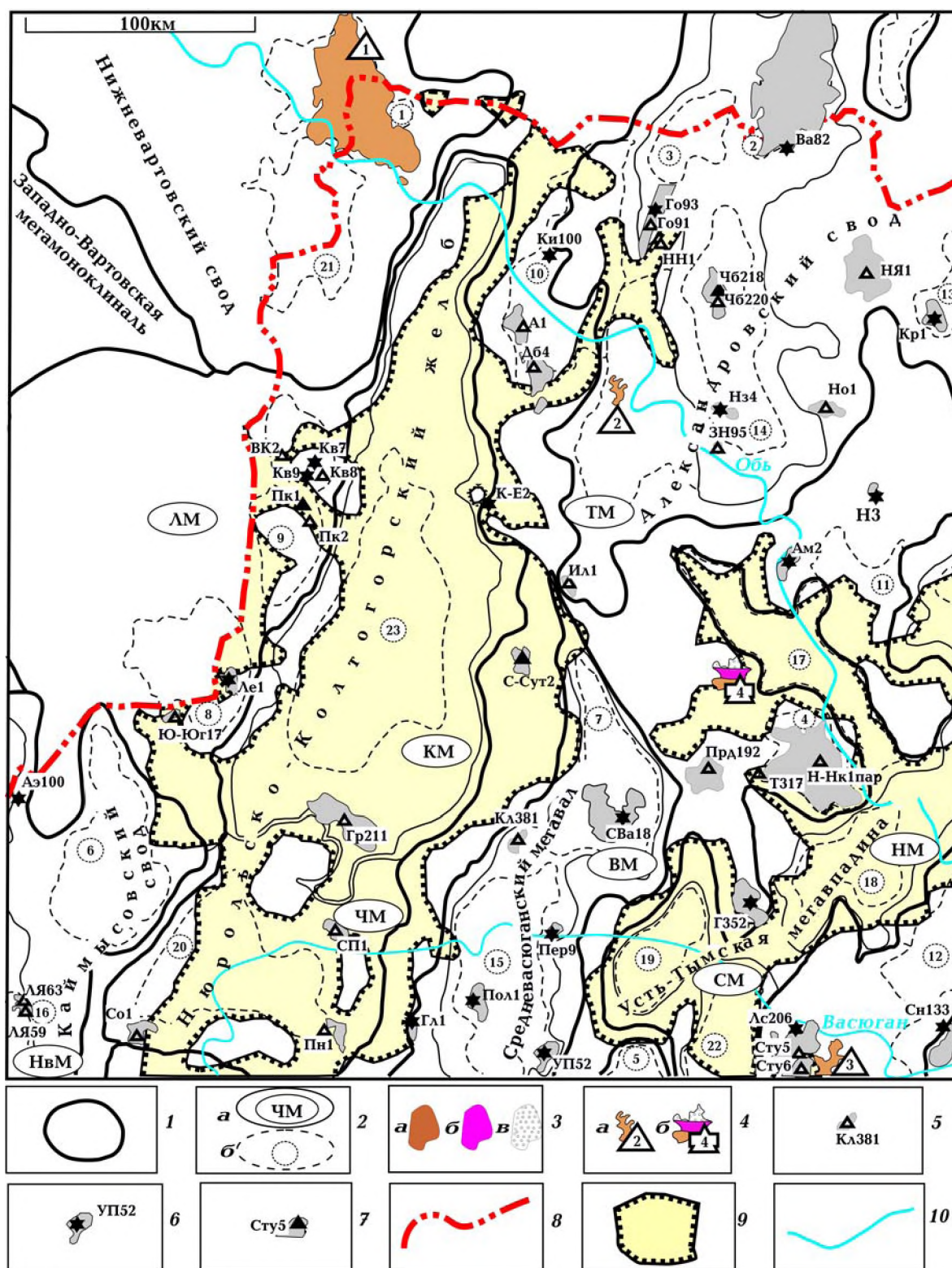


Рис. 2. Схема нефтегазоносности Колтогорского мезоантигиба и структур обрамления на тектонической основе [Kontorovich et al., 2011]. Тектонический элемент: 1 — I порядка; 2 — II порядка и его условный индекс (а): мезоседловины: ЛМ — Лебянская, ЧМ — Черемшанская; мезовалы: ТМ — Трайгородский, ВМ — Васюганский, НвМ — Нововасюганский; мезоантигибы: КМ — Колтогорский, НМ — Неготский, СМ — Сампатский; III порядка и его номер (б): куполовидные поднятия: 1 — Советско-Соснинское, 2 — Вахское, 3 — Охтеур-

рии мезозойско-кайнозойского осадочного чехла можно уточнить *геодинамическую позицию* Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, начиная с юрского времени, и получить сведения о корреляции палеорифта с распределением глубинного теплового потока, геотемпературного поля и, как следствие, с нефтегазоносностью.

В работе [Исаев и др., 2018б] методом палеотемпературного моделирования детально продемонстрирован расчет термической истории очагов генерации верхнеюрской баженовской нефти в контексте возможной кайнозойской активизации Уренгойско-Колтогорского палеорифта.

Установлено, что плотность теплового потока в пределах собственно структуры Колтогорско-Уренгойского палеорифта характеризуется довольно мозаичным распределением с заметным присутствием пониженных значений. В рифтовой зоне не обнаружено "следов" возможного аномально высокого теплового потока в конце мелового периода. С распределением палеотемператур зона палеорифта также однозначно не коррелирует. И по распределению плотности генерации баженовской нефти зона палеорифта весьма неоднородна. Этот результат заслуживает внимания в контексте генетической концепции рифтовых систем и нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты [Мегакомплексы ..., 1986; Kurchikov, 2001], возможно, других регионов [Starostenko et al., 1999; Kutas, Kobolev, 2019] и, конечно, требует дальнейшей аргументации.

Цель настоящих исследований — заполнить зональную оценку перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Кол-

тогорского мезопргиба, структур его обрамления и определить первоочередные участки поисков на доюрский нефтегазовый комплекс, а также уточнить корреляцию палеорифта с распределением геотемпературного поля.

Исследования опираются на теоретические основы историко-геологического прогноза, получившие мощный импульс работами А. Э. Конторовича [Конторович и др., 1967] и Н. Б. Вассоевича [Вассоевич, 1967], и методологию осадочно-миграционной теории нафтидогенеза — интенсивно развивающееся направление современной науки [Kontorovich et al., 2013; Ступакова и др., 2019].

Общая нефтегеологическая характеристика территории. Территория исследования расположена в северо-западной части Томской обл., в структурах осадочного чехла приурочена к Нюрольско-Колтогорскому желобу (рис. 2), сформированному в послегерцинское время на структурах Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, завершившего активизацию в триасе [Западная Сибирь ..., 2000]. В пределах территории исследований желоб представлен структурами II порядка — Черемшанской мезоседловиной и Колтогорским мезопргибом, выполняющим большую часть желоба. Отрицательные структуры граничат с Каймысовским, Нижневартовским сводами на западе и Александровским сводом и Средневаюганским мегавалом на востоке. Юго-восток территории включает структуры Усть-Тымской мегавпадины.

По нефтегеологическому районированию [Конторович и др., 1975] эти земли находятся в зоне сочленения трех нефтегазо-

ское, 4 — Трассовое, 5 — Мыльджинское, 6 — Катальгинское, 7 — Северо-Васюганское, 8 — Ледовое, 9 — Кедровско-Матюшкинское; *выступы*: 10 — Западно-Александровский, 11 — Мурасовский, 12 — Тростниковый; *валы*: 13 — Окуневский, 14 — Кривоуццкий, 15 — Новотевризский, 16 — Лонтыняхский; *врезы*: 17 — Северо-Чкаловский; *впадины*: 18 — Южно-Неготская, 19 — Северо-Мыльджинская, 20 — Южно-Колтогорская, 21 — Малореченская; *прогибы*: 22 — Центральный; 23 — Ильяжский; 3 — месторождения (а — нефтяное, б — конденсатное, в — газовое); 4 — месторождение с залежами: а — в НГЗК (1 — Советское; 2 — Конторовичское, 3 — Ясное), б — в коре выветривания и палеозое (4 — Чкаловское); 5—7 — скважина на локальной структуре, ее условный индекс и результаты испытания (5 — сухо, 6 — приток воды, 7 — приток УВ при испытании), 8 — административная граница Томской области; 9 — зона распространения тогорской свиты; 10 — речная сеть.

носных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции: Среднеобской, Каймысовской и Васюганской. Здесь, наряду с меловым (неокомским), верхнеюрским (келловей-волжским), среднеюрским (байос-батским), нижнеюрским (геттанг-раннетоарским, позднеетоар-ааленским) НГК, выделяется и доюрский НГК (горизонт зоны контакта — НГГЗК и собственно внутренний палеозой) [Kontorovich, 2007].

Общепринято, что для *среднеюрского, верхнеюрского и мелового НГК* нефтематеринской является баженовская свита [Kontorovich et al., 2009].

Основной нефтегенерирующей толщей для залежей *нижнеюрского и доюрского НГК*, по мнению многих ученых, признана тогурская свита. Однако ряд исследователей [Ablyu et al., 2008 и др.] предлагают рассматривать так называемые девонские “доманики” в качестве нефтегенерирующих. Такое мнение возникло еще с самого начала открытия палеозойской нефти в Западной Сибири на Колпашевской площади в скважине 2-Р [Алескерова и др., 1960]. Также предполагается наличие смешанных источников одновременно: как палеозойских, так и юрских [Ступакова и др., 2015]. Геохимическими исследованиями определена возможность вертикальной миграции углеводорода (УВ) из раннетоарской тогурской нефтегенерирующей толщи в доюрские отложения [Saltymakova et al., 2017], величина которой может составить порядка 150—250 м [Коржов и др., 2013, 2019].

Уровень зрелости рассеянного органического вещества (РОВ) тогурских отложений в региональном плане установлен в пределах градаций от $МК_1^2$ до $МК_2$, а на локальном участке в районе Черемшанской мезоседловины составляет $МК_3^1$. По генезису РОВ является типично озерным, преимущественно гумусового типа, с содержанием $C_{орг}$ в породах от 1,5 до 5,0 % [Фомин, 2011].

На территории исследования тогурская свита залегает в депрессионных зонах Нюрольско-Колтогорского желоба и западной части Усть-Тымской мегавпадины, форми-

руясь в бортах, изрезанных каньонообразными прогибами, выклиниваясь на эрозионно-тектонических выступах доюрского основания. Мощность тогурских отложений колеблется от 0 до 40 м, увеличиваясь в наиболее погруженных частях, таких как Ильякский прогиб, Северо-Мылджинская впадина, более чем на 160 м. Раннетоарские отложения вскрыты 17 скважинами, пробуренными в Колтогорском мезопрогибе, и тремя скважинами в западной части Усть-Тымской мегавпадины.

Эрозионно-тектонические выступы доюрского основания являются местом локализации залежей углеводородов, связанных со сложнопостроенными литологически, тектонически и стратиграфически экранированными ловушками. Формированию последних двух типов ловушек способствует достаточно развитая разломная тектоника на территории. Кроме того, гипергенно-гидротермальные процессы, происходящие в рассматриваемых отложениях, приводят к образованию отдельных типов ловушек в резервуарах коры выветривания.

Нижнеюрские флюидоупоры рассматриваются в качестве покрывки для залежей в резервуарах коры выветривания. При выклинивании нижнеюрских отложений роль покрывки могут выполнять среднеюрские локальные глинистые пачки. Для залежей во внутреннем палеозое покрывками могут служить непроницаемые разности выше залегающей коры выветривания или, при отсутствии ее, те же флюидоупоры, что и для НГГЗК. Часто залежи доюрского НГК оказываются гидродинамически связанными и образующими общий этаж нефтеносности.

В пределах территории исследования в доюрском НГК к **нефтегазоносному горизонту зоны контакта** (НГГЗК, пласт М) приурочены четыре месторождения нефти (см. рис. 2, табл. 1). На этом же стратиграфическом уровне получены прямые признаки при бурении скважин Приколтогорская 1 (см. рис. 2, скв. Пк1), Ступенчатая 5 (Сту5), Чебачья 218 (Чб218). Открыто одно месторождение, содержащее залежь

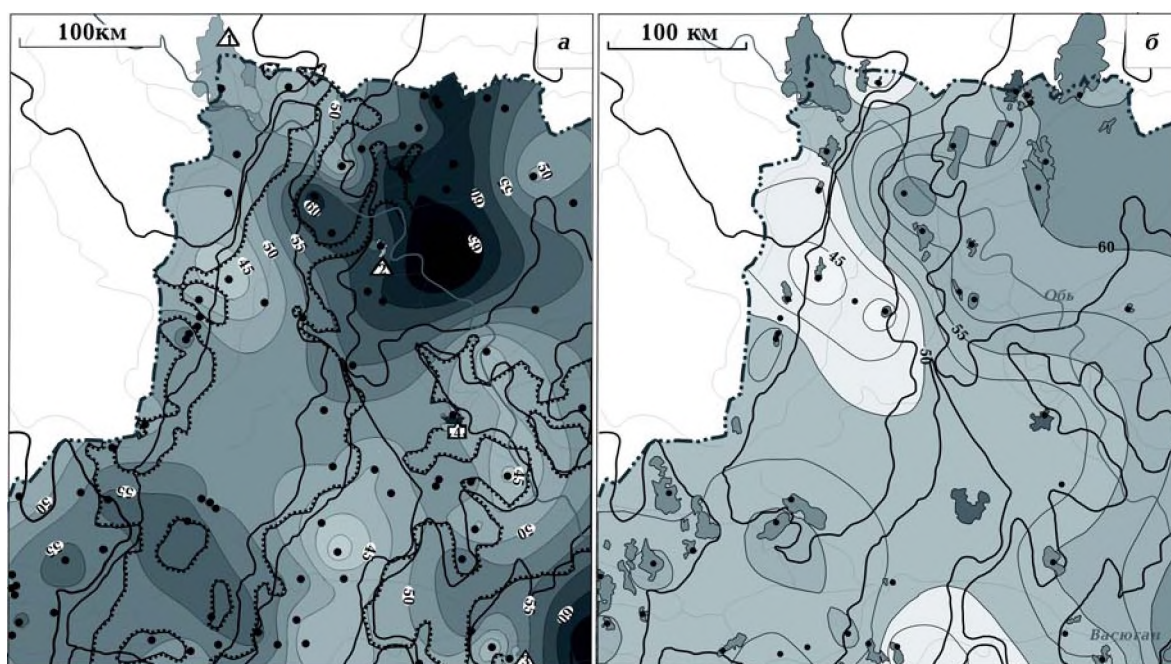


Рис. 3. Схематические карты положения скважин палеотемпературного моделирования и распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления по результатам палеотемпературного моделирования: а — 82 скважин [Лунева, 2019], б — 44 скважин [Исаев и др., 2018б].

в объединенном резервуаре НГГЗК и внутреннего *палеозоя* (пласт М₁). В палеозойских отложениях признаки нефтегазоносности зафиксированы в скв. Северо-Сутыгинская 2 (С-Сут2), где при испытании получен приток разгазированной воды.

Для расчета и анализа плотности теплового потока территории исследований привлечены 82 представительные скважины, расположенные как в депрессион-

ной зоне, так и в пределах положительных структур (рис. 3, а). Пример параметризации седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скв. Северо-Сутыгинская 2 (см. рис. 2, сочленение Колтогорского мезопргиба и Северо-Васюганского 2 куполовидного поднятия, С-Сут2), дающей представление об осадочном разрезе территории, приведен в табл. 2.

Т а б л и ц а 1 . Месторождения с залежами в доюрском комплексе Колтогорского мезопргиба и структур обрамления

| Месторождение | Условный номер месторождения (рис. 1) | Фазовое состояние | Горизонт, пласт |
|----------------|---------------------------------------|---------------------|--------------------|
| Советское | 1 | Нефть | НГГЗК, М |
| Конторовичское | 2 | Нефть | НГГЗК, М |
| Чкаловское | 3 | Нефть | НГГЗК, М |
| | | Нефть/газ/конденсат | PZ, М ₁ |
| Ясное | 4 | Нефть | НГГЗК, М |

Т а б л и ц а 2. Параметризация осадочной толщи на примере скв. Северо-Сутыгинская 2

| Свита, толща* (стратиграфия) | Мощность*, м | Возраст**, млн л | Время накопления, млн лет | Плотность***, г/см ³ | Теплопроводность, Вт/(м · град) | Температуро- проводность, м ² /с | Тепло- выделение, Вт/м ³ |
|--|--------------|------------------|------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|--|--|
| Четвертичные Q | 7 | 0—1,64 | 1,64 | 2,02 | 1,27 | 6,5e ⁻⁰⁰⁷ | 1,1e ⁻⁰⁰⁶ |
| Плиоценовые N ₂ | 27 | 1,64—4,71 | 3,07 | 2,07 | 1,31 | 6,5e ⁻⁰⁰⁷ | 1,1e ⁻⁰⁰⁶ |
| Миоценовые N ₁ | 34 | 4,71—24,0 | 19,29 | 2,07 | 1,31 | 6,5e ⁻⁰⁰⁷ | 1,1e ⁻⁰⁰⁶ |
| Некрасовская nkP ₃ | 113 | 24,0—32,2 | 8,3 | 2,09 | 1,35 | 7e ⁻⁰⁰⁷ | 1,2e ⁻⁰⁰⁶ |
| Чеганская hgP _{3—2} | 124 | 32,2—41,7 | 9,4 | 2,09 | 1,35 | 7e ⁻⁰⁰⁷ | 1,2e ⁻⁰⁰⁶ |
| Люлинворская llP ₂ | 214 | 41,7—54,8 | 13,1 | 2,09 | 1,35 | 7e ⁻⁰⁰⁷ | 1,2e ⁻⁰⁰⁶ |
| Талицкая tlP ₁ | 45 | 54,8—61,7 | 6,9 | 2,09 | 1,35 | 7e ⁻⁰⁰⁷ | 1,2e ⁻⁰⁰⁶ |
| Ганькинская gnP _{1—K₂} | 148 | 61,7—73,2 | 11,5 | 2,11 | 1,37 | 7e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Славгородская slK ₂ | 62 | 73,2—86,5 | 13,3 | 2,11 | 1,37 | 7e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Ипатовская ipK ₂ | 100 | 86,5—89,8 | 3,3 | 2,18 | 1,4 | 7e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Кузнецовская kzK ₂ | 15 | 89,8—91,6 | 1,8 | 2,18 | 1,43 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Покурская pkK _{2—1} | 783 | 91,6—114,1 | 22,5 | 2,26 | 1,49 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Алымская a ₂ K ₁ | 19 | 114,1—116,3 | 2,2 | 2,39 | 1,6 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Алымская a ₁ K ₁ | 30 | 116,3—120,2 | 3,9 | 2,39 | 1,6 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Киялинская klsK ₁ | 474 | 120,2—132,4 | 12,2 | 2,39 | 1,6 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Тарская trK ₁ | 111 | 132,4—136,1 | 3,7 | 2,44 | 1,62 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Куломзинская klmK ₁ | 305 | 136,1—145,8 | 9,7 | 2,44 | 1,64 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,25e ⁻⁰⁰⁶ |
| Баженовская bgJ ₃ | 19 | 145,8—151,21 | 5,4 | 2,42 | 1,62 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,3e ⁻⁰⁰⁶ |
| Георгиевская grJ ₃ | 11 | 151,2—156,6 | 5,4 | 2,42 | 1,62 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,3e ⁻⁰⁰⁶ |
| Васюганская vsJ ₃ | 79 | 156,6—162,9 | 6,3 | 2,42 | 1,6 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,3e ⁻⁰⁰⁶ |
| Тюменская + салатская tm + slJ _{2—1} | 375 | 162,9—200,8 | 37,9 | 2,46 | 1,64 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,3e ⁻⁰⁰⁶ |
| Тогурская tgJ ₁ | 15 | 200,8—203,9 | 3,1 | 2,46 | 1,64 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,3e ⁻⁰⁰⁶ |
| Урманская urJ ₁ | 40 | 203,9—208 | 4,1 | 2,46 | 1,64 | 8e ⁻⁰⁰⁷ | 1,3e ⁻⁰⁰⁶ |

Примечание. * — данные литолого-стратиграфических разбивок изучены и сведены из первичных "дел скважин" (материалы Томского филиала ФБУ "Территориальный фонд геологической информации по СФО") и из каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин [Волков, 2000]. ** — в качестве основы использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [Харленд и др., 1985]. *** — литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа [Богачев, 1987]. Заливкой показаны времена накопления тогурской и баженовской нефтематеринских свит и их параметрическое описание.

О методике исследований. Определенные степени реализации генерационного потенциала тогурской свиты основывается на методе палеотемпературного моделирования, который опирается на решение уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей [Starostenko et al., 2006]. Восстановление термической истории нефтематеринской свиты осуществляется в два этапа. Первый — это решение обратной задачи геотермии. На основе входных данных ("наблюденных" температур) рассчитывается тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла. Второй этап заключается в решении прямых задач геотермии — непосредственно вычисляются геотемпературы в материнской свите на заданные моменты геологического времени. Следовательно, можно определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции углеводородов.

Выполнение этапов палеотемпературного моделирования осуществляется с использованием российского программно-математического комплекса *TempoDialog* [Исаев и др., 2016а; Isaev et al., 2018] с учетом "местного" векового хода температур на земной поверхности за все геологическое время формирования осадочного разреза [Iskorkina et al., 2015; Исаев и др., 2016б].

Моделирование проводится на основе геолого-геофизических данных об осадочном разрезе в представительных глубоких скважинах. Используются все доступные геотемпературы в качестве "наблюденных", включая замеры пластовых температур, термограммы метода определения геотермического градиента (ОГГ) и геотемпературы, пересчитанные [Isaev, Fomin, 2006] из значений отражательной способности витринита (ОСВ).

Следующим шагом для получения интегральной оценки реализации генерационного потенциала нефтематеринской свиты является экспресс-оценка плотности генерации нефти. Оценка выполняется на основе расчетных данных о времени нахождения материнской свиты в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) и геотемпе-

ратурах главной фазы нефтеобразования (ГФН) [Лобова и др., 2013]. Полагаем, что вхождение материнских пород в ГЗН и начало интенсивной генерации тогурской нефти начинается с 95 °С, что соответствует градации катагенеза МК₁². Генерация происходит, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации — прочности связи керогена, а прирост энергии обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [Попов, Исаев, 2011]. Оценка плотности генерации нефти учитывает геотермический режим тогурской свиты и выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Далее, придерживаясь концепции о вертикальной миграции углеводородов как преимущественной, прогнозирование проводим в контуре распространения тогурской нефтематеринской свиты. С учетом мощности и качества потенциальных коллекторов доюрских резервуаров, разрывной тектоники строятся схемы распределения плотности аккумуляции тогурской нефти и проводится районирование территории по степени перспективности отдельной для НГТЗК и внутреннего палеозоя.

Плотность теплового потока палеозойского фундамента. В настоящей статье для расчетов теплового потока из основания осадочного разреза дополнительно использованы данные по 38 скважинам. Для построения карты плотности теплового потока были привлечены также расчетные значения по 44 скважинам, полученные ранее [Исаев и др., 2018б].

Для решения обратной задачи геотермии в разрезах последних 38 скважин использованы 45 замеров пластовых температур и 10 термограмм ОГГ (первичные "дела скважин", материалы Томского филиала ФБУ "Территориальный фонд геологической информации по СФО), а также 30 значений геотемператур, пересчитанные из определений ОСВ (определения Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск).

Проверка на адекватность рассчитанного значения теплового потока осуществляется на основе сравнения измеренных ("наблюденных") геотемператур в скважинах и расчетных (в тех же точках геологического разреза и в те же моменты геологического времени). Данное сопоставление показало, что в целом выполняется один из основных геофизических критериев оптимальности модели — критерий "невязки" [Старостенко, 1978; Isaev, 2013; Isaev et al., 2018], "невязки" составляют оптимальное значение порядка $\pm 2^\circ\text{C}$. Из 38 моделей (скважин) лишь в двух "невязки" превышают оптимальные значения и достигают $\pm 9^\circ\text{C}$ в скв. Передовая 190 (см. рис. 2, сочленение Северо-Васюганского и Трассового куполовидных поднятий) и $\pm 6^\circ\text{C}$ в скв. Айгольская 11 (см. рис. 2, Северо-Васюганское куполовидное поднятие). В обеих этих моделях использованы только температуры, пересчитанные из ОСВ.

Таким образом, по имеющимся 82 значениям плотности теплового потока методом интерполяции (Kriging, Surfer) построена карта теплового потока (см. рис. 3, а). Необходимо отметить, что по сравнению с вариантом (см. рис. 3, б), построенным ранее [Исаев и др., 2018б], нет принципиальных различий, однако карта значительно детализирована.

Территория исследования характеризуется плотностью теплового потока в интервале значений от 40 до 70 мВт/м². Увеличение значения плотности теплового потока (более 60 мВт/м²) наблюдается за пределами Колтогорско-Уренгойского палеорифта и тектонически соотносятся 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 скв. Назинская 4 (см. рис. 2, Александровский свод, Кривоуцкий вал, Нз4) и составляет 70 мВт/м².

Несмотря на повышенные значения плотности теплового потока на Александровском своде, в северо-восточном направле-

нии наблюдается уменьшение значений до 50 мВт/м². Пониженные значения (менее 48 мВт/м²) отмечаются в районе Средне-васюганского мегавала, северо-западной части Усть-Тымской мегавпадины, а также в зоне сочленения Нижневартовского свода и северо-восточного борта Колтогорского мезопргиба. В зоне сочленения Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопргиба картируется повышение теплового потока, значение которого увеличивается до 55 мВт/м². Присутствие пониженных значений отмечается в северной части Колтогорского мезопргиба.

Сравнение результатов *палеотемпературного моделирования*, проведенного на землях Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления, с *экспериментальными определениями* плотности теплового потока А.Д. Дучкова [Каталог ..., 1985] показывает хорошую согласованность, надежность полученных расчетных значений плотности теплового потока. *Экспериментальные данные* характеризуются дискретными значениями в диапазоне от 48 мВт/м², достигая максимальных значений в южной части Александровского свода 65–77 мВт/м², где вскрыт гранитный массив [Фомин и др., 2014]. В целом территория Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления по *экспериментальным определениям* теплового потока оконтуривается изолинией 60 мВт/м². А полученные *расчетные значения* находятся в диапазоне 40–70 мВт/м². Среднее значение изучаемого параметра по *экспериментальным и расчетным данным* составляет 57 и 53 мВт/м² соответственно.

Необходимо подчеркнуть, что построенная более детальная карта распределения плотности теплового потока (см. рис. 3, а) также, как и ранее — рис. 3, б, *не находит значимой положительной корреляции с расположением желоба южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта*.

Геотемпературный режим и очаги генерации нефтематеринской нижнеуртурской свиты. Решением прямой

задачи были восстановлены палеотемпературы для тогурской свиты на 12 ключевых моментов ее геологической истории и построены карты динамики развития геотемператур ГЗН (рис. 4, а—м), локализуя очаги генерации тогурской нефти.

Вхождение материнских пород в ГЗН осуществляется в альб-сеномане *91,6 млн лет назад* (рис. 4, а, б). На конец формирования покурской свиты обособляются 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 мезопргиба. Еще один очаг охватывает зону сочленения восточного борта Нюрольско-Колтогорского желоба со Среднеvasюганским мегавалом.

Далее происходит постепенный прогрев территории и в турон-сантоне, начиная с *86,5 млн лет назад* (время формирования ипатовской свиты), площадь распространения очагов увеличивается, охватывая практически всю территорию развития тогурских отложений. 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 мезопргиба и в районе Южно-Юганской площади (рис. 4, г). Максимальные палеотемпературы местами превышают 110°C .

Тем не менее в конце мела, *73,2 млн лет назад*, происходит некоторое охлаждение территории (локальное палеоклиматическое похолодание на $6\text{--}7^{\circ}\text{C}$ в позднем мелу [Исаев и др., 2016]), площадь распространения зоны интенсивного нефтеобразования уменьшается (рис. 4, д). Земли западного и восточного бортов Нюрольско-Колтогорского желоба, а также западная часть Усть-Тымской мегавпадины выходят из "нефтяного окна". Максимальные палеотемпературы несколько снизились до 105°C .

В ганькинское время, *61,7 млн лет на-*

зад, практически вся территория распространения нефтематеринской свиты опять входит в ГЗН, исключая зону сочленения Нижневартковского свода и Колтогорского мезопргиба. Максимальная температура прогрева увеличивается на 10°C (рис. 4, е).

Далее, в талицкое время, *54,8 млн лет назад*, происходит незначительное уменьшение палеотемператур (начало палеоклиматического похолодания в палеогене на $5\text{--}10^{\circ}\text{C}$) и малозаметное сокращение площади очагов генерации в центральной части Колтогорского мезопргиба и на территории Усть-Тымской мегавпадины (рис. 4, ж).

Позднее с увеличением мощности перекрывающих отложений происходит дальнейший прогрев тогурских отложений (рис. 4, з). *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. Главная зона нефтеобразования занимает всю территорию распространения тогурской свиты. Максимальные палеотемпературы свиты характеризуются значениями более 130°C (рис. 4, и).

Далее и до настоящего времени происходит постепенное охлаждение тогурской свиты (рис. 4, к, л), что связано с продолжающимся палеоклиматическим плиоцен-четвертичным похолоданием. Максимальные температуры в тогурской свите снизились до 115°C . Нефтематеринская свита вышла из "нефтяного окна" в северной части Колтогорского мезопргиба, в зоне сочленения Северо-Мыльджинской впадины и Центрального прогиба, на западном склоне Среднеvasюганского мегавала, а также на локальных участках в районе Хвойной и Амбарской площадей (рис. 4, м). Постепенное охлаждение разреза наблюдается от Среднеvasюганского мезовала в западном и восточном направлениях и от Нижневартковского свода в юго-восточном направлении. Тем не менее оча-

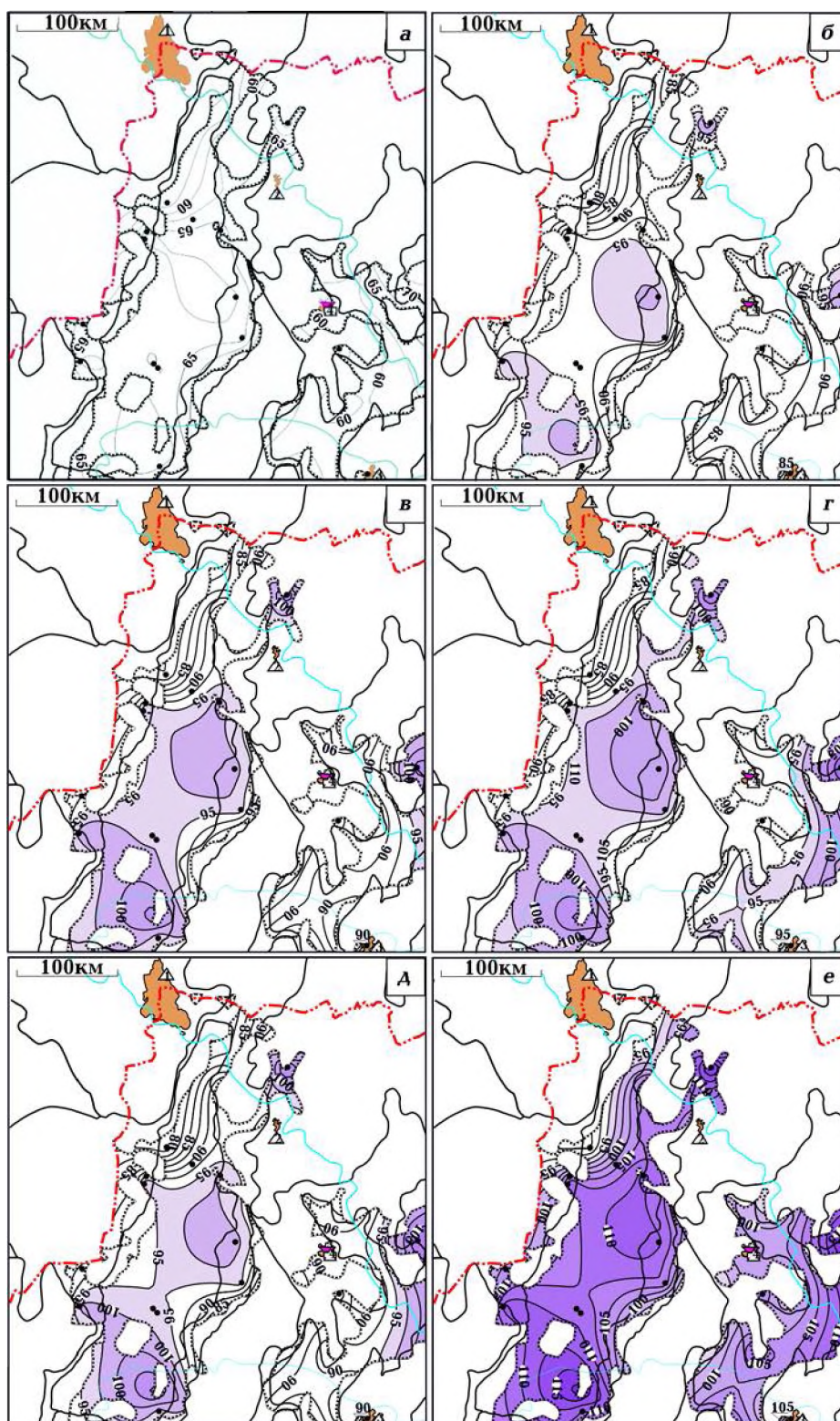
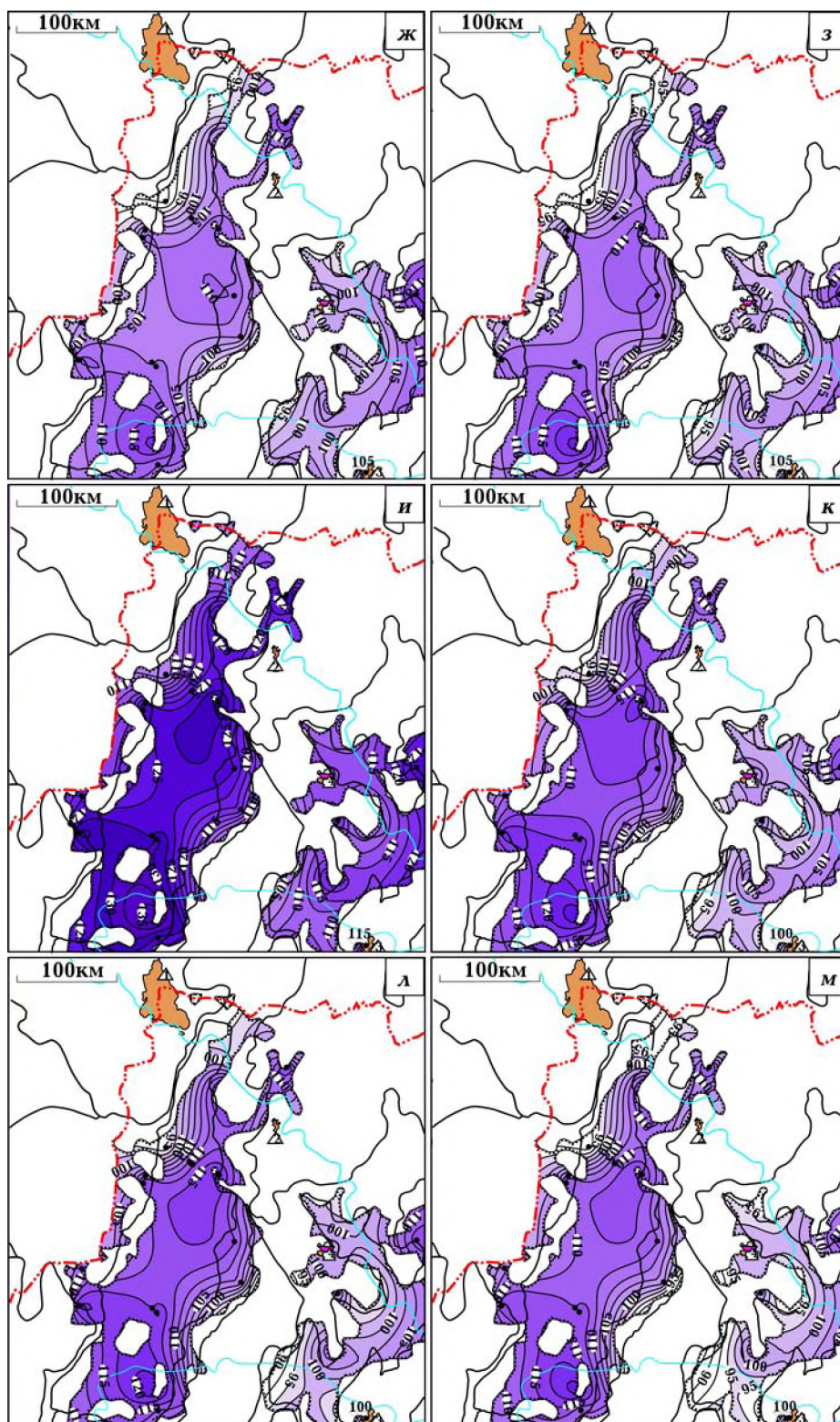


Рис. 4. Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурской нефти (обозначены заливкой) Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления [Лулева, 2019]: а — 114,1 млн лет назад; б — 91,6 млн лет назад; в — 89,5 млн лет назад; г — 87,5 млн лет назад; д — 85,5 млн лет назад; е — 83,5 млн лет назад.



лет назад; г — 86,5 млн лет назад; д — 73,2 млн лет назад; е — 61,7 млн лет назад; ж — 4,8 млн лет назад; з — 41,7 млн лет назад; и — 24,0 млн лет назад; к — 4,7 млн лет назад; л — 1,6 млн лет назад; м — современный разрез. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.

ги покрывают 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 . Оценка осуще-

вляется расчетным путем на основе данных о времени нахождения материнской свиты в ГЗН и геотемператур ГФН:

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

где U_i — расчетная геотемпература оча-

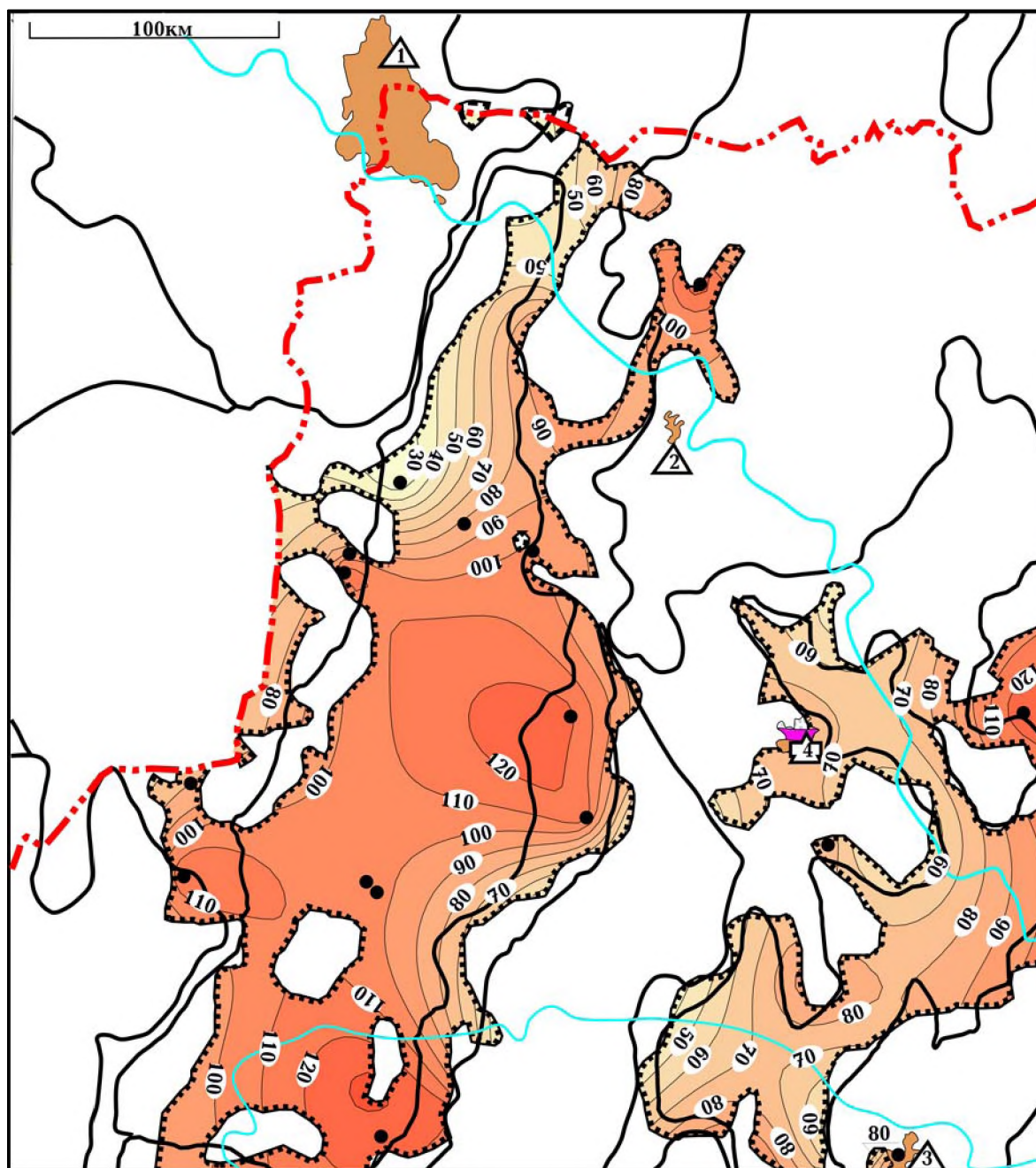


Рис. 5. Схематическая карта распределения плотности генерации тогурской нефти Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления. Значение изолиний — в условных единицах. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.

га генерации нефти, °C; t_i — интервальное время действия очага, млн лет; $n = 11$ — количество временных интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН; k — коэффициент масштабирования.

Интегральный показатель R , на котором основывается оценка плотности генерации нефти, рассчитан в разрезе 16 моделируемых скважин, вскрывших тогурские отложения, и, далее, построена карта распределения плотности генерации тогурской нефти, в условных единицах (рис. 5).

Необходимо отметить, что Советское нефтяное месторождение располагается за пре-

делами распространения тогурской свиты. Можно предположить, что нефтегенерирующей для доюрских залежей этого месторождения является не тогурская свита, а радомская пачка [Атлас ..., 2004], которая картируется в непосредственной близости.

Резервуар коры выветривания. На территории исследования представлен достаточно большой спектр литологических разновидностей доюрских отложений (рис. 6, а), выходящих на поверхность фундамента, по которым и образуются разнообразные профили кор выветривания.

Существенную часть территории исследования занимают пермо-триасовые трап-

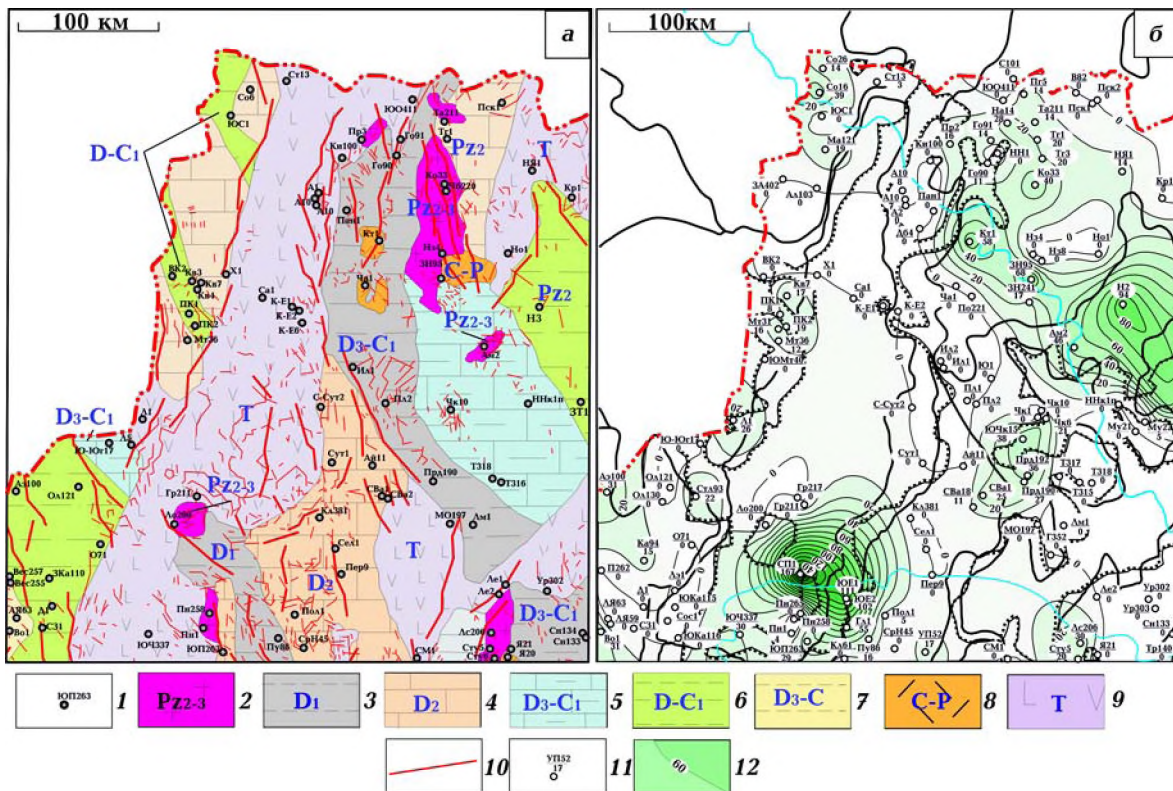


Рис. 6. Колтогорский мезопрогиб и структуры обрамления: а — схема петротипов пород фундамента и дизъюнктивных нарушений, с использованием [Kontorovich et al., 2011]; б — схематическая карта изопакит коры выветривания; 1 — скважина, в которой анализировалась литологическая характеристика доюрских отложений; 2—9 — фация комплекса пород фундамента с датировкой возраста (2 — средне-позднепалеозойская гранитная, 3 — раннедевонская глинисто-кремнистая сланцевая, 4 — среднедевонская карбонатная, 5 — позднедевонско-реннекаменноугольная терригенно-карбонатная, 6 — девон-раннекаменноугольная терригенная, 7 — позднедевон-каменноугольная глинисто-сланцевая, 8 — карбон-пермская липаритовая, 9 — триасовая андезитово-базальтовая); 10 — дизъюнктивы; 11 — скважина, данные которой использованы для построения карты толщин коры выветривания, в числителе указан условный индекс скважины, в знаменателе — мощность коры, м; 12 — изопакиты, м. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.

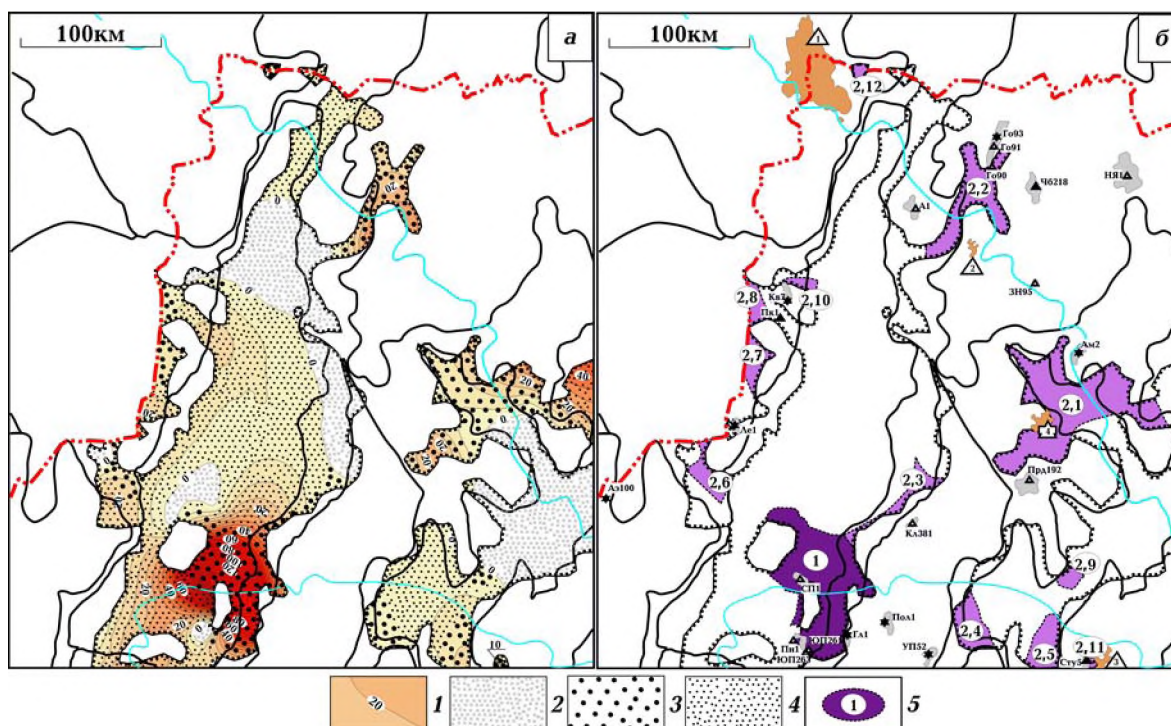
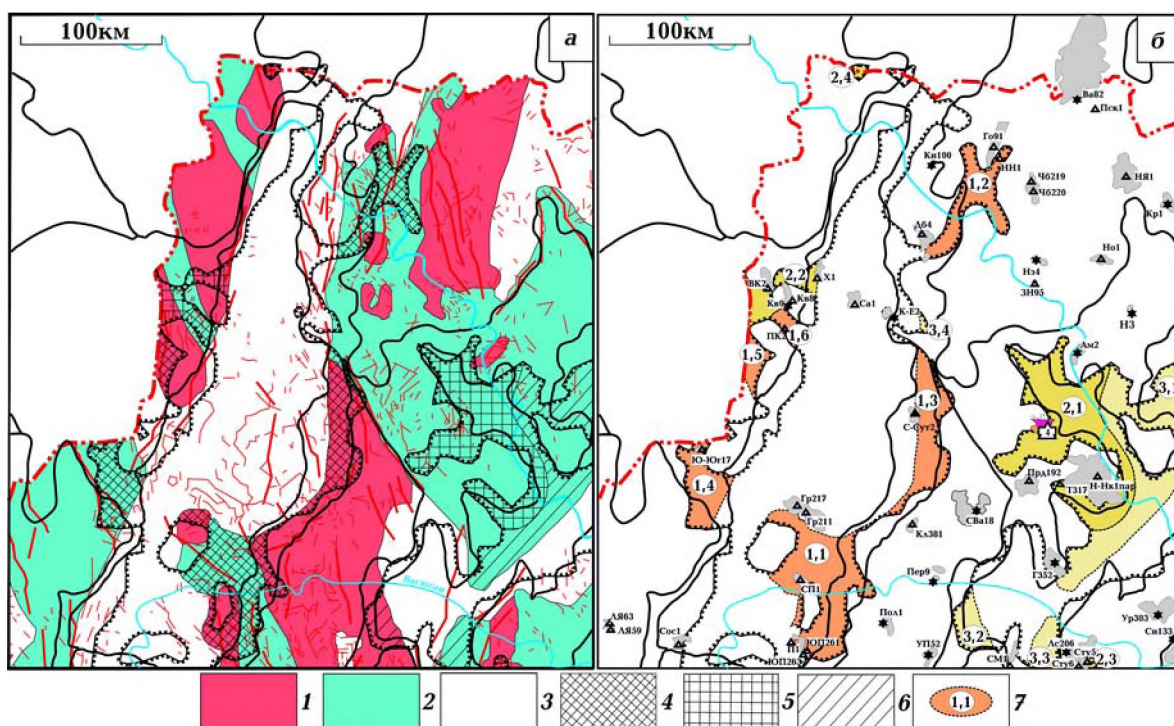


Рис. 7. Колтогорский мезопргиб и структуры обрамления. Кора выветривания. Распределение плотности аккумуляции тогурской нефти и качества коллекторов (а), ранжирование зон и участков по степени перспективности (б) [Лобова и др., 2019]: 1 — изолинии плотности эмиграции нефти, усл. ед.; 2 — отсутствие коры; зона коллекторов: 3 — с хорошими ФЕС, 4 — с пониженными ФЕС, 5 — перспективная зона (участок), номер ранжирования (интенсивность закрайки пропорциональна степени перспективности). Остальные условные обозначения см. на рис. 2.



повые образования вулканогенно-осадочной туринской серии. Породы вулканогенного типа вскрыты на Саймовской (рис. 6, а, скв. Са1), Куль-Еганской (К-Е6, К-Е2), Грушевой (Гр211) площадях и представлены порфиристыми эффузивными диабазами и долеритами. Эти породы практически не образуют кор выветривания, а если подвергаются выветриванию, то пустотностей в них практически нет. В случае же полнопрофильных преобразований по этим породам образуются глины с преобладанием монтмориллонита. Такие толщи обладают хорошими флюидоупорными свойствами. По карбонатно-вулканогенным породам вследствие гидротермальных процессов формируются такие образования, как метаморфизованная древесная брекчия, вскрытая в скв. Южно-Пионерская 263 (рис. 6, а, ЮП263), которая не отличается повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Гидротермально измененный дацит в скв. Западно-Тымская 1 (ЗТ1) также оказался слабопроницаемым. Процессы доломитизации, окремнения и пиритизации по терригенным породам приводят к закупориванию пористого пространства глинистыми разностями и потере фильтрационных свойств.

По карбонатным, терригенно-карбонатным, глинисто-кремнистым и магматическим породам кислого состава образуются коллекторы, характеризующиеся хорошими ФЕС [Ковешников, Недоливко, 2012б; Кузина и др., 2014]. Такие разновидности пород слагают Северо-Чкаловский врез, Северо-Мыльджинскую впадину и восточную часть Черемшанской мезоседловины. В подтверждение этому факту из интенсивно выветрелых микрогранитов в скв. Ступенчатая 5 (см. рис. 6, а, Сту5) полу-

чен приток нефти с водой. Измененные липариты, вскрытые в скважинах на Ясной и Конторовичской площадях, также оказались нефтенасыщенными. С выветрелыми известняками, слагающими пласт М, связаны залежи на Чкаловском и Советском месторождениях.

Анализ карты изопахит кор выветривания, построенной по данным 126 скважин, показал, что толщина ее на территории исследования весьма изменчива (рис. 6, б). Отложения выклиниваются не только на локальных участках, но и на достаточно большой территории, ориентированной в северо-восточном направлении в центральной части Колтогорского мезопргиба, Усть-Тымской мегавпадины, а также в зоне их сочленения. Наибольшие значения толщин достигаются в южной части Черемшанской мезоседловины — 167 м в скв. Северо-Пионерская 1 (см. рис. 6, б, СП1). Важную роль здесь могут играть тектонические процессы, которые ведут к формированию трещиноватых зон, что способствует образованию кор выветривания.

Распределение плотности аккумуляции тогурской нефти и районирование резервуара коры выветривания. Значения распределения плотности аккумуляции тогурской нефти (усл. ед.) в коре выветривания (рис. 7, а) рассчитаны перемножением матрицы значений мощности коры (см. рис. 6, б) и матрицы значений плотности генерации тогурской нефти (см. рис. 5). Так, наряду с распределением объемов генерированной нефти учитывается распределение аккумулярующих объемов резервуара, обусловленных его толщинами.

Районирование перспектив резервуара коры выветривания (рис. 7, б) основывается на комплексном учете следующих фак-

←

Рис. 8. Колтогорский мезопргиб и структуры обрамления. Внутренний палеозой. Специализированные области петротипов пород, тектонические нарушения и качество коллекторов (а), районирование и ранжирование участков по степени перспективности (б) [Лобова и др., 2019]: 1—3 — область петротипа (1 — с вероятностью образования улучшенных коллекторов, 2 — с вероятностью образования хороших коллекторов, 3 — не образующая коллекторы); 4—6 — зона коллектора (4 — с улучшенными ФЕС, 5 — с хорошими ФЕС, 6 — с плохими ФЕС); 7 — перспективная зона (участок), указан номер ранжирования (интенсивность закрашки пропорциональна степени перспективности). Остальные условные обозначения см. на рис. 2.

торов: 1) плотность аккумуляции тогурской нефти (см. рис. 6, а); 2) распространение петротипов пород фундамента (см. рис. 6, а), по которым могут образовываться коллекторы в коре выветривания с хорошинами ФЕС (см. рис. 7, а), и 3) наличие разломной тектоники (см. рис. 7, а).

В результате учета перечисленных факторов земли распространения коры выветривания зонированы по приоритету. Наиболее перспективно проводить поисковые геолого-геофизические работы на землях **зоны 1**, приуроченных к восточной части Черемшанской мезоседловины и ее сочленению с северным бортом Колтогорского мезопргиба и с западным склоном Среднеवासюганского мегавала. Необходимо отметить, что здесь при совместном испытании в скв. Северо-Пионерская 1 (см. рис. 7, б, СП1) резервуаров коры выветривания и палеозоя в интервале 3201—3234 м притока не получено, что, вероятно, связано с неверным выбором интервала испытания ввиду недостаточной геолого-геофизической изученности разреза. Вместе с тем, отсутствие притоков в скв. Пионерская 1, Южно-Пионерских 261, 263 (см. рис. 7, б, Пн1, ЮП261, ЮП263), расположенных за пределами перспективной **зоны 1**, согласуется с прогнозными границами зоны.

Следующей по приоритету идет **зона 2**, которая в свою очередь представлена двенадцатью разобценными участками. Оценка их степени перспективности (ранжирование) определяется в первую очередь плотностью дизъюнктивных нарушений с учетом площади участков.

Высокая перспективность **участка 2.1**, приуроченного к Северо-Чкаловскому врезу и зоне его сочленения с Мурасовским выступом, подтверждается наличием нефтяной залежи в НГТЗК на Чкаловском месторождении.

Участок 2.2 расположен на западном склоне Александровского свода, его граница хорошо контролируется отсутствием притока на Горстовой площади в скв. 90 (см. рис. 7, б, Го90), расположенной за пределами участка и вскрывшей образования

литокластического туфа андезитового порфирита и долерита.

Участок 2.3 приурочен к землям сочленения Колтогорского мезопргиба и Среднеवासюганского мегавала.

Далее следуют **участки 2.4** и **2.5**, расположенные на территории западного борта Южно-Неготской впадины и северной части Центрального прогиба соответственно.

Участки 2.6 и **2.7** приурочены к южному склону Ледового и западному склону Кедрово-Матюшкинского куполовидных поднятий соответственно. Перспективность этих участков не подтверждена из-за отсутствия данных о насыщении пласта М.

Участок 2.8 приурочен к северо-восточному склону Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия. Перспективность данного участка иллюстрируется полученным притоком газа и пленки нефти в Приколтогорской скв. 1 (см. рис. 7, б, Пк1), расположенной в непосредственной близости от границы участка.

Далее выделены локальные **участки 2.9** и **2.10** в зоне сочленения Южно-Неготского прогиба и Северо-Мыльджинской впадины и зоне сочленения Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия и Колтогорского мезопргиба соответственно, которые пока не заверены бурением.

Участок 2.11 в юго-восточной части территории исследования подтверждает свой высокий потенциал наличием нефтяной залежи на Ясном месторождении, а также притоком нефти в скв. Ступенчатая 5 (см. рис. 7, б, Сту5), вскрывшей кору выветривания по гранитам.

Локальный **участок 2.12** расположен в районе восточного склона Советско-Соснинского куполовидного поднятия и по нему нет сведений о прямых признаках нефтенасыщения.

Наличие нефтяных залежей Конторовичского месторождения (пласт М) и не промышленного притока на Чебачьей структуре из пласта М в скв. 218 (см. рис. 7, б, Чб218), расположенных за пределами распространения нефтематеринской свиты, вероятно, объясняется непосредственным

примыканием здесь тогурской толщи к эрозионным выступам фундамента. Это дает уникальную возможность латеральной миграции тогурской нефти.

Что касается нефтяной залежи М на Советском месторождении, то, возможно, нефтепроизводящей здесь является радомская пачка или глинистые прослои среднеюрской тюменской свиты. 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 15 скважинах, пробуренных вне развития тогурской свиты, получены притоки пластовой воды без признаков нефтенасыщения или приток отсутствует, что согласуется с выполненным прогнозом (см. рис. 7, б).

Согласованность выделенных перспективных зон *резервуара коры выветривания* и признаков нефтенасыщения по результатам испытаний глубоких скважин составляет порядка 70 %.

Наиболее приоритетным районом относительно перспектив нефтегазоносности резервуара коры выветривания является зона 1, которая охватывает восточные земли Черемшанской мезоседловины, участки ее сочленения с северным бортом Колтогорского мезопрогиба и с западным склоном Средневасюганского мегавала.

Палеозойский резервуар. Палеозойские отложения на территории исследования представлены осадочными, магматическими и метаморфическими породами. Каждая из этих групп характеризуется различными литологическими разновидностями (см. рис. 6, а). Коллекторы в доюрском НГК *внутреннего палеозоя* могут формироваться за счет вторичных минералогических процессов и формирования трещиноватости [Ковешников, Недоливко, 2012а; Koveshnikov et al., 2016]. Данные процессы в различной степени влияют на развитие вторичной пористости в породах и, как следствие, на их ФЕС.

Если оценивать петрографические раз-

новидности пород с точки зрения качества потенциального коллектора, то их можно разделить на три группы, которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют коллекторы. Эффузивные и интрузивные породы преимущественно кислого состава и карбонатные отложения относятся к петротипам пород, которые с высокой вероятностью образуют коллекторы с наилучшими ФЕС. В последних отложениях наиболее активно протекают вторичные минералогические процессы, формирование трещиноватости, перекристаллизация. Ко второй группе, со средней вероятностью, относятся терригенно-карбонатные и метаморфические породы, такие как различные глинисто-кремнистые разновидности, метапесчаники. С низкой вероятностью могут образовываться коллекторы с благоприятными ФЕС в плотных глинистых разностях и магматических породах основного состава.

Применив полученное разделение пород по потенциалу качества ФЕС с учетом плотности разрывной тектоники на схеме выделены области, характеризующие качество ФЕС коллектора (рис. 8, а).

Распределение плотности аккумуляции тогурской нефти и районирование палеозойского резервуара. Районирование в отношении нефтегазоносности для палеозойского резервуара основывается на учете комплекса тех же факторов, что и для резервуара коры выветривания, а именно учета плотности дизъюнктивных нарушений, "предрасположенности" различных петротипов пород к образованию коллекторов (рис. 8, а (см. с. 142)) и учета плотности генерации тогурской нефти (см. рис. 5). В результате учета этих факторов территория исследований зонирована по приоритету. Ранжирование участков обуславливается теми же критериями с учетом величины его площади (рис. 8, б).

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

ницы данного участка подтверждаются отсутствием притоков УВ из палеозоя в скважинах Пионерская 1, Южно-Пионерские 261, 263, Грушевых 211, 217 (см. рис. 8, б, Пн1, ЮП261, ЮП263, Гр211, Гр217).

Участок 1.2 приурочен к западному склону Александровского свода. В пределах данного участка пробурена скв. Новонадеждинская 1 (см. рис. 8, б, НН1), однако из палеозойских отложений в интервале 2742—2792 м притока не получено. Перспективность **участка 1.3** на сочленении восточного борта Колтогорского мезопрогиба и западного склона Среднеवासюганского мегавала подтверждается наличием газа в притоке из палеозойского резервуара в скв. Северо-Сутыгинская 2 (С-Сут2). Сочленение южного склона Ледового куполовидного поднятия, северо-восточного склона Каймысовского свода и юго-западного борта Колтогорского мезопрогиба соответствует расположению **участка 1.4**. На нем пробурена скв. Южно-Юганская 17 (Ю-Юг17), вскрывшая переслаивание базальтов, диабазов, туфопесчаников, туфоалевролитов с прослоями карбонатных пород. При испытании притока в данной скважине не получено. **Участки 1.5** и **1.6** приурочены к западному и восточному склонам Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия соответственно. Пробуренная на **участке 1.6** скв. Приколтогорская 2 (ПК2), 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 обосновываются отсутствием притока в скважинах, расположенных вблизи границ участка. **Участок 2.3** расположен в северной части Двойного выступа. Перспек-

тивность участка остается под вопросом в связи с отсутствием притока в скв. 5 и 6 на Ступенчатой площади (см. рис. 8, б, Сту5, Сту6). 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 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. Прямых признаков, подтверждающих или опровергающих перспективность зоны 3, на данный момент нет.

Проводя сопоставление прямых признаков нефтенасыщения в глубоких скважинах и закартированных перспективных зон и участков *резервуара палеозойского фундамента*, можно сделать вывод об определенной связанности, согласованности составляет около 70 %.

Резюмируя проделанную работу по районированию территории для освоения *резервуара палеозойского фундамента*, можно выделить следующие наиболее перспективные участки: 1) восточная часть Черемшанской мезоседловины, земли сочленения ее с западным склоном Среднеवासюганского мегавала и северным бортом Колтогорского мезопрогиба; 2) Северо-Чкаловский врез и сочленение его с Мурасовским выступом и Трассовым куполовидным поднятием, с менее оптимистичным прогнозом.

Заключение. В настоящей публикации приводится детализированная карта плотности теплового потока из доюрского фун-

дамента Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления, детально демонстрируется термическая история очагов генерации нефти в нижнеюрской материнской тогурской свите, кумулятивно учитываются температуры локализованных очагов за весь период их существования, дается зональный прогноз плотности генерации и эмиграции тогурской нефти.

Детализированная карта теплового потока подтвердила результат работы [Исаев и др., 2018б], что желоб южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта не имеет значимого проявления в повышенных значениях теплового потока. С распределением палеотемператур тогурской свиты зона палеорифта также однозначно не коррелирует.

- Следующим этапом исследования проводились в рамках концепции преимущественно вертикальной миграции углеводородов. Интегральным анализом распределения плотности генерации тогурской нефти, потенциальных фильтрационно-емкостных характеристик резервуаров и разрывной тектоники палеозоя выполнено зональное нефтегеологическое районирование доюрского комплекса и ранжирование земель по степени перспективности.
- Наиболее перспективна относительно нефтегазоносности резервуара коры выветривания, а соответственно, и приоритетным районом для поисков является зона 1, охватывающая восточную часть Черемшанской мезоседловины и ее сочленение с северным бортом Колтогорского мезопргиба и западным склоном Среднеvasюганского мегавала (порядка 3500 км²).
- Наиболее оптимистичный прогноз для изучения и освоения резервуара внутреннего палеозоя дается для тех же земель (зона 1), что и по коре выветривания, а менее оптимистичный — для Се-

веро-Чкаловского вреза и зоны его сочленения с Мурасовским выступом и Трассовым куполовидным поднятием — зона 2 (порядка 5700 км²).

- Согласованность прогнозируемых перспективных участков доюрского НГК Колтогорского мезопргиба, структур его обрамления и установленных прямых признаков нефтенасыщения составляет порядка 70 %.

Важно отметить следующий факт. Юго-восток территории настоящего исследования включает выделенный перспективный район Северо-Чкаловского вреза ... (участок 2.1 по коре выветривания, участок 2.1 по внутреннему палеозою), который ранее [Лобова и др., 2018] также прогнозировался как перспективный (участок 2.0 по коре, участок 4.0 по палеозою). Юг территории настоящих исследований включает выделенный перспективный район восточной части Черемшанской мезоседловины ... (участок 1.0 по коре, участок 1.1 по палеозою), который ранее также прогнозировался как перспективный (участок 2.8 по коре, участок 1.5 по палеозою) [Лобова и др., 2018]. Таким образом, сопоставление на "стыковочных" землях (площадах перекрытия) (см. рис. 1, б) показывает, что перспективность районов, выделенных настоящими исследованиями, в значительной степени согласуется с прогнозом, выполненным нами ранее.

В статье изложены методические подходы и комплексная технология зонального прогнозирования нефтегазоносности доюрского основания Западной Сибири [Исаев и др., 2014]. Исследования выполняются Томской исследовательской школой геотермии как метода нефтепоисковой геофизики [Исаев и др., 2018а, 2019].

Авторы благодарят профессора, акад. Старостенко Виталия Ивановича за участие и постоянное внимание к нашим исследованиям.

Список литературы

- Алескерова З.Т., Гуревич М.С., Егоров С.В., Литвиненко И.В., Маковская Н.Е., Осыко Т.И. Геологическое строение и оценка нефтегазоносности Западной половины Новосибирской области. Ленинград: ВСЕГЕИ, 1960. 270 с.
- 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.
- 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. Томск: ТПИ, 1987. 225 с.
- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). *Изв. АН СССР. Сер. геол.* 1967. № 11. С. 135—156.
- Волков В.И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области. Томск: ОАО "Томскнефтегазгеология", 2000. 199 с.
- Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова. Санкт-Петербург: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. 477 с.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 112 с.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Фомин А.Н., Старостенко В.И. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины). *Геофиз. журн.* 2016а. Т. 38. № 3. С. 29—51. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i3.2016.107778>.
- Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Лунева Т.Е., Осипова Е.Н., Аюпов Р.Ш., Игенбаева Н.О., Фомин А.Н. Мезозойско-кайнозойский климат и геотермический режим нефтематеринской китербютской свиты арктического региона Западной Сибири. *Георесурсы.* 2018а. № 4. С. 386—395. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.386-395>.
- Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н. Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири. *Геофиз. журн.* 2016б. Т. 38. № 4. С. 3—25. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798>.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. Геотермия и зональность сланцевой нефтеносности Колтогорско-Уренгойского палеорифта (юго-восток Западной Сибири). *Геофиз. журн.* 2018б. Т. 40. № 3. С. 54—80. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v40i3.2018.137173.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н., Булатов В.И., Кузьменков С.Г., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Тепловой поток и нефтегазоносность (полуостров Ямал, Томская обл.). *Георесурсы.* 2019. Т. 21. № 3. С. 125—135. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135>.
- Каталог данных по тепловому потоку Сибири. Ред. А.Д. Дучков. Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1985. 82 с.
- Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы. *Изв. Томск. политехн. ун-та.* 2012а. Т. 320. № 1. С. 82—86.
- Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской синеклизы. *Изв. Томск. политехн. ун-та.* 2012б. Т. 320. № 1. С. 77—81.
- Конторович А.Э., Нестеров Н.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. *Геология нефти и газа Западной Сибири.* Москва: Недра, 1975. 680 с.
- Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического ве-

- щества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности). *Геология и геофизика*. 1967. № 2. С. 16—29.
- Коржов Ю. В., Исаев В. И., Жильцова А. А., Латыпова О. В. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Краснотурбинского свода). *Геофиз. журн.* 2013. Т. 35. № 1. С. 113—129. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i1.2013.116338>.
- Коржов Ю. В., Лобова Г. А., Исаев В. И., Стариков А. И., Кузина М. Я., Орлов С. А. Генезис углеводородов юрского и доюрского комплексов Чистинного месторождения (зона Колтогорско-Уренгойского палеорифта). *Изв. Томск. политехн. ун-та*. 2019. Т. 330. № 10. С. 111—125. doi: 10.18799/24131830/2019/10/2303.
- Кузина М. Я., Коржов Ю. В., Исаев В. И. Геохимическое и литологическое обоснование концепции "главного источника" доюрских залежей нефти Краснотурбинского свода. *Изв. Томск. политехн. ун-та*. 2014. Т. 324. № 1. С. 32—38.
- Кузьменков С. Г., Кузьмин Ю. А., Стулов П. А., Аюпов Р. Ш., Булатов В. И., Игенбаева Н. О., Исаев В. И., Лобова Г. А. Идентификация трудноизвлекаемых запасов нефти Югры. *Геофиз. журн.* 2019. Т. 41. № 4. С. 114—124. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177372>.
- Лобова Г. А., Исаев В. И., Кузьменков С. Г., Лунева Т. Е., Осипова Е. Н. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов). *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40. № 4. С. 73—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>.
- Лобова Г. А., Лунева Т. Е., Исаева О. С. Нефтегазоносность коры выветривания и палеозоя Колтогорского мезопргиба (северо-запад Томской области). *Изв. Томск. политехн. ун-та*. 2019. Т. 330. № 9. С. 103—113.
- Лобова Г. А., Попов С. А., Фомин А. Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины. *Нефтяное хозяйство*. 2013. № 2. С. 36—40.
- Лунева Т. Е. Геотермический режим и реализация генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты (северо-запад Томской области). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2019. Т. 14. № 2. С. 1—23.
- Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. Под ред. В. С. Суркова. Москва: Недра, 1986. 149 с.
- Попов С. А., Исаев В. И. Моделирование нефтидогенеза Южного Ямала. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33. № 2. С. 80—104. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i2.2011.117299>.
- Старостенко В. И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. думка, 1978. 228 с.
- Ступакова А. В., Соколов А. В., Соболева Е. В., Кирюхина Т. А., Курасов И. А., Бордюг Е. В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*. 2015. Т. 61. № 2. С. 63—76. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6>.
- Ступакова А. В., Пашали А. А., Волянская В. В., Сулова А. А., Завьялова А. П. Палеобассейны — новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов. *Георесурсы*. 2019. Т. 21. № 1. С. 4—12. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12>.
- Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2011. 331 с.
- Фомин А. Н., Беляев С. Ю., Красавчиков В. О., Истомин А. В. Факторы катагенеза органического вещества в юрских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология нефти и газа*. 2014. № 1. С. 127—133.
- Харленд У. Б., Кокс А. В., Левеллин П. Г., Пиктон К. А. Г., Смит А. Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. Москва: Мир, 1985. 140 с.
- Abyla, E., Nadezhkin, D., Bordyg, E., Korneva, T., Kodlaeva, E., Mukhutdinov, R., Sugden, M. A., Van Bergen, P. F. (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39 (8),

- 1176—1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>.
- Isaev, V. I. (2013). Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 7(2), 92—106.
- Isaev, V. I., & Fomin, A. N. (2006). Centers of generation of Bazhenov- and Togur-type oils in the Southern Nyuro'l'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47(6), 734—745.
- Isaev, V. I., Iskorkina, A. A., Lobova, G. A., Starostenko, V. I., Tikhotskii, S. A., & Fomin, A. N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), 310—329. <https://doi.org/10.1134/S1069351318020064>.
- Isaev, V. I., Kuzmenkov, S. G., Ayupov, R. Sh., Kuzmin, Yu. A., Lobova, G. A., & Stulov, P. A. (2019). Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia). *Геофиз. журн.*, 41(1), 33—43. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862>.
- Iskorkina, A. A., Isaev, V. I. & Terre, D. A. (2015). Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia): IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. Vol. 27. No. 012023. Retrieved from <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf>.
- Kontorovich, V. A. (2007). Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 48(5), 422—428. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002>.
- Kontorovich, A. E., Burshtein, L. M., Malyshev, N. A., Safronov, P. I., Gus'kov, S. A., Ershov, S. V., Kazanenkov, V. A., Kim, N. S., Kontorovich, V. A., Kostyreva, E. A., Melenevsky, V. N., Livshits, V. R., Polyakov, A. A., & Skvortsov, M. B. (2013). Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), 1179—1226.
- Kontorovich, A. E., Fomin, A. N., Krasavchikov, V. O., & Istomin, A. V. (2009). Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), 917—929. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>.
- Kontorovich, V. A., Solov'ev, M. V., Kalinina, L. M., & Kalinin, A. Y. (2011). The role of Mesozoic tectonics in the formation of hydrocarbon pools in the southern parts of the Kaimysovy arch and Nyuro'l'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), 845—858. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.008>.
- Kurchikov, A. R. (2001). The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), 678—689.
- Kutas, R. I., & Kobolev, V. P. (2019). The thermal regime of the southern margin East-European craton: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 249. No. 012034. Retrieved from <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/249/1/012034/pdf>.
- Koveshnikov, A. E., Nesterova, A. C., & Dolgaya, T. F. (2016). Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 43. Retrieved from <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf/>.
- Saltymakova, D., Krasnoyarova, N., & Serebrennikova, O. (2017). Distinct features of crude oils from Nyuro'l'ka Depression (Southeast of Western Siberia). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154, 91—99. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.017>.
- Starostenko, V. I., Danilenko, V. A., Vengrovitch, D. B., Kutas, R. I., Stovba, S. M., Stephenson, R. A., & Kharitonov, O. M. (1999). A new geodynamical-thermal model of rift evolution, with application to the Dnieper-Donets Basin, Ukraine. *Tectonophysics*, 313(1-2), 29—40. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(99\)00188-2](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00188-2).
- Starostenko, V. I., Kutas, R. I., Shuman, V. N., & Legostaeva, O. V. (2006). Generalization of the Rayleigh—Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), 1044—1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>.

The heat flow, thermal history of the oil source Lower Jurassic Togurskaya suite and oil-and-gas potential of the Paleozoic of the Koltogor mezodepression (southern segment of the Koltogor-Urengoy paleorift)

*G. A. Lobova, T. E. Luneva, V. I. Isaev, A. N. Fomin, Ju. V. Korzhov,
M. F. Galieva, D. S. Krutenko, 2019*

Input of the pre-Jurassic ("Paleozoic") oil is important to the reproduction of the in-situ resources base of Western Siberian oil-and-gas extraction. Prospecting and forecasting studies of the pre-Jurassic reservoirs in the territory of the Koltogor mezodepression and structures of its surrounding — in the north-western part of Tomsk Region, in the zone of the southern segment of the Koltogor-Urengoy Permian-Triassic paleorift are of interest. The pre-Jurassic oil-and-gas complex (oil-and-gas bearing horizon of the contact zone — OGBHCZ and, actually, the Inner Paleozoic) is assigned along with the Cretaceous (the Neocomian), Upper Jurassic, Middle Jurassic and Lower Jurassic oil-and-gas complexes in the study area. It is accepted that the Upper Jurassic Bazhenov suite is the oil source formation for the Middle Jurassic, Upper Jurassic and Cretaceous oil-and-gas complexes, as well as Togurskaya suite — for the Lower Jurassic and pre-Jurassic deposits. Researches are carried out in the context of the methodology of the sedimentary and migrational theory of naftidogenesis. Spatiotemporal localization of the generation foci of Togurskaya oil is performed with the original method of paleotemperature modeling. The heat flow in sections of 82 deep wells is calculated at the first stage of modeling. At the following stages the oil source suite geotemperatures are directly figured up in key moments of geological time. The integral express-assessment of realization of generation potential of the suite is performed on the base of calculated data about time of the oil source suite residence in the main oil generation zone and its geotemperatures. Following the concept about predominantly vertical migration of hydrocarbons the forecasting is carried out in the outline of the oil source suite distribution. Schemes of distribution of Togurskaya oil accumulation density are plotted and zoning of deposits is performed taking into account the thickness and quality of potential reservoirs of the pre-Jurassic deposits. Oil geological zoning of the pre-Jurassic complex and ranking areas according to the degree of promising were accomplished. The most forward-looking zone for prospecting in the weathering crust reservoir is the area, which comprises the eastern part of the Cheremshanskaya mezzo saddle. The most forward-looking zone for prospecting in the weathering crust reservoir is the area, which comprises the eastern part of the Cheremshanskaya mezzo saddle and its articulation with the northern side of the Koltogor mezodepression and the western slope of the Srednevasyuganskiy megaswell (in the order of 3500 km²). The most optimistic forecast for the Inner Paleozoic reservoir is made for the same areas as for the weathering crust, less optimistic — for the Severo-Chkalovskiy incised valley and its articulation with the Murasovskiy high and Trassovoe dome-shaped uplift (in the order of 5700 km²). Consistency of the forecast with established direct evidence of oil saturation amounts to 70%. Detailed map of the heat flow density in the study area showed that the trench of the Koltogor-Urengoy graben-rift does not have significant manifestation in enhanced values of the heat flow. The article demonstrates methodological approaches and complex technology of zonal forecasting of oil-and-gas potential of the pre-Jurassic basement of Western Siberia, which are working out by Tomsk research school of Geothermics.

Key words: "the Paleozoic" oil, pre-Jurassic reservoirs, zonal oil-and-gas potential forecasting, the Urengoy-Koltogor paleorift, Tomsk school of Geothermics.

References

- Aleskerova, Z. T., Gurevich, M. S., Egorov, S. V., Litvinenko, I. V., Makovskaya, N. E., & Osyko, T. I. (1960). *Geological framework and oil-and-gas potential assessment of the western half of Novosibirsk Region*. Leningrad: VSEGEI, 270 p. (in Russian).
- Ahpatelov, E. A., Volkov, V. A., Goncharova, V. N., Eliseev, V. G., Karasev, V. I., Muher, A. G., Myasnikova, G. P., Teplyakov, E. A., Hafizov, F. Z., Shpil'man, A. V., Yuzhakova, V. M. (Eds.). (2004). *Atlas "Geology and oil-and-gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug"*. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis, 148 p. (in Russian).
- Bogachev, S. F. (1987). Gravity exploration in complex with geological and seismic exploration of Nyurol'skiy depression in connection with oil-and-gas prospecting in the Paleozoic sediments: Candidate's thesis. Tomsk: TPI, 225 p. (in Russian).
- Vassoevich, N. B. (1967). The sedimentary and migrational theory of oil origin (historical review and the current state). *Izvestiya AN SSSR. Ser. Geologicheskaya*, (11), 135—156 (in Russian).
- Volkov, V. I. (2000). *Creation of systematized operational geological and geophysical information to provide thematic and research works at the Tomsk region*. Tomsk: OAO "Tomsk-neftegazgeologiya", 199 p. (in Russian).
- Kontorovich, A. E., & Surkov, V. S. (2000). *Western Siberia. Geology and mineral resources of Russia*. Vol. 2. St. Petersburg: VSEGEI Publ. House, 477 p. (in Russian).
- Isaev, V. I., Lobova, G. A., Korzhov, Yu. V., Kuzina, M. Ya., Kudryashova, L. K. & Sungurova, O. G. (2014). *Strategy and basis of technologies for hydrocarbon exploration in the pre-Jurassic basement of Western Siberia*. Tomsk: TPU Publ. house, 112 p. (in Russian).
- Isaev, V. I., Lobova, G. A., Mazurov, A. K., Fomin, A. N. & Starostenko, V. I. (2016a). Zoning of the Bazhenov suite and clinofolds of Neocomian according to the density resources of shale and primarily-accumulated oil (NuroI megadepression as an example). *Geofizicheskiy zhurnal*, 38 (3), 29—51. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i3.2016.107778> (in Russian).
- Isaev, V. I., Iskorkina, A. A., Lobova, G. A., Luneva, T. E., Osipova, E. N., Ayupov, R. Sh., Igenbaeva, N. O., & Fomin, A. N. (2018a). Mesozoic-Cenozoic climate and the geothermal regime of the oil source Kiterbyutskaya suite of the Arctic region of Western Siberia. *Georesursy*, 20 (4), 386—395. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.386-395>.
- Isaev, V. I., Iskorkina, A. A., Lobova, G. A., Fomin, A. N. (2016b). Paleoclimate's factors of reconstruction of thermal history of petroleum bazhenov and togur suites southeastern West Siberia. *Geofizicheskiy zhurnal*, 38 (4), 3—25. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798> (in Russian).
- Isaev, V. I., Lobova, G. A., Stockiy, V. V. & Fomin, A. N. (2018b). Geothermy and zoning of shale pll prospects of the Koltogor-Urengoy paleorift (southeastern part of West Siberia). *Geofizicheskiy zhurnal*, 40 (3), 54—80. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v40i3.2018.137173 (in Russian).
- Isaev, V. I., Lobova, G. A., Fomin, A. N., Bulatov, V. I., Kuz'menkov, S. G., Galieva, M. F., & Krutenko, D. S. (2019). Heat flow and oil-and-gas potential (the Yamal peninsula, Tomsk Region). *Georesursy*, 21 (3), 125—135. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135> (in Russian).
- Duchkov, A. D. (Ed.). (1985). *Catalogue of Siberian heat flow data*. Novosibirsk: Edition of the Institute of Geology and Geophysics SB AS USSR, 82 p. (in Russian).
- Koveshnikov, A. E. & Nedolivko, N. M. (2012a). Secondary catagenetic transformations of the pre-Jurassic rocks of West Siberian geosyncline. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 320 (1), 82—86 (in Russian).
- Koveshnikov, A. E. & Nedolivko, N. M. (2012b). Weathering crust of the pre-Jurassic deposits of Western Siberian geosyncline. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 320 (1), 77—81 (in Russian).
- Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K.,

- Surkov, V.S., Trofimuk, A.A. & Erve, Yu.G. (1975). *Oil-and-gas Geology of Western Siberia*. Moscow: Nedra, 680 p. (in Russian).
- Kontorovich, A.E., Parparova, G.M., Trushkov, P.A. (1967). Metamorphism of the organic matter and some issues of oil-and-gas potential (the Mesozoic sediments of Western Siberian Lowland as an example). *Geologiya i geofizika*, (2), 16—29 (in Russian).
- Korzhov, Yu. V., Isaev, V.I., Zhiltsova, A. A. & Latipova, O. V. (2013). Distribution of aromatic hydrocarbons in the context of sediments of oil-and-gas bearing complexes (on the example of Krasnoleninsk arch deposits). *Geofizicheskiy zhurnal*, 35 (1), 113—129. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i1.2013.116338> (in Russian).
- Korzhov, Yu. V., Lobova, G. A., Isaev, V. I., Starikov, A. I., Kuzina, M. Ya., & Orlov, S. A. (2019). Genesis of hydrocarbons of the Jurassic and pre-Jurassic complexes of Chistinnoe field (zone of the Koltogor-Urengoy paleorift). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 330 (10), 111—125. doi: 10.18799/24131830/2019 /10/2303. (in Russian).
- Kuzina, M. Ya., Korzhov, Yu. V., & Isaev, V. I. (2014). Geochemical and lithological conceptual baseline of "the main source" of the pre-Jurassic oil deposits of Krasnoleninskiy arch. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 324 (1), P. 32—38 (in Russian).
- Kuzmenkov, S. G., Kuzmin, Yu. A., Stulov, P. A., Ayupov, R. Sh., Bulatov, V. I., Igenbaeva, N. O., Isaev, V. I., & Lobova, G. A. (2019). Identification of hard to recover reserves of Ugra oil. *Geofizicheskiy zhurnal*, 41 (4), P. 114—124. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177372> (in Russian).
- Lobova, G. A., Isaev, V. I., Kuz'menkov, S. G., Luneva, T. E., & Osipova, E. N. (2018). Oil- and-gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves). *Geofizicheskiy zhurnal*, 40 (4), 73—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611> (in Russian).
- Lobova, G. A., Luneva, T. E., & Isaeva, O. S. (2019). Oil-and-gas potential of the weathering crust and the Paleozoic of the Koltogor mezodepression (the north-west of Tomsk Region). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 330 (9), 103—113 (in Russian).
- Lobova, G. A., Popov, S. A., & Fomin, A. N. (2013). Probable oil resource localisation for Jurassic and Cretaceous oil-and-gas complexes in Ust-Tym mega depression. *Neftyanoye khozyaystvo*, (2), 36—40 (in Russian).
- Luneva, T. E. (2019). Geothermal conditions and maturation of the generation potential of the oil source togur formation (north-west of the Tomsk Region). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 14 (2), 1—23. https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2019 (in Russian).
- Surkov, V. S. (Ed.). (1986). *Mega-complexes and deep structure of the Earth's crust of Western Siberia*. Moscow: Nedra, 149 p. (in Russian).
- Popov, S. A., & Isaev, V. I. (2011). Modeling of naphthyogenesis in Southern Yamal. *Geofizicheskiy zhurnal*, 33 (2), 80—104. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i2.2011.117299> (in Russian).
- Starostenko, V. I. (1978). *Stable numerical methods in problems of gravimetry*. Kiev: Naukova Dumka, 228 p. (in Russian).
- Stoupakova, A. V., Sokolov, A. V., Soboleva, E. V., Kiryukhina, T. A., Kurasov, I. A., Bordyug, E. V. (2015). Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy*, 61 (2), 63—76. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6> (in Russian).
- Stoupakova, A. V., Pashali, A. A., Volyanskaya, V. V., Suslova, A. A., Zavyalova, A. P. (2019). Paleobasins — a new concept of modeling the history of geological development and oil-and-gas bearing of regions. *Georesursy*, 21 (2), 4—12. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12> (in Russian).
- Fomin, A. N. (2011). *Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin*. Novosibirsk: Publ. Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the SB RAS, 331 p. (in Russian).
- Fomin, A. N., Belyaev, S. Yu., Krasavchikov, V. O.,

- Istomin, A. V. (2014). Factors of organic matter maturity in Jurassic deposits of the West Siberian megabasin. *Geologiya nefti i gaza*, (1), 127—133 (in Russian).
- Harland, W. B., Cox, A. V., Llewellyn, P. G., Picketon, C. A. G., Smith, A. G. & Walters, R. (1985). *A Geologic Time Scale*. Moscow: Mir, 140 p. (in Russian).
- Ablya, E., Nadezhkin, D., Bordyg, E., Korneva, T., Kodlaeva, E., Mukhutdinov, R., Sugden, M. A., Van Bergen, P. F. (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8), 1176—1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>.
- Isaev, V. I. (2013). Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 7(2), 92—106.
- Isaev, V. I., & Fomin, A. N. (2006). Centers of generation of Bazhenov- and Togur-type oils in the Southern NyuroI'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47(6), 734—745.
- Isaev, V. I., Iskorkina, A. A., Lobova, G. A., Starostenko, V. I., Tikhotskii, S. A., & Fomin, A. N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), 310—329. <https://doi.org/10.1134/S1069351318020064>.
- Isaev, V. I., Kuzmenkov, S. G., Ayupov, R. Sh., Kuzmin, Yu. A., Lobova, G. A., & Stulov, P. A. (2019). Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia). *Геофиз. журн.*, 41(1), 33—43. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862>.
- Iskorkina, A. A., Isaev, V. I. & Terre, D. A. (2015). Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia): IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. Vol. 27. No. 012023. Retrieved from <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf>.
- Kontorovich, V. A. (2007). Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 48(5), 422—428. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002>.
- Kontorovich, A. E., Burshtein, L. M., Malyshev, N. A., Safronov, P. I., Gus'kov, S. A., Ershov, S. V., Kazanenkov, V. A., Kim, N. S., Kontorovich, V. A., Kostyreva, E. A., Melenevsky, V. N., Livshits, V. R., Polyakov, A. A., & Skvortsov, M. B. (2013). Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), 1179—1226.
- Kontorovich, A. E., Fomin, A. N., Krasavchikov, V. O., & Istomin, A. V. (2009). Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), 917—929. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>.
- Kontorovich, V. A., Solov'ev, M. V., Kalinina, L. M., & Kalinin, A. Y. (2011). The role of Meso-Cenozoic tectonics in the formation of hydrocarbon pools in the southern parts of the Kaimysovy arch and NyuroI'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), 845—858. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.008>.
- Kurchikov, A. R. (2001). The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), 678—689.
- Kutas, R. I., & Kobolev, V. P. (2019). The thermal regime of the southern margin East-European craton: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 249. No. 012034. Retrieved from <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/249/1/012034/pdf>.
- Koveshnikov, A. E., Nesterova, A. C., & Dolgaya, T. F. (2016). Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 43. Retrieved from <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf/>.
- Saltymakova, D., Krasnoyarova, N., & Serebrennikova, O. (2017). Distinct features of crude oils from NyuroI'ka Depression (Southeast of Western Siberia). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154, 91—99. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.017>.

- Starostenko, V.I., Danilenko, V.A., Vengrovitch, D.B., Kutas, R.I., Stovba, S.M., Stephenson, R.A., & Kharitonov, O.M. (1999). A new geodynamical-thermal model of rift evolution, with application to the Dnieper-Donets Basin, Ukraine. *Tectonophysics*, 313(1-2), 29—40. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(99\)00188-2](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00188-2).
- Starostenko, V. I., Kutas, R. I., Shuman, V. N., & Legostaeva, O. V. (2006). Generalization of the Rayleigh—Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), 1044—1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>.