

Геотермия и зональность сланцевой нефтеносности Колтогорско-Уренгойского палеорифта (юго-восток Западной Сибири)

В. И. Исаев^{1,2}, Г. А. Лобова¹, В. В. Стоцкий¹, А. Н. Фомин³, 2018

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 19 марта 2018 г.

Виконано зональне районування сланцевої нафтоносності південного сегмента Колтогорсько-Уренгойського палеорифту і вивчено кореляцію палеорифту з розподілом геотемпературного поля у післяюрський час. Територія досліджень — північно-західні нафтопромисли Томської обл. (РФ). Як критерій прогнозування осередків генерації нафти і формування "сланцевого" резервуара прийнято термічну історію материнської світи, яка кумулятивно враховує температури локалізованих палеосередків генерації нафт. Дослідження ґрунтуються на розв'язанні прямої задачі геотермії для набору горизонтальних шарів, розташованих у нижньому півпросторі. Отримано площовий розподіл щільності генерації нафт і визначено райони для проведення пошуків "сланцевої" баженовської нафти — на землях північно-західного схилу Північнопарабельської мегамонокліналі, північно-східного схилу Каймишовського склепіння, Черемшанської мезосідловини і Трайгородського мезовалу. Прогноз підтверджений прямими ознаками нафтоносності баженовської світи. Згідно з отриманим розподілом щільності генерації баженовських нафт у різних структурно-тектонічних умовах, інтенсивність генерації вуглеводнів на позитивних структурах не поступається щільності генерації в депресії. Встановлено, що в рифтової зоні немає "слідів" аномального теплового потоку в кайнозої, з розподілом палеотемператур у післяюрський час зона не корелює. Палеорифт як об'єкт з аномальною структурною характеристикою відбивається у розподілі щільності генерації верхньоюрської "сланцевої" нафти. Енергетичний зв'язок палеорифту з розподілом щільності теплового потоку і палеотемператур материнської світи не проявлений. Зональне районування сланцевої нафтоносності визначило перспективні площі для постановки пошукових робіт. Отримані результати заслуговують на увагу в контексті теоретичних засад нафтогазової геології Західного Сибіру, теорії рифтових систем і нафтогазоносності Західносибірської плити.

Ключові слова: сланцева нафта, баженовська світа, термічна історія, зональне районування, енергетична характеристика Колтогорсько-Уренгойського палеорифту.

Введение. Настоящая статья продолжает тему исследований по зональному районированию баженовских отложений на поиски "сланцевой" нефти в пределах юго-востока Западной Сибири [Исаев и др., 2016г; Lobova et al., 2017]. Было

принято, что ключевым фактором реализации потенциала сланцевой формации является время действия и температурный режим главной фазы *нефтеобразования (ГФН)*. Основные объемы нефти, генерированной, аккумулярованной in si-

tu, локализуются там, где материнские отложения находятся / находились в катагенетической *главной зоне нефтеобразования (ГЗН)* — очаге интенсивной генерации нефтяных углеводородов.

Ведутся интенсивные исследования (материалы Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН) и публикуются данные о текстурно-структурных преобразованиях пород нефтематеринской свиты в очаге генерации. Установлено, что в процессе преобразования керогена формируется вторичное пустотное пространство, которое называют "органической пористостью" [Морозов и др., 2016; Исаев и др., 2017] или "листовой коллектор" [Зубков, 2017]. Поэтому температурный режим материнских отложений становится ключевым

фактором не только объемов генерированной нефти, но и формирования "сланцевого" резервуара.

Нефтематеринская баженовская свита (J_{3v}) распространена по всей площади территории исследований (рис. 1). Здесь расположены разрабатываемые в настоящее время нефтяные месторождения, среди которых — крупное Советское, где добыча углеводородов началась еще в 60-е годы прошлого века. Эти земли *приоритетны* для исследований на *сланцевую нефтеносность* тем, что отличаются высокой изученностью и хорошо развитой инфраструктурой.

Территория исследований включает южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта (рис. 1, а). Здесь магматические и гидротермальные процессы от-

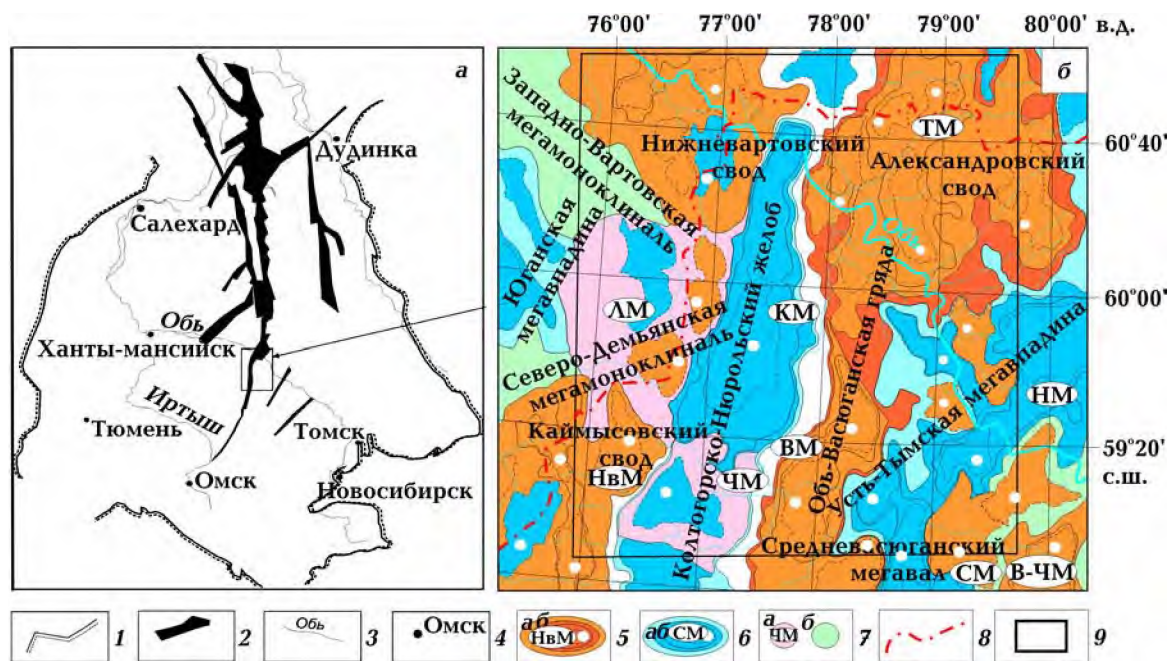


Рис. 1. Положение исследуемой территории в контуре Западно-Сибирской плиты (а) и обзорная схема на основе тектонической карты [Kontorovich et al., 2001] (б): 1 — граница Западно-Сибирской плиты; 2 — грабен-рифты; 3 — речная сеть; 4 — населенные пункты; 5 и 6 — положительные (5) и отрицательные (6) тектонические (надпорядковые (а) и I порядка (б)) элементы. Структуры II порядка и их условный индекс: ТМ — Трайгородский мезовал, В-ЧМ — Восточно-Чижапское поднятие, ВМ — Васюганский мезовал, НВМ — Нововасюганский мезовал; КМ — Колтогорский мезопрогиб, НМ — Неготский мезопрогиб, СМ — Сампатский мезопрогиб; 7 — промежуточные структуры (а — мезоседловины, б — мегамоноклинали и их условный индекс (ЛМ — Ледянская мезоседловина; ЧМ — Черемшанская мезоседловина); 8 — северо-западная граница Томской области; 9 — контур настоящих исследований Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.

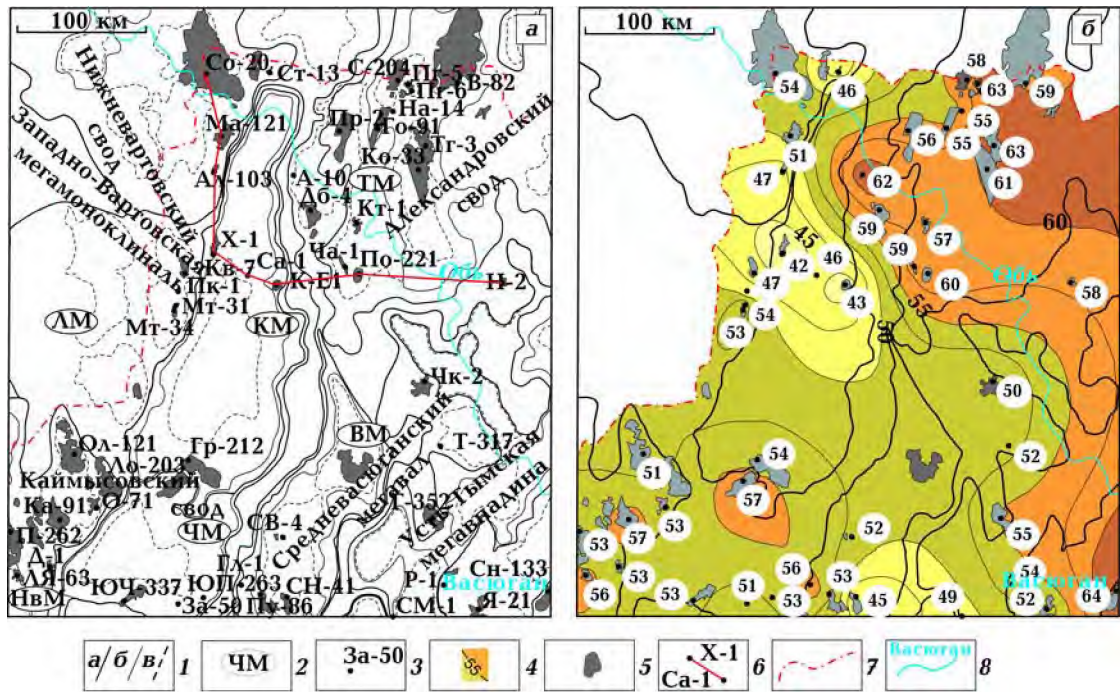


Рис. 2. Схематические карты нефтегазоносности (а) на тектонической основе [Kontorovich et al., 2001] и распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания (б) Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления: 1 — контуры тектонических элементов (а — надпорядковые и I порядка; б — II порядка; в — III порядка); 2 — условный индекс структур II порядка; 3 — скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс (на б для каждой скважины указано расчетное значение плотности теплового потока, мВт/м²); 4 — изолинии расчетных значений теплового потока, мВт/м²; 5 — месторождение углеводородов; 6 — линия скважин, принятых для профилейных палеоструктурных и палеотемпературных реконструкций; 7 — северо-западная граница Томской области; 8 — речная сеть. Структуры II порядка: ТМ — Трайгородский мезовал, ВМ — Васюганский мезовал, НВМ — Нововасюганский мезовал, КМ — Колтогорский мезопрогиб, ЛМ — Ледяная мезоседловина, ЧМ — Черемшанская мезоседловина.

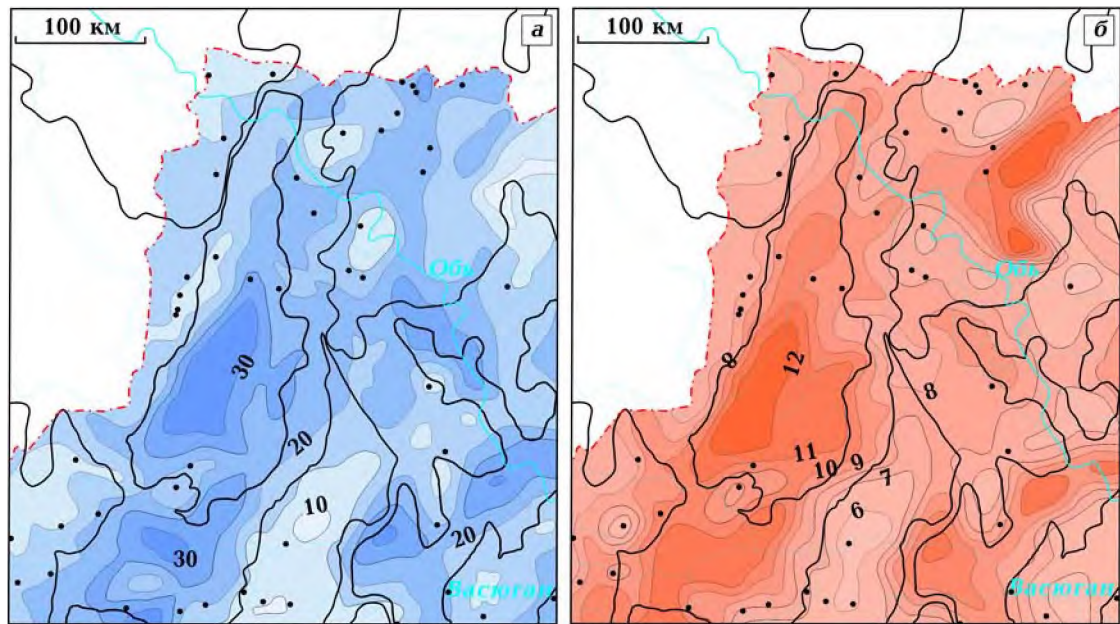


Рис. 3. Схематические карты баженовской свиты (по [Конторович, 2002]): а — содержание органического вещества $C_{орг}$, %; б — толщины, м. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2.

сутствуют или затухли 160—170 млн лет назад, что, вероятно, связано с завершением активизации палеорифта в триасе [Западная ..., 2000; Nelskamp et al., 2014]. Этот сценарий геодинамических условий, начиная с юрского времени, согласуется с ранее установленной квазистационарностью глубинного теплового потока [Ермаков, Скоробогатов, 1986; Дучков и др., 1990; Kurchikov, 2001].

Вместе с тем не исключено, что в рифтовой зоне в конце мелового периода тепловой поток мог достигать аномальных значений 90—100 мВт/м² [Западная ..., 2000]. По мнению А. Н. Фомина [Фомин, 2011], зоны, сопряженные с региональными глубинными разломами, ограничивающими мезозойские грабен-рифты, обладают повышенным температурным градиентом. Другими исследователями также высказывается связь катагенетических аномалий с зонами надрифтовых желобов и глубинных разломов Западно-Сибирской плиты [Предтеченская, Фомичев, 2011]. Есть основание допустить, что целевым моделированием термической истории мезозойско-кайнозойского осадочного чехла можно уточнить геодинамическую позицию Колтогорско-Уренгойского грабенрифта, начиная с юрского времени, получив дополнительные сведения о корреляции палеорифта с распределением глубинного теплового потока и геотемпературного поля.

Задачами настоящей статьи являются зональное районирование по геотемпературному критерию сланцевой нефтеносности территории южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта и изучение корреляции палеорифта с распределением геотемпературного поля.

О методике исследований. Для исследований применен метод *палеотемпературного моделирования*, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей [Исаев и др., 2016б, 2018; Isaev et al., 2018]. Следует отметить, что эти исследования опираются на решение прямой задачи геотермии как частный случай найденных ре-

шений для набора однородных горизонтальных бесконечных плоскопараллельных слоев, расположенных в нижнем полупространстве [Starostenko et al., 2006]. Данные решения используются для оценки влияния структуры земной коры, осадконакопления, тепловыделения и температурного изменения приповерхностного слоя на распределение теплового потока Черноморского бассейна [Kutas, Poort, 2008; Kutas, 2010].

В данном случае объектом палеотемпературного моделирования является осадочный разрез глубокой скважины. Параметризация осадочного разреза, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели, принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичному "Делу скважины" или "Каталогу литолого-стратиграфических разбивок скважин". Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов, для каждого из которых заданы теплопроводность, температуропроводность, плотность тепловыделения радиоактивных источников в породах и время осадконакопления. При отсутствии экспериментальных определений теплопроводности используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности.

Краевое условие модели определяется температурой поверхности осадконакопления и задается в виде кусочно-линейной функции "местного" векового хода температур на поверхности Земли [Исаев, Искоркина, 2014; Исаев и др., 2016в].

Расчет палеотемператур состоит из двух этапов. На первом по распределению температур, "наблюденных" в скважине, рассчитывается тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением теплового потока, решаются прямые задачи геотермии — непосредственно рассчитываются температуры в заданных точках осадочной толщи (в том числе в материнских свитах) на заданные моменты геологического времени.

Для решения обратной задачи геотермии используются в качестве "наблюденных" как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (ОСВ). Для перехода от ОСВ к соответствующей геотемпературе используется диаграмма "Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона" [Isaev, Fomin, 2006].

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов палеотемпературного моделирования выступает оптимальная согласованность ("невязка") максимума расчетных геотемператур с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна оптимальность "невязки" расчетных геотемператур и с "наблюденными" пластовыми температурами. Оптимальная "невязка" — это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений [Старостенко, 1978; Isaev, 2013].

В качестве второго основного критерия адекватности и предпочтительности результатов принята степень согласованности очагов интенсивной генерации углеводородов (УВ), выделяемых по геотемпературному критерию в материнских свитах, с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр. В качестве важного критерия адекватности и предпочтительности результатов принята степень согласованности расчетных значений плотности теплового потока с данными экспериментального определения плотности теплового потока на территории исследований [Хуторской и др., 2013; Duchkov et al., 2016].

Зональное районирование материнской свиты по плотности ресурсов сланцевой нефти выполняется по показателю плотности генерации нефтей следующим образом. Решение прямых задач геотермии выполняется на моменты геологического времени, включающие времена начала / завершения формирования каждой свиты, перекрывающих материнскую. Балан-

совая модель процессов нефтегазообразования [Бурштейн и др., 1997] позволяет по геотемпературному критерию выполнить выделение очагов интенсивного образования нефтей из рассеянного органического вещества (РОВ) материнских отложений. Далее, для материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности генерации нефтей [Лобова и др., 2013; Isaev et al., 2014]. Расчетное значение плотности генерации нефти (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в главной зоне нефтеобразования и от геотемператур ГЗН. Применяемый подход экспресс-оценки ресурсов позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений и достаточно просто выполнять пространственно-временную локализацию очагов генерации УВ [Исаев и др., 2016 б].

Характеристика объекта исследований. Территория исследования расположена в пределах сочленения трех нефтегазоносных областей — Среднеобской, Каймысовской и Васюганской — и входит в состав Нюрольско-Колтогорского, Каймысовского, Среднеवासюганского, Александровского и Вартовского нефтегазоносных районов. Большую часть территории занимает Колтогорский мезопргиб — отрицательный тектонический элемент II порядка на юго-востоке Западной Сибири (рис. 1, б). Она хорошо изучена геофизическими работами и неравномерным глубоким бурением. Продуктивными на землях исследований являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский нефтегазоносные комплексы (НГК). Здесь открыто более 40 месторождений УВ (рис. 2, а, см. с. 56).

Баженовская свита (J_3v) с высоким (до 12 %) содержанием органического углеорода $C_{орг}$ распространена по всей площади исследований с толщиной до 30 м (рис. 3, см. с. 56). Рассеянное органическое вещество баженовской свиты является источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового НГК [Kontorovich et al., 2009].

Получение промышленных притоков нефти из баженовской свиты зафиксировано в скважинах на Снежном месторождении. Притоки нефти из горизонта Ю₀ получены на Саймовской площади. На многих площадях получены прямые признаки нефтеносности баженовской свиты по керну. Все выявленные залежи исключительно нефтяные.

Для исследований выбрано 48 представительных скважин, расположенных как в депрессионной зоне, так и в пределах положительных структур. Пример параметризации разреза скважины Советская 20 (рис. 2, а, Со-20), расположенной в одной из наиболее приподнятых частей территории исследований в пределах Нижневартовского свода, приведен в табл. 1, а осадочного разреза, вскрытого глубокой скважиной Саймовская 1 (рис. 2, а, Са-1) в наиболее погруженной части территории исследований, — в табл. 2.

Для решения обратной задачи геотермии — определения теплового потока из основания — используем в качестве "наблюденных" как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы, определенные по ОСВ — R_{vt}^0 . В табл. 3 приведены пластовые температуры и температуры, определенные по ОСВ.

Опыт диагностики уровня катагенеза органического вещества и вмещающих пород углепетрографическими методами показывает [Фомин, 2011], что погрешность измерения ОСВ в иммерсии (R_{vt}^0 в интервале 0,5—0,8 %) составляет около 0,01 %. Это, в последующем, обуславливает переход от R_{vt}^0 к геотемпературам (в интервале 80—120 °С) с ошибкой порядка ± 2 °С.

Опыт использования для палеотемпературного моделирования в качестве "наблюденных" измерений пластовых температур и палеотемператур, определенных по ОСВ, свидетельствует [Исаев и др., 2011], что уровень "белого шума" как в измерениях пластовых температур, так и в определениях по ОСВ, одного уровня и составляет порядка ± 2 °С.

Профильные палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции. На начальном этапе было выполнено восстановление тектонической и термической истории баженовской свиты в разрезах восьми скважин вкрест простирания желоба Колтогорско-Уренгойского палеорифта для того, чтобы оценить геологическое время вхождения нефтематеринских баженовских отложений в ГЗН и определить геотемпературные условия генерации баженовской нефти в разных структурно-тектонических условиях. Эти скважины расположены как в депрессионной зоне, так и в пределах положительных структур (см. рис. 2, табл. 3). На рис. 4 представлены полные палеорекострукции тектонической и термической истории осадочного чехла, вскрытого в разрезах скважин. Оптимальная согласованность "наблюденных" геотемператур и расчетных показана в табл. 3.

По геотемпературному критерию [Бурштейн и др., 1997] прослежена *динамика очагов интенсивной генерации баженовской нефти*. Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа [Koptorovich et al., 2009], пороговая температура, определяющая границу очага (главной зоны) генерации нефти, принята 85 °С.

Анализ термической истории баженовской свиты в разрезах скважин по выбранному профилю (см. рис. 4) свидетельствует о том, что свита повсеместно вступала в ГЗН, "перешагнув" порог температур в 85 °С. Раньше всего условия ГЗН наступали в районе сочленения Александровского свода и Усть-Тымской мегавпадины (район скважин По-221 и Н-2) в период 89—97 млн лет назад. Но затем, в период 84—75 млн лет назад, под влиянием палеоклиматического фактора баженовская свита вышла из главной зоны нефтеобразования. Вторая волна входа в ГЗН, обусловленная нарастанием мощности, перекрывающей баженовскую свиту осадочной толщи, наступила 62 млн лет назад (район скважин По-221, Н-2, а также Са-1 и Со-20).

В целом благоприятные условия для генерации баженовской нефти сохраняют-

Т а б л и ц а 1. Параметризация осадочной толщи на примере скважины Советская 20 (рис. 2, а, Со-20)

Свита, толща ¹ (стратиграфия)	Мощность ¹ , м	Возраст, млн лет ²	Время накопления, млн лет	Плотность ³ , г/см ³	Теплопроводность, Вт/(м·град)	Температуропроводность, 10 ⁻⁷ м ² /с	Тепловыделение, 10 ⁻⁶ Вт/м ³
Четвертичные Q	4	0—1,64	1,64	2,02	1,27	6,5	1,1
Плиоценовые N ₂	16	1,64—4,71	3,07	2,07	1,31	6,5	1,1
Миоценовые N ₁	55	4,71—24,0	19,29	2,07	1,31	6,5	1,1
Некрасовская nk Pg ₃	90	24,0—32,2	8,3	2,09	1,35	7	1,2
Чеганская hg Pg _{3—2}	158	32,2—41,7	9,4	2,09	1,35	7	1,2
Люлинворская ll Pg ₂	232	41,7—54,8	13,1	2,09	1,35	7	1,2
Талицкая tl Pg ₁	70	54,8—61,7	6,9	2,09	1,35	7	1,2
Ганькинская gn Pg _{1—K₂}	155	61,7—73,2	11,5	2,11	1,37	7	1,25
Славгородская sl K ₂	66	73,2—86,5	13,3	2,11	1,37	7	1,25
Ипатовская ip K ₂	66	86,5—89,8	3,3	2,18	1,4	7	1,25
Кузнецовская kz K ₂	23	89,8—91,6	1,8	2,18	1,43	8	1,25
Покурская pk K _{1—2}	715	91,6—114,1	22,5	2,26	1,49	8	1,25
Алымская а ₂ K ₁	20	114,1—116,3	2,2	2,39	1,6	8	1,25
Алымская а ₁ K ₁	27	116,3—120,2	3,9	2,39	1,6	8	1,25
Киялинская kls K ₁	340	120,2—132,4	12,2	2,39	1,6	8	1,25
Тарская tr K ₁	95	132,4—136,1	3,7	2,44	1,62	8	1,25
Куломзинская klm K ₁	319	136,1—145,8	9,7	2,44	1,64	8	1,25
Баженовская bg J ₃	13	145,8—151,21	5,4	2,42	1,62	8	1,3
Георгиевская gr J ₃	—	151,2—56,6	5,4	—	—	—	—
Васюганская vs J ₃	67	156,6—162,9	6,3	2,42	1,6	8	1,3
Тюменская tm J _{1—2}	204	162,9—208,0	45,1	2,46	1,64	8	1,3
Палеозой Pz	16	208,0	82	2,47	1,64	8	1,3

¹ Данные литолого-стратиграфических разбровок глубоких скважин изучены и сведены из первичных "дел скважин", из каталога [Волков, 2001] литолого-стратиграфических разбровок скважин (материалы Томского филиала ФБУ "Территориальный фонд геологической информации по СФО"). ² В качестве основы использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [Харленд и др., 1985]. ³ Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керн и сейсмического каротажа [Богачев, 1987].

Таблица 2. Параметризация осадочной толщи на примере скважины Саймовская 1 (рис. 2, а, Са-1)

Свита, толща ¹ (стратиграфия)	Мощность ¹ , м	Возраст, млн лет ²	Время накопления, млн лет	Плотность ³ , г/см ³	Теплопроводность, Вт/(м · град)	Температуропроводность, 10 ⁻⁷ м ² /с	Тепловыделение, 10 ⁻⁶ Вт/м ³
Четвертичные Q	20	0—1,64	1,64	2,02	1,27	6,5	1,1
Плиоценовые N ₂	40	1,64—4,71	3,07	2,07	1,31	6,5	1,1
Миоценовые N ₁	50	4,71—24,0	19,29	2,07	1,31	6,5	1,1
Некрасовская nk Pg ₃	155	24,0—32,2	8,3	2,09	1,35	7	1,2
Чеганская hg Pg _{3—2}	175	32,2—41,7	9,4	2,09	1,35	7	1,2
Люлинворская ll Pg ₂	281	41,7—54,8	13,1	2,09	1,35	7	1,2
Талицкая tl Pg ₁	50	54,8—61,7	6,9	2,09	1,35	7	1,2
Ганькинская gn Pg _{1—K₂}	189	61,7—73,2	11,5	2,11	1,37	7	1,25
Славгородская sl K ₂	75	73,2—86,5	13,3	2,11	1,37	7	1,25
Ипатовская ip K ₂	75	86,5—89,8	3,3	2,18	1,4	7	1,25
Кузнецовская kz K ₂	20	89,8—91,6	1,8	2,18	1,43	8	1,25
Покурская pk K _{1—2}	785	91,6—114,1	22,5	2,26	1,49	8	1,25
Алымская а ₂ K ₁	29	114,1—116,3	2,2	2,39	1,6	8	1,25
Алымская а ₁ K ₁	36	116,3—120,2	3,9	2,39	1,6	8	1,25
Киялинская kls K ₁	386	120,2—132,4	12,2	2,39	1,6	8	1,25
Тарская tr K ₁	134	132,4—136,1	3,7	2,44	1,62	8	1,25
Куломзинская klm K ₁	332	136,1—145,8	9,7	2,44	1,64	8	1,25
Баженовская bg J ₃	19	145,8—151,21	5,4	2,42	1,62	8	1,3
Георгиевская gr J ₃	—	151,2—56,6	5,4	—	—	—	—
Васюганская vs J ₃	110	156,6—162,9	6,3	2,42	1,6	8	1,3
Тюменская tm J _{1—2}	477	162,9—208,0	45,1	2,46	1,64	8	1,3
Палеозой Pz	571	208,0	82	2,47	1,64	8	1,3

ся в настоящее время как в наиболее погруженных, так и на возвышенных частях исследуемой территории. Баженовская свита под влиянием палеоклиматического фактора на текущий момент времени уже вышла из ГЗН в районе сква-

жин Ал-103, X-1, KE-1. Можно отметить, что для разрезов, вскрытых скважинами на бортах Колтогорского мезопргиба (район скважин Ал-103, X-1, KE-1), термическая история располагала к нефтегенерации менее благоприятно.

Т а б л и ц а 3. Измеренные пластовые температуры и палеотемпературы по ОСВ ($R_{\text{в}}^{\circ}$), расчетные геотемпературы, расчетный тепловой поток q и «невязки» моделирования

Условный индекс скважины (рис. 2, а)	Пластовые температуры ¹				Температуры по ОСВ ²					q , мВт/м ²	«Невязка» моделирования, °С
	Глубина замера, м	Значение, °С			Глубина, м	$R_{\text{в}}^{\circ}$, %	Палеотемпература, °С				
		измеренное	расчетное	«невязка»			измеренная	расчетная	«невязка»		
А-10	1250	62	57	+ 5	1406	0,50	80	76	+ 4	62	± 3
					2320	0,73	111	113	- 2		
					2382	0,76	115	115	0		
					2460	0,76	115	118	- 3		
Ал-103	—	—			2700	0,67	103	103	0	47	0
В-82	2565	102	102	0	—	—	—			59	0
Г-352	2542	98	96	+ 2	2808	0,80	120	122	- 2	55	± 2
Гл-1	2569	100	99	+ 1	2539	0,76	115	114	+ 1	56	± 1
					2613	0,76	115	117	- 2		
Го-91	1917	75	75	0	—	—	—			55	± 1
	1956	76	76	0							
	2215	86	85	+ 1							
	2247	85	86	- 1							
Гр-212	2721	104	101	+ 3	2820	0,76	115	118	- 3	54	± 3
Д-1	2582	94	94	0	—	—	—			53	0
	2587	94	94	0							
Дб-4	2446	100	99	+ 1	—	—	—			59	± 1
	2699	107	108	- 1							
За-50	—	—			2835	0,75	114	117	- 3	51	± 3
					2840	0,80	120	117	+ 3		
Ка-91	2456	92	97	- 5	2619	0,80	120	117	+ 3	57	± 3
					2639	0,80	120	118	+ 2		
Кв-7	—	—			2670	0,67	103	103	0	47	0
К-Е-1	—	—			2680	0,62	96	96	0	43	0
Ко-33	2143	101	88	+ 13	2164	0,58	91	104	- 13	61	± 13
Кт-1	2275	95	88	+ 7	2395	0,67	103	109	- 6	57	± 7
Ло-203	2708	106	106	0	—	—	—			57	0
ЛЯ-63	2476	95	95	0	—	—	—			56	0
Ма-121	2453	90	87	+ 3	2470	0,67	103	103	0	51	± 2
					2515	0,67	103	104	- 1		
					2620	0,70	106	108	- 2		
Мт-31	—	—			1690	0,50	80	79	+ 1	54	± 1
					1871	0,52	83	85	- 2		
					1922	0,55	87	87	0		
Мт-34	2538	93	93	0	—	—	—			53	0
Н-2	2445	91	91	0	2700	0,76	115	115	0	58	0
На-14	—	—			2580	0,73	111	112	- 1	55	± 1
					2630	0,76	115	114	+ 1		

Окончание табл. 3

О-71	2565	96	94	+2	2665	0,73	111	113	-2	53	±2
Ол-121	—	—	—	—	2647	0,76	115	115	0	51	0
П-262	2470	90	90	0	—	—	—	—	—	53	0
Пг-5	1912	85	82	+3	—	—	—	—	—	63	±2
	1934	85	83	+2	—	—	—	—	—		
	2121	87	90	-3	—	—	—	—	—		
	2193	91	93	-2	—	—	—	—	—		
Пг-6	1920	84	82	+2	—	—	—	—	—	62	±2
	1937	80	83	-3	—	—	—	—	—		
	1937	80	83	-3	—	—	—	—	—		
	2194	94	92	+2	—	—	—	—	—		
Пк-1	3185	115	106	+9	2910	0,67	103	113	-10	48	±10
По-221	2240	94	91	+3	2335	0,70	107	110	-3	60	±3
Пр-2	2361	96	90	+6	2531	0,69	106	113	-7	56	±7
	2398	100	92	+8	2760	0,76	115	121	-6		
Пу-86	2630	90	94	-4	2677	0,76	115	111	+4	53	±4
Р-1	—	—	—	—	2697	0,76	115	115	0	54	0
Са-1	2844	98	94	+4	2882	0,67	103	108	-5	58	±4
					3437	0,85	124	124	0		
С-204	1874	73	74	-1	1878	0,59	92	91	+1	46	±1
СВ-4	1910	68	69	-1	—	—	—	—	—	52	±1
	1940	69	70	-1	—	—	—	—	—		
	1974	71	71	0	—	—	—	—	—		
	2070	74	74	0	—	—	—	—	—		
	2091	75	74	+1	—	—	—	—	—		
	2104	75	75	0	—	—	—	—	—		
СМ-1	—	—	—	—	2960	0,76	115	117	-2	49	±1
					2990	0,79	119	118	+1		
					3027	0,80	120	119	+1		
СН-133	2426	102	107	-5	—	—	—	—	—	64	±4
	2633	119	115	+4	—	—	—	—	—		
СН-41	2960	89	89	0	—	—	—	—	—	45	0
Со-20	—	—	—	—	2746	0,76	115	115	0	54	0
Ст-13	2566	86	81	+5	2678	0,62	96	100	-4	46	±5
Т-317	2567	92	92	0	—	—	—	—	—	52	0
Тг-3	2251	107	95	+12	2200	0,67	103	109	-6	63	±9
					2208	0,67	103	109	-6		
Х-1	—	—	—	—	2867	0,64	99	98	+1	42	±1
					2939	0,64	99	100	-1		
Ча-1	2294	92	92	0	—	—	—	—	—	59	0
Чк-2	2564	101	89	+12	2603	0,60	93	105	-12	50	±12
ЮП-263	—	—	—	—	2663	0,76	115	114	+1	53	±1
					2707	0,76	115	116	-1		
ЮЧ-337	2686	98	99	-1	—	—	—	—	—	53	±1
	2812	103	103	0	—	—	—	—	—		
Я-21	—	—	—	—	2628	0,73	111	110	+1	52	±1

¹Пластовые температуры изучены и сведены из первичных "дел скважин" (материалы Томского филиала ФБУ "Территориальный фонд геологической информации по СФО"). ²ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (Новосибирск). Затемнены "невязки", значительно превышающие оптимальное значение.

Расчетная плотность теплового потока из основания осадочного разреза отмечается максимальными значениями в зонах положительных структур (район скважин Со-20, По-221, Н-2) и минимальными по бортам структур (район скважин Х-1, КЕ-1), с понижением в зоне депрессии (район скважины Са-1) (рис. 5, б). Получен интересный научный результат — сопоставительная оценка вариаций плотности теплового потока из основания осадочного разреза вкрест простирания пермь-триасового Колтогорско-Уренгойского палеорифта.

Полученное распределение плотности генерации баженовской нефти показывает (рис. 5, г), что интенсивность генерации УВ на положительных структурах не уступает плотности генерации в депрессии. Поэтому становится излишним различать депрессии и положительные тектонические структуры как области только генерации и как области только аккумуляции УВ.

Генерация баженовской нефти на исследуемом профиле согласуется с результатами испытаний глубоких скважин. Промышленные и непромышленные притоки нефти получены как при испытании верхнеюрского, так и нижнемелового НГК. По данным бурения Саймовской скважины 1 (Са-1) получен непромышленный приток нефти непосредственно из баженовской свиты.

Площадное картирование теплового потока. Решением обратной задачи геотермии по температурам (см. табл. 3), измеренным в разрезах 48 глубоких скважин и по палеотемпературам, определенным по отражательной способности витринита в керне этих скважин, рассчитан тепловой поток из основания осадочного разреза. Сопоставление измеренных ("наблюденных") геотемператур в скважинах и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического времени) показало, что в целом выполняется один из основных геофизических критериев оптимальности модели — критерий "невязки". "Невязки" ре-

шений обратных задач для каждой скважины (см. табл. 3) — среднеквадратические отклонения расчетных значений от "наблюденных" — составили ± 2 °С. Такие "невязки" оптимальны, так как "наблюденные" геотемпературы имеют погрешность ± 2 °С.

Из 48 скважин территории исследований для 6 скважин получены "невязки", существенно превышающие оптимальные. Это скважины Кондаковская 33 (Ко-33), Конторовичская 1 (Кт-1), Приколтогорская 1 (Пк-1), Проточная 2 (Пр-2), Трайгородская 3 (Тг-3), Чкаловская 2 (Чк-2). Названные скважины расположены, в основном, по линии Трайгородского мезовала (см. рис. 2). Нельзя объяснить полученные "невязки", а именно *превышение* расчетных геотемператур над температурами по ОСВ и *занижение* расчетных геотемператур относительно пластовых, *причиной неучета* в моделях трехмерности геологической среды [Pyatakov et al., 2016], значительных денудаций разреза в прошлом [Isaev et al., 2018] или конвективной составляющей теплового потока в зонах деструкции [Isaev, Volkova, 1995]. Все названные причины могут приводить только к "невязкам" противоположного знака для температур ОСВ и пластовых температур. Поэтому этот вопрос требует дальнейшей проработки.

На основании полученных значений теплового потока по каждой скважине построена схематическая карта *распределения плотности теплового потока* для территории исследований (см. рис. 2, а). Повышенные значения теплового потока тяготеют к структурам восточного обрамления Колтогорского мезопрогиба. Значения более 60 мВт/м² локально приурочены к Александровскому своду на северо-востоке и северному склону Парабельского мегавыступа на юго-востоке территории исследования. *Максимальный тепловой поток из основания осадочного чехла наблюдается за пределами палеорифта.*

Достоверность результатов палеотемпературного моделирования подтверждается согласованностью полученных рас-

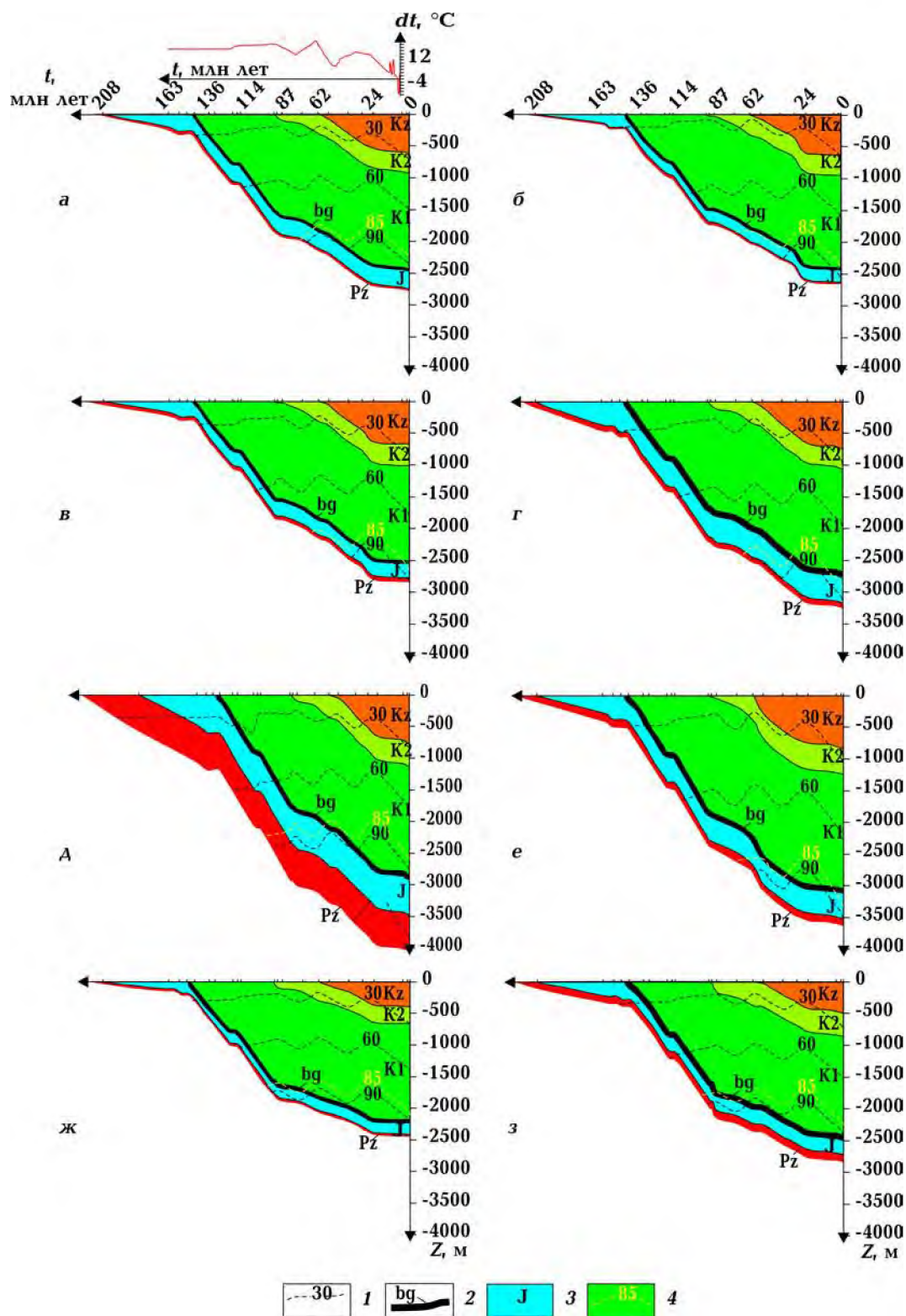


Рис. 4. Палеорекострукции тектонической и термической истории в разрезах скважин (индексы скважин на рис. 2): а — Со-20; б — Ма-121; в — Ал-103; г — Х-1; д — Са-1; е — Ке-1, ж — По-221, з — Н-2 (1 — изотермы, 2 — баженовская свита, 3 — стратиграфическая приуроченность отложений, 4 — пороговая температура ГЗН). В верхней части рисунка (а) приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности [Исаев и др., 2016в].

четных значений плотности теплового потока с экспериментальными определениями А. Д. Дучкова [Западная ..., 2000]. Экспериментальные данные замыкаются изолинией 60 мВт/м², расчетные значения находятся в диапазоне 42 — 64 мВт/м² (среднее значение 53 мВт/м²).

Картирование очагов генерации баженовской нефти. Термическая история баженовских отложений (в площадном варианте) восстановлена путем решения

прямых задач геотермии на 12 ключевых моментов геологического времени для разрезов 48 скважин, достаточно равномерно расположенных на территории исследований (см. рис. 2, а). На эти ключевые времена, соответствующие началу/завершению формирования каждой свиты (толщи), перекрывающих баженовскую, интерполяцией построены схематические карты *распределения геотемператур баженовской свиты и очагов генерации ба-*

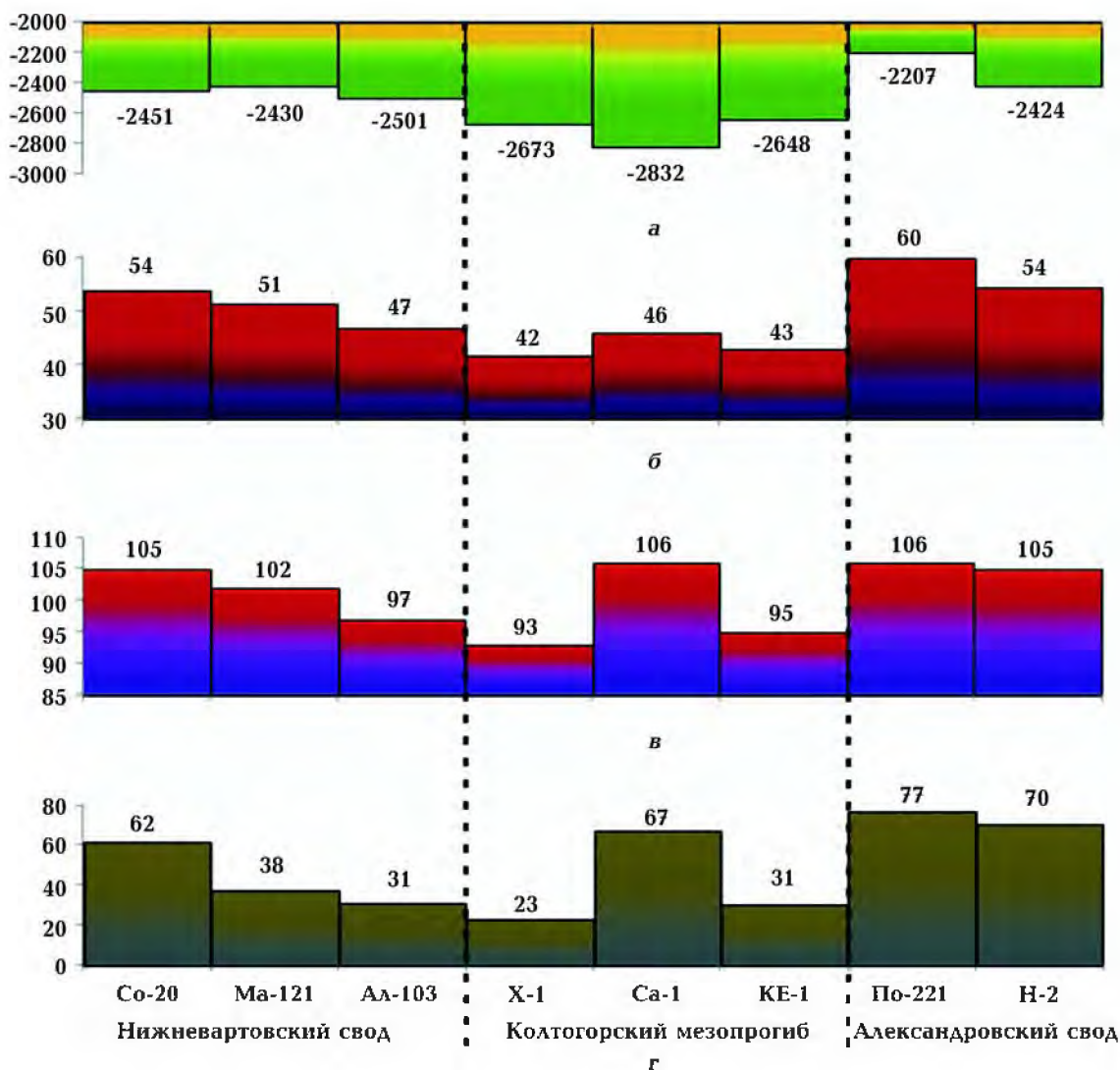


Рис. 5. Корреляционные графики вдоль линии исследуемых скважин (см. рис. 2, а): а — график мощностей отложений, перекрывающих баженовскую свиту (м); б — график значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного разреза (мВт/м²); в — график геотемператур максимального прогрева баженовской свиты (°C); г — график расчетной плотности генерации баженовской нефти (усл. ед.).

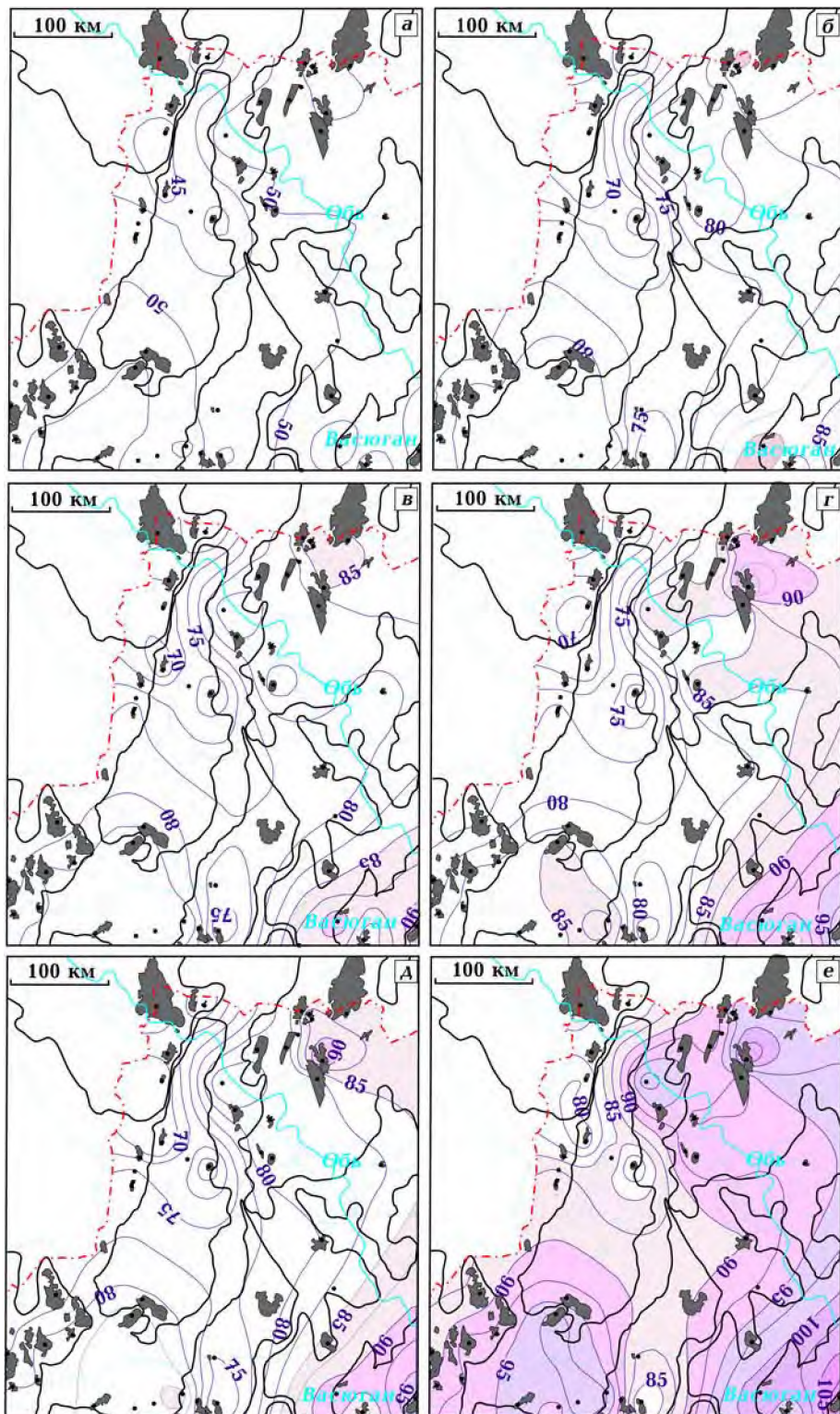
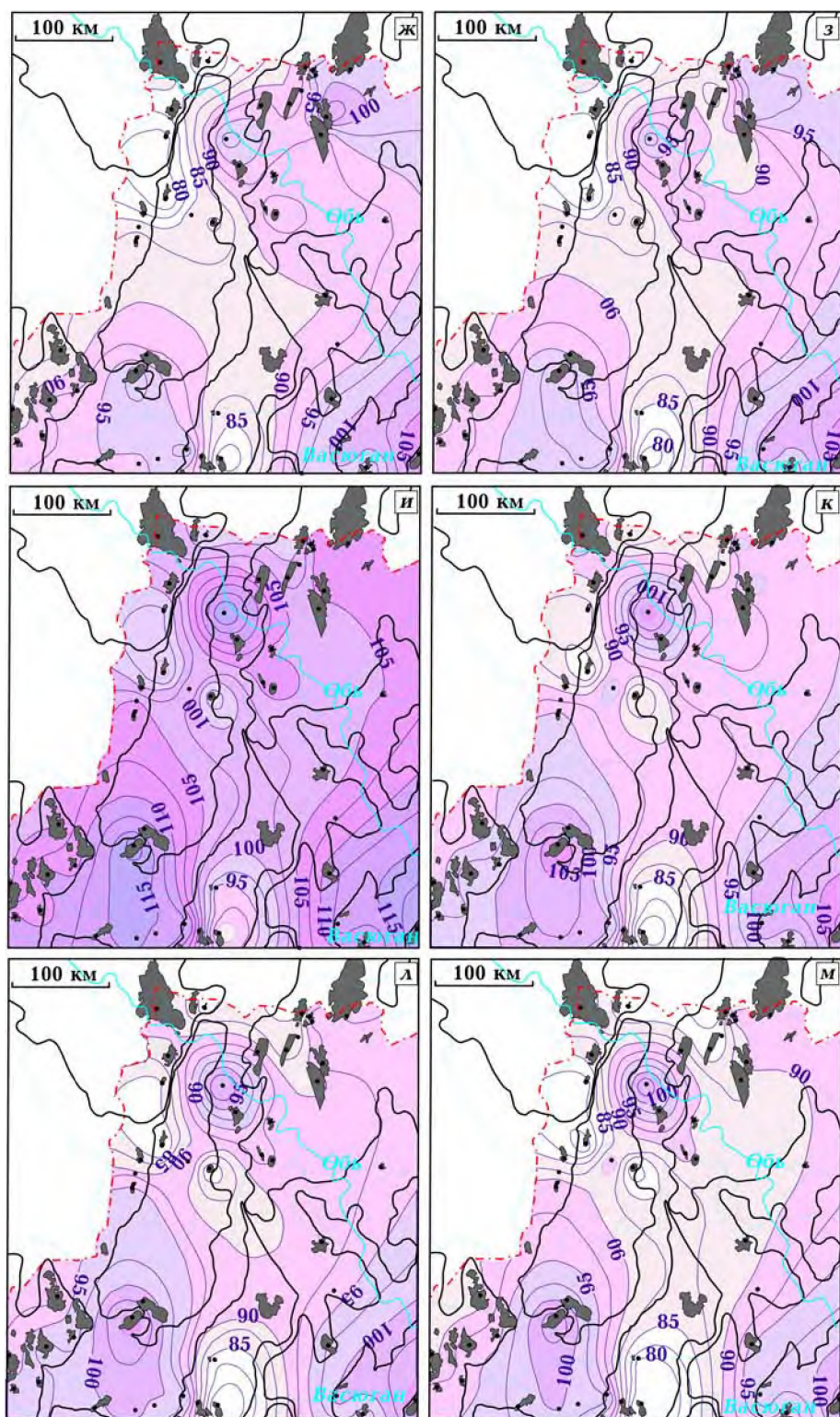


Рис. 6. Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний, °С) и положения очагов генерации баженовской нефти (обозначены заливкой) Колтогорского мезопрогиба: 114,1 млн лет назад, конец формирования алымской свиты а2 К₁ (а); 91,6 млн лет назад, конец формирования покурской свиты рк К₁₋₂ (б); 89,5 млн лет назад, конец формирования кузнецовской свиты kz К₂ (в); 86,5 млн лет назад, конец формирования ипатовской свиты ip К₂ (г); 73,2 млн лет назад, конец формирования славгородской свиты sl К₂ (д); 61,7 млн лет назад,



конец формирования ганькинской свиты $gn Pg_1-K_2$ (e); 54,8 млн лет назад, конец формирования талицкой свиты $tl Pg_1$ (ж); 41,7 млн лет назад, конец формирования люлинворской свиты $ll Pg_2$ (з); 24,0 млн лет назад, конец формирования некрасовской свиты $nk Pg_3$ (и), 4,7 млн лет назад, конец формирования миоценовых отложений N_1 (к), 1,6 млн лет назад, конец формирования плиоценовых отложений N_1 (л), современный разрез (м). Остальные условные обозначения те же, что и на рис. 2.

женновской нефти (рис. 6, а—г). Очаги интенсивной генерации нефти выделены по геотемпературному критерию.

Первые очаги генерации нефти появляются 92 млн лет назад (рис. 6, а, б) (конец формирования покурской свиты рк K_{1-2}) в северной части Трайгородского мезовала и небольшой локальный участок в районе Снежного месторождения. В течение следующих 3 млн лет очаги получили развитие в пределах Александровского свода и Усть-Тымской мегавпадины (рис. 6, в). Дальнейшее развитие очагов продолжилось и в пределах Черемшанской мезоседловины, начиная с 87 млн лет назад (конец формирования ипатовской свиты ip K_2) (рис. 6, г—з). Максимальный прогрев баженовских отложений (рис. 6, и) произошел 24,0 млн лет назад (конец формирования некрасовской свиты nk Pg_3). Начало охлаждения баженовской свиты, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, продолжается и до настоящего времени. Локальные участки на юге, севере и северо-западе выходят из ГЗН (см. рис. 4, к—м).

Максимальные температуры достигают $115\text{ }^{\circ}\text{C}$, причем тяготеют к территориям, расположенным гипсометрически выше в рельефе фундамента: к Черемшанской мезоседловине на юге и северному борту Колтогорской мезовпадины.

Забегая вперед, заметим, что с распределением геотемператур зона палеорифта однозначно не коррелирует. Начало вступления баженовских отложений в ГЗН отмечено 86,5 млн лет назад в восточной части Черемшанской мезоседловины. Однако в конце мела, 73,2 млн лет назад, происходит охлаждение разреза и вся территория южного сегмента палеорифта выходит из ГЗН. В ганькинское время, 61,7 млн лет назад, за исключением двух локальных участков в районах скважин К-Е1, Х-1 на Куль-Еганской и Хвойной площадях нефтематеринская свита входит в ГЗН, максимально прогревается до $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ в Черемшанской мезоседловине. Вслед за небольшим спадом

палеотемператур в талицкое время и уменьшением площади очагов генерации идет нарастание палеотемператур вплоть до начала неогена. Максимальный прогрев этой зоны наступает 24 млн лет назад. В это время термодинамические условия генерации нефти из баженовской свиты существуют на всей территории палеорифта.

В современном разрезе катагенетические условия ГЗН практически в равной мере сохраняются как на землях палеорифта, так и на структурах его обрамления. Зона "остывания" разреза намечается на структурах Средневасюганского мезовала на юге территории исследования и протягивается на север-северо-запад, пересекая желоб палеорифта по линии скважин К-Е1—Са-1—Х-1, уходя за пределы территории исследования.

Собственно желоб южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта не находит яркой генетической связи (прямой положительной корреляции) с распределением палеотемператур баженовской свиты, особенно в центральной, наиболее погруженной части палеорифта.

Районирование сланцевой нефтеносности баженовской свиты. Для оценки величины плотности ресурсов в каждой из 48 скважин для баженовских отложений рассчитан интегральный показатель плотности генерации нефти R [Isaev et al., 2014]. Здесь расчетное значение R зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и геотемператур ГЗН. Плотность генерации оценивается в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Путем интерполяции расчетных значений R построена схематическая карта распределения плотности генерации баженовской нефти (рис. 7). Перспективными для поисков "сланцевой" нефти являются земли с высокими значениями R . Высоким считаем значение плотности, удовлетворяющее условию $R > 0,5R_{\max}$, где $R_{\max} = 120$ усл. ед. — максимальное значение плотности генерации в преде-

лах территории исследований. В центральной части Колтогорского мезопргиба, где закартирована секущая зона минимальных значений плотности теплового потока (см. рис. 2, а), отмечается пониженная плотность генерации баженовской нефти ($R < 60$ усл. ед.).

Наиболее перспективными для поисков "сланцевой" нефти ($R > 90$ усл. ед.) являются земли юго-восточной части территории исследования, где уже открыто месторождение Снежное с залежью нефти в пласте Ю₀. Высокая плотность генерации баженовской нефти ($R \geq 80$ усл. ед.) и признаки нефтеносности, полученные при бурении 7 скважин в южной части Колтогорского мезопргиба, на северо-восточном склоне Каймысовского свода и Черемшанской мезоседловины, позволяют отнести эти земли к высокоперспективным. Высокая степень перспективности земель Трайгородского мезовала ($R \geq 80$ усл. ед.) подтверждается полученными прямыми признаками нефтеносности при бурении скважин.

Ранее была опубликована сводка прямых признаков нефтеносности баженовской свиты по территории Томской области [Исаев и др., 2016 а]: признаки по результатам испытаний глубоких скважин — на 4 площадях, по керну и испытаниям — на 5 площадях, по первичному описанию керна — на 19 площадях. Сопоставление настоящего прогноза высокоперспективных земель ($R > 0,5R_{\max}$) на "сланцевую" нефть с фактически установленными прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты (см. рис. 7) показало *высокую согласованность, порядка 80 %*. Этот вариант прогнозного районирования назовем *1-м районированием*.

Необходимо отметить, что в 1 варианте по распределению плотности генерации УВ зона палеорифта весьма неоднородна. В южной и северной частях палеорифта выделяются две области, имеющие достаточно высокие перспективы на поиски "сланцевой" нефти ($R > 70$ усл. ед.). Центральная область палеорифта по результатам моделирования обладает бо-

лее скромными перспективами ($R < 60$ усл. ед.). Таким образом, очевидного генетического отражения палеорифта как объекта с возможной аномальной энергетической характеристикой в кайнозое в распределении плотности генерации верхнеюрской "сланцевой" нефти не устанавливается. Вместе с тем объем образующейся сланцевой нефти может быть связан с количеством органического углерода и толщиной нефтематеринской свиты [Прищепа и др., 2015]. Поэтому, используя карты толщин и содержания органического вещества в баженовских отложениях (см. рис. 3), рассчитан интегральный показатель плотности генерации баженовской нефти с учетом концентраций $C_{\text{орг}}$ и толщин свиты [Lobova et al., 2016].

Построена 2-я схематическая карта распределения плотности генерации нефти (рис. 8). Во *2-м районировании* наиболее перспективными землями для поисков на сланцевую баженовскую нефть по-прежнему остаются земли юго-восточной части территории исследований, южная часть Колтогорского мезопргиба, северо-восточный склон Каймысовского свода. В пределах Трайгородского мезовала наибольшие перспективы принадлежат его северной части. *Согласованность 2-го районирования* прогнозных перспективных зон на сланцевую нефть с прямыми признаками нефтеносности составляет *порядка 60 %*.

Можно отметить, что во 2-м варианте районирования зона палеорифта по-прежнему неоднородна. В южной и северной частях палеорифта выделяются две области, имеющие высокие перспективы на поиски "сланцевой" нефти ($R > 70$ усл. ед.). Центральная область палеорифта по результатам моделирования обладает более скромными перспективами ($R = 60 + 70$ усл. ед.). Вместе с тем присутствует заметное отражение палеорифта (положительная корреляция) как объекта с аномальной *структурной* характеристикой, в распределении плотности генерации верхнеюрской "сланцевой" нефти.

Это является следствием того, что структура желоба палеорифта содержит наибольшие мощности баженовских отложений и, соответственно, высокие концентрации $C_{орг}$ (см. рис. 3).

Заключение. До настоящего времени интенсивно разрабатываются и предлагаются критерии районирования сланцевой нефтеносности Западной Сибири, а также выполняется региональный прог-

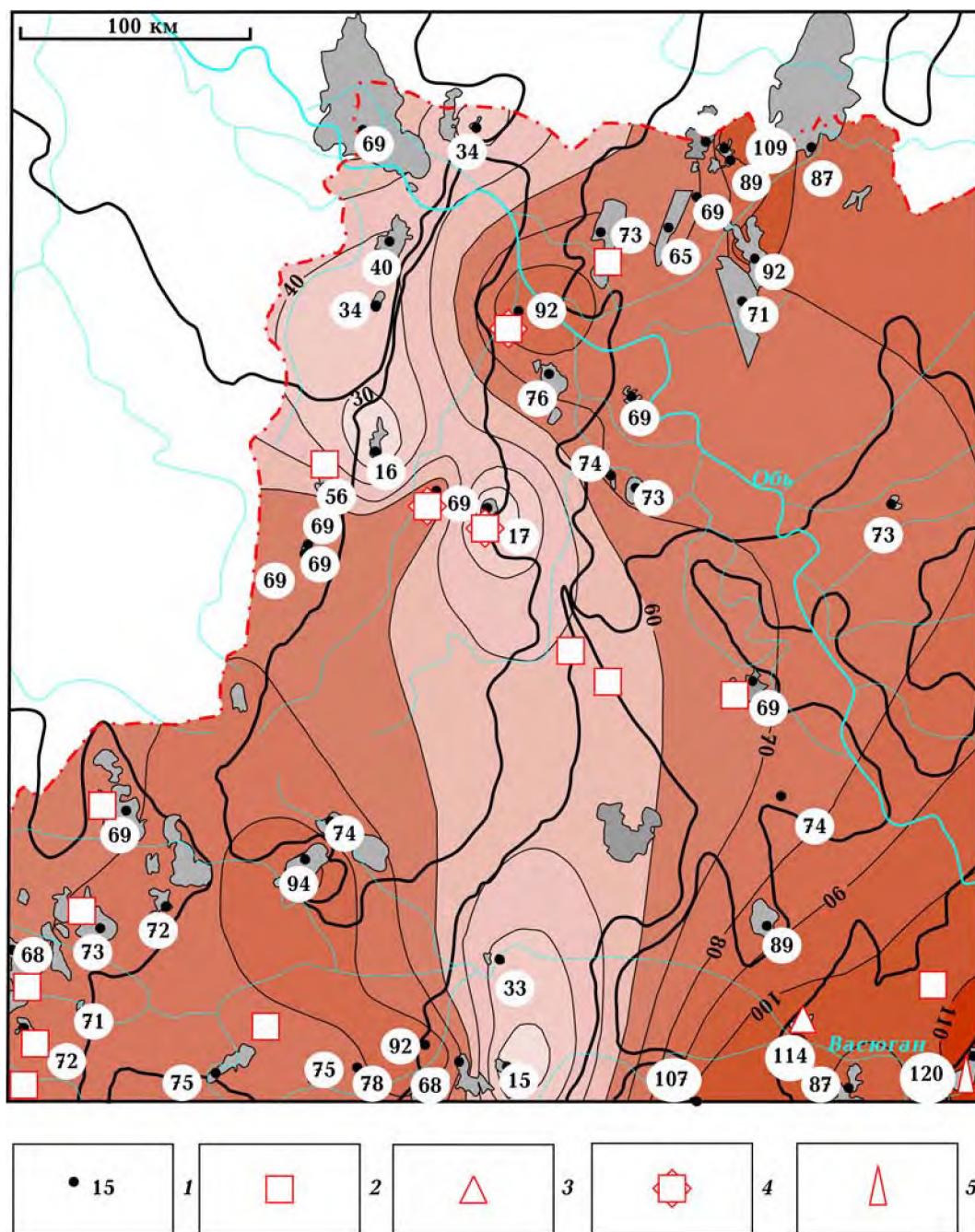


Рис. 7. Распределение плотности генерации баженовской нефти R , значения изолиний в усл. ед.: 1 — скважина и значение плотности генерации; площади с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты; 2 — признак по керну, 3 — признак при испытании скважин, 4 — признаки при испытании и по керну, 5 — месторождение Снежное. Остальные условные обозначения те же, что и на рис. 2.

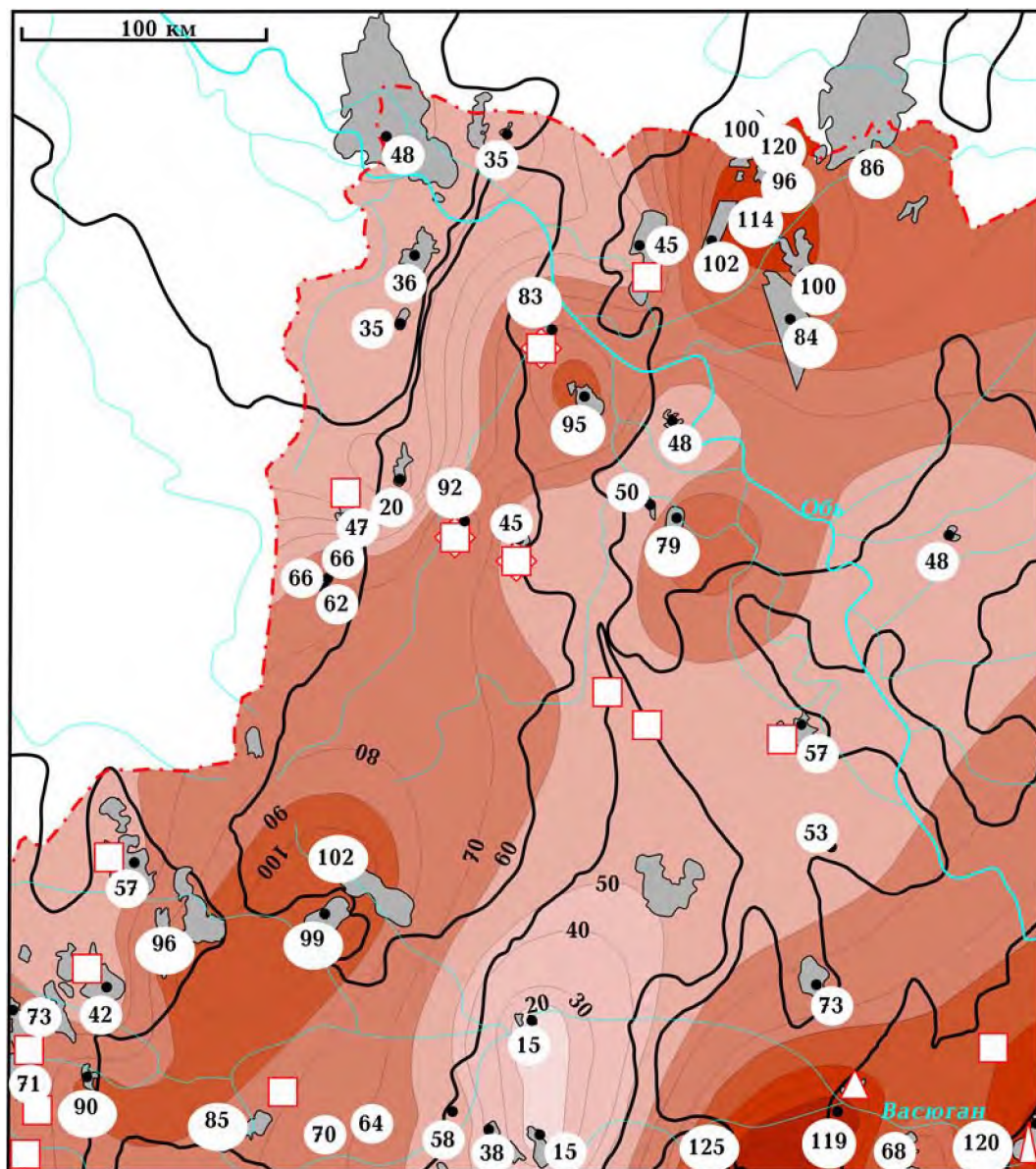


Рис. 8. Распределения плотности генерации баженской нефти R (с учетом мощности баженской свиты и содержания $C_{орг}$, рис. 3), значения изолиний в усл. ед. Остальные условные обозначения те же, что и на рис. 7.

ноз нефтеносности баженской свиты с оценкой перспектив структур I порядка в целом, а именно, Красноленинского и Сургутского сводов [Зубков, 2017; Скворцов и др., 2018]. Авторы в качестве одного из главных критериев называют температуры баженской свиты, превышающие $100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Здесь оперирование идет значениями современных пластовых температур. В то же время впервые вы-

полняется *зональный* прогноз нефтеносности материнских свит территорий структур I—II порядков и их обрамления: верхнеюрской баженской свиты Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин [Исаев и др., 2016д] с последующей детализацией прогноза и его методики [Исаев и др., 2016б, г]; нижнеюрской тогурской свиты Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин [Исаев и др., 2018]; баженской

кой свиты Колтогорского мезопргиба [Исаев и др., 2017]. Здесь в качестве главного критерия прогнозирования принята термическая история материнской свиты, причем *кумулятивно* учитывающая температуры локализованных очагов генерации нефти за весь период их существования. Целевое назначение зонального прогноза — определение перспективных районов и площадей для постановки поисковых работ.

Настоящая публикация дает зональный прогноз нефтеносности баженовской свиты Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления с детальной демонстрацией термической истории очагов генерации нефти в контексте возможной кайнозойской активизации Уренгойско-Колтогорского палеорифта. Получено площадное распределение плотности генерации нефти и определены перспективные районы для проведения поисков "сланцевой" баженовской нефти — на землях северо-западного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали, северо-восточного склона Каймысовского свода, Черемшанской мезоседловины и Трайгородского мезовала. Прогноз перспективных земель на "сланцевую" нефть подтверждается установленными прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты порядка 60—80 %.

Представляется важным для теоретических основ нефтегазовой геологии Западной Сибири [Конторович и др., 1975] следующий результат проведенных исследований. Полученное распределение плотности генерации баженовской нефти в разных структурно-тектонических условиях (вкрест простирания желоба палеорифта) показало, что интенсивность генерации углеводородов на положительных структурах не уступает плотности генерации в депрессии. Поэтому становится излишним различать депрессии и положительные тектонические структуры как области только генерации и только аккумуляции УВ. Последнее согласуется с высказанной ранее концепцией [Кон-

торович, 2002], подтвержденной экспериментально [Исаев и др., 2014], о преимущественно вертикальной миграции углеводородов из баженовской свиты в верхнеюрские и нижнемеловые резервуары.

Установлено, что плотность теплового потока в пределах собственно структуры Колтогорско-Уренгойского палеорифта характеризуется довольно мозаичным распределением (42—64 мВт/м²) с заметно пониженными значениями. В рифтовой зоне нет "следов" возможного аномально высокого теплового потока в конце мелового периода.

С распределением палеотемператур зона палеорифта также однозначно не коррелирует. Максимальные температуры в зоне достигают 115 °С, причем тяготеют к землям, расположенным гипсометрически выше в рельефе фундамента: к Черемшанской мезоседловине на юге и северному борту Колтогорской мезовпадины. Зона олигоценного "остывания" разреза намечается на юге и протягивается на северо-северо-запад, *пересекая* структуру палеорифта.

По распределению плотности генерации углеводородов зона палеорифта весьма неоднородна. В южной и северной частях зоны выделяются две области, имеющие достаточно высокие перспективы на поиски "сланцевой нефти", центральная область зоны обладает более скромными перспективами. Необходимо отметить отражение палеорифта (положительную корреляцию) в распределении плотности генерации верхнеюрской "сланцевой" нефти, как объекта с аномальной *структурной* характеристикой. Вместе с тем желоб южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта не находит *энергетической* связи (прямой положительной корреляции) с распределением плотности теплового потока и палеотемператур материнской свиты. Этот результат заслуживает внимания в контексте теории рифтовых систем и нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты [Мегакомплексы ..., 1986].

Список литературы

- Бурштейн Л. М., Жидкова Л. В., Конторович А. Э., Меленевский В. Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты). *Геология и геофизика*. 1997. Т. 38. № 6. С. 1070—1078.
- Дучков А. Д., Галушкин Ю. И., Смирнов Л. В., Соколова Л. С. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*. 1990. Т. 31. № 10. С. 51—60.
- Ермаков В. И., Скоробогатов В. А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. Москва: Недра, 1986. 222 с.
- Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2. Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова. Санкт-Петербург: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. 477 с.
- Зубков М. Ю. Региональный прогноз нефтеносности баженовской свиты. *Геология и геофизика*. 2017. Т. 58. № 3-4. С. 504—510. doi: 10.15372/GiG20170313.
- Исаев В. И., Илларионова Л. В., Исаева О. С., Кокорина М. С. Сланцевая нефтеносность баженовской свиты Томской области. *Вестник РАЕН (ЗСО)*. 2016 а. Вып. 19. С. 30—36.
- Исаев В. И., Исаева О. С., Лобова Г. А., Старостенко В. И., Фомин А. Н. Экспресс-районирование материнской свиты по плотности ресурсов генерированной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2016 б. Т. 327. № 3. С. 23—37.
- Исаев В. И., Искоркина А. А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири). *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 5. С. 64—80. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i5.2014.111569>.
- 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.* 2016 в. Т. 38. № 4. С. 3—25. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798>.
- Исаев В. И., Коржов Ю. В., Лобова Г. А., Попов С. А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии. Томск: Изд-во ТПУ, 2011. 384 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., Старостенко В. И., Фомин А. Н. Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит. *Геология нефти и газа*. 2018. № 1. С. 49—73.
- 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.* 2016 г. Т. 38. № 3. С. 29—51.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Осипова Е. Н., Сунгурова О. Г. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2016 д. Т. 11. № 1. [Электронный ресурс] http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Старостенко В. И., Стоцкий В. В., Фомин А. Н. Зональное районирование нефтеносных сланцевых толщ

- южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2017. Т. 12. № 2. [Электронный ресурс] http://ngtp.ru/rub/11/15_2017.pdf.
- Конторович А. Э., Нестеров И. 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 В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. 253 с.
- 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.
- Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. Под ред. В. С. Суркова. Москва: Недра, 1986. 149 с.
- Морозов Н. В., Беленькая И. Ю., Жуков В. В. 3D моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов. *ПРОНЕФТЬ*. 2016. Вып. 1. С. 38—45. <http://www.twirpx.com/file/2118767>.
- Предтеченская Е. А., Фомичев А. С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2011. Т. 6. № 1. [Электронный ресурс] http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf.
- Прищепина О. М., Суханова А. А., Макарова И. Р. Методика определения зрелости сапропелевого органического вещества в доманикитах и оценка их углеводородных ресурсов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2015. № 7. С. 4—8.
- Скворцов М. Б., Немова В. Д., Панченко И. В., Кирсанов А. М. Критерии нефтеносности отложений баженовской свиты. *Геология нефти и газа*. 2018. № 1. С. 109—114.
- Старостенко В. И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. думка. 1978. 228 с.
- Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
- Харленг 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.
- Хуторской М. Д., Ахмедзянов В. Р., Ермаков А. В., Леонов Ю. Г., Подгорных Л. В., Поляк Б. Г., Сухих Е. А., Цыбуля Л. А. Геотермия арктических морей. Москва: ГЕОС, 2013. 232 с.
- Duchkov A. D., Sokolova L. S., Ayunov D. E., Yan P. A., 2016. Thermal conductivity of the Bazhenovo Formation rocks in the Salym area (West Siberian Plate). *Russian Geology and Geophysics*, 57(7), 1078—1089. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.06.007>.
- Isaev V. I., 2013. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 7(2), 92—106. doi: 10.1134/S181971401302005X.
- Isaev V. I., Fomin A. N., 2006. Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyuro'l'ka Megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47, 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. doi:10.1134/S1069351318020064.
- Isaev V. I., Lobova G. A., Osipova E. N., 2014. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the NyuroI'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 55, 1418—1428. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.11.006>.
- Isaev V. I., Volkova N. A., 1995. The Use of Quadratic Programming for the Solution of an Inverse Heat Flow Problem. *Geology of the Pacific Ocean*, 12, 155—168.
- Kontorovich V. A., Belyaev S. Yu., Kontorovich A. E., Krasavchikov V. O., Kontorovich A. A., Suprunenko O. I., 2001. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11), 1832—1845.
- 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. doi: 10.1016/j.rgg.2009.10.001.
- 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., 2010. Models of geothermal regime formation in the Black Sea Basin. *Geoinformatics 2010. 9th International Conference on Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*. Kiev, A093.
- Kutas R. I., Poort J., 2008. Regional and local geothermal conditions in the northern Black Sea. *International Journal of Earth Sciences* 97(2), 353—363. doi: 10.1007/s00531-007-0216-9.
- Lobova G. A., Isaev V. I., Fomin A. N., Stotsky V. V., 2016. Searches Shale Oil in Western Siberia. *International Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2016): Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: Conference Proceedings, Albena, 28 June—7 July 2016*. Sofia: STEF92 Technology Ltd, Vol. 1—3, P. 941—948.
- Lobova G., Stotsky V., Isaev V., Starostenko V., 2017. Shale oil of south segment of Koltogor-Urengoy paleorift. *17th International Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2017): Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining. Conference Proceedings: Albena*. Sofia: STEF92 Technology Ltd., Vol. 17, P. 867—874.
- Nelskamp S., Donders T., van Wess J.-D., Abbinck O., 2014. Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: An Example from the Russian Arctic. *ROGTEC*, (18), 26—35.
- Pyatakov Yu. V., Isaev V. I., Starostenko V. I., 2016. 3D Paleotemperature Modeling of the Geothermal Regime of Sedimentary Basins: Example of the Lunskeya Depression, Sakhalin Island. *Russian Journal of Pacific Geology*, 10(6), 408—416. doi:10.1134/S1819714016060051.
- 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.

Geothermy and zoning of shale oil prospects of the Koltogor-Urengoy paleorift (southeastern part of West Siberia)

V.I. Isaev, G.A. Lobova, V.V. Stotskiy, A.N. Fomin, 2018

Zoning of shale oil content at the southern segment of the Koltogor-Urengoy paleorift were done and it were correlated with geothermal field in the after Jurassic time. Territory of research is the north-western oil fields of the Tomsk region. The thermal history of the source rocks is criteria for predicting centers of oil generation and the formation of shale reservoir. It is cumulatively taking into account the temperatures of localized paleocenters of oil generation. Researches are based on solving a direct problem of geothermy for a set of horizontal layers located in the lower half-space. Distribution of the oil generation density has been obtained and zones for searching for shale Bazhenov oil have been identified — it is the northwestern slope of the Northern-Parabel' megamonocline, the northeastern slope of the Kaimysov arch, the Chermshanskaya mesosaddle and the Traygorod mezoswell. The prediction is confirmed by direct signs of the oil content of the Bazhenov suite. Distribution of the oil generation density of the Bazhenov oil in different structural-tectonic conditions has shown that the intensity of hydrocarbons generation on positive structures is similar to the generation density in depression. "Traces" of anomalous heat flow are not in the rift zone there during the Cenozoic period. Zone does not correlate with the paleotemperatures distribution in the after Jurassic time. There is the reflection of the paleorift, as an object with anomalous structural characteristic, in the distribution of generation density at the Upper Jurassic shale oil. The energy relationship of the paleorift with the distribution of heat flow density and paleotemperatures of the source rocks has not been identified. Zoning of the shale oil determined promising territories for setting up geological survey. The results are worth of attention in the context of the theoretical foundations of oil and gas geology of Western Siberia, the theory of rift systems and the oil and gas potential of the West Siberian plate.

Key words: shale oil; Bazhenov formation; thermal history, zoning, energy characteristic of the Koltogor-Urengoy paleorift.

References

- Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N., 1997. The model of kategenesis organic matter (for example, the Bazhenov Formation). *Geologiya i geofizika*, 38(6), 1070—1078 (in Russian).
- Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S., 1990. The evolution of the temperature field of the sedimentary cover of the West Siberian plate. *Geologiya i geofizika*, 31(10), 51—60 (in Russian).
- Ermakov V.I., Skorobogatov V.A., 1986. Thermal field and oil-and-gas the young plates of the USSR. Moscow: Nedra, 222 p. (in Russian).
- Kontorovich A.E., Surkov V.S. (Eds), 2000. Western Siberia. Geology and Mineral Resources of Russia. In the six volumes. Vol. 2. Saint Petersburg: VSEGEI, 477 p. (in Russian).
- Zubkov M.Yu., 2017. The reservoir potential of the Bazhenov formation: regional prediction. *Geologiya i geofizika*, 58(3-4), 504—10 (in Russian). doi: 10.15372/GiG20170313.
- Isaev V.I., Illarionova L.V., Isayeva O.S., Korokina M.C., 2016a. Shale oil potential of Bazhenov suite Tomsk region. *Vestnik RAYEN (ZSO)*, (19), 30—36 (in Russian).
- Isaev V.I., Isayeva O.S., Lobova G.A., Staro-

- stenko V. I., Fomin A. N., 2016b. Express zoning of the maternal of suite on density of resources generated oil (for example Nyuro'l'ka Megadepression). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring geosurosov*, 327(3), 23—37 (in Russian).
- Isaev V. I., Iskorkina A. A., 2014. The Mesozoic and Cenozoic course of temperatures on the Earth's surfaces and geothermal regime of the Jurassic oil source deposits (southern paleoclimatic zone of West Siberia). *Geofizicheskiy zhurnal*, 36(5), 64—80 (in Russian). doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i5.2014.111569>.
- Isaev V. I., Iskorkina A. A., Lobova G. A., Fomin A. N., 2016c. Paleoclimates factors of reconstruction of thermal history of petroleum bazhenov and togur suites southeastern West Siberia. *Geofizicheskiy zhurnal*, 38(4), 3—25 (in Russian). doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798>.
- Isaev V. I., Korzhov Yu. V., Lobova G. A., Popov S. A., 2011. Oil and gas potential according to gravimetry, geothermy and geochemistry for the Far East and Western Siberia. Tomsk: TPU Publ. House, 384 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).
- Isayev V. I., Lobova G. A., Mazurov A. K., Starostenko V. I., Fomin A. N., 2018. Zoning of mega-depressions by shale oil generation density of togur and bazhenov source soites in the southeast of Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza*, (1), 49—73 (in Russian).
- Isaev V. I., Lobova G. A., Mazurov A. K., Fomin A. N., Starostenko V. I., 2016d. Zoning of the Bazhenov formation and clinofolds Neocom density shale resources and primary accumulated oil (for example, Nuro'l'ka megahollow). *Geofizicheskiy zhurnal*, 38(3), 29—51 (in Russian).
- Isaev V. I., Lobova G. A., Osipova Y. N., Sungurova O. G., 2016e. Zonation of megadepreios of the Tomsk region depending of the frequentness of shale oil resources. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 11(1), http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf. (in Russian).
- Isaev V. I., Lobova G. A., Starostenko V. I., Stotskiy V. V., Fomin A. N., 2017. Zoning of the shale oil area belonging to the southern part of the Koltogor-Urengoy Paleorift. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 12(2), http://ngtp.ru/rub/11/15_2017.pdf. (in Russian).
- Kontorovich A. E., Nesterov I. I., Salmanov F. K., Surkov V. S., Trofimuk A. A., Ervye Yu. G., 1975. Geology of oil and gas in Western Siberia. Moscow: Nedra, 680 p. (in Russian).
- Kontorovich V. A., 2002. Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia. Novosibirsk: SB RAS Publ., 253 p. (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).
- Surkov V. S. (Ed.), 1986. Megacomplexes and deep structure of the Earth's crust of the West Siberian plate. Moscow: Nedra, 149 p. (in Russian).
- Morozov N. V., Belenkaya I. Yu., Zhukov V. V., 2016. 3D modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov suite: details of the forecast of physical and chemical properties of hydrocarbons. *PROheft*, (1), 38—45 (in Russian). <http://www.twirpx.com/file/2118767>.
- Predtechenskaya Ye. A., Fomichev A. S., 2011. The impact of faulting on thermal regime and catagenetic transformations of Mesozoic deposits, West Siberian Plate. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 6(1), http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf. (in Russian).
- Prishchepa O. M., Sukhanov A. A., Makarova I. R., 2015. Method for determining the maturity of sapropelic organic matter in domanic and assessing their hydrocarbon resources. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanyh i gazovyh mestorozhdeniy*, (7), 4—8 (in Russian).
- Skvortsov M. B., Nemova V. D., Panchenko I. V.,

- Kirsanov A. M., 2018. Criteria of oil bearing capacity of the Bazhenov formations. *Geologiya nefti i gaza*, (1), 109—114 (in Russian).
- Starostenko V. I., 1978. Stable numerical methods in problems of gravimetry. Kiev: Naukova Dumka, 228 p. (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: IPGG SB RAS Publ., 331 p. (in Russian).
- Harlend U. B., Koks A. V., Llevellin P. G., Pikton K. A. G., Smit A. G., Uolters R., 1985. Scale of geological time. Moscow: Mir, 140 p. (in Russian).
- Khutorskoy M. D., Ahmedzyanov V. R., Ermakov A. V., Leonov Yu. G., Podgornykh L. V., Poliakov B. G., Sukhikh E. A., Cybulia L. A., 2013. Geothermic of the Arctic Seas. Ed. Yu. G. Leonov. Moscow: GEOS, 232 p. (in Russian).
- Duchkov A. D., Sokolova L. S., Ayunov D. E., Yan P. A., 2016. Thermal conductivity of the Bazhenovo Formation rocks in the Salym area (West Siberian Plate). *Russian Geology and Geophysics*, 57(7), 1078—1089. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.06.007>.
- Isaev V. I., 2013. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 7(2), 92—106. doi: 10.1134/S181971401302005X.
- Isaev V. I., Fomin A. N., 2006. Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyurol'ka Megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47, 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. doi:10.1134/S1069351318020064.
- Isaev V. I., Lobova G. A., Osipova E. N., 2014. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 55, 1418—1428. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.11.006>.
- Isaev V. I., Volkova N. A., 1995. The Use of Quadratic Programming for the Solution of an Inverse Heat Flow Problem. *Geology of the Pacific Ocean*, 12, 155—168.
- Kontorovich V. A., Belyaev S. Yu., Kontorovich A. E., Krasavchikov V. O., Kontorovich A. A., Suprunenko O. I., 2001. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11), 1832—1845.
- 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. doi: 10.1016/j.rgg.2009.10.001.
- 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., 2010. Models of geothermal regime formation in the Black Sea Basin. *Geoinformatics 2010. 9th International Conference on Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*. Kiev, A093.
- Kutas R. I., Poort J., 2008. Regional and local geothermal conditions in the northern Black Sea. *International Journal of Earth Sciences* 97(2), 353—363. doi: 10.1007/s00531-007-0216-9.
- Lobova G. A., Isaev V. I., Fomin A. N., Stotsky V. V., 2016. Searches Shale Oil in Western Siberia. *International Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2016): Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: Conference Proceedings, Albena, 28 June—7 July 2016*. Sofia: STEF92 Technology Ltd, Vol. 1—3, P. 941—948.
- Lobova G., Stotsky V., Isaev V., Starostenko V., 2017. Shale oil of south segment of Koltogor-Urengoy paleorift. *17th International Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2017): Science and Technologies in Geology, Exp-*

- loration and Mining. Conference Proceedings: Albena*. Sofia: STEF92 Technology Ltd., Vol. 17, P. 867—874.
- Nelskamp S., Donders T., van Wess J.-D., Abbink O., 2014. Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: An Example from the Russian Arctic. *ROGTEC*, (18), 26—35.
- Pyatakov Yu. V., Isaev V. I., Starostenko V. I., 2016. 3D Paleotemperature Modeling of the Geothermal Regime of Sedimentary Basins: Example of the Lunskeya Depression, Sakhalin Island. *Russian Journal of Pacific Geology*, 10(6), 408—416. doi:10.1134/S1819714016060051.
- 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.