

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2019

УДК 553.982.2:550.836(571.16)

Лунёва Т.Е.Инженерная школа природных ресурсов Томского политехнического университета, Томск, Россия, tatyana.luneva93@gmail.com

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ И РЕАЛИЗАЦИЯ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ ТОГУРСКОЙ СВИТЫ (СЕВЕРО-ЗАПАД ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Проведено палеотемпературное моделирование для нижнеюрской тогурской свиты на северо-западе Томской области в пределах Колтогорского мезопроггиба и структур его обрамления. Построены карты плотности теплового потока из доюрского основания и латерально-временного положения очагов генерации тогурской нефти на все геологические времена формирования осадочного бассейна. Оценена плотность генерации тогурской нефти и построена схематическая карта распределения этого параметра. Сопоставлены зоны повышенных значений плотности генерации тогурской нефти и установленной нефтегазоносности территории исследования.

Ключевые слова: тогурская свита, нижняя юра, палеотемпературное моделирование, плотность генерации тогурской нефти, нефтегазоносность, Колтогорский мезопроггиб, Томская область.

Введение

Большой интерес в настоящее время вызывают перспективные земли с залежами в доюрском нефтегазоносном комплексе (НГК) [Ильинский, Прищепа, 2017; Конторович, 2018; Лобова и др., 2018] и особенно те, где уже ведется разработка открытых ранее месторождений из верхних горизонтов юры и мела. Актуальность работы определяется принадлежностью территории исследований к одному из нефтепромысловых районов на севере Томской области. В качестве основного признака нефтеперспективности группой исследователей [Конторович и др., 2009, Лобова и др., 2018] определено наличие нефтематеринских отложений в разрезе изучаемого участка недр, а термическая история, в свою очередь, является важным фактором, контролирующим зрелость нефтематеринских пород, время и генерацию, последующую миграцию и аккумуляцию углеводородов (УВ) [Kim, 2002; Xiang, Pang, Danisik, 2013]. В последнее время многие исследователи посвящают свои работы реконструкциям термической истории и бассейновому моделированию [Gulenok et al., 2011; Fattah et al., 2012; Bruns et al., 2012; Li et al., 2017; Стоцкий, Осипова, Исаева, 2017]. Наличие тогурской свиты в разрезах скважин на территории исследования, которая является нефтематеринской для нижнеюрских и доюрских резервуаров, по мнению многих исследователей, дает основание на проведение бассейнового моделирования. Учет ее генерационного потенциала позволит выделить участки наибольшей перспективности и, в

совокупности с другими геолого-геофизическими данными, снизить геологические риски при заложении скважин на глубокие горизонты.

Целью работы является оценка реализации генерационного потенциала тогурской свиты в пределах северо-запада Томской области и выделение первоочередных участков для поисков УВ в доюрском НГК на территории Колтогорского мезапрогиба и окаймляющих его структур.

Методика исследований

Оценка реализации генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты в данном исследовании основывается на методе палеотемпературного моделирования. Методика опирается на решение уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей [Isaev, Volkova, Nim, 1996]. Решение поставленной задачи осуществляется в два этапа. Первый этап – это решение обратной задачи геотермии. На основе входных данных («наблюденных» температур) рассчитывается тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла. Второй этап заключается в решении прямой задачи геотермии. Базируясь на рассчитанный тепловой поток из основания, непосредственно вычисляются температуры в материнской свите на заданные моменты геологического времени. Следовательно, можно выявить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции УВ.

Выполнение представленных этапов осуществляется с использованием отечественного программно-математического комплекса ТеплоDialog [Исаев и др., 2002] с учетом изменений температур на поверхности Земли за все геологическое время формирования осадочного бассейна [Исаев и др., 2009].

Моделирование проводится на основе геолого-геофизических данных об осадочном разрезе в представительных глубоких скважинах, которые выбираются по определенным критериям [Лобова, 2012], направленным на то, чтобы исходный материал наиболее полно соответствовал кондиционным требованиям. Для палеотемпературного моделирования используются все доступные геотемпературы в качестве «наблюденных». На погрешность значений рассчитываемых параметров (теплового потока и палеотемператур) при этом оказывают влияние теплофизические параметры толщи пород, перекрывающей нефтематеринские. Наибольший вклад в погрешность рассматриваемых параметров могут оказывать «наблюденные» температуры. Опыт диагностики уровня катагенеза органического вещества и вмещающих пород углепетрографическими методами показывает [Фомин, 2011], что погрешность измерения отражательной способности витринита (ОСВ) в иммерсии (R_{vt}^o) в интервале 0,5–0,8 % составляет около 0,01%. Данная ошибка при переходе от (R_{vt}^o) к

палеотемпературам, определенным по ОСВ, соответствует $\pm 2^\circ\text{C}$. Палеотемпературы, полученные таким образом, вводятся в модель с указанием времени «срабатывания» природного максимального термометра. В работе Е.Н. Осиповой с соавторами сообщается, что погрешность измерений пластовых температур также составляет порядка $\pm 2^\circ\text{C}$, как и для палеотемператур, определенных по ОСВ [Осипова и др., 2015].

Важным шагом для получения наиболее полной картины о генерационном потенциале нефтематеринской свиты является экспресс-оценка плотности генерации тогурских нефтей. Ее возможно определить на основе данных о времени нахождения материнской свиты в главной зоне нефтегенерации (ГЗН) и максимальных геотемператур ГЗН по формуле [Лобова, Попов, Фомин, 2013]:

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

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти в $^\circ\text{C}$; t_i – интервальное время действия очага в млн лет; n – количество временных интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН; k – коэффициент масштабирования. Вхождение материнских пород в ГЗН и начало интенсивной генерации тогурских нефтей начинается с 95°C [Бурштейн и др., 1997], что соответствует градации катагенеза MK_1^2 . Увеличение пороговой температуры основывается на том факте, что рассеянное органическое вещество (РОВ) в материнской свите преимущественно гумусового типа и требует более высоких температур. Известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации – прочности связи керогена, а прирост энергии обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [Tissot, 2003]. Таким образом, оценка плотности генерации выполняется на качественном уровне, учитывая геотермический режим тогурской свиты, и рассчитывается в условных единицах, что корректно для последующего площадного районирования.

Характеристика территории исследований и исходные данные

Территория исследования расположена на северо-западе Томской области, в центральной части Колтогорско-Нюрольского желоба, который формируется в послегерцинское время на структурах Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. В пределах участка исследований желоб осложнен структурами II порядка Черемшанской мезоседловиной и Колтогорским мезопрогибом (рис. 1А). Отрицательные структуры граничат с Каймысовским и Александровским сводами на западе и Нижневартовским сводом и Средневаюганским мегавалом на востоке. Юго-восточная часть участка работ включает структуры Усть-Тымской мегавпадины.

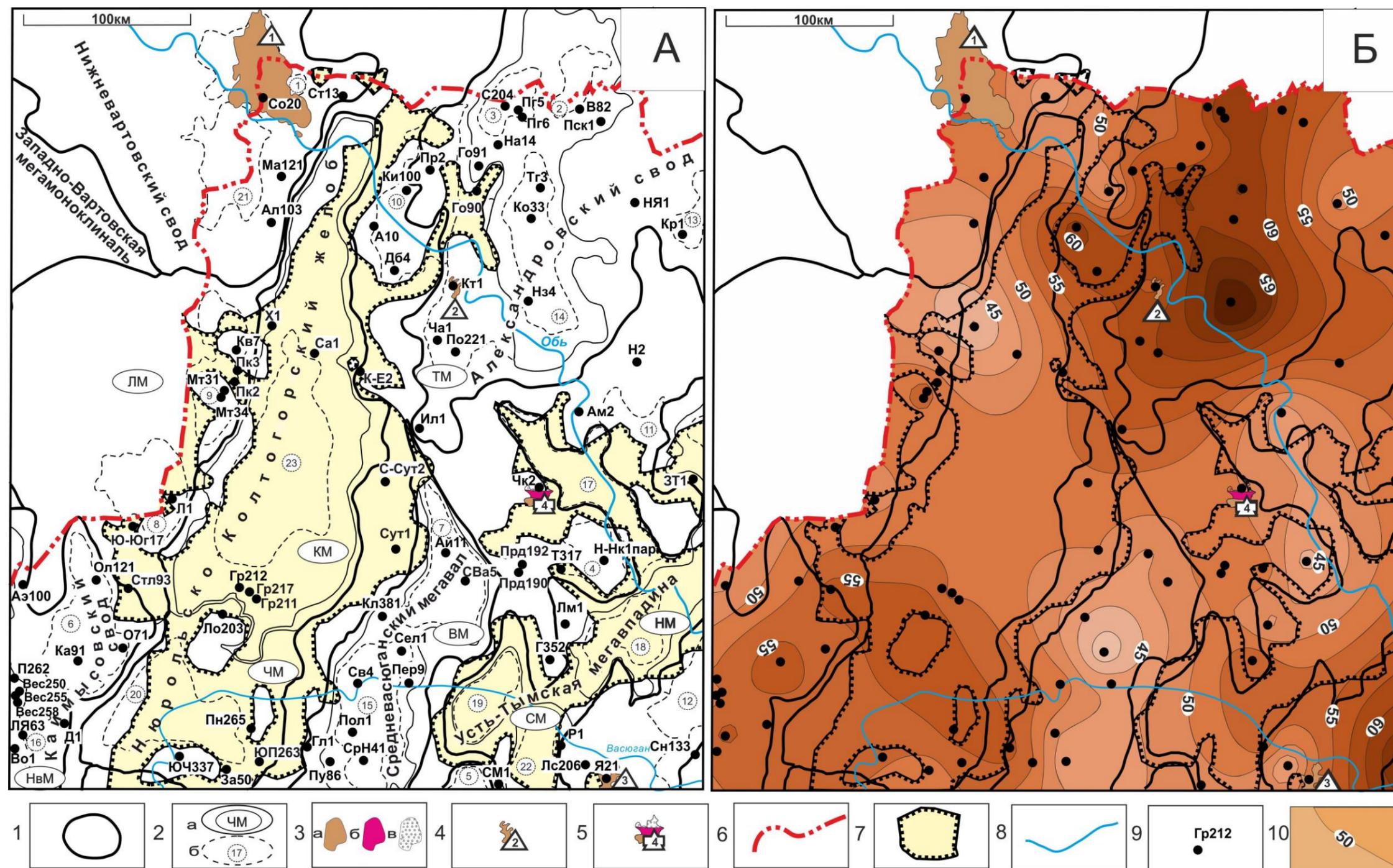


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) на тектонической основе ([Конторович, 2002] с дополнениями) и распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания (Б) Колтогорского мезопрогиба

Контурные тектонических элементов: 1 – I-го порядка; 2 – II-го порядка и его условный индекс (а): мезоседловины: ЛМ – Лебянская, ЧМ – Черемшанская; мезовалы: ТМ – Трайгородский, ВМ – Васюганский, НвМ – Нововасюганский; мезопрогибы: КМ – Колтогорский, НМ – Неготский, СМ – Сампатский; III-го порядка и его номер (б): куполовидные поднятия: 1 – Советско-Соснинское, 2 – Вахское, 3 – Охтеурское, 4 – Трассовое, 5 – Мыльдзинское, 6 – Катильгинское, 7 – Северо-Васюганское, 8 – Ледовое, 9 – Кедровско-Матюшкинское; выступы: 10 – Западно-Александровский, 11 – Мурасовский, 12 – Тростниковый; валы: 13 – Окуневский, 14 – Кривоуццкий, 15 – Новотевризский, 16 – Лонтыньяхский; врезы: 17 – Северо-Чкаловский; впадины: 18 – Южно-Неготская, 19 – Северо-Мыльдзинская, 20 – Южно-Колтогорская, 21 – Малореченская; прогибы: 22 – Центральный; 23 – Ильяжский; 3 – месторождение УВ: а) нефтяное, б) конденсатное, в) газовое; 4 – месторождения в коре выветривания: 1 – Советское; 2 – Конторовичское, 3 – Ясное; 5 – месторождения в коре выветривания и палеозое: 4 – Чкаловское; 6 – административная граница Томской области; 7 – зона распространения тогурской свиты; 8 – речная сеть; 9 – скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс; 10 – изолинии расчетных значений теплового потока, мВт/м².

В плане нефтегазоносности территория приурочена к зоне сочленения Среднеобской, Каймысовской и Васюганской нефтегазоносных областей, которые в свою очередь подразделяются на Нюрольско-Колтогорский, Каймысовский, Средневасюганский, Александровский, Усть-Тымский и Вартовский нефтегазоносные районы (НГР) [Конторович и др., 1975]. В этих НГР открыты залежи УВ в следующих НГК: доюрский (собственно палеозойский и нефтегазоносный горизонт зоны контакта – НГГЗК), нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднеетоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский). В пределах территории исследования открыто 4 месторождения УВ в доюрском НГК (табл. 1). Для доюрского и нижнеюрского НГК, в рамках осадочно-миграционной теории образования залежей, признана нефтегенерирующей тогурская свита [Конторович и др., 2009]. Тогурские отложения ограничиваются распространением в пониженных формах рельефа, выклиниваясь на доюрские образования. Их мощность по данным бурения достигает порядка 40 м [Конторович, 2002]. В пределах территории исследования раннетоарские отложения вскрыты 17 скважинами, пробуренными в Колтогорском мезопрогнае, и 3 скважинами – в западной части Усть-Тымской мегавпадины.

Таблица 1

Месторождения с залежами в доюрском комплексе Колтогорского мезопрогнаа и структур его обрамления

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

Уровень зрелости РОВ установлен в пределах градации от $МК_1^2$ до $МК_2$, а на локальном участке в районе Черемшанской мезоседловины составляет $МК_3^1$. По генезису РОВ нефтепроизводящих тогурских пород являются типично озерными, преимущественно гумусового типа, с показателем $C_{орг}$ от 1,5 до 5,0% [Фомин, 2011]. Даже несмотря на то, что гумусовое ОБ, как отмечает в своей работе С.Г. Неручев [Неручев, 2007], обладает невысоким нефтематеринским потенциалом, УВ генерационный потенциал тогурской свиты оценен некоторыми исследователями как достаточно высокий [Конторович и др., 2009; Фомин, 2011].

Основываясь на критериях представительности, дополнительно для моделирования выбраны 38 скважин, охватывающие всю территорию исследований. Для построения карты

плотности теплового потока привлечены также данные по 44 скважинам, полученные ранее [Стоцкий, Осипова, Исаева, 2017].

Параметризация моделируемых скважин

Входные данные для программного комплекса включают седиментационные и теплофизической параметры моделируемой скважины (табл. 2). Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа [Богачев, 1987], геологический возраст свит определен У.Б. Харлендом с соавторами [Харленд и др., 1985].

Определение плотности теплового потока

Для решения обратной задачи палеотемпературного моделирования использованы пластовые температуры и геотемпературы, снятые с кривых метода ОГГ, а также температуры, пересчитанные из ОСВ в качестве «наблюденных» (табл. 3).

Проверка на «адекватность» полученного параметра 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 (см. табл. 3), что в целом выполняется один из основных геофизических критериев оптимальности модели – критерий «невязки» [Старостенко, 1978]. Данные «невязки», полученные при расчете плотности теплового потока в каждой скважине, являются среднеквадратическими отклонениями расчетных значений от «наблюденных» и составляют порядка $\pm 2^{\circ}\text{C}$. Из 38-и моделей лишь в двух «невязки» превышают допустимые значения и достигают $\pm 9^{\circ}\text{C}$ (Передовая 190) и $\pm 6^{\circ}\text{C}$ (Айгольская 11). Необходимо отметить, что в обеих моделях использованы только температуры, пересчитанные из ОСВ. Возможно, что здесь получение больших «невязок» обусловлено неучетом в моделях трехмерности геологической среды [Pyatakov, Isaev, Starostenko, 2016.], значительных денудаций разреза в прошлом [Исаев и др., 2017] или конвективной составляющей теплового потока в зонах деструкции [Isaev, Volkova, 1995]. Но вариант превышения расчетных геотемператур над температурами по ОСВ нельзя однозначно объяснить данными причинами, необходима более детальная проработка данного вопроса.

Параметризация осадочной толщи на примере скв. Куль-Еганская 2 (рис. 1А, КЕ2)

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст, млн. лет	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Четвертичные <i>Q</i>	5	0–1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые <i>N₂</i>	17	1,64–4,71	3,07	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Миоценовые <i>N₁</i>	28	4,71–24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Некрасовская <i>nk P₃</i>	195	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская <i>hg P₃₋₂</i>	175	32,2–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская <i>ll P₂</i>	213	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая <i>tl P₁</i>	52	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская <i>gn P_{1-K₂}</i>	172	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская <i>sl K₂</i>	74	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская <i>ip K₂</i>	71	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская <i>kz K₂</i>	28	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская <i>pk K₂₋₁</i>	780	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская <i>a₂K₁</i>	20	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Алымская <i>a₁K₁</i>	22	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Киялинская <i>kls K₁</i>	398	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская <i>tr K₁</i>	101	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская <i>klm K₁</i>	352	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская <i>bg J₃</i>	30	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская <i>gr J₃</i>	-	151,2–56,6	5,4	-	-	-	-
Васюганская <i>vs J₃</i>	81	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская+Салатская <i>tm J₂₋₁</i>	407	162,9–200,8	37,9	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Тогурская <i>tg J₁</i>	20	200,8–203,9	3,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Урманская <i>ur J₁</i>	60	203,9–208	4,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

* – данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО») и из каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин [Волков, 2001].

Таблица 3

Используемые для моделирования геотемпературы и палеотемпературы по отражательной способности витринита (R_{ovt}), расчетный тепловой поток из основания осадочного чехла и «невязки» моделирования

Номер п/п	Скважина, ее условный индекс (рис. 1А)	Глубина замера, м	Температура, °С				Разница расчётной и измеренной	Расчитанный тепловой поток, мВт/м ² /Глубина, м
			*Пластовая	**ОСВ (R_{ovt})	*ОГ Г	Модельная (расчетная)		
1	Айгольская 11, (Ай11)	2380	-	99 (0,64)	-	93	6	47/2512
		2360	-	87 (0,55)	-	93	-6	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±6	
2	Амбарская 2, (Ам2)	2590	-	99 (0,64)	-	99	0	46/2909
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
3	Аэросейсмическая 100, (Аэ100)	2503	-	100 (0,65)	-	97	3	47/2674
		2599	-	-	82	83	-1	
		2295	-	-	74	74	0	
		2454	-	-	78	79	-1	
		2489	-	-	79	80	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2			
4	Весенняя 250, (Вес250)	2123	-	-	75	75	0	50/2600
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка"), °С					0	
5	Весенняя 255, (Вес255)	2655	-	111 (0,73)	-	112	-1	53/2667
		2662	-	111 (0,73)	-	113	-2	
		2522	-	-	94	92	2	
		2488	-	-	91	91	0	
		2481	-	-	91	91	0	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1			
6	Весенняя 258, (Вес258)	2000	69	-	-	75	-6	53/2701
		2509	90	-	-	92	-2	
		2504	-	-	94	92	2	
		2345	-	-	89	86	3	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±4			
7	Волковская 1, (Во1)	2593	-	106 (0,7)	-	110	6	53/2711
		2504	-	-	93	91	2	
		2542	-	-	94	93	1	
		2185	82	-	-	81	1	
		2145	80	-	-	80	0	
		2243	82	-	-	83	-1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±3			
8	Горстовая 90, (Го90)	2281	98	-	-	98	0	63/2721
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
9	Грушевая 211, (Гр211)	2716	102	-	-	100	2	53/3208
		3089	110	-	-	112	-2	
		3084	110	-	-	112	-2	
		2753	105	-	-	102	3	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1			
10	Грушевая 217, (Гр217)	2721	97	-	-	97	0	51/3219
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
11	Западно-Тымская 1, (ЗТ1)	2620	90	-	-	90	0	52/3267
		3130	107	-	-	111	-4	
		2701	-	120 (0,8)	-	112	8	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±5			
12	Ильякская 1, (Ил1)	2630	99	-	-	98	1	55/2712
		2506	95	-	-	94	1	
		2456	92	-	-	92	0	
		2330	85	-	-	88	-3	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1			
13	Куль-Еганская 2, (КЕ2)	2840	102	-	-	103	-1	52/3303
		2838	104	-	-	103	1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1	
14	Кичановская 100, (Ки100)	2482	78	-	-	78	0	46/2825
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
15	Кильсинская 381, (Кл381)	1987	64	-	-	62	2	45/2655
		2349	72	-	-	72	0	
		2526	-	92 (0,59)	-	93	1	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1			
16	Круглоозерная 1, (Кр1)	2317	86	-	-	86	0	54/2482
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					0	
17	Ледовая 1, (Лл1)	3015	103	-	-	100	3	49/3044
		2816	94	-	-	94	0	
		2738	90	-	-	92	-2	
		2670	87	-	-	90	-3	
		2296	81	-	-	79	2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2			
18	Лымжинская 1, Лм1	2627	-	100 (0,65)	-	101	-1	47/2987
		2670	-	103 (0,67)	-	102	1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±1	

* - пластовые температуры и температуры метода ОГГ изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); ** - ОСВ (R_{ovt}) – определен в Лаборатории геохимии нефти и газа ИНГТ СО РАН (г. Новосибирск).

Продолжение табл. 3

Номер п/п	Скважина, ее условный индекс (рис. 1А)	Глубина замера, м	Температура, °С				Расчитанный тепловой поток, мВт/м ² /Глубина, м	
19	Лесная 206, Лс206	2601	-	92 (0,59)	-	95	-3	44/2897
		2648	-	99 (0,64)	-	96	3	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±3		
20	Назинская 4, Нз4	2200	-	119 (0,79)	-	119	0	70/2303
		2204	-	120 (0,8)	-	120	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				0		
21	Ново-Никольская 1 параметрическая, (ННк1п)	2385	-	-	71	73	-2	44/2948
		2552	-	-	77	77	0	
		2600	-	-	79	79	0	
		2800	-	-	88	84	4	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±2		
22	Нань-Яхская 1, (НЯ1)	1981	66	-	-	67	-1	49/2385
		2270	80	-	-	76	4	
		2080	67	-	-	70	-3	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±3		
23	Оленья 121, (Ол121)	2550	94	-	-	92	2	52/2832
		2796	-	115 (0,76)	-	116	-1	
		2575	-	-	92	93	0	
		2354	-	-	84	85	-1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±1		
24	Перкатская 9, (Пер9)	2440	-	96 (0,62)	-	95	1	49/2658
		2485	-	96 (0,62)	-	96	0	
		2613	-	99 (0,64)	-	100	-1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±1		
25	Приколтогорская 2, (Пк2)	3280	115	-	-	115	0	51/3290
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				0				
26	Приколтогорская 3, (Пк3)	2635	87	-	-	92	-5	50/3232
		3226	115	-	-	111	4	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка"), °С				±5		
27	Пионерская 265, (Пн265)	2680	-	120 (0,8)	-	120	0	56/3198
		2700	-	120 (0,8)	-	120	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				0		
28	Пологая 1, (Пол1)	2057	-	83 (0,52)	-	86	-3	48/2610
		2153	-	92 (0,59)	-	89	3	
		2406	-	96 (0,62)	-	96	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±2		
29	Поисковая 1, (Пск1)	2245	89	-	-	89	0	56/2390
		2270	90	-	-	90	0	
		2232	80	-	-	86	-6	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±3		
30	Передовая 190, (Прд190)	2560	-	115 (0,76)	-	106	9	51/2815
		2580	-	106 (0,7)	-	114	-8	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±9		
31	Передовая 192, (Прд192)	2675	-	111 (0,73)	-	111	0	52/2736
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				0				
32	Саймовская 1, (Са1)	2882	-	103 (0,67)	-	108	-5	47/3437
		2840	-	-	98	94	4	
		2750	-	-	95	92	3	
		2600	-	-	88	87	1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±4		
33	Северо-Васюганская 5, (СВа5)	2343	-	96 (0,62)	-	95	1	51/2437
		2327	-	92 (0,59)	-	95	-3	
		2100	-	-	72	71	1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±2		
34	Северо-Сутыгинская 2, (ССут2)	2619	95			95	0	52/3150
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				0				
35	Столбовая 93, (Стл93)	2615	102	-	-	102	0	56/3053
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				0				
36	Сутыгинская 1, (Сут1)	2607	90	-	-	90	0	50/3142
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				0				
37	Сельская 1, (Сел1)	2224	60	-	-	64	-4	40/2693
		2560	-	92 (0,59)	-	89	3	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				±4		
38	Южно-Юганская 17, (ЮЮг17)	2689	95	-	-	95	0	51/3086
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")				0		

Таким образом, по имеющимся 82 значениям плотности теплового потока методом интерполяции построена карта теплового потока (см. рис. 1Б). Необходимо отметить, что по сравнению с вариантом, построенным ранее [Стоцкий, Осипова, Исаева, 2017], нет больших отличий, 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 соотносится с положительными структурами – Александровским сводом на северо-востоке и северным склоном Парабельского мегавыступа на юго-востоке территории. Максимальное значение рассчитанной плотности теплового потока из основания осадочного чехла получено в скв. Нз4 и составляет 70 мВт/м², которая расположена на Криволицком вале Александровского свода. Несмотря на повышенные значения теплового потока на Александровском своде, в северо-восточном направлении наблюдается уменьшение значения данного параметра до 50 мВт/м². Пониженные значения изучаемого параметра (менее 47,5 мВт/м²) отмечаются в районе Средневасюганского 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. Необходимо подчеркнуть, что построенная более детальная карта распределения плотности теплового потока также *не находит значимой положительной корреляции с расположением желоба южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта* [Стоцкий, Осипова, Исаева, 2017]. Сравнение результатов палеотемпературного моделирования, проведенного на землях Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления, с экспериментальными определениями плотности теплового потока А.Д. Дучкова [Каталог данных..., 1985] показало надежность полученных расчетных значений плотности теплового потока. *Экспериментальные данные* характеризуются дискретными значениями в диапазоне от 48 мВт/м² и достигают максимальных значений в южной части Александровского свода до 65-77 мВт/м², где вскрыт гранитный массив [Фомин и др., 2014]. В целом, территория Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления 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 соответственно 57 и 53 мВт/м².

Расчет палеотемператур тогурской свиты

Решением прямой задачи восстановлены палеотемпературы для тогурской свиты на 12 ключевых моментов ее геологической истории и построены карты динамики развития геотемпературных условий главной зоны нефтеобразования (рис. 2А-М), локализуя по площади очаги генерации тогурских нефтей.

Вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования осуществляется в альб-сеномане *91,6 млн. лет назад* (см. рис. 2А, Б). На конец формирования покурской свиты наблюдаются первые четыре очага генерации тогурской нефти. Они приурочены к западной части Неготской впадины, зоне сочленения Западно-Александровского выступа и Трайгородского мезовала, а также Черемшанской мезоседловине и южной части Колтогорского 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), территория очага увеличивается, охватывая практически всю территорию распространения тогурской свиты. Не входят в ГЗН только локальные участки в западной части Усть-Тымской мегавпадины, а именно в районе Северо-Чкаловского вреза, Северо-Мыльджинской впадины и Центрального прогиба, а также участки в северной части Колтогорского мезопргиба и в районе Южно-Юганской площади (рис. 2Г). Максимальная палеотемпература составляет около 110°C.

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

Позднее происходит постепенный прогрев тогурских отложений (рис. 2З). На конец формирования некрасовской свиты ГЗН занимает всю территорию распространения тогурской свиты и достигается максимальный прогрев. Наивысшие палеотемпературы характеризуются значениями более 130°C (рис. 2И).

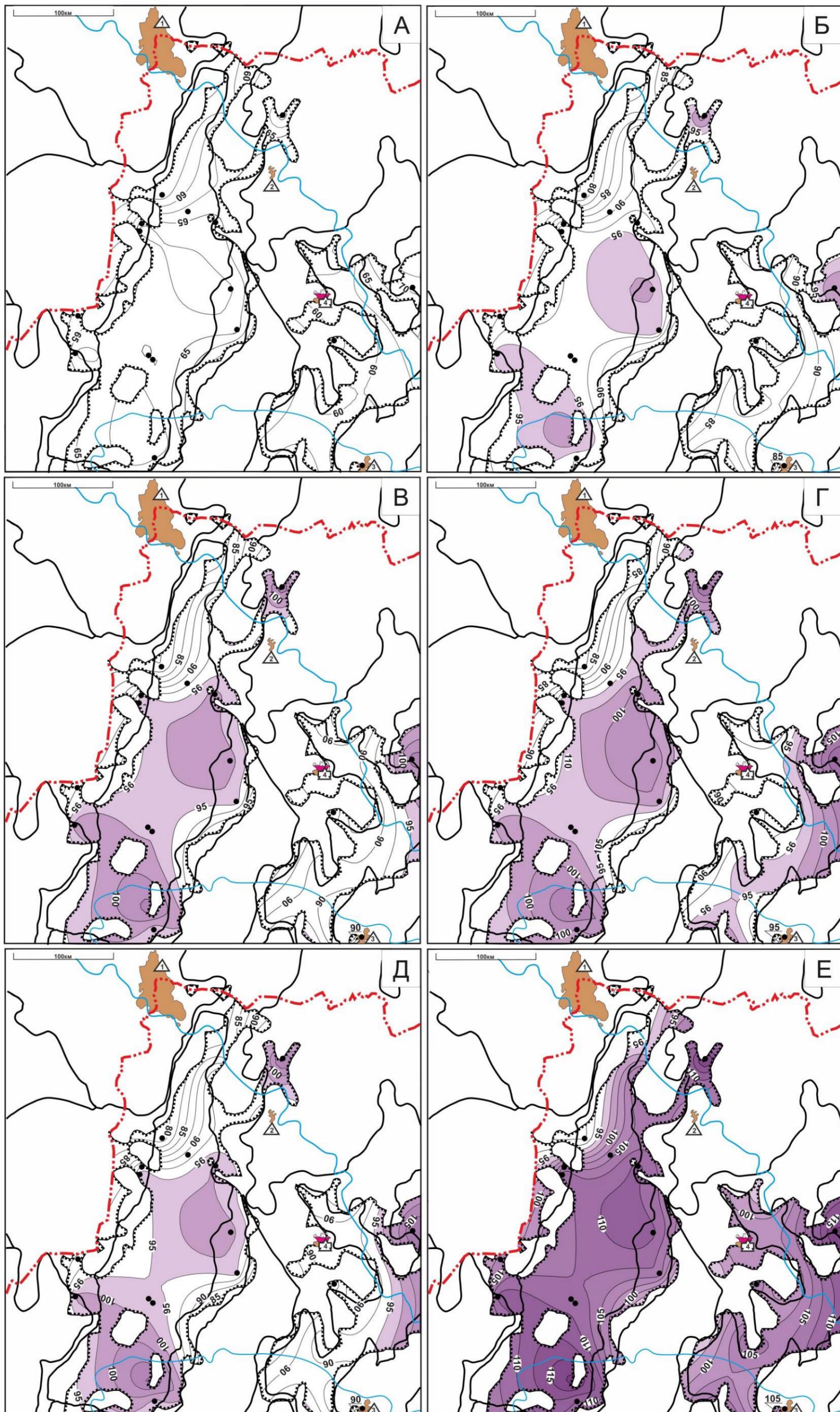
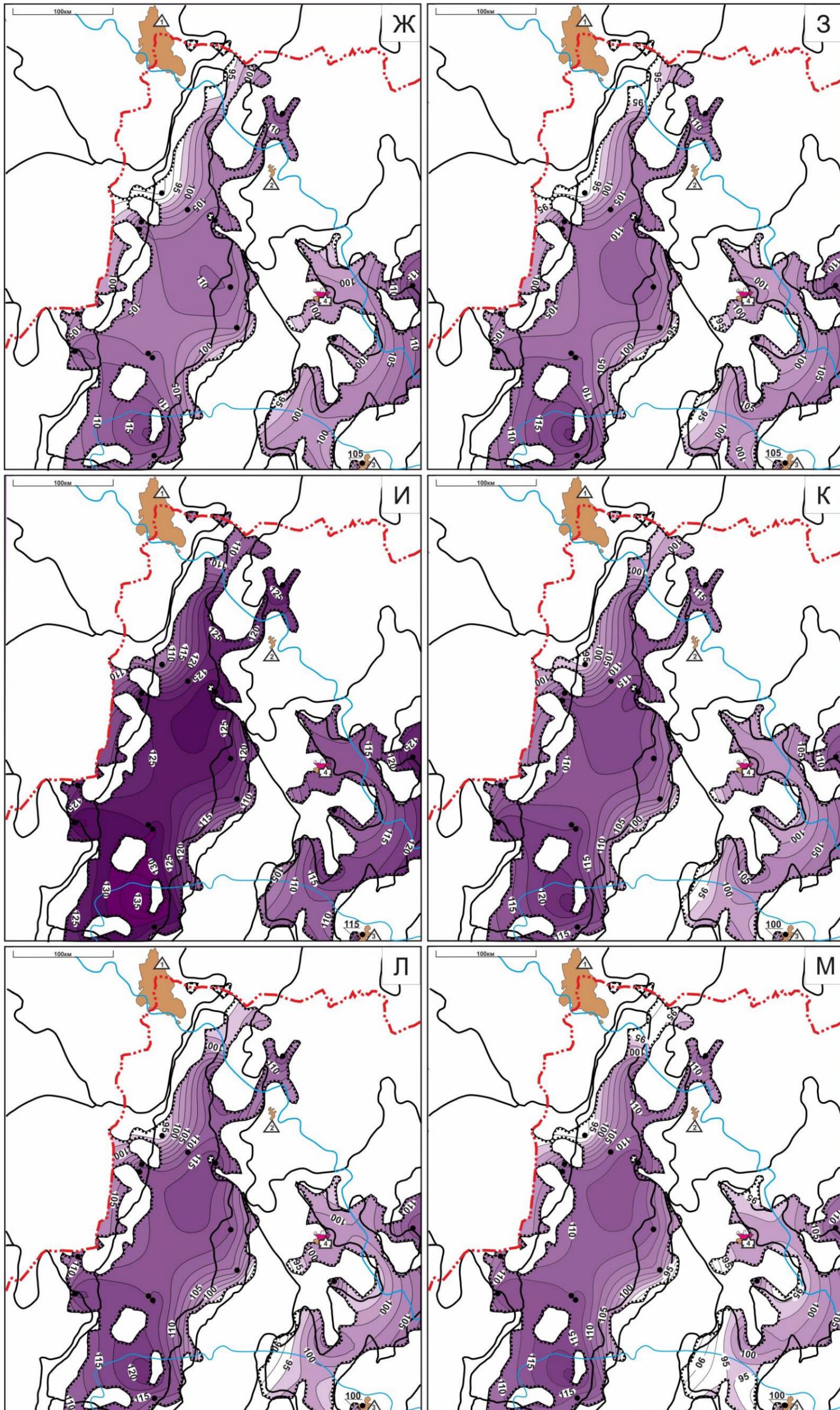


Рис. 2. Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурских нефтей (обозначены заливкой) Колтогорского мезопргиба

A - 114,1 млн. лет назад; Б - 91,6 млн. лет назад; В - 89,5 млн. лет назад; Г - 86,5 млн. лет назад; Д - 73,2 млн. лет назад; Е - 61,7 млн. лет назад; Ж - 54,8 млн. лет назад.



Продолжение рис. 2. Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурских нефтей (обозначены заливкой) Колтогорского мезопргиба

3 - 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 усл. обозначения см. на рис. 1.

Далее и до настоящего времени происходит постепенное охлаждение тогурской свиты (рис. 2К-Л), что связано с изменением климатических условий в олигоцене. Максимальные температуры в тогурской свите снизились до 115°C. Нефтематеринская свита вышла из «нефтяного окна» в северной части Колтогорского мезопргиба, в зоне сочленения Северо-Мыльджинской впадины и Центрального прогиба, на западном склоне Среднеवासюганского мегавала, а также на локальных участках в районе Хвойной и Амбарской площадей (рис. 2М). Постепенное охлаждение разреза на основе имеющейся картины распределения очагов генерации предполагается от Среднеवासюганского мегавала в западном и восточном направлениях и от Нижневартовского свода в юго-восточном направлении. Тем не менее, территория очага охватывает практически всю территорию распространения тогурской свиты.

Оценка плотности генерации тогурских нефтей

Интегральный показатель (R), на котором основывается оценка величины плотности генерации нефти, рассчитан в разрезе 16-ти скважин для тогурских отложений (табл. 4), и построена карта распределения относительной плотности генерации тогурских нефтей (рис. 3). Территория, обладающая высоким значением плотности генерации тогурских нефтей, характеризуется как перспективная для поисков УВ в горизонтах, для которых рассматриваемая свита является нефтематеринской.

Таблица 4

Расчет интегрального показателя R , дающего экспресс-оценку плотности генерации тогурской нефти

Скважина	Экспресс-оценка плотности плотности генерации (R), усл. ед.	Период работы палеоочага генерации нефти, млн. лет назад	Время работы палеоочага, млн. лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С
1	2	3	4	5
Го90	130	114,1-0	114,1	130
Гр211	103	91,6-0	91,6	131
Гр217	101	91,6-0	91,6	131
ЗТ1	129	114,1-0	114,1	114
КЕ2	125	114,1-0	114,1	126
Пк2	124	114,1-0	114,1	129
Пк3	82	73,2-0	73,2	124
Са1	81	73,2-0	73,2	123
ССуг2	124	114,1-0	114,1	125
Стл93	122	114,1-0	114,1	131
Сут1	119	114,1-0	114,1	120
Т317	80	73,2-0	73,2	119
Х1	18	41,7-24	17,7	105
ЮП263	102	91,6-0	91,6	127
ЮЮг17	80	73,2-1	73,2	122
Я21	95	89,8-0	89,8	130

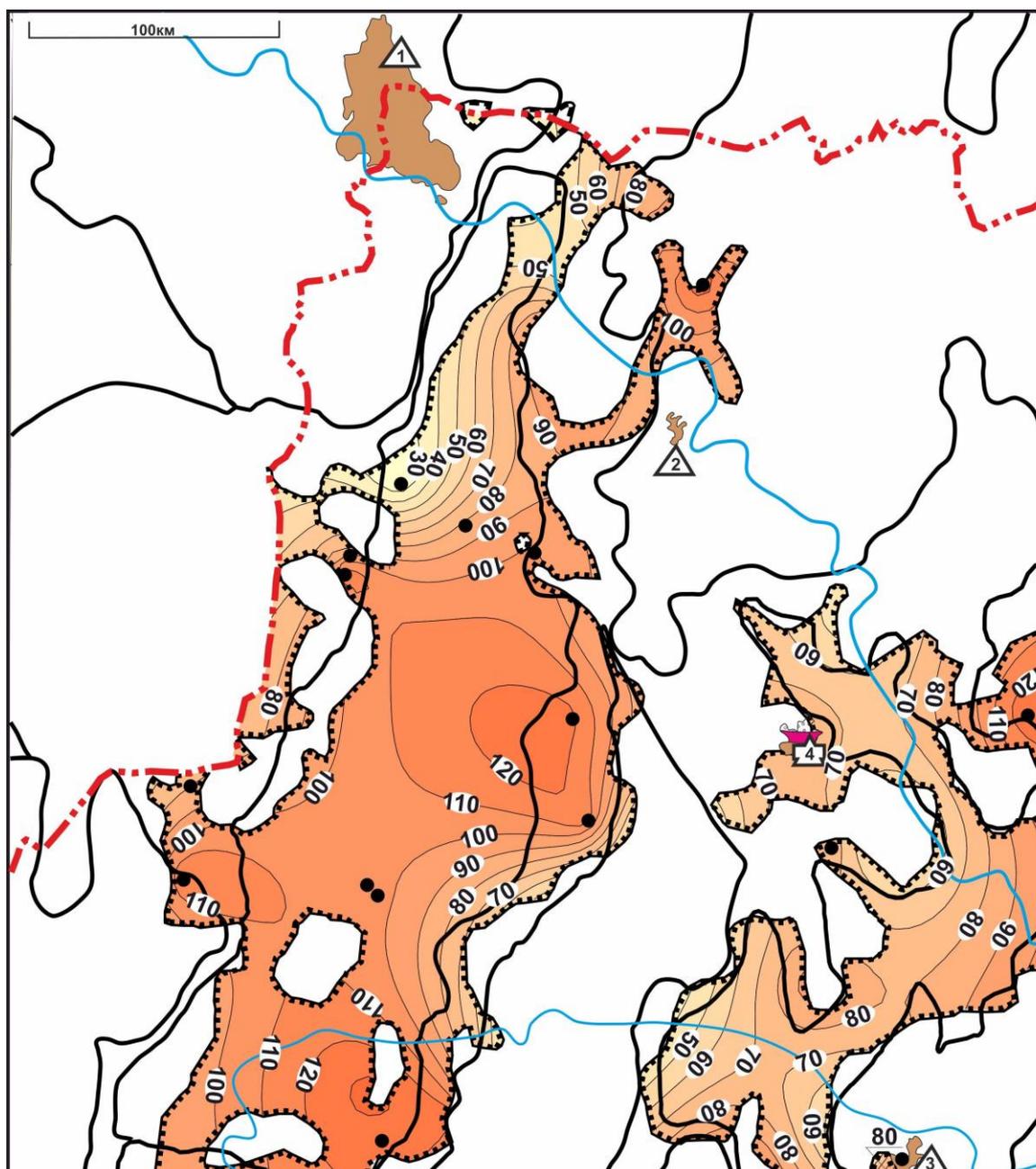


Рис. 3. Схематическая карта распределения плотности генерации тогурских нефтей Колтогорского мезопргиба

Значение изолиний – в условных единицах. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1.

Высоким потенциалом для поисков обладает территория имеющая значение интегрального показателя более 100 у. е. Остальная территория ($R < 100$ у. е.) - зона средней перспективности. Также для определения первоочередных районов поисков используется критерий совпадения площадей с прямыми признаками нефтеносности [Лобова и др., 2018].

Наиболее *перспективными* для поисков являются земли центральной части Колтогорского мезопргиба, Черемшанской мезоседловины и зоны их сочленения. Также еще картируются два небольших перспективных участка на западном склоне Мурассовского выступа и в зоне сочленения Западно-Александровского выступа и Трайгородского

мезовала.

Менее перспективные территории, объекты «средней перспективности», расположены в северной части Колтогорского мезопргиба; западном склоне Кедровско-Матюшкинского и восточном склоне Ледового куполовидных поднятий; зоне сочленения Нюрольско-Колтогорского желоба и Среднеवासюганского мезавала, а также практически на всей области распространения тогурской свиты на территории Усть-Тымской мезавпадины, кроме западного склона Мурассовского выступа. О перспективности последнего участка свидетельствует наличие Чкаловского месторождения в коре выветривания и палеозое на его территории. Также небольшой участок распространя тогурской свиты с максимальным значением плотности генерации тогурских нефтей 80 у. е. в юго-восточной части территории исследования подтверждает высокий потенциал наличием нефтяной залежи в коре выветривания на Ясном месторождении. Несмотря на небольшую плотность генерации тогурских нефтей (менее 100 у. е.), участок в районе западного склона Александровского свода находится в непосредственной близости от Конторовичского месторождения.

Советское нефтяное месторождение располагается за пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты. Можно предположить, что нефтегенерирующей для доюрских залежей является не тогурская свита, а радомская пачка [Атлас..., 2004], которая в свою очередь картируется в непосредственной близости к Медведевскому поднятию, где и получены притоки нефти из НГГЗК.

Таким образом, рассматриваемая территория достаточно неоднородна по распространению плотности генерации УВ. Центральная часть Колтогорской мезопргиба имеет более высокие перспективы на поиски УВ нежели его северная часть и прилегающая к территории исследования с востока западная часть Усть-Тымской мезавпадины.

Заключение

Примененная методика палеотемпературного моделирования, основанная на оценке генерационного потенциала тогурской свиты, с определенной надежностью позволила выделить перспективные земли на территории исследования, а именно земли центральной части Колтогорского мезопргиба, Черемшанской мезоседловины и зоны их сочленения. Также выделяются еще два небольших участка на западном склоне Мурассовского выступа и в зоне сочленения Западно-Александровского выступа и Трайгородского мезовала.

Данный результат имеет высокую согласованность с установленной нефтегазоносностью. Но, для увеличения надежности и конкретизации перспективных участков, необходимо использовать дополнительную геолого-геофизическую информацию об объекте исследования – доюрском НГК, влияющую на его способность аккумулировать

УВ, такую как мощность отложений, петротипы пород, имеющие хорошие коллекторские свойства и другое. Это является задачей дальнейших исследований автора.

На основе более детальной карты теплового потока подтвердился результат опубликованной работы [Стоцкий, Осипова, Исаева, 2017], что желоб южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта не обладает аномальным значением теплового потока.

Автор благодарит профессора, д. г.-м. н., А.Н. Фомина за предоставление данных ОСВ и д. г.-м. н., Г.А. Лобову за консультации и обсуждение результатов.

Литература

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 // Диссертация кандидата геолого-минералогических наук. - Томск: ТПИ, 1987. – 225 с.

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.

Волков В.И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области. – Томск: ОАО «Томскнефтегазгеология», 2001. – 199 с.

Ильинский А.А., Прищепина О.М. Новые формы организационного взаимодействия при решении задач геологического изучения и освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов // Геология нефти и газа. – 2017. – №3. – С.77–82.

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

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

Исаев В.И., Старостенко В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н., Исагалиева А.К. Тектоно-седиментационная интерпретация данных геотермии при выявлении и оценке

позднеэоценовой эрозии на арктических месторождениях углеводородов (п-ва Ямал) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – №7. – С. 19–31.

Каталог данных по тепловому потоку Сибири / Ред. А.Д. Дучков. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1985. – 82 с.

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

Конторович А.Э. Пора идти вглубь. Нефтедобыче нужны новые технологии // Ежедневная газета научного сообщества «Поиск». - 2018. - № 3. – С.77–78.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – №11. – С. 1191–1200. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>

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

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

Лобова Г.А., Исаев В.И., Кузьменков С.Г., Лунёва Т.Е., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) // Геофизический журнал. - 2018. – № 4. – Т. 40. – С. 73–106. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>

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.

Неручев С.Г., Смирнов С.В. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т.2. – <http://www.ngtp.ru/rub/1/013.pdf>.

Осипова Е.Н., Лобова Г.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – №1. – С. 14–33. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.11.006>

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

Стоцкий В.В., Осипова Е.Н., Исаева О.С. Районирование нижнемеловых резервуаров Колтогорского мезопргиба по плотности генерации и аккумуляции баженовских нефтей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. –

Т. 328. – № 12. – С. 47–62

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ 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. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>

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

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

Fattah R.A., Verweij J.M., Witmans N., ten Veen J.H. Reconstruction of burial history, temperature, source rock maturity and hydrocarbon generation in the northwestern Dutch offshore // Netherlands Journal of Geosciences. – 2012. – V. 91. – № 4. – pp. 535–554. DOI: <https://doi.org/10.1017/s0016774600000378>

Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – V. 5. – № 4. – pp. 273–287. DOI: <https://doi.org/10.1134/s181971401104004x>

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

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

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

Li Ya., Jiang Sh., Jiang Zh., Liu H., Li B. Reconstruction of the Cenozoic History of Hydrocarbon Fluids from Rifting Stage to Passive Continental Margin Stage in the Huizhou Sag, the Pearl River Mouth Basin // Geofluids. – 2017. – V.2017. – 32 p. DOI: <https://doi.org/10.1155/2017/4358985/>.

Pyatakov Yu.V., Isaev V.I., Starostenko V.I. 3-D Paleotemperature Modeling of the Geothermal Regime of Sedimentary Basins: Example of the Lunskaya Depression, Sakhalin Island // Russian Journal of Pacific Geology. – 2016. – V. 10. – № 6. – pp. 408–416.

DOI: <https://doi.org/10.1134/s1819714016060051>

Tissot B.P. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2003. – V. 58. – № 2. – pp. 183–202. DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst:2003013>

Xiang C., Pang X., Danisik M. Post-Triassic thermal history of the Tazhong Uplift Zone in the Tarim Basin, Northwest China: Evidence from apatite fission-track thermochronology // Geoscience Frontiers. – 2013. – №4. – pp. 743–754. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2012.11.010>

Luneva T.E.

School of Earth Sciences & Engineering, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, tatyana.luneva93@gmail.com

GEOHERMAL CONDITIONS AND MATURATION OF THE GENERATION POTENTIAL OF THE OIL SOURCE TOGUR FORMATION (NORTH-WEST OF THE TOMSK REGION)

Paleotemperature modeling was carried out for the Lower Jurassic Togur Formation in the north-west of the Tomsk region within the Koltogor Depression and its framing structures. The maps of heat flow density from the pre-Jurassic basement and lateral-temporal position of the foci of Togur oil generation for the formation time of this sedimentary basin have been established. The Togur oil generation density was estimated and a schematic map of the distribution of this parameter was constructed. The zones of elevated values of the Togur oil generation density and the established oil and gas content of the study area are compared.

Keywords: *Togur Formation, Lower Jurassic, paleotemperature modeling, Togur oil generation density, oil and gas content, Koltogor Depression, Tomsk region.*

References

Atlas «Geologiya i neftegazonosnost' Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga» [Atlas "Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug"]. Editors E.A. Akhpatelov, V.A. Volkov, V.N. Goncharova, V.G. Eliseev, V.I. Karasev, A.G. Mukher, G.P. Myasnikova, E.A. Teplyakov, F.Z. Khafizov, A.V. Shpil'man, V.M. Yuzhakova. – Ekaterinburg: IzdatNaukaServis, 2004, 148 p.

Bogachev S.F. *Gravirazvedka v komplekse s geologicheskim i seymicheskim issledovaniem Nyurol'skogo progiba v svyazi s poiskami nefi i gaza v paleozoyskikh otlozheniyakh* [Gravity prospecting combined with geological and seismic exploration of the Nyurolsky deflection in connection with the search for oil and gas in Paleozoic sequences.]. Dissertatsiya kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. Tomsk: TPI, 1987, 225 p.

Bruns B., di Primio R., Berner U., Littke R. Petroleum system evolution in the inverted Lower Saxony Basin, northwest Germany: a 3D basin modeling study. *Geofluids*, 2012, vol. 13, no. 2, 26 p. DOI: <http://doi.org/10.1111/gfl.12016>

Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. *Model' katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoy svity)* [The model of katagenesis of organic matter (by the example of Bazhenov Formation)]. *Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078.

Fattah R.A., Verweij J.M., Witmans N., ten Veen J.H. Reconstruction of burial history, temperature, source rock maturity and hydrocarbon generation in the northwestern Dutch offshore. *Netherlands Journal of Geosciences*, 2012, vol. 91, no. 4, pp. 535–554. DOI: <https://doi.org/10.1017/s0016774600000378>

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and oil-andgas of the Mesozoic and Paleozoic sections of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Fomin A.N., Belyaev S.Yu., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. *Factory katageneza organicheskogo veshchestva v yurskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Organic matter catagenesis factors in the Jurassic sedimentary rocks of the West Siberian megabasin]. *Geology of oil and gas*, 2014, no. 1, pp. 127–133. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>

Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 273–287. DOI: <https://doi.org/10.1134/s181971401104004x>

Il'inskiy A.A., Prishchepa O.M. *Novye formy organizatsionnogo vzaimodeystviya pri reshenii zadach geologicheskogo izucheniya i osvoeniya netraditsionnykh i trudnoizvlekaemykh zapasov* [New forms of organizational interaction in solving problems of geological study and development of unconventional and hard-to-recover reserves]. *Geology of oil and gas*, 2017, no. 3, pp. 77–82.

Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Soloveychik Yu.G. *Komp'yuternaya tekhnologiya kompleksnoy otsenki neftegazovogo potentsiala osadochnykh basseynov* [Computer technology for the integrated assessment of the oil and gas potential of sedimentary basins]. *Geology of oil and gas*, 2002, no. 6, pp. 48–54.

Isaev V.I., Lobova G.A., Royak M.E., Fomin A.N. *Neftegazonosnost' tsentral'noy chasti Yugorskogo svoda* [Petroleum potential of the central part of the Yugor arch. *Geophysical journal*, 2009, vol. 31, no.2, pp. 15–46.

Isaev V.I., Starostenko V.I., Lobova G.A., Fomin A.N., Isagalieva A.K. *Tektono-sedimentatsionnaya interpretatsiya dannykh geotermii pri vyyavlenii i otsenke pozdneeotsenovoy erozii na arkticheskikh mestorozhdeniyakh uglevodorodov (p-va Yamal)* [Tectonic-sedimentation interpretation of the geothermics data when identifying and accessing the late Eocene erosion on the arctic hydrocarbon fields (Yamal peninsula)]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 19–31.

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

Isaev V.I., Volkova N.A., Nim T.V. Solution of direct inverse sedimentation heat-flow problems. *Geology of the Pacific Ocean*, 1996, vol. 12, no. 3, pp. 523–536.

Katalog dannykh po teplovomu potoku Sibiri [Catalog of data on the heat flux of Siberia]. Editor A.D. Duchkov, Novosibirsk: IGG SO AN USSR, 1985, 82 p.

Kharlend U.B., Koks A.V., Llevellin P.G., Pikton K.A.G., Smit A.G., Uolters R. *Shkala geologicheskogo vremeni* [Scale of geological time]. Moscow: Mir, 1985, 140 p.

Kim C.-S. Automated Reconstruction of a Basin Thermal History with Integrated Paleothermometry and Genetic Algorithm. *Soft Computing for Reservoir Characterization and Modeling*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2002, vol. 80, pp. 313–329. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-7908-1807-9_13

Kontorovich A.E., Nesterov N.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. *Geologiya nefi i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1975, 680 p.

Kontorovich A.E. *Pora idti vglub'*. *Neftedobyche nuzhny novye tekhnologii* [It's time to go deep. Oil production needs new technologies]. Weekly newspaper of the scientific community "Poisk", 2018, no. 3, pp. 77–78.

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. *Katagenez organicheskogo veshchestva v krovle i podoshve yurskogo kompleksa Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic section in the West Siberian megabasin]. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 11, pp. 1191-1200. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' mezozoysko-kaynozoykikh otlozheniy yugovostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas resources of the Mesozoic-Cenozoic section in Southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk: SO RAN, 2002, 253 p.

Li Ya., Jiang Sh., Jiang Zh., Liu H., Li B. Reconstruction of the Cenozoic History of Hydrocarbon Fluids from Rifting Stage to Passive Continental Margin Stage in the Huizhou Sag, the Pearl River Mouth Basin. *Geofluids*, 2017, vol. 2017, 32 p. DOI: <https://doi.org/10.1155/2017/4358985/>

Lobova G.A. *Otsenka geotemperaturnykh usloviy generatsii bazhenovskikh neftey promyslovykh rayonov Tomskoy oblasti* [Estimation of the geotemperature conditions of the generation of Bazhenov oil in commercial areas of the Tomsk region]. *Geophysics*, 2012, no.6, pp. 35–41.

Lobova G.A., Isaev V.I., Kuz'menkov S.G., Luneva T.E., Osipova E.N. *Neftegazonosnost'*

kollektorov kory vyvetrivaniya i paleozoya yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (prognozirovaniye trudnoizvlekaemykh zapasov) [Oil and gas content reservoirs of the weathering crust and Paleozoic of the southeast of Western Siberia (forecasting hard-to-recover reserves)]. *Geophysical Journal*, 2018, vol. 40, no.4, pp. 73-106. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>

Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. *Lokalizatsiya prognoznykh resursov nefti yursko-melovykh NGK Ust'-Tymskoy megavpadiny* [Probable oil resource localisations for Jurassic and Cretaceous oil-and-gas structures in Ust-Tym megadepression]. *Oil industry*, 2013, no. 2, pp. 36–40.

Neruchev S.G., Smirnov S.V. *Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii i formirovaniya mestorozhdeniy nefti i gaza* [Potential hydrocarbon resources evaluation based on the modeling of their generation and oil and gas fields formation]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2007, vol. 2, available at: <http://www.ngtp.ru/rub/1/013.pdf>

Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. *Neftegazonosnost' nizhnemelovykh rezervuarov Nyurol'skoy megavpadiny* [Oil and gas content of Lower Cretaceous reservoirs of the Nyurol'ka megadepression]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no.1, pp. 14–33. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.11.006>

Pyatakov Yu.V., Isaev V.I., Starostenko V.I. 3-D Paleotemperature Modeling of the Geothermal Regime of Sedimentary Basins: Example of the Lunskeya Depression, Sakhalin Island. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2016, vol. 10, no. 6, pp. 408–416. DOI: <https://doi.org/10.1134/s1819714016060051>

Starostenko V.I. *Ustoychivye chislennyye metody v zadachakh gravimetrii* [Stable numerical methods in gravimetry problems]. Kiev: Sciences. Dumka, 1978, 228 p.

Stotskiy V.V., Osipova E.N., Isaeva O.C. *Rayonirovaniye nizhnemelovykh rezervuarov Koltogorskogo mezoprogiba po plotnosti generatsii i akkumulyatsii bazhenovskikh neftey* [Zoning of the Lower Cretaceous reservoirs of the Koltogor Depression based on the density of generation and accumulation of Bazhenov oil]. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*, 2017, vol. 328, no. 12, pp. 47–62.

Tissot B.P. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 2003, vol. 58, no. 2, pp. 183–202. DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst:2003013>

Volkov V.I. *Sozdaniye sistematizirovannoy operativnoy geologo-geofizicheskoy informatsii dlya obespecheniya tematicheskikh i nauchno-issledovatel'skikh rabot na territorii Tomskoy oblasti* [Creation of systematized operational geological and geophysical information to provide thematic and scientific research in the Tomsk region]. Tomsk: Tomskneftgazgeologiya, 2001, 199 p.

Xiang C., Pang X., Danisik M. Post-Triassic thermal history of the Tazhong Uplift Zone in the Tarim Basin, Northwest China: Evidence from apatite fission-track thermochronology. *Geoscience Frontiers*, 2013, no.4, pp. 743–754. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2012.11.010>