

## Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины (юго-восток Западной Сибири)

*Г.А. Лобова<sup>1</sup>, А.С. Меренкова<sup>1</sup>, С.Г. Кузьменков<sup>2</sup>, 2020*

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

<sup>2</sup>Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия

Поступила 9 февраля 2020 г.

Слабовивчена Бакчарська мезозападина, що подібна за геологічною будовою до промислово нафтогазоносних Ньюрольської та Усть-Тимської мегазападин південного сходу Західного Сибіру, є перспективним об'єктом для проведення прогнозно-пошукових досліджень на нижньоярські й доюрські резервуари важкодобувної нафти. Мета досліджень — виявити і закартувати катагенетичні осередки генерації нафти в материнській нижньоярській тогурській світі, оцінити щільність генерації, спрогнозувати нафтогазоносність нижньоярських і доюрських відкладів. Виконано палеотемпературне моделювання в розрізах 30 глибоких свердловин. Моделювання засновано на розв'язку рівняння теплопровідності горизонтально-шаруватого твердого тіла з рухомою верхньою межею із застосуванням оригінальної комп'ютерної технології «ТерлоDialog». Для Бакчарської мезозападини і структур її обрамлення побудовано схематичну карту густини глибинного теплового потоку і закартовано катагенетичні осередки генерації тогурської нафти. Поява цих осередків співвідноситься з альбом—сеноманом, максимальними палеотемператури були 24 млн років тому, коли осередки охоплювали практично весь район поширення тогурської світи. Осередки генерації тогурської нафти «працюють» протягом близько 92 млн років аж досі. Експрес-оцінюванням щільності генерації нафти виділено перспективні землі для пошуків покладів у нижньоярських і доюрських розрізах — локальний ділянці на Парабельському мегавиступі та широка смуга, що охоплює центральні й північно-західні землі Бакчарської мезозападини.

**Ключові слова:** материнська світа, резервуари важкодобувної нафти, палеотемпературне моделювання, щільність генерації нафти, перспективні землі, Бакчарська мезозападина.

**Введение.** Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2035 г.» [Прогноз ..., 2016], в числе наиболее перспективных направлений развития, наряду с увеличением коэффициента извлечения нефти, стоит освоение трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), к которым относятся месторождения с залежами в нижнеюрском

и доюрском нефтегазоносном комплексе (НГК). Установленная промышленная нефтегазоносность [Трофимук, 1997] и выполненное зональное нефтегеологическое районирование [Лобова и др., 2018] этих стратиграфических уровней в разрезах Ньюрольской и Усть-Тимской мегавпадин вызывает интерес и к Бакчарской мезовпа-

дине, расположенной юго-восточнее этих структур и имеющей схожее геологическое строение (рис. 1). Геологические критерии при поисках таких залежей связаны, в первую очередь, с наличием источника углеводородов (УВ) — нефтематеринских отложений и присутствием в разрезе резервуаров с хорошими покрывками и коллекторами.

Поисково-разведочные работы в Бакчарской мезовпадине, расположенной на юге Томской обл., начались еще в 50-е годы прошлого века. Бурением первых скважин были установлены признаки нефтегазоносности в юрских и доюрском

НГК, однако промышленных залежей на тот момент открыть не удалось и геологоразведочные работы перебазировались к северу от Бакчара, где вскоре и были открыты месторождения нефти и газа.

Позднее, в 70-е годы, было открыто Парбигское месторождение в нижнеюрском НГК. Таким образом, на настоящий момент Бакчарская мезовпадина представляет несомненный интерес и является перспективным объектом для проведения прогнозно-поисковых исследований.

*Цель исследований* — определить тепловой поток из основания осадочного разреза, восстановить катагенетические очаги

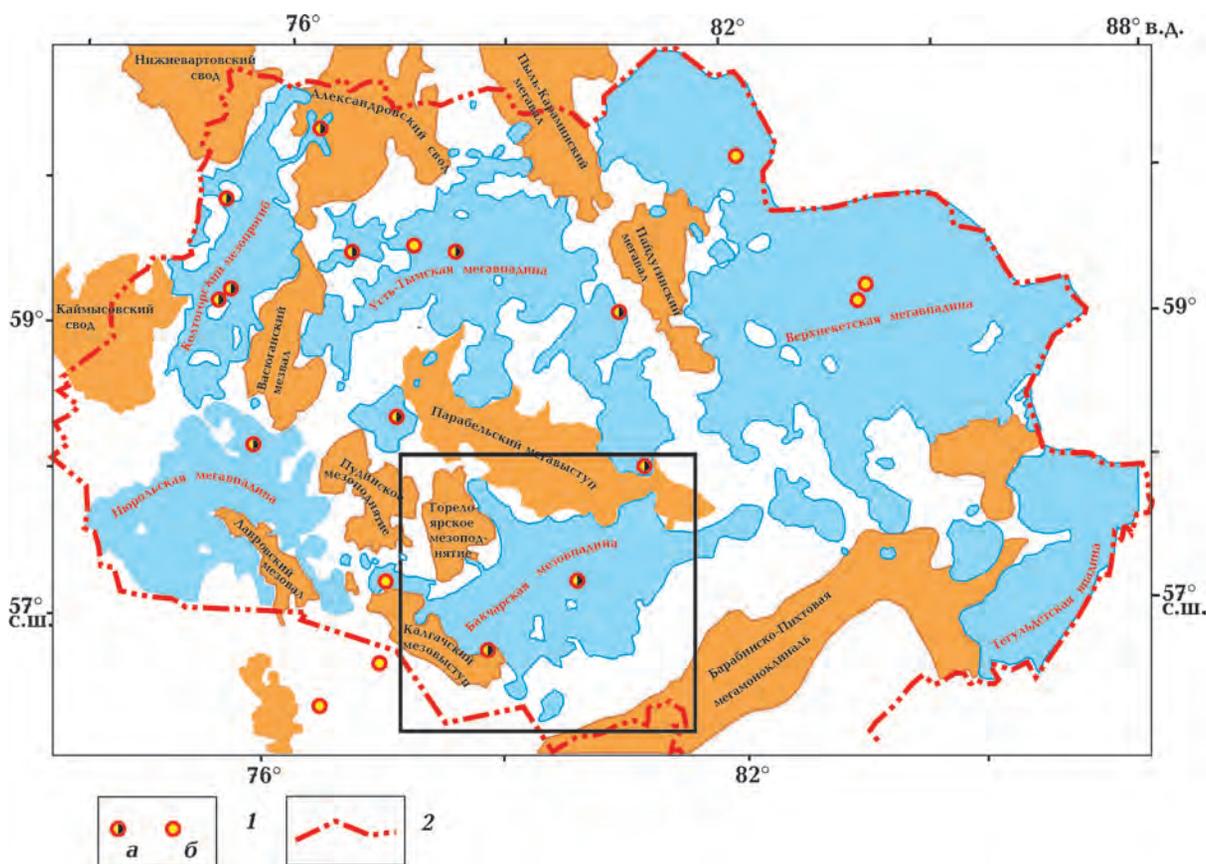


Рис. 1. Положение Бакчарской мезовпадины на схеме областей накопления геттанг-нижнетогурских тогурских отложений в пределах отрицательных структур (по [Костыревой и др., 2014]): 1 — скважина с притоком из тогурских отложений (а); с изученным керном тогурской свиты (б); 2 — административная граница Томской области. Черным контуром показано положение территории исследований

Fig. 1. The location of the Bakchar mezodepression on the accumulation regions diagram of the Togur (Hettang-Low-Toar) deposits within the negative structures (according to [Kostyreva et al., 2014]): 1 — well with an influx from the Togur sediments (a); with the core of the Togur suite studied (b); 2 — administrative boundary of Tomsk region. The black outline shows the location of the research area.

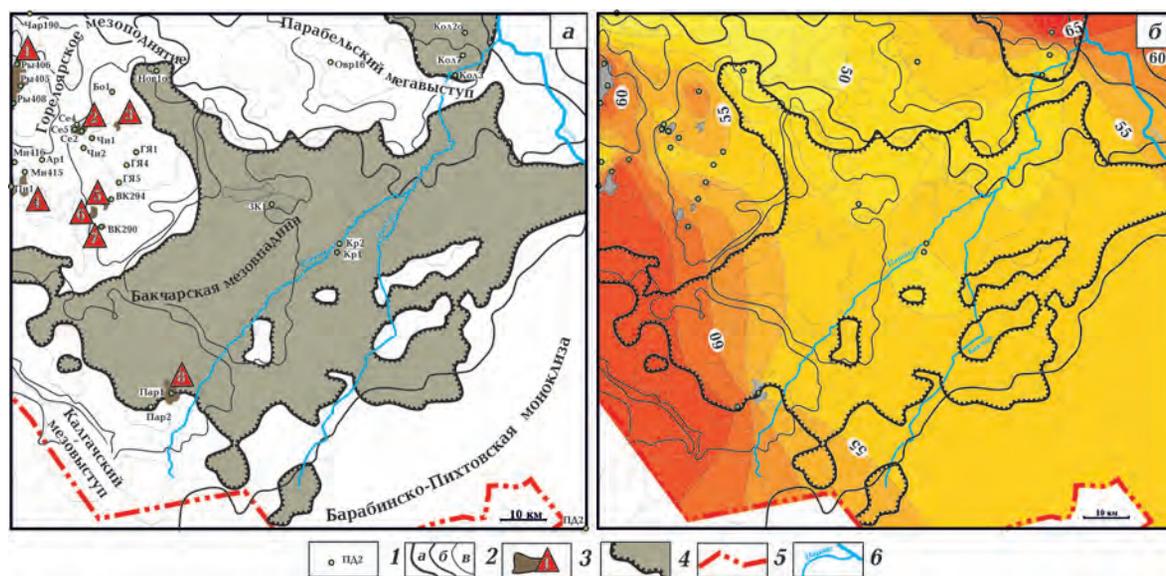


Рис. 2. Обзорная схема нефтегазоносности (а) на тектонической основе [Конторович, 2002] и карта теплового потока из основания осадочного разреза (б) Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления. К рисунку (а): 1 — глубокая скважина, используемая для палеотемпературного моделирования и ее условный индекс; 2 — тектонический элемент II порядка (а), III порядка (б), локальная структура (в); 3 — месторождение УВ и его условный номер (1 — Рыбальное, 2 — Селимхановское, 3 — Ондатровое, 4 — Пинджинское, 5 — Восточно-Верхнекомбарское, 6 — Сатпаевское, 7 — Верхнекомбарское, 8 — Парбигское); 4, 5 — граница распространения тогурской свиты (4), административная Томской области (5); 6 — речная сеть. К рисунку (б): изолинии плотности теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>.

Fig. 2. The overview map of oil and gas bearing (а) on the tectonic foundation [Kontorovich, 2002] and the map of heat flow from the base of a sedimentary section (б) of the Bakchar mezodepression and its framing structures. To figure (а): 1 — deep well used for paleotemperature modeling and its index; 2 — the tectonic element of the II (а), III order (б), local structure (в); 3 — the hydrocarbon field and its number (1 — Rybalnoe, 2 — Selimhanovskoe, 3 — Ondatrovoe, 4 — Pinzhinskoe, 5 — Eest-Verhnekombarskoe, 6 — Satpaevskoe, 7 — Verhnekombarskoe, 8 — Parbigskoe); 4, 5 — boundary of the Togur suite (4), administrative boundary of Tomsk region (5), 6 — river system. To figure (б): isolines of the heat flow density, mW/m<sup>2</sup>.

генерации УВ в тогурской свите на все геологические времена ее существования, выполнить прогнозную оценку плотности генерации, перспектив нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских отложений.

**Краткая характеристика нефтегазоносности территории исследований.** Бакчарская мезовпадина, выделенная по отражающему горизонту Б (подошва верхнеюрской баженовской свиты) как структура II порядка [Конторович, 2002], в структурах фундамента значительно увеличивается по площади. В основании Бакчарской впадины лежит межгорный прогиб, образованный в протоорогенный этап развития, и представляет собой вну-

треннюю впадину, граничащую по глубинным разломам с антиклинорными зонами с запада — инверсионного типа, а с востока — унаследованного типа развития. Прогиб сложен терригенной формацией, антиклинорные зоны — глинисто-сланцевой. В непосредственной близости и параллельно северному борту Бакчарской мезовпадины развит Чузыкский палеорифт. Основным интерес относительно нефтегазоносности представляют глубокозалегающие нижнеюрские и доюрские толщи в связи с тем, что основная нефтематеринская баженовская свита, генерирующая УВ для верхне-, среднеюрских и мелового НГК, теряет свой генерационный потенциал,

поскольку переходит на этих землях в ее континентальный аналог — марьяновскую свиту. К тому же верхнеюрские и среднеюрские пласты в наунакской и тюменской свитах глинизируются и не представляют интерес как коллекторы. В это же время увеличение толщин нижнеюрских отложений ведет к появлению в разрезе пластов-коллекторов Ю<sub>14-15</sub> пешковской и Ю<sub>16-17</sub> урманской свит с установленными прямыми признаками нефтенасыщения. Нижнеюрская нефтематеринская тогурская свита формируется в гипсометрически низких участках [Костырева и др., 2014] и широко распространена на территории исследования (рис. 2, а).

Катагенетическая зрелость тогурской свиты, согласно региональной оценки [Фомин, 2011], колеблется от градаций М<sub>2</sub> в центральной части депрессии до М<sub>1</sub><sup>2</sup> на ее бортах.

В пределах мезовпадины, как уже упоминалось выше, открыто Парбигское нефтегазовое месторождение с залежью в нижнеюрском пласте Ю<sub>15</sub>. Кроме того, получены непромышленные притоки нефти при испытании поисковых скважин (табл. 1). Притоки получены в скв. Крыловская 1 (Кр1, см. рис. 2, а, табл. 1) при совместном испытании нижнеюрских и кровли палеозойских отложений. При испытании пластов Ю<sub>14</sub>, Ю<sub>15</sub> и интервала коры выветривания получены притоки воды с пленкой нефти в скв. Крыловская 2 (Кр2, см. рис. 2, а, табл. 1).

В скв. Западно-Крыловская 1 (ЗК1, см. рис. 2, а, табл. 1) пласт Ю<sub>15</sub> также имеет признаки нефтенасыщения. К северо-западу, в пределах Горелоярского мезоподнятия, открыты месторождения разного фазового состояния, приуроченные к разным стратиграфическим уровням (см. рис. 2, а, табл. 1).

**Методика исследований.** Палеотемпературное моделирование, совмещенное с палеотектоническими реконструкциями, основывается на решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей, предложено В.И. Старостенко

[Starostenko et al., 2006]. Моделирование проводится с применением компьютерной технологии «ТермоDialog» [Isaev et al., 2018]. Технология *расчетов* используется достаточно давно [Исаев, 2002] и ее результаты не противоречат *экспериментальным* данным [Курчиков, Ставицкий, 1981; Дучков и др., 2013], что подтверждает корректность выполняемых исследований. Порядок использования этой методики неоднократно отражен в работах Томской школы геотермиков [Исаев и др., 2014; Лобова и др., 2019].

Исходными данными для моделирования являются геолого-геофизические данные разреза, вскрытого представительной глубокой скважиной. В табл. 2 приводится пример параметризации разреза в модели скв. Крыловская 1 с исходными геологическими данными (стратиграфия, толщина свит, время их формирования) и геофизической характеристикой каждого слоя, принятой согласно работе [Богачев, 1987].

**Тепловой поток Бакчарской мезовпадины.** Тепловой поток рассчитан на первом этапе моделирования — решением обратной задачи геотермии в 30-ти скважинах. Для расчетов используются температуры, замеренные при испытании скважин (пластовые), снятые с диаграмм термометрии (ОГГ) и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (ОСВ) (табл. 3).

Во всех моделях «невязка» оптимальна и не превышает допустимых значений ( $\pm 5$  °С), при которых решение обратной задачи признается корректным, а карта, построенная с сечением 2,5 мВт/м<sup>2</sup>, является вполне кондиционной. На карте распределения плотности глубинного теплового потока (рис. 2, б) наблюдаются следующие аномальные особенности: «аномально» высокие значения отмечаются локально в районе Колпашевской структуры в южной части Парабельского мезовыступа (до 69 мВт/м<sup>2</sup>). В западной части территории исследования изолинии образуют градиентную зону, к которой приурочена основная часть месторождений, расположенных за пределами распространения тогурской свиты. Центральная часть, соответствующая

**Т а б л и ц а 1 . Установленная нефтегазоносность в пределах Бакcharской депрессии и структур ее обрамления**

Месторождение, площадь, скважина (условный номер месторождения, условный индекс скважины на рис. 2, а)	Нефтегазоносный комплекс	Притоки (пласт)		Тип флюида
		Промышленные	Непромышленные	
Рыбальное (1)	Верхнеюрский	—	Ю0	Нефть
		Ю1 <sup>1</sup> , Ю1 <sup>3</sup> , Ю1 <sup>4</sup>	—	Нефть
	Доюрский	—	М	Нефть
Селимхановское (2)	Верхнеюрский	Ю1 <sup>1-2</sup>	—	Нефть/Газ/Конденсат
		Ю1 <sup>3-4</sup>	—	Газ/Нефть
	Среднеюрский	—	Ю2	Нефть
	Доюрский	М	—	Нефть/Газ/Конденсат
Ондатровое (3)	Верхнеюрский	Ю1 <sup>1</sup>	—	Газ/Нефть
Пинджинское (4)	Верхнеюрский	Ю1 <sup>1</sup> , Ю1 <sup>2</sup>	—	Нефть
	Среднеюрский	—	Ю8	Газ
	Доюрский	—	М	Конденсат
Восточно-Верхнекомбарское (5)	Доюрский	М1	—	Нефть
Сатпаевское (6)	Среднеюрский	Ю4	—	Нефть/Газ
	Доюрский	М1	—	Нефть/Газ
Верхнекомбарское (7)	Доюрский	М1	—	Газ/Конденсат
Парбигское (8)	Нижнеюрский	Ю15	—	Нефть/Газ
	Доюрский	—	М	Нефть
Боровая 1 (Б01)	Доюрский	—	М	Нефть
Крыловская 1 (Кр1)	Доюрский + нижнеюрский	—	М-Ю14-15	Нефть
	Доюрский	—	М	Вода + пленка нефти
Крыловская 2 (Кр2)	Нижнеюрский	—	Ю14	Вода + пленка нефти
		—	Ю15	Вода + пленка нефти
	Доюрский	—	М	Пленка нефти
Западно-Крыловская 1 (ЗК1)	Нижнеюрский	—	Ю15	Вода + пленка нефти
Колпашевская 2 опорная (Кол2о)	Доюрский	—	М	Вода + пленка нефти
Колпашевская 7 (Кол7)	Верхнеюрский	—	Ю1 <sup>1</sup>	Вода + пленка нефти
	Доюрский	—	М1	Вода + нефть

Т а б л и ц а 2. Параметризация осадочной толщи на примере скв. Крыловская 1 (Кр1, рис. 2, а)

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность**, м	Возраст, млн лет	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопровод- ность, Вт/(м · град)	Температуро- проводность, м <sup>2</sup> /с	Тепло- выделение, Вт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	16	0—1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые <i>N2</i>	1	1,64—4,71	3,07	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Миоценовые <i>N1</i>	1	4,71—24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Некрасовская <i>nk P3</i>	84	24,0—32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская <i>hg P3-2</i>	30	32,2—41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская <i>ll P2</i>	50	41,7—54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая <i>tl P1</i>	20	54,8—61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская <i>gn P1-K2</i>	9	61,7—73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская <i>sl K2</i>	275	73,2—86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская <i>ip K2</i>	45	86,5—89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская <i>kz K2</i>	23	89,8—91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская <i>pk K2-1</i>	877	91,6—114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская <i>a2 K1</i>	1	114,1—116,3	2,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Алымская <i>a1 K1</i>	1	116,3—120,2	3,9	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Киялинская <i>kls K1</i>	637	120,2—132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская <i>tr K1</i>	95	132,4—136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская <i>klm K1</i>	131	136,1—145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Марьяновская <i>mr J3</i>	12	145,8—151,2	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская <i>gr J3</i>	56	151,2—156,6	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Наунакская <i>nk J3</i>	84	156,6—162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская <i>tm J2-1</i>	317	162,9—181,9	19	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Пешковская <i>psh J2-1</i>	86	181,9—191	9,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Тогурская <i>tg J1</i>	23	191—194	3,0	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Урманская <i>ur J1</i>	16	194—208	14,0	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; \*\* — в качестве основы для возраста использована Шкала геологического времени У. Харленда, 1985.

**Т а б л и ц а 3 . Расчетный тепловой поток из основания осадочного чехла в Бакчарской мезовпадине и структурах ее обрамления**

Номер	Скважина, ее условный индекс (рис. 1, а)	Глубина замера, м	Температура, °С					Рассчитанный тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> / глубина, м
			*Пластовая	**ОСВ ( $R^0_{vt}$ )	*ОГГ	Модельная (расчетная)	Разница расчетной и измеренной	
1	Армичская 1, (Ар1)	2480	—	115 (0,76)	—	116	-1	61/2900
		2540	—	120 (0,8)	—	118	2	
2	Боровая 1 (Бо1)	2250	96	—	—	91	-5	60/2392
		2390	92	—	—	96	4	
3	Верхнекомбарская 290, (ВК290)	2410	—	111 (0,73)	—	111	0	61/2791
		2440	—	115 (0,76)	—	112	-3	
		2550	102	—	—	104	3	
4	Верхнекомбарская 294, (ВК294)	2139	—	—	81	83	2	57/2764
		2283	—	—	88	88	0	
		2395	—	—	94	92	-2	
5	Горелоярская 1 (Ср-Парабельская), (ГЯ1)	2380	88	—	—	87	-1	55/2435
		2082	77	—	—	77	0	
		2275	—	—	78	83	5	
		1980	—	92 (0,59)	—	90	-2	
		2050	—	92 (0,59)	—	92	0	
		2290	—	99 (0,64)	—	101	2	
		2315	—	99 (0,64)	—	100	1	
		2322	—	103 (0,67)	—	100	-3	
6	Горелоярская 4, (ГЯ4)	2350	81	—	—	83	2	52/2531
		2500	89	—	—	87	-2	
7	Горелоярская 5, (ГЯ5)	2562	—	120 (0,8)	—	116	-4	58/2574
		2353	—	104 (0,68)	—	108	4	
8	Западно-Крыловская 1, (ЗК1)	2550	89	—	—	89	0	52/3115
9	Колпашевская 2 опорная, (Кол2о)	2088	97	—	—	97	0	69/2870
		1815	86	—	—	85	-1	
		1400	66	—	—	67	1	
10	Колпашевская 3 (Кол3)	2538	89	—	—	88	-1	52/2778
		2105	—	—	71	74	3	
		2435	83	—	—	84	1	
		2360	81	—	—	82	1	
		2170	79	—	—	76	-3	
		2076	72	—	—	73	1	
11	Колпашевская 7, (Кол7)	2375	—	96 (0,62)	—	100	4	46/2724
		2705	—	96 (0,62)	—	91	-5	
12	Крыловская 1 (Кр1)	2758	—	114 (0,75)	—	113	-1	52/2890
		2820	—	115 (0,76)	—	116	1	
13	Крыловская 2, (Кр2)	2500	—	111 (0,73)	—	108	-3	54/2931
		2503	—	106 (0,70)	—	108	2	
		2516	—	106 (0,70)	—	108	2	
		2527	95	—	—	92	-3	

		2294	—	—	81	84	3	
		2398	—	—	87	87	0	
		2436	—	—	89	89	0	
14	Мирная 415, (Ми415)	2560	109	—	—	107	-2	45/2655
		2356	98	—	—	100	2	
15	Мирная 416, (Ми416)	2550	—	99 (0,64)	—	99	0	47/2660
16	Новиковская 1 опорная, (Нов1о)	2490	76	—	—	78	2	46/2859
		2840	90	—	—	88	-2	
17	Овражная 16, (Овр16)	2090	76	—	—	76	0	53/2615
18	Парбигская 1, (Пар1)	2270	—	84 (0,53)	—	84	0	55/2740
		2470	—	91 (0,58)	—	91	0	
19	Парбигская 2, (Пар2)	2245	—	94 (0,60)	—	94	0	62/2595
		2400	—	99 (0,64)	—	99	0	
20	Песочно-Дубровская 2, (ПД2)	580	—	—	20	20	0	53/992
		770	—	—	26	26	0	
		980	—	—	33	33	0	
		990	—	—	34	34	0	
		976	33	—	—	33	0	
		880	30	—	—	30	0	
		837	29	—	—	29	0	
21	Пинджинская 1, (Пи1)	2540	105	—	—	105	0	61/2896
22	Рыбальная 405, (Ры405)	2370	98	—	—	98	0	61/2600
23	Рыбальная 406, (Ры406)	2424	102	—	—	102	0	62/2550
		2426	102	—	—	102	0	
24	Рыбальная 408, (Ры408)	2425	105	—	—	105	0	64/2596
		2450	106	—	—	106	0	
25	Селимхановская 2, (Се2)	2255	84	—	—	87	3	57/2431
		2265	89	—	—	87	-2	
		2360	91	—	—	90	-1	
26	Селимхановская 4 (Се4)	2455	—	98 (0,63)	—	98	0	51/2649
27	Селимхановская 5 (Се5)	2247	92	—	—	89	-3	59/2488
		2299	89	—	—	91	2	
		2330	92	—	—	92	0	
28	Чарусная 190, (Чар190)	2227	67	—	—	67	0	43/2997
29	Чинжарская 1, (Чи1)	2397	—	109 (0,72)	—	109	0	58/2396
30	Чинжарская 2 (Чи2)	2132	—	—	71	72	1	50/2467
		2239	—	—	76	76	0	
		2249	—	—	77	76	-1	
		2270	—	—	78	77	-1	

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

щая местоположению наиболее погруженной части депрессии, характеризуется пониженными значениями теплового потока ( $50 \text{ мВт/м}^2$  и несколько ниже). На юго-западном борту впадины, где открыта залежь УВ в нижнеюрских отложениях на Парбигской площади, наблюдается повышение теплового потока до  $60 \text{ мВт/м}^2$ .

Экспериментальные значения в работе [Дучков и др., 2013] для этой территории также находятся в пределах  $60 \text{ мВт/м}^2$ .

**Картирование катагенетических очагов генерации тогурской нефти.** В результате решения прямых задач геотермии в моделях 30-ти глубоких скважинах были восстановлены палеотемпературы для тогурской свиты на 12-ть ключевых моментов геологического времени (рис. 3, а—л). Изотермой в  $95^\circ\text{C}$  оконтурены очаги генерации тогурской нефти.

На построенных картах видна динамика развития катагенетических условий главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

В покурское время, *114,1 млн лет назад*, тогурские отложения прогревались лишь до  $85^\circ\text{C}$  и не достигали ГЗН (рис. 3, а).

Начало интенсивной генерации нефти относится к альб-сеноману (*91,6 млн лет назад*), когда очаги появляются на Колпашевской структуре с максимальными температурами до  $126^\circ\text{C}$ . Очаг широкой полосой протягивается вдоль северо-западного борта депрессии, где температурный режим достигает максимальных значений порядка  $105^\circ\text{C}$ , несколько увеличиваясь к западу (рис. 3, б).

В ипатовское время (*89,8 млн лет назад*) происходит прогрев разреза и зона очага несколько увеличивается (рис. 3, в). Максимальными температурами до  $110^\circ\text{C}$  также характеризуется очаг на Колпашевской структуре.

Далее, в славгородское время (*86,5 млн лет назад*), наблюдается дальнейший «прогрев» и увеличение площади очагов практически до южной границы зоны распространения материнских отложений (рис. 3, г). Максимальные температуры достигают  $137^\circ\text{C}$  на Колпашевской структуре и  $120^\circ\text{C}$  — на Верхнекомбарской площади.

*73,2 млн лет назад*, в ганькинское время, максимальная температура снижается на три-четыре градуса и уменьшаются площади очагов (рис. 3, д).

Талицкое время (*61,7 млн лет назад*) характеризуются подъемом температур с максимальными значениями до  $148^\circ\text{C}$  на локальном участке, приуроченном к Колпашевской структуре (рис. 3, е), площади очагов значительно увеличиваются.

В люлинворское — начало чеганское время (*54,8 и 41,7 млн лет назад*) — происходит некоторое остывание разреза и уменьшение площади очагов (рис. 3, ж, з). Однако к концу чеганского времени (*32,3 млн лет назад*) температуры вновь возрастают и очаги занимают практически те же площади, что и в талицкое время.

В некрасовское время (*24,0 млн лет назад*) наблюдается пик подъема температур, совпадающий с потеплением на поверхности Земли в эоцене и практическим завершением формирования полной мощности осадочного чехла. Почти вся тогурская свита находится в ГЗН, кроме небольших участков на юго-восточном борту впадины. Максимальные температуры достигают более  $150^\circ\text{C}$  на Колпашевской структуре и более  $130^\circ\text{C}$  — на Верхнекомбарской (рис. 3, к).

Несмотря на заметное остывание разрезов в миоцене, катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени на значительной территории исследования (рис. 3, л).

Для получения интегрированного представления о реализации генерационного потенциала тогурской свиты выполняется экспресс-оценка плотности генерации нефти  $R$  [Исаев и др., 2016]. Учитывая пространственно-временную локализацию очагов генерации и динамику прогресса материнской толщи, рассчитываем плотность генерации тогурской нефти на участке каждой скважины (в условных единицах) и строим схематическую карту (рис. 3, м).

Территория, обладающая большим значением плотности генерации нефти, идентифицируется как перспективная для

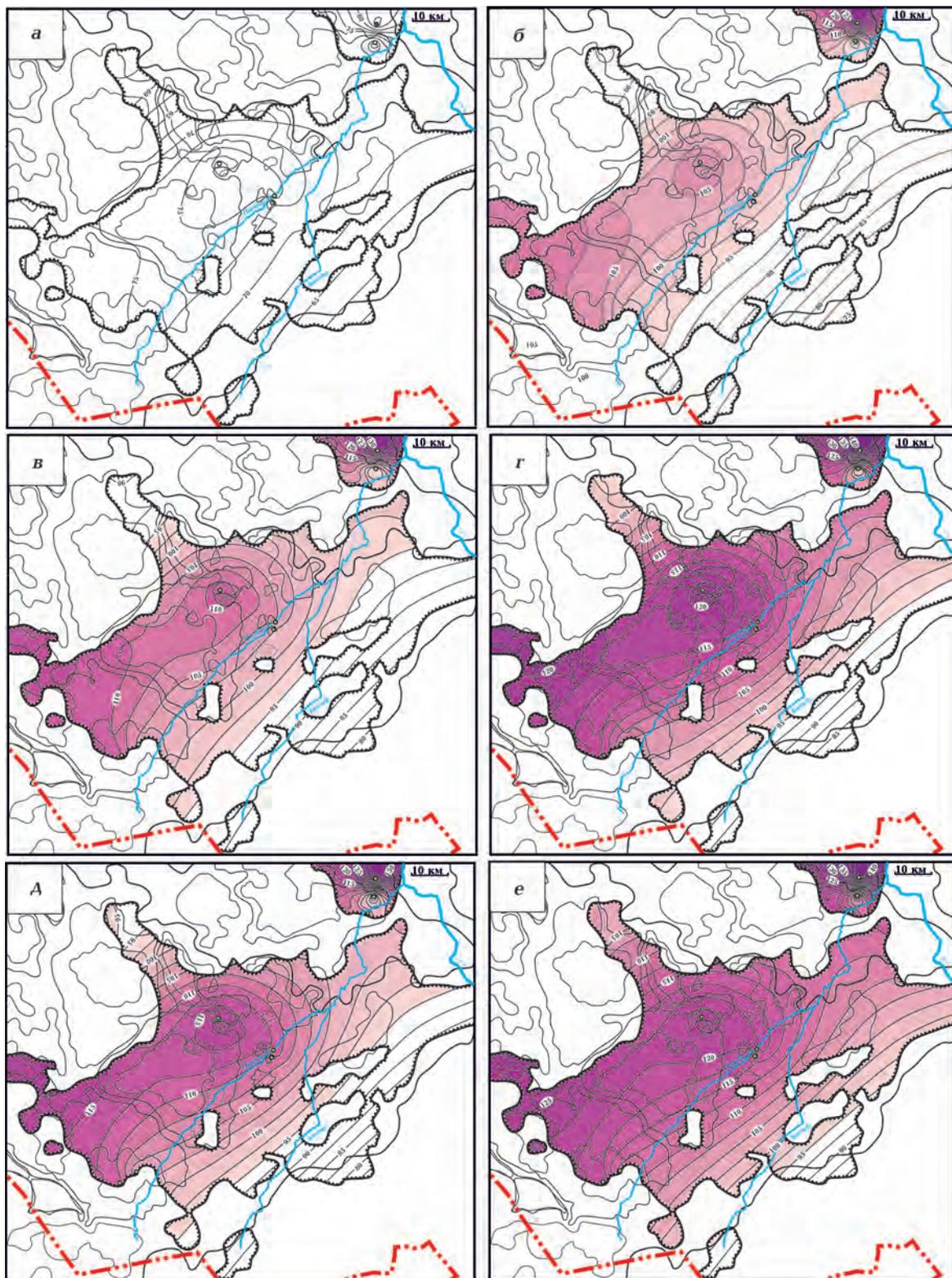


Рис. 3. Бакчарская мезовпадина и структуры обрамления. Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурской нефти (обозначены заливкой), млн лет назад: 114,1 (а); 91,6 (б); 89,8 (в); 86,5 (г); 73,2 (д); 61,7 (е); 54,8 (ж); 41,7 (з); 32,3 (и); 24,0 (к); современное время (л). Схематическая карта распределения плотности генерации тогурской нефти (м), значение изолиний, усл. ед. Остальные условные обозначение те же, что на рис. 2, а.

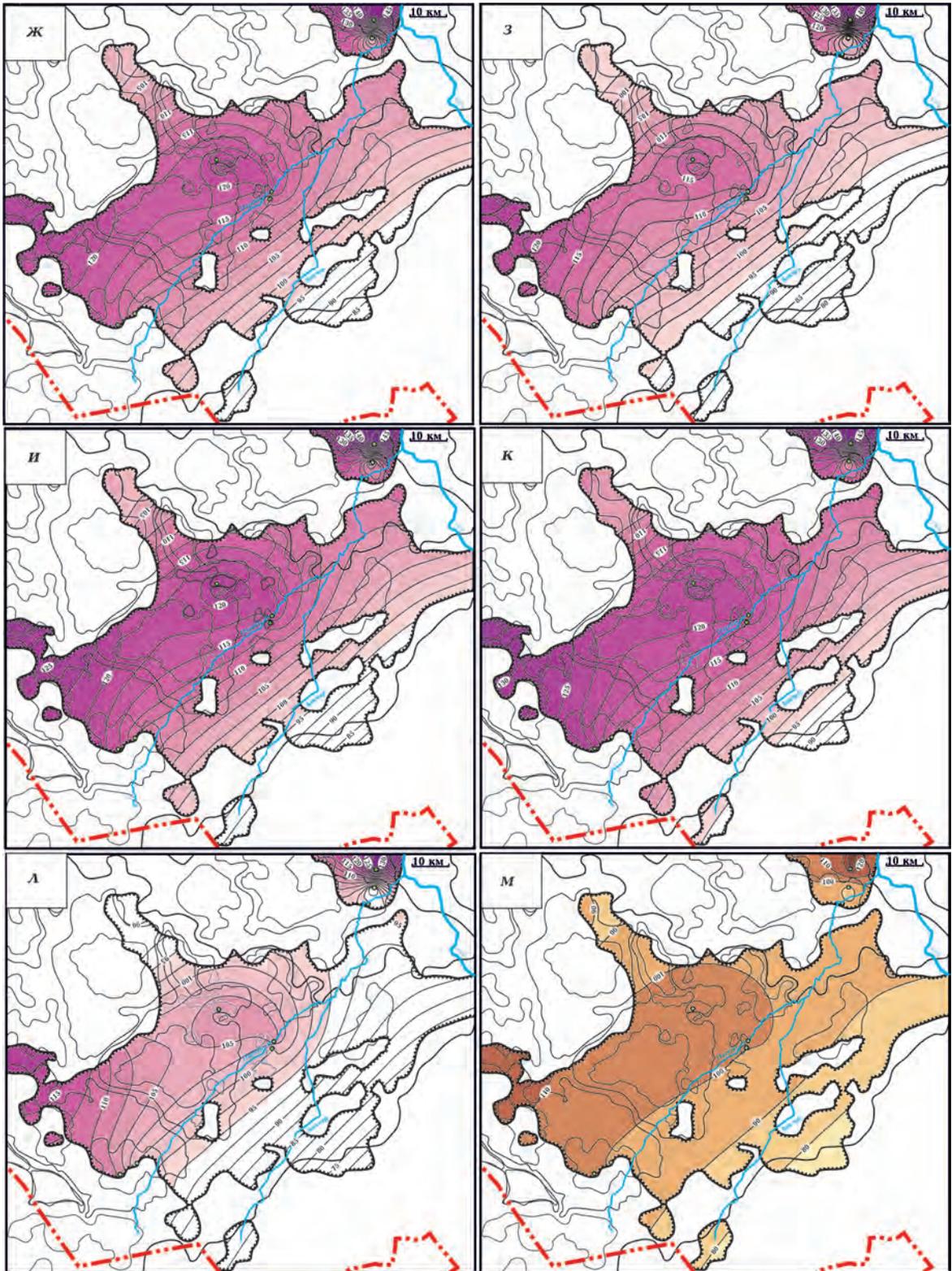


Fig. 3. Bakchar mezodepression and its framing structures. Schematic maps of the geotemperatures distribution (contour values in °C) and location of the foci of Togur oil generation (marked with a fill), million years ago: 114,1 (a); 91,6 (б); 89,8 (в); 86,5 (г); 73,2 (д); 61,7 (е); 54,8 (ж); 41,7 (з); 32,3 (и); 24,0 (к); modern time (л). Schematic maps of the Togur oil generation density distribution (м), contour values in conv. units. The rest symbols as in Fig. 2, a.

поисков УВ в нижнеюрских и доюрских отложениях. К ним относится локальный участок на Парабельском мегавыступе (Колпашевская структура) и широкая полоса, охватывающая центральные и северо-западные земли Бакчарской мезовпадины. Высокая перспективность этих земель подтверждается прямыми признаками нефтенасыщения нижнеюрских и доюрских отложений (см. табл. 1).

**Заключение.** Для территорий Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления, расположенной в южной части Томской области, являющейся перспективной для обнаружения залежей в нижнеюрском и доюрском НГК, построена схематическая карта плотности глубинного теплового потока и проведено картирование катагенетических очагов генерации тогурской нефти.

Установлено соответствие положения месторождений УВ и повышенного теплового режима недр. Эта фундаментальная корреляция присуща не только для Западной Сибири [Исаев и др., 2019], но и для других регионов [Христофорова и др., 2008; Kutas, Kobolev, 2019].

Появление очагов генерации тогурской нефти соотносится с кузнецовским временем (альб-сеноман). Максимальные значения палеотемператур достигаются в некрасовское время и очаги охватывают по площади практически всю зону распространения тогурской свиты, за исключением юго-восточной ее части, где нефтематеринская толща так и не вошла в ГЗН.

По результатам палеотемпературного моделирования можно сделать вывод о «работе» очагов генерации тогурской нефти на протяжении порядка 92 млн лет вплоть до настоящего времени.

По результатам экспресс-оценки плотности генерации УВ выделены перспективные земли для поисков залежей в нижнеюрском и доюрском разрезе — локальный участок на Парабельском мегавыступе и полоса, охватывающая центральные и северо-западные земли Бакчарской мезовпадины. Установленная нефтегазоносность на Колпашевской структуре и северо-западном борту Бакчарской мезовпадины подтверждает этот прогноз.

**Благодарности.** Авторы благодарят профессора Валерия Ивановича Исаева за консультацию.

### Список литературы

- Богачев С.Ф. Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях: Дис. канд. ... геол.-мин. наук. Томск: Изд. ТПИ, 1987. 225 с.
- Дучков А.Д., Соколова Л.С., Аюнов Д.Е. Электронный геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока. *Сб. материалов Междунар. конф «ИнтерЭкспо Гео-Сибирь-2013»*. 2013. Т. 3. С. 153—157.
- Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования. *Геофиз. журн.* 2002. Т. 24. № 2. С. 60—70.
- 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). *Изв. Томск. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов*. 2016. Т. 327. № 3. С. 23—37.
- 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., Фомин А.Н., Булатов В.И., Кузьменков С.Г., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Тепловой поток и нефтегазоносность (п-ов Ямал, Томская обл.). *Георесурсы*. 2019. Т. 21. № 3. С. 125—135.

- Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. 253 с.
- Костырева Е. А., Москвин В. И., Ян П. А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2014. Т. 9. № 1. [http://www.ngtr.ru/rub/2014/13\\_2014.html](http://www.ngtr.ru/rub/2014/13_2014.html).
- Курчиков А. Р., Ставицкий Б. П. Тепловой поток в пределах Западно-Сибирской плиты. *Тр. ЗапСибНИГНИ*. 1981. Т. 51. С. 11—14.
- Лобова Г. А., Исаев В. И., Кузьменков С. Г., Лунева Т. Е., Осипова Е. Н. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов). *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40. № 4. С. 73—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>.
- Лобова Г. А., Лунева Т. Е., Исаев В. И., Коржов Ю. В., Галиева М. Ф., Крутенко Д. С. Тепловой поток и термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопрогиба (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта). *Геофиз. журн.* 2019. Т. 41. № 5. С. 128—155. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i5.2019.183640>.
- Прогноз научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период до 2035 года. Минэнерго. 2016. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/6366>.
- Трофимук А. А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. 369 с.
- Христофорова Н. Н., Христофоров А. В., Бергеманн М. А. Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений. *Георесурсы*. 2008. Т. 26. № 3. С. 10—12.
- Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: Изд. ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
- Isaev, V.I., Iskorkina, A.A., Lobova, G.A., Starostenko, V.I., Tikhotskii, S.A., & Fomin, A.N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), 310—329. <https://doi.org/10.1134/S1069351318020064>.
- Kutas, R.I., & Kobolev, V.P. (2019). The thermal regime of the southern margin East-European craton. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2nd International Geothermal Conference, GEOHEAT2018 4—7 September 2018, Petropavlovsk-Kamchatsky, Russian Federation*, 249. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012034>.
- 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*, 12(42), 1044—1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>.

## Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины (юго-восток Западной Сибири)

*Г.А. Лобова, А.С. Меренкова, С.Г. Кузьменков, 2020*

Слабоизученная Бакчарская мезовпадина, подобная по геологическому строению промышленно нефтегазоносным Нюрольской и Усть-Тымской мезовпадинам юго-востока Западной Сибири, является перспективным объектом для проведения прогнозно-поисковых исследований на нижнеюрские и доюрские резервуары трудноизвлекаемой нефти. Цель исследований — выявить и закартировать катагенетические очаги генерации нефти в материнской нижнеюрской тогурской свите, выполнить оценку плотности генерации, дать прогноз нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских отложений. Выполнено палеотемпературное моделирование в разрезах 30 глубоких скважин. Моделирование основано на решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей, с применением оригинальной компьютерной технологии «ТермоDialog». Для Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления построена схематическая карта плотности глубинного теплового потока и проведено картирование катагенетических очагов генерации тогурской нефти. Появление очагов соотносится с альбом—сеноманом, максимальными палеотемпературы были 24 млн лет назад, когда очаги охватывали практически всю область распространения тогурской свиты. Очаги генерации тогурской нефти «работают» на протяжении порядка 92 млн лет вплоть до настоящего времени. Экспресс-оценкой плотности генерации нефти выделены перспективные земли для поисков залежей в нижнеюрском и доюрском разрезе — локальный участок на Парабельском мегавыступе и широкая полоса, охватывающая центральные и северо-западные земли Бакчарской мезовпадины.

**Ключевые слова:** материнская свита, резервуары трудноизвлекаемой нефти, палеотемпературное моделирование, плотность генерации нефти, перспективные земли, Бакчарская мезовпадина.

## Heat flow, thermal history of the source Lower Jurassic Togur suite and hydrocarbon presence in the Bakchar mezodepression (South-East of West Siberia)

*G.A. Lobova, A.S. Merenkova, S.G. Kuz'menkov, 2020*

The poorly studied Bakchar mezodepression which is similar in geological structure to the industrially oil-and-gas bearing Nyurool and Ust-Tym megadepressions of the south-east of Western Siberia is a potentially productive object for conducting predictive exploratory studies on the Lower Jurassic and pre-Jurassic reservoirs of hard-to-recover oil. The purpose of the research is to identify and map the catagenetic generation sources of oil generation in the Lower Jurassic Togur oil source suite, to evaluate the generation density, to predict the oil-and-gas potential of the Lower Jurassic and pre-Jurassic deposits. Paleotemperature modeling was carried out in cross sections of 30 deep wells. The modeling is based on solving the heat conduction equation of a horizontally layered solid with a moving upper boundary, using the original «ТермоDialog» computer technology. A schematic map of the deep heat flow density was constructed for the Bakchar mezodepression and framing structures, and catagenetic generation sources of the Togur oil were mapped. The appearance of generation sources is correlated with Alb-Cenomanian, the maximum paleotemperatures were reached 24 million years ago, when the generation sources cover almost the entire distribution area of the Togur suite. The generation sources of Togur oil «work» during almost 92 million years until now. Express-evaluation of the oil generation density identified potentially productive zones for deposits searching in the Lower Jurassic and pre-Jurassic sections. It is a local zone on the Parabel mega nose and a wide strip encompassing the central and northwestern zones of the Bakchar mezodepression.

**Key words:** source suite, reservoir of the hard-to-recover oil, paleotemperature modeling, oil generation density, potentially productive zones, Bakchar mezodepression.

## References

- Bogachev, S.F. (1987). Gravity exploration in complex with geological and seismic exploration of Nyurol'skiy depression in connection with oil and gas prospecting in the Paleozoic sediments: *Candidate's thesis*. Tomsk: Ed. of Tomsk Polytechnic Institute, 225 p. (in Russian).
- Duchkov, A.D., Sokolova, L.S., & Ayunov, D.E. (2013). Electronic Geothermal Atlas of Siberia and Far East. *Collection of materials of the International Conference «Interexpo GEO-Siberia-2013»*, 3, 153—157 (in Russian).
- Isaev, V.I. (2002). Forecasting parent masses and zones of oil-and-gas accumulation by results of geodensity and paleotemperature modeling. *Geofizicheskiy zhurnal*, 24(2), 60—70 (in Russian).
- Isaev, V.I., Isaeva, O.S., Lobova, G.A., Starostenko, V.I., & Fomin, A.N. (2016). Express zoning of the parent suite on density of generated oil resources (by the example of Nyurolka megadepression). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 327(3), 23—37 (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: Tomsk Polytechnic University Publ. house, 112 p. (in Russian).
- Isaev, V.I., Lobova, G.A., Fomin, A.N., Bulatov, V.I., Kuz'menkov, S.G., Galieva, M.F., & Krutenko, D.S. (2019). Heat flow and oil and gas potential (the Yamal peninsula, Tomsk Region). *Georesources*, 21(3), 125—135 (in Russian).
- Kontorovich, V.A. (2002). *Tectonics and oil-and-gas potential of the Mesozoic-Cenozoic sediments of the Western Siberia southeastern regions*. Novosibirsk: Publ. House of the SB RAS, 253 p. (in Russian).
- Kostyreva, E.A., Moskvina, B.I., & Yan, P.A. (2014). Geochemistry of organic matter and oil generation potential of the Lower Jurassic Togur formation (south-east of Western Siberia). *Neftegazovaya geologia. Teoria i praktika*, 9(1). [http://www.ngtp.ru/rub/2014/13\\_2014.html](http://www.ngtp.ru/rub/2014/13_2014.html) (in Russian).
- Kurchikov, A.R., & Stavitskiy, B.P. (1981). Heat flow within the West Siberian Plate. *Trudy ZapSibNIGNI*, 51, 11—14 (in Russian).
- Lobova, G.A., Isaev, V.I., Kuz'menkov, S.G., Luneva, T.E., & Osipova, E.N. (2018). Oil-and-gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves). *Geofizicheskiy zhurnal*, 40(4), 73—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611> (in Russian).
- Lobova, G.A., Luneva, T.E., Isaev, V.I., Korzhov, Yu.V., Galieva, M.F., Krutenko, D.S. (2019). The Heat flow, thermal history of the source Lower Jurassic Togurskaya suite and oil-and-gas potential of the Paleozoic of the Koltogor mezodepression (southern segment of the Koltogor-Urengoy paleorift). *Geofizicheskiy zhurnal*, 41(5), 128—155. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i5.2019.183640> (in Russian).
- Forecast of scientific and technological development of the sectors of the Fuel and Energy Complex of Russia for the period up to 2035. (2016). Retrieved from <https://minenergo.gov.ru/node/6366> (in Russian).
- Trofimuk, A.A. (1997). *Forty years of fighting for the development of oil-and-gas industry in Siberia*. Novosibirsk: Publ. House of the SB RAS, 396 p. (in Russian)
- Khristoforova, N.N., Khristoforov, A.V., & Bergemann, M.A. (2008). Analysis of geothermal maps and prospects of oil-and-gas potential of deep sediments. *Georesources*, 26(3), 10—12 (in Russian).
- Fomin, A.N. (2011). *Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin*. Novosibirsk: Ed. of the Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the RAS, 331 p. (in Russian).
- Isaev, V.I., Iskorkina, A.A., Lobova, G.A., Starostenko, V.I., Tikhotskii, S.A., & Fomin, A.N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), 310—329. <https://doi.org/10.1134/S1069351318020064>.
- Kutas, R.I., & Kobolev, V.P. (2019). The thermal regime of the southern margin East-European craton. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2nd International Geothermal Conference, GEOHEAT2018 4—7 September 2018, Petropavlovsk-Kamchatsky, Russian Federation*, 249. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012034>.
- 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*, 12(42), 1044—1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>.