

Мезозойско-кайнозойский климат и геотермический режим нефтематеринской китербютской свиты арктического региона Западной Сибири

В.И. Исаев^{1,2*}, А.А. Искоркина¹, Г.А. Лобова¹, Т.Е. Лунёва¹, Е.Н. Осипова¹, Р.Ш. Аюпов²,
Н.О. Игенбаева², А.Н. Фомин³

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия

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

На примере палеотемпературного моделирования китербютской свиты мезозойско-кайнозойского разреза, вскрытого глубокой скважиной на Бованенковском месторождении (п-ов Ямал), приведена оценка влияния факторов палеоклимата на прогноз термической истории нижнеюрских нефтематеринских отложений, продолжительность главной фазы нефтеобразования и величину палеотемпературного максимума, а также на расчет плотности генерации нефти. Дана характеристика оригинальной компьютерной методики, учитывающей параметры тектоно-седиментационной истории и истории теплофизических свойств осадочной толщи, включающей вечномерзлые породы и ледники, и не требующей априорных сведений о величинах и природе глубинного теплового потока.

Показаны особенности параметризации модели. Достоверность результатов уверенно контролируется геофизическим критерием «невязки», сопоставлением с экспериментальными данными о тепловом потоке, согласованностью с данными бурения. Изложение базируется на работах Томской школой геотермиков, выполняемых в рамках развития методологической базы геотермии как геофизического нефтепоискового метода.

Ключевые слова: п-ов Ямал, палеоклимат, китербютские отложения, моделирование геотермического режима, ресурсы углеводородов, работы Томской школы геотермиков

Для цитирования: Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., Осипова Е.Н., Аюпов Р.Ш., Игенбаева Н.О., Фомин А.Н. (2018). Мезозойско-кайнозойский климат и геотермический режим нефтематеринской китербютской свиты арктического региона Западной Сибири. *Георесурсы*, 20(4), Ч.2, с. 386-395. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.386-395>

Введение

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности территорий – оценка плотности ресурсов углеводородов (УВ) – выполняется объемно-генетическим методом (бассейновое моделирование). Количество генерированных УВ рассчитывается на основе реконструкции геотемпературного режима нефтематеринских отложений (Tissot, 2003; Хуторской и др., 2011; Конторович и др., 2013; Galushkin, 2016).

На температурный режим осадочного чехла, на термическую историю непосредственно нефтематеринских отложений, а, следовательно, и на степень реализации их генерационного потенциала могут влиять прямо (фактически) или косвенно (в расчетах, реконструкциях) следующие факторы палеоклимата: 1) вековой ход температур в мезозой-кайнозойе на поверхности Земли, обуславливающий экзогенный источник тепла для процессов генерации УВ; 2) толщи многолетнемерзлых пород, перекрывающие нефтематеринские отложения и обладающие аномально высокой теплопроводностью; 3) ледниковые покровы, своеобразные литолого-стратиграфические комплексы, увеличивающие мощность перекрывающих отложений.

Накоплен значительный исследовательский материал, дающий оценку влияния факторов палеоклимата на температурный режим осадочно-вулканогенных и магматических комплексов (Голованова и др., 2014; Демежко, Горностаева, 2014 и др.). Опубликован цикл работ (Лобова и др., 2013; Исаев и др., 2016 и др.), показывающих влияние мезозойско-кайнозойских климатических изменений на термическую историю непосредственно нефтематеринских отложений юго-востока Западной Сибири.

Арктический регион Западной Сибири имеет уникальные палеоклиматические особенности (Курчиков, Ставицкий, 1987). В плейстоцене произошло глобальное событие – резкое похолодание климата. Это могло приводить к охлаждению осадочной толщи, существенной нестационарности температурного поля во всем осадочном разрезе, включая нефтематеринские отложения (Курчиков, 2001). В публикации Арктической экспедиции IODP 302 отмечено (Nelskamp et al., 2014), что эволюционирование температур на земной поверхности оказывает большое влияние на зрелость нефтематеринской породы: в зависимости от временных вариаций поверхностных температур могут быть большие или меньшие объемы получаемых УВ.

Верхнеюрские отложения баженновской свиты (J_3+K_1bg) Западной Сибири являются основным источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК), а также приоритетной сланцевой формацией (Кузьмин

* Ответственный автор: Валерий Иванович Исаев
E-mail: isaevvi@tpu.ru

и др., 2014; Исаев и др., 2018). Вследствие стратегии развития сырьевой базы углеводородов РФ, активизированы поисково-разведочные работы и продвижение нефтегазодобывающей отрасли на север Западной Сибири (Игенбаева, 2015). Однако, в отличие от юго-восточных и центральных районов Западно-Сибирской нефтегазональной провинции (ЗСНГП) (Исаев и др., 2018б), баженовские отложения в арктическом регионе существенно варьируют (Нефтегазональные бассейны..., 1994) как по концентрациям рассеянного органического вещества (РОВ), нередко уменьшаясь до 1-2 %, так и по типу РОВ, переходя к гумусово-сапропелевому типу (База данных Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2017).

В статье (Исаев и др., 2018а), с полной иллюстрацией на примере скважины Ростовцевская 64 (п-ов Ямал, рис. 1), выполнен детальный анализ влияния на термическую историю баженовской свиты комплекса палеоклиматических факторов (мезозойско-кайнозойский вековой ход температур на поверхности Земли, вековой ход мощностей неоплейстоценовой мерзлоты и вековой ход мощностей позднечетвертичных ледниковых покровов). Установлено, что в варианте палеотемпературного моделирования, учитывающем факторы палеоклимата, геологическое время нахождения материнской свиты в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) увеличивается на 25 млн лет (на 50%), а абсолютный палеотемпературный максимум возрастает на 10 °С. Здесь же получены первые результаты по оценке роли позднечетвертичных ледниковых покровов, показавшие их незначительное влияние на термический режим материнских баженовских отложений.

Вместе с тем, представляет несомненный интерес геотермический режим китербютской свиты (J_1kt), являющейся источником формирования залежей УВ в ловушках нижнеюрского и, возможно, доюрского НГК. Доюрский (палеозойский) НГК является одним из приоритетов освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) (Полукеев и др., 2013; Лобова и др., 2018). Глинистая китербютская толща, обладающая нефтематеринским потенциалом, формируется во времена бореальных трансгрессий в ранней юре – тоаре. В отличие от баженовских отложений, РОВ китербютской свиты арктических районов (Нефтегазональные бассейны..., 1994) имеет более стабильные концентрации (База данных Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2017).

Поэтому определение влияния факторов палеоклимата на реконструкции геотермического режима и на оценку степени реализации генерационного потенциала нефтематеринских китербютских отложений арктического региона Западной Сибири является актуальной задачей.

В работе (Искоркина и др., 2018) приведен опыт оценки влияния факторов палеоклимата на расчетный геотермический режим китербютской свиты.

Основная цель настоящих исследований – дальнейшая аргументация существенного влияния факторов палеоклимата – векового хода температур на земной поверхности и неоплейстоценовых толщ мерзлоты – на расчетный геотермический режим нефтематеринской китербютской свиты. А определение роли ледниковых покровов сохраняет особую актуальность при оценке перспектив

нефтегазональности арктических территорий Западной Сибири (Конторович и др., 2013). Далее приведены результаты детальных палеотемпературных исследований китербютских отложений, вскрытых глубокой скважиной на известном Бованенковском месторождении (п-ов Ямал, Рис. 1). Изложение результатов в значительной степени опирается на обзор опубликованных работ авторов, выполненных в рамках развития методологической базы геотермии как геофизического нефтепоискового метода.

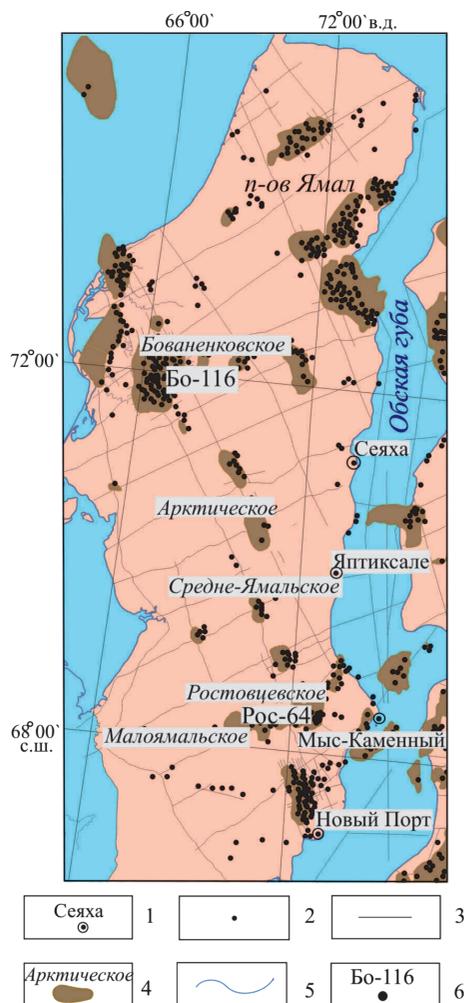


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований: 1 – населенный пункт и его название; 2 – поисково-разведочная скважина; 3 – сейсмический профиль работ МОГТ 2D; 4 – контур месторождения и его название; 5 – гидрография и береговая линия; 6 – моделируемая скважина и ее индекс: Рос-64 – Ростовцевская 64, Бо-116 – Бованенковская 116

О методике палеотемпературных исследований

Восстановление термической истории нефтематеринской свиты основывается на решении прямой и обратной задачи геотермии (Старостенко и др., 2006; Исаев и др., 2018а). Глубинный тепловой поток q определяется решением обратной задачи геотермии, которое выполняется в рамках параметрического описания седиментационной истории и истории теплофизических свойств только осадочной толщи, без привлечения сведений о природе q и геодинамике ниже основания осадочного разреза. Для условий Западной Сибири, характеризующихся, начиная с юрского времени, квазистационарностью глубинного

теплого потока (Дучков и др., 1990; Курчиков и др., 2001; Исаев и др., 2018), решение обратной задачи геотермии – определения q – в принятой модели выполняется однозначно. В математическую модель в строгой математической форме включены геотемпературы из определений отражательной способности витринита (ОСВ), как «наблюденные». Никаких отдельных «калибровок» по температурам ОСВ выполнять не требуется.

Расчет палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур T , «наблюденных» в точках разреза скважины, рассчитывается тепловой поток q через поверхность основания осадочного чехла, т.е. решается обратная задача геотермии – классическая обратная задача геофизики. На втором этапе с известным значением q , решаются прямые задачи геотермии – рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z (в том числе в материнской свите) на любые заданные моменты геологического времени t .

Для решения *обратной задачи геотермии* используем в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и геотемпературы, пересчитанные (Исаев, Фомин, 2006) из ОСВ.

Первое краевое условие модели определяется температурой поверхности осадконакопления в мезозое-кайнозое, т.е. фактором палеоклимата, и задается в виде кусочно-линейной функции «арктического» векового хода температур на поверхности Земли. «Арктический» вековой ход построен А.А. Искоркиной на основе обобщения опубликованных экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций для севера Западно-Сибирской низменности (Искоркина, 2016).

Формирование, существование и деградация толщи вечномерзлых пород в неоплейстоцене и голоцене учитываются как своеобразные динамичные литолого-стратиграфические комплексы, обладающие аномально высокими значениями теплопроводности λ и температуропроводности a . Формирование, существование и деградация толщ ледниковых покровов в неоплейстоцене учитывает аномально низкую их плотность σ . Вековой ход мощностей мерзлых пород и ледниковых покровов построен А.А. Искоркиной на основе сводки опубликованных экспериментальных определений и палеокриологических реконструкций (Искоркина, 2016; Исаев и др., 2017).

Решение *прямых задач геотермии* выполняется на ключевые моменты геологического времени, соответствующие временам начала/завершения формирования каждой свиты, перекрывающей материнскую, а также точкам «излома» векового хода температур на земной поверхности и «переломным» моментам формирования и деградации неоплейстоценовой мерзлоты, ледникового покрова.

Количественная оценка влияния палеоклимата на расчетный геотермический режим нефтематеринских отложений выполняется на основе анализа вариабельности результатов четырех вариантов палеотемпературных реконструкций: *вариант 1* – без учета факторов палеоклимата; *вариант 2* – учет векового хода температур на земной поверхности, без учета мерзлоты и ледников; *вариант 3* – учет векового хода температур, учет динамики мерзлоты; *вариант 4* – учет векового хода температур, учет динамики мерзлоты и ледников.

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов палеотемпературного моделирования выступает *оптимальная* согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна *оптимальность* «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка» – это средняя квадратичная разность расчетных и «наблюденных» значений, равная погрешности наблюдений. Эта погрешность составляет порядка $\pm 2^\circ\text{C}$ (Исаев и др., 2018а).

В качестве второго основного критерия адекватности и предпочтительности результатов принята степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию в материнской свите (Фомин, 2011), с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр.

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

Параметризация седиментационной истории и теплофизических свойств

Посвитная разбивка скважины Бованенковская 116 (Рис. 1) от подошвы осадочного чехла до верхнего мела, включая березовскую свиту, взята из базы данных Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (2017). Расчленение нижне-среднепалеогеновых свит, от ганькинской до ирбитской, заимствовано из материалов ВСЕГЕИ (Базы данных Государственных геологических карт ВСЕГЕИ. Карта дочетвертичных образований R(40)-41, R-43, 44(45). <http://www.vsegei.ru/ru/info/georesource/>). Вышележащие толщи расчленены на основе работ (Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири, 2002; Волкова, 2011).

В пределах Бованенковской площади накопление осадочных толщ шло до середины миоцена (18,5 млн лет назад, формирование абросимовской свиты). В раннебищеульское время, за 4 млн лет, были размыты абросимовская, туртасская, новомихайловская, атлымская, тавдинская, нюрольская, ирбитская, серовская и тибейсалинская свиты (238 м). Ингрессиям бореального моря в среднем миоцене-раннем плиоцене, с конца бищеульского времени и до конца новопортовского, обязаны накопления осадков толщиной 143 м, которые в последующий этап положительных тектонических движений, за 1,3 млн лет, денудировались. С началом позднего миоцена идет накопление плиоцен-четвертичных озерно-аллювиальных осадков.

Таким образом, при параметризации седиментационно-теплофизической модели (Табл. 1) приняты стратиграфические разбивки, использованные с учетом динамики тектонических событий на протяжении формирования осадочного разреза (Исаев и др., 2018а).

Параметр плотности пород σ (г/см^3) каждой свиты принят с учетом фактического литологического наполнения каждого стратона. Используется расчетная теплопроводность осадочных пород λ ($\text{Вт/м}\cdot\text{К}$).

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн. лет назад	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Неоплейстоцен Q- N ₂	-	0.015-0.00	0.015	-	-	-	-
	-500	0.02-0.015	0.005	0.92	2.25	1.2e-006	1.22e-007
	-	0.04-0.02	0.02	-	-	-	-
	-1000	0.05-0.04	0.01	0.92	2.25	1.2e-006	1.22e-007
	-	0.120-0.050	0.070	-	-	-	-
	+1000	0.130-0.120	0.010	0.92	2.25	1.2e-006	1.22e-007
	-	0.177-0.130	0.047	-	-	-	-
	+500	0.182-0.177	0.005	0.92	2.25	1.2e-006	1.22e-007
	300	0.18215-0.1820	0.00015	2.10	2.09	1.05e-006	1.22e-006
	300	0.1823-0.18215	0.00015	2.10	1,3	7e-007	1.22e-006
	-600	0.1826-0.1823	0.0003	-	-	-	-
	-	0.5167-0.1826	0.3341	-	-	-	-
600	0.5197-0.5167	0.003	2.10	2.09	1.05e-006	1.22e-006	
-600	0.520-0.5197	0.0003	-	-	-	-	
Квартер+плиоцен Q- N ₂	212	4.1-0.520	3.58	2.04	1,29	6.5e-007	1,1e-006
N _{1,2}	-143	4.1-5.4	1.3				
Новопортовская N _{1,2}	80	5.4-8.4	3	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Таволжанская N ₁	25	8.4-12.5	4.1	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Бищеульская N ₁ bsch	38	12.5-14.5	2	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
N ₁	-238	14.5-18.5	4				
Абросимовская N ₁	10	18.5-23.0	4.5	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Тургасская P ₃ tur	20	23.0-28.0	5	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Новомихайловская P ₃ nvm	15	28.0-30.0	2	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Атлымская P ₃ atl	37	30.0-34.0	4	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Тавдинская P ₂ tv	50	34.0-42.6	8.6	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Нюрольская P ₂ nl	37	42.6-50.4	7.8	2.08	1.33	7e-007	1.2e-006
Ирбитская P ₂ ir	5	50.4-55.0	4.6	2.09	1.35	7e-007	1.2e-006
Серовская P ₂ sr	20	55.0-58.0	3	2.09	1.35	7e-007	1.2e-006
Тибейсалинская P ₁ tb	44	58.0-63.7	5.7	2.09	1.35	7e-007	1.2e-006
Ганькинская K ₂ + P ₁ gn	35	63.7-73.0	9.3	2.11	1.37	7e-007	1.25e-006
Березовская K ₂ b	279	73.0-89.0	16	2.15	1,41	7.5e-007	1.25e-006
Кузнецовская K ₂ kz	37	89.0-92.0	3	2.18	1,43	8e-007	1.25e-006
Маррессалинская K ₂ -K ₁ mr	523	92.0-102.0	10	2.26	1.49	8e-007	1.25e-006
Яронгская K ₁ jar	168	102-108.5	6.5	2.39	1.6	8e-007	1.25e-006
Танопчинская K ₁ tn	746	108.5-133.2	24.7	2.44	1.62	8e-007	1.25e-006
Ахская K ₁ ah	522	133.2-142.7	9.5	2.44	1.64	8e-007	1.25e-006
Баженовская J ₃ +K ₁ bg	15	142.7-149.3	6.6	2.42	1.62	8e-007	1.3e-006
Нурминская J ₂ nr	83	149.3-161.7	12.4	2.42	1.62	8e-007	1.3e-006
Мальшевская J ₂ ml	84	161.7-171.0	9.3	2.45	1.63	8e-007	1.3e-006
Леонтьевская J ₂ ln	90	171.0-173.0	2	2.47	1.65	8e-007	1.3e-006
Вымская J ₂ vm	143	173.0-175.0	2	2.45	1.63	8e-007	1.3e-006
Лайдинская J ₂ ld	83	175.0-177.0	2	2.47	1.65	8e-007	1.3e-006
Надояхская J ₂ +J ₁ nd	73	177.0-182.5	5.5	2.45	1.63	8e-007	1.3e-006
Китербютская J ₁ kt	68	182.5-184.0	1.5	2.47	1.65	8e-007	1.3e-006
Шараповская J ₁ shr	85	184.0-186.0	2	2.45	1.63	8e-007	1.3e-006
Левинская J ₁ lv	111	186.0-186.70	0.7	2.47	1.65	8e-007	1.3e-006
Зимняя J ₁ zm	13	186.7-200.2	13.5	2.45	1.63	8e-007	1.3e-006
Мощность разреза, м	3370						

Табл. 1. Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Бованенковская 116 (Искоркина и др., 2018). Коричневой заливкой показаны времена накопления нефтематеринских баженовской и китербютских свит и их параметрическое описание. Серой заливкой показаны размывы палеоген-неогеновых отложений. Синей заливкой показаны времена формирования, существования и деградации толщи мерзлоты, светло-синей – времена формирования, существования и деградации толщи ледников

Для расчетов применены петрофизические зависимости теплопроводности λ осадков от их плотности σ . Выбор коэффициентов температуропроводности a ($\text{м}^2/\text{с}$) и удельной теплогенерации f ($\text{мкВт}/\text{м}^3$) определялся литологическим составом свит, на основе опубликованных табличных данных. Толщи вечномерзлых пород и ледникового покрова обладают аномально высокими значениями теплопроводности λ и температуропроводности a (Иванов, Гаврильев, 1965; Галушкин, 2007).

Формализованный учет толщи мерзлоты осуществляется, начиная с 0,52 млн лет назад, «мгновенной» (по меркам геологического времени, за 0,3+3,0 тыс. лет) заменой «нормальных» осадочных отложений 600-метровой толщиной мерзлых пород со своими теплофизическими характеристиками. Затем, эта толща мерзлых пород присутствует в осадочном чехле в течение 334 тыс. лет. Далее, «мгновенно» (0,3+0,15+0,15 тыс. лет), толща мерзлых пород деградирует в объеме 300 м. И, далее, мерзлые породы существуют в объеме 300 м до настоящего времени в последние 182 тыс. лет.

Учет толщи ледникового покрова осуществляется, начиная с 0,182 млн лет назад. За 5 тыс. лет сформировался 500-метровой ледник со своими теплофизическими характеристиками и просуществовал в таком объеме 47 тыс. лет. Затем, за 10 тыс. лет мощность ледника выросла до 1500 м, и в таком объеме он существует 70 тыс. лет. Далее, за 10 тыс. лет, ледник сокращается до 500 м и существует в течение 20 тыс. лет. К моменту 15 тыс. лет назад (конец сартанского времени) ледник полностью деградирует.

Реконструкции геотермического режима китербютской свиты

Решение обратной задачи геотермии. Сопоставление расчетных и «наблюденных» геотемператур приведено в табл. 2. Так как «наблюденные» (измеренные) температуры (включая определенные по ОСВ) имеют погрешность порядка $\pm 2^\circ\text{C}$, то варианты 1 и 2 решений (не учет, не полный учет факторов палеоклимата) нельзя признать приемлемыми. В этих вариантах «невязки» превышают оптимальную в 2 раза и много больше, а в варианте 1 разница с температурой по ОСВ достигает 18°C . В случае учета палеоклимата (варианты 3 и 4) как «невязки» для пластовых температур, так и сходимость с «максимальным палеотермометром» оптимальны и примерно равноценны. Более оптимальным (приемлемым) можно признать, пожалуй, вариант 3.

Анализ расчетных значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза показывает, что при

учете факторов палеоклимата тепловой поток увеличивается. Достоверность результатов палеотемпературного моделирования разреза скважины Бованенковская 116 аргументируется хорошей согласованностью полученных расчетных значений плотности теплового потока 60-62 $\text{мВт}/\text{м}^2$ с расчетными значениями (Исаев и др., 2018а) плотности теплового потока в скважине Ростовцевская 64 – 49-50 $\text{мВт}/\text{м}^2$ (Рис. 1). Это подтверждается экспериментальными определениями плотности теплового потока для п-ва Ямал. Диапазон экспериментальных определений для п-ва Ямал – 47-58 $\text{мВт}/\text{м}^2$, при установленной закономерности увеличения плотности теплового потока в северо-западном направлении (Хуторской и др., 2013).

Решения прямых задач геотермии. Анализ термической истории китербютской свиты (Табл. 3) в разрезе скважины Бованенковская 116 свидетельствует о том, что в варианте 1 (без учета всех факторов палеоклимата) материнская свита «пережила» самую короткую и самую «холодную» главную фазу нефтеобразования (ГФН).

В вариантах 2, 3 и 4 (с учетом факторов палеоклимата) китербютская свита имеет «богатые» термические истории ГФН. Главные фазы нефтеобразования этих вариантов имеют разные значения абсолютных максимумов палеотемператур.

В варианте 3 присутствие толщи вечномерзлых пород, обладающих высокими значениями теплопроводности и температуропроводности, приводит к максимальным расчетным значениям плотности теплового потока, что, в свою очередь, приводит к большей продолжительности ГФН и увеличивает расчетные геотемпературы материнских отложений до максимальных значений.

Заметим, что доучет ледникового покрова (вариант 4) мало повлиял и на величину расчетного значения плотности теплового потока из основания, и, как следствие, на интенсивность и продолжительность ГФН.

Как было отмечено выше, китербютская свита является источником формирования залежей УВ в ловушках нижнеюрского и, возможно, доюрского НКГ. В этой связи важно оценить согласованность очагов интенсивной генерации китербютской нефти, выделенных по геотемпературному критерию в разрезе скважины, с результатами испытаний нижнеюрских пластов. На Бованенковской площади китербютская свита, по результатам моделирования, находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) с маррессалинского времени (100 млн лет назад). А в течение порядка 15 млн лет, до основного размыва в неогене, свита вплотную приближалась к нижней зоне газообразования, прогреваясь до 138°C (Табл. 3).

Глубина, м	Измеренные температуры, $^\circ\text{C}$	Способ измерения	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
			Значение	Разница	Значение	Разница	Значение	Разница	Значение	Разница
2610	94	пластовые	100	+6	97	+3	96	+2	97	+3
2657	97	пластовые	102	+5	99	+2	97	0	99	+2
2795	103	пластовые	107	+4	104	+1	103	0	104	+1
3050	113	пластовые	116	+3	113	0	112	-1	113	0
2615	120	по ОСВ	102	-18	113	-7	119	-1	115	-5
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), $^\circ\text{C}$			±9		±4		±1		±3	
Расчетный тепловой поток из основания, $\text{мВт}/\text{м}^2$			57		59		62		60	

Табл. 2. Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур в скв. Бованенковская 116, с использованием (Искоркина и др., 2018). Коричневой заливкой показаны варианты, оптимальные по критерию «невязки»

Время, млн. лет назад	«Арктический» вековой ход, °С	Мощность мерзлых пород, м	Мощность ледника, м	Глубина положения китербютской свиты, м	Геотемпературы китербютской свиты, °С				
					Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	
								Геотемпературы	Глубина положения китербютской свиты, м (учет ледникового покрова)
0	-4	300	-	3127	118	116	115	115	3111
0,015	-10	300	-	3126	118	115	115	114	3110
0,02	-8	300	500	3126	118	115	115	113	3610
0,030	-5	300	500	3125	118	116	114	113	3609
0,04	-6	300	500	3125	118	115	114	112	4109
0,050	-7	300	1500	3125	118	116	114	111	4608
0,070	-4	300	1500	3123	118	115	113	109	4609
0,110	-5	300	1500	3121	118	115	112	107	4609
0,120	-6	300	1500	3121	118	114	111	107	4609
0,130	-7	300	500	3120	118	114	111	106	3609
0,150	-6	300	500	3119	118	114	111	106	3608
0,177	-7	300	500	3118	118	114	122	106	3607
0,1820	-7	300	-	3118	118	114	119	106	3108
0,1826	-7	600	-	3118	118	114	112	106	3087
0,200	-8	600	-	3117	118	114	111	106	3107
0,240	-9	600	-	3115	118	113	111	106	3107
0,5167	-10	600	-	3100	114	112	119	114	3089
0,5197	-11	-	-	3100	117	112	126	114	2907
0,520	-11	-	-	3100	117	112	118	114	3127
1,8	-13	-	-	3034	114	109	115	110	3051
3,2	+5	-	-	2962	111	120	126	121	2968
4,1	+4	-	-	2915	110	119	125	120	2915
4,9	+4	-	-	3003	113	121	127	123	3003
5,4	+4	-	-	3058	115	124	130	125	3058
8,4	+5	-	-	2978	112	118	127	122	2978
10	+6	-	-	2968	111	122	127	123	2968
12,5	+6	-	-	2953	110	121	127	122	2953
14,5	+6	-	-	2915	110	121	126	122	2915
18,5	+7	-	-	3153	120	132	138	133	3153
23	+8	-	-	3143	119	132	138	133	3143
28	+8	-	-	3123	118	131	137	132	3123
30	+9	-	-	3108	117	131	137	132	3108
34	+9	-	-	3071	116	130	136	131	3071
35	+9	-	-	3065	116	130	135	130	3065
42,6	+12	-	-	3021	114	131	136	131	3021
50	+15	-	-	2986	112	132	137	132	2986
50,4	+15	-	-	2984	112	132	137	132	2984
55	+15	-	-	2979	112	132	137	133	2979
58	+16	-	-	2959	111	132	136	132	2959
63,7	+16	-	-	2915	109	130	135	130	2915
70	+16	-	-	2891	108	128	134	129	2891
73	+15	-	-	2880	107	127	133	128	2880
85	+13	-	-	2671	98	116	121	116	2671
89	+13	-	-	2601	95	113	118	114	2601
92	+13	-	-	2564	94	111	116	112	2564
100	+15	-	-	2146	77	95	99	96	2146
102	+15	-	-	2041	73	91	95	92	2041
108,5	+15	-	-	1873	67	85	88	85	1873
120	+16	-	-	1526	54	72	75	73	1526
134	+15	-	-	1083	34	55	57	55	1083
135	+15	-	-	1028	32	52	55	53	1028
142,5	+15	-	-	616	22	38	39	38	616
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²					57	59	62	60	

Табл. 3. Расчетные геотемпературы китербютской свиты в разрезе скважины Бованенковская 116, с использованием (Искоркина и др., 2018). Вариант 1 – без учета факторов палеоклимата. Вариант 2 – учет «арктического» векового хода температур. Вариант 3 – учет «арктического» векового хода температур и неоплейстоценовой мерзлоты. Вариант 4 – учет «арктического» векового хода температур, неоплейстоценовой мерзлоты и ледникового покрова. Коричневой заливкой показаны температуры главной фазы нефтеобразования (ГФН), темно-коричневой заливкой – температурный максимум ГФН. Серой заливкой обозначены времена размыва палеоген-неогеновых отложений

И, действительно, скважина Бованенковская 116 вскрыла нефтегазонасыщенные нижнеюрские пласты Ю₆, Ю₁₀ и Ю₁₂.

Выводы и обсуждение

1. На представительном разрезе Бованенковского месторождения п-ва Ямал установлено, что учет «арктического» векового хода температур на земной поверхности и неоплейстоценовой мерзлоты позволяет корректно восстановить термическую историю нефтематеринских китербютских отложений.

2. Учет палеоклимата приводит к увеличению прогнозной продолжительности ГФН на 10 млн лет и увеличению расчетного палеотемпературного максимума на 18°C, а, следовательно, обеспечивает более правильную расчетную плотность генерации китербютской нефти.

3. Достоверность результатов палеотемпературного моделирования уверенно контролируется геофизическим критерием «невязки», сопоставлением с экспериментальными данными о тепловом потоке на территории исследований, согласованностью с данными бурения и испытания скважин.

4. Результаты по оценке роли позднечетвертичных ледниковых покровов (на землях п-ва Ямал) позволяют аргументировать незначительное влияние ледникового покрова на термический режим материнских китербютских отложений.

5. Полученные результаты для китербютской свиты арктического региона Западной Сибири вполне согласуются с характером ранее полученных оценок существенного влияния мезозойско-кайнозойского климата на геотермический режим баженовской свиты п-ва Ямал.

Важно отметить следующее. Экспресс-расчет плотности генерации китербютской нефти показывает (Искоркина и др., 2018), что не учет палеоклиматических факторов, приводящий к уменьшению интенсивности и продолжительности ГФН, обуславливает занижение расчетных ресурсов УВ на 30 %. Аналогичный расчет плотности генерации баженовской нефти (Исаев и др., 2018а) показал занижение расчетных ресурсов УВ на 40-50%. Экспресс-расчет кумулятивно учитывает времена нахождения материнской свиты в ГЗН и геотемпературы ГЗН.

Следует высказать предположение, почему при палеотемпературном моделировании как баженовских, так китербютских материнских отложений, учет ледникового покрова мало повлиял и на величину расчетного значения плотности теплового потока из основания q , и на интенсивность и продолжительность ГФН. Такой результат, возможно, объясняется тем, что температурная волна (Христофоров, Абросимова, 2012) – «возмущения» тепловой модели в верхней части разреза – «доходит» в полной мере на глубины порядка 3000 м не ранее чем через 0,2-0,3 млн лет. Такое «запаздывание» было установлено нами и ранее (Исаев, Фомин, 2006; Осипова и др., 2015). Очевидно, что это «запаздывание» в большей степени касается влияния ледниковых покровов, возраст которых принят не более 0,18 млн лет.

Настоящая статья представила обзор публикаций Томской исследовательской школы геотермиков, которая последовательно, на основе скважинных наблюдений

и компьютерного моделирования развивает идею об эволюции геотермических условий нефтематеринских отложений Западной Сибири. Эта методология формулирует новые поисково-разведочные задачи, которые могут быть решены посредством измерения, картирования и моделирования пространственно-временных параметров геотемпературных полей.

Благодарности

Авторы благодарят профессора В.И. Старостенко и профессора М.Д. Хуторского за постоянное внимание к нашим исследованиям.

Литература

- Волкова В.С. (2011). Стратиграфия и тренд палеотемператур в палеогене и неогене Западной Сибири (по данным палинологии). *Геология и геофизика*, 52(7), с. 906-915.
- Галушкин Ю.И. (2007). Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. Москва: Научный Мир, 456 с.
- Голованова И.В., Сальманова Р.Ю., Тагирова Ч.Д. (2014). Методика расчета глубинных температур с учетом исправленных на влияние палеоклимата значений теплового потока. *Геология и геофизика*, 55(9), с. 1426-1435.
- Демежко Д.Ю., Горностаева А.А. (2014). Реконструкции долговременных изменений теплового потока через земную поверхность по данным геотермии глубоких скважин. *Геология и геофизика*, 55(12), с. 1841-1846.
- Дучков А.Д., Галушкин Ю.И., Смирнов Л.В., Соколова Л.С. (1990). Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*, 10, с. 51-60.
- Иванов Н.С., Гаврильев Р.И. (1965). Теплофизические свойства мерзлых горных пород. Москва: Наука, 74 с.
- Игенбаева Н.О. (2015). Ресурсы потенциал и экологические риски нефтегазового освоения северных районов ХМАО-Югры. *Вестник Югорского государственного университета*, S2(37), с. 176-178.
- Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н. (2016). Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири. *Геофизический журнал*, 38(4), с. 3-25.
- Исаев В.И., Искоркина А.А., Косыгин В.Ю., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Фомин А.Н. (2017). Комплексная оценка палеоклиматических факторов реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктических районов Западной Сибири. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 328(1), с. 13-28.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. (2018). Геотермия и зональность сланцевой нефтеносности Колтогорско-Уренгойского палеорифта (юго-восток Западной Сибири). *Геофизический журнал*, 40(3), с. 54-80.
- Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Тихоцкий С.А., Фомин А.Н. (2018а). Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал). *Физика Земли*, 2, с. 310-329.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Старостенко В.И., Фомин А.Н. (2018б). Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит. *Геология нефти и газа*, 1, с. 15-39.
- Исаев В.И., Фомин А.Н. (2006). Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины. *Геология и геофизика*, 47(6), с. 734-745.
- Искоркина А.А. (2016). Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 32(8), с. 59-73.
- Искоркина А.А., Прохорова П.Н., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. (2018). Реконструкции геотермического режима нефтематеринской китербютской свиты арктического региона Западной Сибири с учетом влияния палеоклиматических факторов. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(2), с. 49-64.
- Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А.,

Скворцов М.Б. (2013). Историко-геологическое моделирование процессов нефтегенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование). *Геология и геофизика*, 54(8), с. 1179-1226.

Кузьмин Ю.А., Кузьменков С.Г., Полукеев С.М., Новиков М.В., Коркунов В.В. (2014). Трудноизвлекаемые запасы нефти баженовских отложений ХМАО-Югры. *Недропользование XXI век*, 3, с. 56-63.

Курчиков А.Р. (2001). Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 42(11-12), с. 1846-1853.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. (1987). Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. Москва: Недра, 134 с.

Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Криницина К.А., Останкова Ю.Г. (2013). Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (на широтах Томской области). *Известия Томского политехнического университета*, 322(1), с. 45-50.

Лобова Г.А., Лунова Т.Е., Кириллина М.С. (2018). Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегаплатины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(3), с. 123-133.

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири (1994). Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука и др. Новосибирск: СО РАН, 201 с.

Осипова Е.Н., Лобова Г.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. (2015). Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегаплатины. *Известия Томского политехнического университета*, 326(1), с. 14-33.

Полукеев С.М., Шпильман А.В., Кузьмин Ю.А., Кузьменков С.Г., Коркунов В.В., Новиков М.В. (2013). Стабилизация добычи нефти в Югре за счёт трудноизвлекаемых запасов – миф или реальность. *Недропользование XXI век*, 5, с. 12-19.

Старостенко В.И., Кутас Р.И., Шуман В.Н., Легостаева О.В. (2006). Обобщение стационарной задачи геотермии Рэлея-Тихонова для горизонтального слоя. *Физика Земли*, 12, с. 84-91.

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири (2002). Кн. 9: *Кайнозой Западной Сибири*. Под ред. В.С. Волковой. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 246 с.

Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 331 с.

Христофоров А.В., Абросимова И.С., Бурганов Б.Т. (2012). Интерференция температурных волн. Результаты лабораторного и полевого эксперимента. *Георесурсы*, 1, с. 28-30.

Хуторской М.Д., Подгорный Л.В., Супруненко О.И., Ким Б.И., Черных А.А. (2011). Термотомографическая модель и прогноз нефтегазоносности осадочного чехла шельфа моря Лаптевых. *Доклады академии наук*, 440(5), с. 663-668.

Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Леонов Ю.Г., Подгорных Л.В., Поляк Б.Г., Сухих Е.А., Цыбуля Л.А. (2013). Геотермия арктических морей. Москва: ГЕОС, 232 с.

Galushkin Yu.I. (2016). *Non-standard Problems in Basin Modelling – Switzerland*: Springer, 274 p.

Nelskamp S., Donders T., van Wess J.-D., Abbink O. (2014). Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: An Example from the Russian Arctic. *ROGTEC*, 18, pp. 26-35.

Tissot V.P. (2003). 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*, 58(2), pp. 183-202.

Сведения об авторах

Валерий Иванович Исаев – доктор геол.-мин. наук, профессор Отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет; ведущий научный сотрудник кафедры нефтегазового дела, Югорский государственный университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

Тел: +7 (3822)701-777 доп.2942, e-mail: isaevvi@tpu.ru

Альбина Альбертовна Искоркина – эксперт информационно-аналитического отдела, канд. геол.-мин. наук, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

Галина Анатольевна Лобова – доцент Отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, доктор геол.-мин. наук, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

Татьяна Евгеньевна Лунёва – аспирант Отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

Елизавета Николаевна Осипова – доцент Отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, канд. геол.-мин. наук, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

Роман Шамильевич Аюпов – зав. кафедрой нефтегазового дела Института природопользования, канд.тех. наук, Югорский государственный университет

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, д. 16

Наталья Олеговна Игенбаева – доцент кафедры нефтегазового дела Института природопользования, канд. геогр. наук, Югорский государственный университет

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, д. 16

Александр Николаевич Фомин – зав. лабораторией геохимии нефти и газа, доктор геол.-мин. наук, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 20.06.2018;

Принята к публикации 16.08.2018; Опубликована 30.11.2018

IN ENGLISH

Mesozoic-Cenozoic climate and the geothermal regime of the oil source Kiterbyutskaya suite of the Arctic region of Western Siberia

V.I. Isaev^{1,2*}, A.A. Iskorkina¹, G.A. Lobova¹, T.E. Luneva¹, E.N. Osipova¹, R.Sh. Ayupov², N.O. Igenbaeva², A.N. Fomin³

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

²Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

³Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Valeriy I. Isaev, e-mail: isaevvi@tpu.ru

Abstract. Using the example of paleotemperature modeling of the Kiterbyutskaya suite of the Mesozoic-Cenozoic section, opened by a deep well at the Bovanenkovskoye oil – gas condensate field (Yamal Peninsula), the influence of paleoclimate factors on the thermal history of the Lower Jurassic oil source deposits, the duration of the main phase of petroleum formation and the value of the paleothermometric maximum and oil generation density. The original computer methodology is described, which takes into account the parameters of the tectonic and sedimentation history, as well as the history of the thermophysical properties of the sedimentary formation, including permafrost and glaciers, and not requiring a priori information about the values and nature of the deep heat flow is given.

The features of the model parametrization are shown. The reliability of the results is confidently controlled by the geophysical criterion of the “discrepancy”, comparison with experimental data on the heat flow, and consistency with the drilling data. The presentation is based on the works of the Tomsk School of Geothermics, carried out as part of the development of a methodological base of geothermics as a geophysical oil prospecting method.

Keywords: Yamal Peninsula, paleoclimate, Kiterbyutskaya suite, modelling of geothermal regime, hydrocarbon resources, works of the Tomsk School of Geothermics

Recommended citation: Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Luneva T.E., Osipova E.N., Ayupov R.Sh., Igenbaeva N.O., Fomin A.N. (2018). Mesozoic-Cenozoic climate and the geothermal regime of the oil source Kiterbyutskaya suite of the Arctic region of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 20(4), Part 2, pp. 386-395. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.386-395>

Acknowledgments

The authors thank Professor V.I. Starostenko and Professor M.D. Khutorskoy for the constant attention to our research.

References

- Demezhko D., Gornostaeva A.A. (2014). Reconstructions of long-term ground surface heat flux changes from deep-borehole temperature data. *Russian Geology and Geophysics*, 55(12), pp. 1471-1475
- Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. (1990). Evolyutsiya temperaturnogo polya osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoi plity [The evolution of the sedimentary cover temperature field of the West Siberian Plate]. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 10, pp. 51-60. (In Russ.)
- Fomin A.N. (2011). Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoiskikh i paleozoiskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskogo megabasseina [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 331 p. (In Russ.)
- Galushkin Yu.I. (2007). Modelirovaniye osadochnykh basseinov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modeling of sedimentary basins and evaluation of their oil and gas content]. Moscow: Nauchnyi Mir, 456 p. (In Russ.)
- Galushkin Yu.I. (2016). Non-standard Problems in Basin Modelling – Switzerland: Springer, 274 p.
- Golovanova I.V., Sal'manova R.Y., Tagirova C.D. (2014). Method for deep temperature estimation with regard to the paleoclimate influence on heat flow. *Russian Geology and Geophysics*, 55(9), pp. 1130-1137
- Igenbaeva N.O. (2015). Resource potential and environmental risks of oil and gas development of the Northern districts of KHMАО-Yugra. *Vestnik Yugorskogo gosudarstvennogo universiteta* [Yugra State University Bulletin], S2(37), pp. 176-178. (In Russ.)
- Isaev V.I., Fomin A.N. (2006). Centers of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurol'ka megadepression. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 47(6), pp. 734-745. (In Russ.)
- Isaev V.I., Iskorkina A.A., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Osipova E.N., Fomin A.N. (2017). Integrated assessment of paleoclimate factors of reconstructing thermal history of petromaternal Bazhenov suite in arctic regions of Western Siberia. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], 32(8), pp. 13-28. (In Russ.)
- Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Fomin A.N. (2016). Paleoclimate's factors of reconstruction of thermal history of petroleum bazhenov and togur suites southeastern West Siberia. *Geofizicheskii zhurnal*, 38(4), pp. 3-25. (In Russ.)
- Isaev V.I., Lobova G.A., Stotskiy V.V., Fomin A.N. (2018). Geothermy and zoning of shale oil prospects of the Koltogor-Urengoy paleorift (southeastern part of West Siberia). *Geofizicheskii zhurnal*, 40(3), pp. 54-80. (In Russ.)
- Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. (2018a). 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*, 2, pp. 310-329. (In Russ.)
- Isaev V.I., Lobova G.A., Mazurov A.K., Starostenko V.I., Fomin A.N. (2018b). Zoning of mega-depressions by shale oil generation density of Togur and Bazhenov source suites in the southeast of Western Siberia. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 1, pp. 15-39. (In Russ.)
- Iskorkina A.A. (2016). Paleoclimate factors of reconstructing thermal history of the petromaternal bazhenov suite of the Arctic region in Western Siberia. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], 32(8), pp. 59-73. (In Russ.)
- Iskorkina A.A., Prokhorova P.N., Stotskiy V.V., Fomin A.N. (2018). Reconstructions of geothermal mode of the petromaternal Kiterbutsk suite of the Arctic region in Western Siberia taking into account the influence of paleoclimate. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], 32(2), pp. 49-64. (In Russ.)
- Ivanov N.S., Gavril'ev R.I. (1965). Teplofizicheskie svoystva merzlykh gornykh porod [Thermophysical properties of frozen rocks]. M.: Nauka, 74 p.
- Khristoforov A.V., Abrosimova I.S., Burganov B.T. (2012). Interference of the temperature waves. Laboratory experiment. *Georesursy = Georesources*, 1(43), pp. 28-30. (In Russ.)
- Khutorskoi M.D., Podgorniy L.V., Suprunenko O.I., Kim B.I., Chernykh A.A. (2011). Termotomograficheskaya model' i prognoz neftegazonosnosti osadochnogo chekhla shel'fa morya Laptevykh [Thermotomographic model and oil and gas potential prediction of the sedimentary cover of the Laptev Sea shelf]. *Doklady akademii nauk = Proc. of the Academy of Sciences*, 440(5), pp. 663-668. (In Russ.)
- Khutorskoy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V. et al. (2013). Geotermya arkticheskikh morey [Geothermy of Arctic seas]. Moscow: GEOS, 232 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanekov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Malyshev N.A., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. (2013). Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 917-957. (In Russ.)
- Kurchikov A.R. (2001). Geotermicheskii rezhim uglevodorodnykh skoplenii Zapadnoi Sibiri [Geothermal regime of hydrocarbon accumulations in Western Siberia]. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), pp. 1846-1853. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Stavitskii B.P. (1987). Geotermya neftegazonosnykh oblastei Zapadnoi Sibiri [Geothermy of oil and gas regions of Western Siberia]. Moscow: Nedra, 134 p. (In Russ.)
- Kuzmin Iu.A., Kuzmenkov S.G., Polukeev S.M., Novikov M.V., Korkunov V.V. (2014). Hard-to-recover oil reserves of Bazhenov deposits in KHMАО-Yugra. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 3, pp. 56-63. (In Russ.)
- Lobova G.A., Luneva T.E., Kirillina M.S. (2018). Zoning of oil-gas potential of preJurassic reservoirs in Nyurol'ka megadepression (using paleotemperature modeling and drilling). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], 32(3), pp. 123-133. (In Russ.)
- Lobova G.A., Osipova E.N., Krinitsyna K.A., Ostankova Yu.G. (2013). The effect of paleoclimate on geometry mode and oil generation potential of Bazhenov formation (at Tomsk region latitudes). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University], 32(1), pp. 45-50. (In Russ.)
- Neftegazonosnye basseiny i regiony Sibiri [Oil and gas bearing basins

and regions of Siberia] (1994). Is. 2: Zapadno-Sibirskii bassein [West Siberian basin]. Ed. A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk et al. Novosibirsk: SO RAN, 201p. (In Russ.)

Nelskamp S., Donders T., van Wess J.-D., Abbink O. (2014). Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: An Example from the Russian Arctic. *ROGTEC*, 18, pp. 26-35.

Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. (2015). Petroleum potential of the lower cretaceous reservoirs of Nyuroł'ka mega-depression. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University], 326(1), pp. 14-33. (In Russ.)

Polukeev S.M., Shpilman A.V., Kuzmin Iu.A., Korkunov V.V., Novikov M.V., Kuzmenkov S.G. (2013). Stabilization of oil production in Ugra by means of hard to recover reserves – myth or reality? *Nedropol'zovanie XXI vek*, 5, pp. 12-19. (In Russ.)

Starostenko V.I., Kutas R.I., Shuman V.N., Legostaeva O.V. (2006). Obobshchenie statsionarnoi zadachi geotermii Releya-Tikhonova dlya gorizontāl'nogo sloya [Generalization of the stationary problem of the Rayleigh-Tikhonov geothermy for a horizontal layer]. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 12, pp. 84-91. (In Russ.)

Stratigrafiya neftegazonosnykh basseinov Sibiri [Stratigraphy of Siberian oil and gas basins] (2002). Book 9: Kainozoi Zapadnoi Sibiri [Cenozoic of Western Siberia]. Ed. V.S. Volkova. Novosibirsk: SO RAN, 246 p. (In Russ.)

Tissot B.P. (2003). 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*, 58(2), pp. 183-202.

Volkova V.S. (2011). Paleogene and Neogene stratigraphy and paleotemperature trend of West Siberia (from palynologic data). *Russian Geology and Geophysics*, 52(7), pp. 709-716.

About the Authors

Valery I. Isaev – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University; Leading Researcher, Department of Oil and Gas, Ugra State University

30, Lenin Ave., Tomsk, 634050, Russian Federation
Phone: +7 (3822) 701-777 ad. 2942, e-mail: isaevvi@tpu.ru

Albina A. Iskorkina – PhD (Geology and Mineralogy), Expert of the Information-Analytical Department, National Research Tomsk Polytechnic University

30, Lenin Ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Galina A. Lobova – DSc (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University

30, Lenin Ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Tatyana E. Luneva – PhD Student, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University

30, Lenin Ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Elizaveta N. Osipova – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University

30, Lenin Ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Roman Sh. Ayupov – PhD (Engineering), Head of the Oil and Gas Department, Institute of Environmental Management, Ugra State University

16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Natalya O. Igenbaeva – PhD (Geography), Associate Professor, Oil and Gas Department, Institute of Environmental Management, Ugra State University

16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Alexander N. Fomin – DSc (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of Oil and Gas Geochemistry, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 20 June 2018;

Accepted 16 August 2018;

Published 30 November 2018