УДК 553.98(571)

РЕКОНСТРУКЦИИ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ КИТЕРБЮТСКОЙ СВИТЫ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ПАЛЕОКЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Искоркина Альбина Альбертовна[1],
iskorkina.a@mail.ru

Прохорова Полина Николаевна[1],
prokhorova.polina1988@gmail.com

Стоцкий Виталий Валерьевич[1],
Stotskiy_VV@sibmail.com

Фомин Александр Николаевич[2],
fominan@ipgg.sbras.ru

[1] Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30.

[2] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3.

Актуальность. *Арктические районы Западной Сибири, ставшие приоритетным регионом изучения и поисков, имеют уникальные палеоклиматические особенности, инверсионную седиментацию в палеоген-неогене, значительные вариации характеристик нефтематеринских отложений. Это обусловливает необходимость совершенствовать схемы и определять параметры количественной оценки ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом, основанным на палеореконструкциях геотермического режима материнских отложений.*

Цель исследования: *выявить и оценить влияние факторов палеоклимата – векового хода температур на земной поверхности и неоплейстоценовых толщ мерзлоты, ледниковых покровов – на расчетный геотермический режим нефтематеринской нижнеюрской китербютской свиты.*

Объект исследования: *китербютские отложения мезозойско-кайнозойского разреза, вскрытые глубокими скважинами на площадях Малоямальского, Арктического и Бованенковского месторождений (п-ов Ямал).*

Методика *исследования базируется на оригинальном компьютерном палеотемпературном моделировании, учитывающем параметры седиментационной истории и истории теплофизических свойств осадочной толщи, включающей вечномерзлые породы и ледники, и не требующем априорных сведений о величинах и природе глубинного теплового потока.*

Результаты *исследования на представительных мезозойско-кайнозойских разрезах месторождений, расположенных в южном, центральном и северном районах п-ва Ямал, позволили сделать выводы и дать рекомендации. Учет палеоклимата обусловливает наиболее точную термическую историю материнских отложений, увеличение расчетного палеотемпературного максимума в истории китербютских отложений на 5–18 °С. При определении ресурсов китербютских нефтей объёмно-генетическим методом на землях арктического региона рекомендуется применять индивидуальный для территории «арктический» вековой ход температур и учитывать динамику толщи неоплейстоценовой мерзлоты мощностью 300–600 м. Отмечено несущественное влияние ледникового покрова на реконструкции термического режима китербютских отложений. В случае неучета мерзлоты и палеоклиматического хода температур расчетные ресурсы углеводородов могут быть занижены от 30 % до 3-х раз. Достоверность выводов уверенно контролируется геофизическим критерием «невязки», сопоставлением с экспериментальными данными о тепловом потоке на территории исследований, согласованностью с данными бурения и испытания скважин.*

Ключевые слова:
Палеоклимат, геотермический режим, нефтематеринские китербютские отложения, ресурсы, п-ов Ямал.

Введение

Важнейшей задачей, стоящей перед нефтегазовой геологией и геофизикой, является изучение перспектив нефтегазоносности арктических районов Западной Сибири [1, 2].

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности – оценка плотности ресурсов углеводородов, районирование территорий – выполняется объемно-генетическим методом (бассейновое моделирование). Количество генерированных углеводородов рассчитывается на основе реконструкции геотемпературного режима нефтематеринских отложений [2–9]. В зарубежной литературе – это часть первая моделирования осадочных бассейнов и нефтегазовых систем, названная «basin modeling».

Регионы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеют уникальные палеоклиматические особенности: 1) мезозойско-кайнозойский вековой ход температур, индивидуальный для региональных палеоклиматических зон; 2) разномасштабные процессы формирования и деградации неоплейстоценовых толщ вечномерзлых пород; 3) зонально и периодически формирующиеся позднечетвертичные ледниковые покровы. Похолодание в плейстоцене на земной поверхности, форми-

рование и деградация мощных толщ многолетнемерзлых пород, ледниковых покровов могли приводить к снижению, существенной нестационарности температурного поля во всем осадочном разрезе [10].

В зарубежные программно-математические комплексы бассейнового моделирования PetroMod и Temis [11], применяемые для определения ресурсов углеводородов Приенисейской и Арктической областей Западной Сибири [2, 12], температуры на поверхности осадочной толщи включены как граничное условие. Здесь динамика векового хода температур формируется автоматически, в зависимости от географических координат территории исследований, с учетом только *теоретически* рассчитанной орбитальной солярной составляющей.

Известный отечественный комплекс бассейнового моделирования ГАЛО [13], используемый для моделирования термической истории осадочных бассейнов Западной Сибири и других нефтегазоносных провинций, тоже учитывает вековой ход температур на поверхности Земли. Применяемый здесь вековой ход температур, основанный на *экспериментальных* данных, можно условно назвать «стандартным», т. к. он применяется единообразно для разных региональных палеоклиматических зон Сибири.

В публикации Арктической экспедиции IODP 302 [14] приводятся результаты построения и анализа геотермической модели в пределах Хребта Ломоносова. Для учета палеоклиматического фактора авторами построен и применен «местный» (для района Хребта Ломоносова) вековой ход температур на земной поверхности, начиная со 100 млн лет назад. Для этого использовались *экспериментальные* данные – результаты палинологического анализа и изотопного анализа углерода органического вещества. Авторы публикации заключили, 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.

Недавно [15, 16] объектом исследований был геотермический режим нефтематеринской баженовской свиты (J_3+K_1bg), которая является основным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК). Результаты выполненных геотермических исследований на Ростовцевском, Средне-Ямальском и Арктическом месторождениях п-ва Ямал показали актуальность количественной оценки и учета роли мезозойско-кайнозойского климата и, в частности, установленного по *экспериментальным* данным «арктического» векового хода температур на земной поверхности, многолетнемерзлых пород неоплейстоцена и ледников в позднечетвертичное время. Учет палеоклимата дает увеличение расчетного палеотемпературного максимума в истории материнских отложений на 10–13 °С, обуславливает наиболее точную термическую историю материнских баженовских отложений, а следовательно, обеспечивает наибольшую расчетную плотность ресурсов генерированных нефтей. В случае неучета толщ вечной мерзлоты и палеоклиматического хода температур расчетные ресурсы УВ могут быть занижены до 40–50 %.

Вместе с тем представляет несомненный интерес для исследований геотермический режим китербютской свиты (J_1kt), временного аналога тогурской [15], являющейся источником формирования залежей УВ в ловушках нижнеюрского и, возможно, доюрского НГК. Глинистая толща китербютская, обладающая нефтематеринским потенциалом, формируется во времена бореальных трансгрессий в ранней юре – тоарe [17].

В отличие от южных и центральных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [18], баженовские отложения в арктическом регионе существенно варьируют как по концентрациям рассеянного органического вещества (РОВ), нередко уменьшаясь до 1–2 %, так и по типу РОВ, переходя к гумусово-сапропелевому типу. Тогда как РОВ китербютской свиты арктических районов имеет более стабильные концентрации (база данных ИНГГ СО РАН).

Основная цель исследования – дальнейшая аргументация существенного влияния факторов палеоклимата на расчетный геотермический режим нефтематеринских свит, определяющий подсчет плотности ресурсов. Для этого выполнены палеотемпературные исследования китербютских отложений, вскрытых глубокими скважинами на Малоямальском, Арктическом и Бованенковском месторождениях п-ова Ямал.

О методике исследований

Для исследования применен метод палеотемпературного моделирования, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей, реализованный в оригинальном программном обеспечении [19–21].

В математическую модель непосредственно включены: климатический вековой ход температур на земной поверхности, как краевое условие, и палеотемпературы из определений отражательной способности витринита (ОСВ), как «наблюденные». Краевое условие, определяемое температурой поверхности осадконакопления, задается в виде кусочно-линейной функции «арктического» векового хода температур на поверхности Земли [15]. Для перехода от ОСВ (в интервале R^0_{vt}=0,5–0,8 %) к соответствующей геотемпературе используется хорошо апробированный способ [22].

В модели палеотектонические реконструкции в строгой математической форме непосредственно сопряжены с палеотемпературными реконструкциями. Скорость осадконакопления может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учиты-

вать перерывы осадконакопления и денудацию. Наличие перерывов в осадконакоплении и величины денудации выявляются путем многовариантных расчетов при различных сценариях тектоноседиментационной истории и последующего выбора сценария, отвечающего критериям оптимальности и достоверности [23].

Параметрически осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов, для каждого из которых заданы теплопроводность, температуропроводность, плотность тепловыделения радиоактивных источников в породах и время осадконакопления. Формирование, существование, деградация толщи многолетнемерзлых пород и ледниковых покровов учитываются как своеобразные динамичные литолого-стратиграфические комплексы, обладающие аномально высокими значениями теплопроводности и температуропроводности [16].

Объектом палеотемпературного моделирования является осадочный разрез представительной глубокой скважины. Такие скважины выбраны по следующим критериям, выполняемым одновременно: 1) наличие замеров пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; 3) наличие определений геотемператур по ОСВ.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели, принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по «Каталогу литолого-стратиграфических разбивок скважин» (база данных ИНГГ СО РАН).

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

Оценка плотности генерации нефтей материнской свитой осуществляется следующим образом. Решение прямых задач геотермии для скважины выполняется на ключевые моменты геологического времени, соответствующие временам начала/завершения формирования каждой свиты, перекрывающей материнскую. Балансовая модель процессов нефтегазообразования [24] позволяет по геотемпературному критерию выполнить выделение и пространственно-временную идентификацию очагов интенсивного образования нефтей из РОВ материнских отложений: с 85 °С вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН) для аквагенного РОВ, с 95 °С – для терригенного РОВ.

Таким образом, *для материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности генерации нефтей R* (в усл. ед.) [8]. Расчетное значение плотности генерации напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. Оценка плотности генерации выполняется в условных единицах, что является корректным для последующего сопоставления результатов вариантов моделирования.

Основным критерием оптимальности результатов палеотемпературного моделирования выступает оптимальная согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна оптимальная «невязка» расчетных геотемператур с «наблюденными» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка» – это средняя квадратичная разность расчетных и наблюденных значений, равная погрешности наблюдений [25–27]. Эта погрешность порядка ±2 °С.

Важным критерием достоверности результатов палеотемпературного моделирования является согласованность расчетных значений плотности теплового потока с данными *экспериментального* определения плотности теплового потока на территории исследований [28].

В качестве критерия достоверности результатов моделирования и расчетов плотности генерации принята степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию в материнских свитах, с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр [29].

Обратная задача решается в условиях квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания осадочного чехла Западной Сибири начиная с юрского времени [10, 30]. Поэтому неизвестный геодинамический параметр – значение плотности теплового потока – для принятой модели определяется однозначно.

Решение обратной задачи выполняется в рамках параметрического описания седиментационной истории и истории теплофизических свойств *только* осадочной толщи, без привлечения сведений о геодинамике ниже основания осадочного разреза. Вместе с тем общеизвестна сложность и неоднозначность определения теплового потока из основания осадочной толщи, базирующегося на моделях рифтинга литосферы [31].

Так как в математическую модель непосредственно включены палеотемпературы из ОСВ, как «наблюденные», то никаких отдельных вариационных «калибровок R_0» [11], «калибровок модели» [13] по температурам ОСВ выполнять не требуется.

Примененный расчет плотности генерации нефти (через интегральный показатель R, усл. ед.) не является заменяющим расчеты [11, 32, 33] объемной плотности генерации УВ (кг/м^2), выполняе-

мые с использованием параметров нефтематеринской толщи и параметров «макрореактора». Расчет R – это рабочий инструмент для оценок вариантов моделирования геотермического режима нефтематеринских отложений в разрезе скважины (сопоставление по относительному значению параметра).

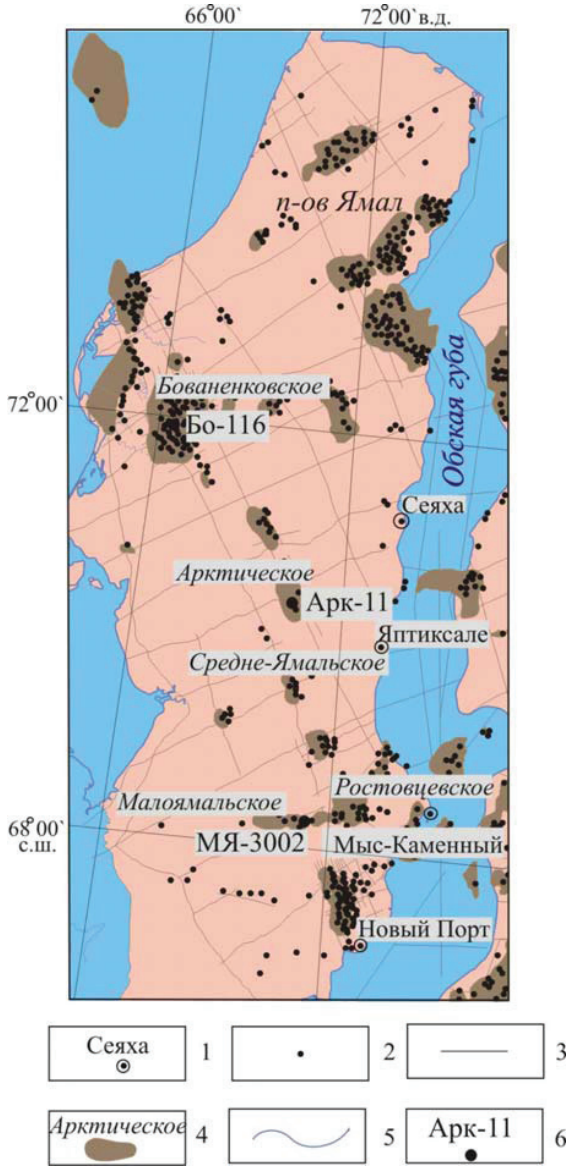


Рисунок. *Обзорная схема территории исследований: 1 – населенный пункт и его название; 2 – поисково-разведочная скважина; 3 – сейсмический профиль работ МОГТ 2D; 4 – контур месторождения и его название (объекты экспериментальных исследований); 5 – гидрография и береговая линия; 6 – моделируемая скважина и ее индекс: МЯ-3002 – Малоямальская 3002; Арк-11 – Арктическая 11, Бо-116 – Бованенковская 116*

Figure. *Review scheme of the studied area: 1 is the locality and its name; 2 is the exploration well; 3 is the seismic profile of works MOGT 2D; 4 is the contour of the field and its name (objects of experimental research); 5 is the hydrography and coastline; 6 is the well simulated and its index: МЯ-3002 – Maloyamalskaya 3002, Арк-11 – Arkticheskaya 11, Бо-116 – Bovanenkovskaya 116*

Объект исследований

Моделирование палеогеотемпературных условий нефтематеринских китербютских отложений выполнено для геолого-геофизических и палеоклиматических условий арктических районов Западной Сибири на площадях глубокого бурения 3-х месторождений углеводородов п-ова Ямал (рисунок). Исследования проведены на месторождениях, расположенных в пределах Нурминского мегавала субмеридионального простирания [34]: Малоямальское, Арктическое и Бованенковское.

Осадочный мезозойско-кайнозойский чехол территории исследования начинает формироваться в ранней юре. Во времена бореальных трансгрессий формируется глинистая толща китербютская (J_1kt), обладающая нефтематеринским потенциалом. К концу волжского века трансгрессия моря расширилась, идет накопление баженовской свиты (J_3+K_1bg), обогащенной органическим веществом (табл. 1).

Начиная с апт-сеномана морской режим господствует до начала эоцена. Раскрытие котловины Арктического бассейна приводит к смене знака вертикальных тектонических движений, и наступает позднеэоценовая регрессия. Анализ мощностей палеоген-неогена [35–37] показывает, что кровля люлинвора (ирбита) могла быть подвергнута денудации. При этом мощность размытого слоя могла достигать 700 м.

Результаты многовариантных палеотектонических и палеотемпературных реконструкций [23] в пределах Малоямальской площади показывают, что накопление шло до середины миоцена (18,5 млн л назад, формирование абросимовской свиты) и за 4 млн л, в раннебищеульское время, отложения абросимовской, туртасской, новомихайловской, атлымской, тавдинской, нюрольской, ирбитской, серовской и тибейсалинской свит (358 м) были размыты. В пределах Арктической площади в раннебищеульское время, за 4 млн л, были размыты отложения абросимовской, туртасской, новомихайловской, атлымской, тавдинской и нюрольской свит (535 м). В пределах Бованенковской площади в раннебищеульское время, за 4 млн л, были размыты отложения абросимовской, туртасской, новомихайловской, атлымской, тавдинской, нюрольской, ирбитской, серовской и тибейсалинской свит (238 м).

Ингрессиям бореального моря в среднем миоцене – раннем плиоцене, с конца бищеульского времени и до конца новопортовского, обязаны накопления осадков толщиной 113–143 м, которые в последующий этап положительных тектонических движений [38], за 1,3 млн л, денудируются. С началом позднего миоцена идет накопление плиоцен-четвертичных озерно-аллювиальных осадков.

В качестве примера параметризации осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющей параметры оптимальной седиментационной и теплофизической модели, приводится скважина Бованенковская 116 (табл. 2).

Таблтца 1. *Характеристика разрезов скважин Малоямальского, Арктического и Бавоненковского месторождений*
Table 1. *Characteristic of well sections of Maloyamalskoye, Arcticheskoye and Bovanenkovskoye fields*

Характеристики Characteristics	Значение/Value Скважина/Well		
	Малоямальская 3002 Maloyamalskaya 3002	Арктическая 11 Arcticheskaya 11	Бавоненковская 116 Bovanenkovskaya 116
Забой, м/Bottom, m	2751	3624	3388
Отложения на забое (свита) Sediments at the bottom (suite)	Китербютская (J1t) Kiterbyutskaya	Левинская (J1lv) Levinskaya	Палеозой Paleozoic
Кровля китербютской свиты (J_1kt), м Roof of the Kiterbyutsk suite (J_1kt), m	2645	3495	3093
Мощность китербютской свиты, м Power of the Kiterbyutsk suite, m	106	39	68
Кровля баженовской свиты (J_3+K_1bg), м Roof of the Bazhenov suite (J_3+K_1bg), m	2219	2792	2522
Мощность баженовской свиты, м Power of the Bazhenov suite, m	21	16	15
Мощность палеогеновых отложений в современном разрезе, м Capacity of the Paleogene deposits in the modern section, m	120	223	35
Мощность неоген-четвертичных отложений в современном разрезе, м Capacity of the Neogene-Quarternary deposits in the modern section, m	260	280	212
Размыв палеоген-неогеновых отложений (14,5–18,5 млн лет назад), м Scour of the Paleogene-Neogene deposits (14,5–18,5 million years ago), m	358	535	238
Размыв неогеновых отложений (4,1–5,4 млн лет назад), м Scour of the Neogene deposits (4,1–5,4 million years ago), m	113	113	143
Мощность вечномерзлых пород в плиоцен-квартере (0,52–0,18 млн лет назад), м Capacity of the permafrost rocks in the Pliocene-Quarternary (0,52–0,18 million years ago), m	600	600	600
Мощность вечномерзлых пород в плиоцен-квартере (0,18–0,0 млн лет назад), м Capacity of permafrost rocks in the Pliocene–Quarternary (0,18–0,0 million years ago), m	300	300	300
Мощность ледникового покрова в неоплейстоцене (0,18–0,13 млн лет назад), м Capacity of glacial cover in the Neo-Pleistocene (0,18–0,13 million years ago), m	500	500	500
Мощность ледникового покрова в неоплейстоцене (0,13–0,05 млн лет назад), м Capacity of glacial cover in the Neo-Pleistocene (0,13–0,05 million years ago), m	1500	1500	1500
Мощность ледникового покрова в неоплейстоцене (0,05–0,015 млн лет назад), м Capacity of glacial cover in the Neo-Pleistocene (0,05–0,015 million years ago), m	500	500	500
Результаты испытаний нижнеюрских пластов (свита; пласт; тип флюида; дебит, м³/сут) Test results of the Early Jurassic layers (suite; layer; fluid type; output, m³/d)	Надояхская; $Ю_{10}$; вода с пленкой нефти; 33 Nadoyakhskaya; Yu_{10}; water with an oil film; 33	Надояхская; $Ю_{10}$; сухо Nadoyakhskaya; Yu_{10}; dry Шараповская; $Ю_{11}$; сухо Sharapovskaya; Yu_{11}; dry Левинская; $Ю_{12}$; сухо Levinskaya; Yu_{12}; dry	Вымская; $Ю_6$; нефть с газом; 2,5 Vymskaya; Yu_6; oil with gas; 2,5 Надояхская; $Ю_{10}$; слабогазонасыщенная Nadoyakhskaya; Yu_{10}; poorly gas-saturated Левинская; $Ю_{12}$; слабогазонасыщенная Levinskaya; Yu_{12} poorly gas-saturated

Окончание табл. 1

Table 1

Характеристики Characteristics	Значение/Value		
	Скважина/Well		
	Малоямальская 3002 Maloyamalskaya 3002	Арктическая 11 Arcticheskaya 11	Бавоненковская 116 Bovanenkovskaya 116
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера, м; температура, °С) Measured reservoir temperatures (suite; measurement depth; temperature, °C)	Малышевская Malyshevskaya; 2312; 67,5 Малышевская Malyshevskaya; 2355; 69 Леонтьевская Leontyevskaya; 2392; 75 Леонтьевская Leontyevskaya; 2552; 76	Надояхская Nadoyakhskaya; 3383; 119 Левинская Levinskaya; 3533; 125 Левинская Levinskaya; 3560; 126	Малышевская Malyshevskaya; 2610; 94 Малышевская Malyshevskaya; 2657; 97 Вымская/Vymskaya; 2795; 103 Надояхская Nadoyakhskaya; 3050; 113 Левинская/Levinskaya; 3235; 120
«Измеренные» температуры по ОСВ (глубина отбора, м; (R^0_{vt}); температура, °С) Measured temperatures by reflective ability of a vitrinit (selection depth; (R^0_{vt}); temperature, °C)	1917; (0,5); 80 1922; (0,51); 81 1937; (0,50); 80 2300;(0,57); 90 2315; (0,57);90 2323; (0,57); 90 2339; (0,58); 91 2373; (0,59); 92 2407; (0,59); 92	2000; (0,65); 100 2500; (0,80); 120	2615; (0,8); 120

Примечание. Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из «Каталога литолого-стратиграфических разбивок» (материалы Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск). ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

Note. Test data of deep wells are studied and consolidated from «The catalog of the litologic-stratigrafic of breakdowns» (materials of Institute of oil and gas geology and geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Science, Novosibirsk). Vitrinit reflectivity values (VRV) are defined in the Laboratory of geochemistry of oil and gas of the Institute of oil and gas geology and geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Novosibirsk).

Таблица 2. *Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Бованенковская 116*

Table 2. *Parametrical description of sedimentation history and thermophysical properties of sedimentary thickness opened by the Bovanenkovskaya 116 well*

Свита, толща (стратиграфия) Suite, strata (stratigraphy)	Мощность, м Thickness, m	Возраст, млн л назад Age, million years ago	Время накопления, млн л Accumulation time, million years	Плотность, г/см³ Density, g/cm³	Теплопроводность, Вт/м·град Thermal conductivity, W/m·deg	Температуропроводность, м²/с Heat diffusivity, m²/s	Тепловыделение, Вт/м³ Heat generation, W/m³
Неоплейстоцен Neo-Pleistocene 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 Quarter+Pliocene	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} Novoportovskaya	80	5,4–8,4	3	2,08	1,33	7e-007	1,2e-006
Таволжанская N_1 Tavolzhanskaya	25	8,4–12,5	4,1	2,08	1,33	7e-007	1,2e-006

Продолжение табл. 2.

Table 2

Свита, толща (стратиграфия) Suite, strata (stratigraphy)	Мощность, м Thickness, m	Возраст, млн л назад Age, million years ago	Время накопления, млн л Accumulation time, million years	Плотность, г/см³ Density, g/cm³	Теплопроводность, Вт/м·град Thermal conductivity, W/m·deg	Температуропроводность, м²/с Heat diffusivity, m²/s	Тепловыделение, Вт/м³ Heat generation, W/m³
Бищеульская *bsch* N_1 Bishcheulskaya	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 Abrosimovskaya	10	18,5–23,0	4,5	2,08	1,33	7e-007	1,2e-006
Туртасская *tur* P_3 Turtasskaya	20	23,0–28,0	5	2,08	1,33	7e-007	1,2e-006
Новомихайловская *nvm* P_3 Novomikhaylovskaya	15	28,0–30,0	2	2,08	1,33	7e-007	1,2e-006
Атлымская *atl* P_3 Atlymskaya	37	30,0–34,0	4	2,08	1,33	7e-007	1,2e-006
Тавдинская *tv* P_2 Tavdinskaya	50	34,0–42,6	8,6	2,08	1,33	7e-007	1,2e-006
Нюрольская *nl* P_2 Nyurolskaya	37	42,6–50,4	7,8	2,08	1,33	7e-007	1,2e-006
Ирбитская P_2ir Irbitskaya	5	50,4–55,0	4,6	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Серовская P_1sr Serovskaya	20	55,0–58,0	3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Тибейсалинская P_1tb Tibeysalinskaya	44	58,0–63,7	5,7	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская K_2+P_1gn Gankinskaya	35	63,7–73,0	9,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Березовская K_2b Berezovskaya	279	73,0–89,0	16	2,15	1,41	7,5e-007	1,25e-006
Кузнецовская K_2kz Kuznetsovskaya	37	89,0–92,0	3	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Марресалинская K_2–K_1mr Marresalinskaya	523	92,0–102,0	10	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Яронгская K_1jar Yarongskaya	168	102–108,5	6,5	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Танопчинская K_1tn Tanopchinskaya	746	108,5–133,2	24,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Ахская K_1ah Akhskaya	522	133,2–142,7	9,5	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская J_3+K_1bg Bazhenovskaya	15	142,7–149,3	6,6	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Абалакская *nr* J_2 Abalakskaya	83	149,3–161,7	12,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Малышевская J_2ml Malyshevskaya	84	161,7–171,0	9,3	2,45	1,63	8e-007	1,3e-006
Леонтьевская J_2ln Leontyevskaya	90	171,0–173,0	2	2,47	1,65	8e-007	1,3e-006
Вымская *vm* J_2 Vymskaya	143	173,0–175,0	2	2,45	1,63	8e-007	1,3e-006
Лайдинская *ld* J_2 Laidinskaya	83	175,0–177,0	2	2,47	1,65	8e-007	1,3e-006
Надояхская *nd* J_2+J_1 Nadoyakhskaya	73	177,0–182,5	5,5	2,45	1,63	8e-007	1,3e-006

Окончание табл. 2.

Table 2

Свита, толща (стратиграфия) Suite, strata (stratigraphy)	Мощность, м Thickness, m	Возраст, млн л назад Age, million years ago	Время накопления, млн л Accumulation time, million years	Плотность, г/см^3 Density, g/cm^3	Теплопроводность, Вт/м·град Thermal conductivity, W/m·deg	Температуропроводность, м^2/с Heat diffusivity, m^2/s	Тепловыделение, Вт/м^3 Heat generation, W/m^3
Китербютская *kt* J_1 Kiterbutskaya	68	182,5–184,0	1,5	2,47	1,65	8e-007	1,3e-006
Шараповская *shr*J_1 Sharapovskaya	85	184,0–186,0	2	2,45	1,63	8e-007	1,3e-006
Левинская *lv* J_1 Levinskaya	111	186,0–186,70	0,7	2,47	1,65	8e-007	1,3e-006
Зимняя *zm* J_1 Zimnyaya	13	186,7–200,2	13,5	2,45	1,63	8e-007	1,3e-006
Мощность разреза, м Power section, m	3370						

Примечание. Коричневой заливкой показаны времена накопления нефтематеринских баженовской и китербютских свит и их параметрическое описание. Серой показаны размывы палеоген-неогеновых отложений. Синей заливкой показаны времена формирования, существования и деградации толщи мерзлоты, светло-синей – времена формирования, существования и деградации толщи ледников.

Note. Accumulation time of Bazhenov and Kiterbutsk petromaternal suites and its parametric description are filled with brown. Erosion of the Paleogene-Neogene deposits is filled with grey. Times of formation, existence and degradation of the permafrost thickness are filled with blue. Times of formation, existence and degradation of glaciers thickness is filled with dark blue.

Реконструкции геотермического режима китербютской свиты

В работах [15, 16] выполнен анализ влияния палеоклиматических факторов на результаты палеотектонических и палеотемпературных реконструкций осадочного разреза, включающего *верхнеюрскую баженовскую свиту*, для глубоких скважин Ростовцевского, Средне-Ямальского и Арктического месторождений. В настоящей статье выполняется детальный анализ влияния полного комплекса палеоклиматических факторов (мезозойско-кайнозойского векового хода температур на поверхности Земли, векового хода мощностей неоплейстоценовой мерзлоты и векового хода мощностей позднечетвертичных ледниковых покровов) на геотермический режим *нижнеюрской китербютской свиты*, на примере скважины Бованенковская 116, с последующим сводным анализом по скважинам Малоямальского, Арктического и Бованенковского месторождений (рисунок).

Количественное определение влияния палеоклимата на расчетный геотермический режим и на оценку степени реализации генерационного потенциала материнских китербютских отложений выполняется на основе анализа вариабельности результатов пяти вариантов палеотемпературных реконструкций. *Вариант 1* – без учета факторов палеоклимата. *Вариант 2* – учет «стандартного» векового хода температур [13, 39], без учета неоплейстоценовой мерзлоты и ледников. *Вариант 3* – учет «арктического» векового хода температур [15], без учета неоплейстоценовой мерзлоты и ледников. *Вариант 4* – учет «арктического» векового хода температур, учет динамики неоплейстоценовой мерзлоты [15], без учета ледников. *Вариант 5* – учет «арктического» векового хода температур, учет динамики неоплейстоценовой мерзлоты и динамики ледников [16].

Анализ расчетных значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза (табл. 3) показывает следующее. В вариантах *1*, *3*,

Примечание. Вариант 1 – без учета факторов палеоклимата. Вариант 2 – учет «стандартного» векового хода температур, без учета неоплейстоценовой мерзлоты и ледников. Вариант 3 – учет «арктического» векового хода температур, без учета мерзлоты и ледников. Вариант 4 – учет «арктического» векового хода температур и динамики неоплейстоценовой мерзлоты. Вариант 5 – учет «арктического» векового хода температур, динамики неоплейстоценовой мерзлоты и ледникового покрова. Коричневой заливкой показаны температуры главной фазы нефтеобразования (ГФН), темно-коричневой заливкой – палеотемпературный максимум ГФН. Серой заливкой обозначены времена размыва палеоген-неогеновых отложений

Note. Variant 1 – excluding paleoclimate factors. Variant 2 – considering «standard» secular variation of temperatures, without Neo-Pleistocene permafrost and glaciers. Variant 3 – considering «arctic» secular variation of temperatures, without permafrost and glaciers. Variant 4 – considering «arctic» secular variation of temperatures and dynamics of Neo-Pleistocene permafrost. Variant 5 – considering «arctic» secular variation of temperatures and dynamics of Neo-Pleistocene permafrost and the glacial cover. The temperatures of the major oil generation zone (MOGZ) is filled with brown, the paleotemperature maxima MOGZ is filled with dark-brown, the times of Paleogene-Neogene sediment erosion is filled with grey.

Таблица 3. *Расчетные геотемпературы китербютской свиты в разрезе скважины Бованенковская 116*

Table 3. *Calculated geotemperatures of the Kiterbyutsk suite in the well section Bovanenkovskaya 116*

Время, млн л назад Time, million years ago	«Стандартный» ход, °С «Standard» century course, °С	«Арктический» ход, °С The «Arctic» secular variation, °С	Мощность мерзлых пород, м Capacity of permafrost rocks, m	Мощность ледника, м Capacity of glaciers, m	Глубина положения китербютской свиты, м Basement depth of Kiterbyutsk suite h, m	Геотемпературы китербютской свиты, °С Geotemperatures of Kiterbyutsk suite, °С					
						Вариант/Variant				5	
						1	2	3	4	Геотемпературы Geotemperatures	Глубина положения китербютской свиты, м (учет ледникового покрова) Basement depth of Kiterbyutsk suite, m (taking into account a glacial cover)
0	0	−4	300	–	3127	118	116	116	115	115	3111
0,015	−2	−10	300	–	3126	118	116	115	115	114	3110
0,02	−3	−8	300	500	3126	118	115	115	115	113	3610
0,030	−4	−5	300	500	3125	118	115	116	114	113	3609
0,04	−2	−6	300	500	3125	118	115	115	114	112	4109
0,050	−1	−7	300	1500	3125	118	116	116	114	111	4608
0,070	−4	−4	300	1500	3123	118	116	115	113	109	4609
0,110	−4	−5	300	1500	3121	118	116	115	112	107	4609
0,120	−2	−6	300	1500	3121	118	116	114	111	107	4609
0,130	−1	−7	300	500	3120	118	116	114	111	106	3609
0,150	−4	−6	300	500	3119	118	117	114	111	106	3608
0,177	−6	−7	300	500	3118	118	116	114	122	106	3607
0,1820	−6	−7	300	–	3118	118	116	114	119	106	3108
0,1826	−7	−7	600	–	3118	118	116	114	112	106	3087
0,200	−7	−8	600	–	3117	118	117	114	111	106	3107
0,240	−10	−9	600	–	3115	118	117	113	111	106	3107
0,5167	−6	−10	600	–	3100	114	118	112	119	114	3089
0,5197	−5	−11	–	–	3100	117	118	112	126	114	2907
0,520	−5	−11	–	–	3100	117	118	112	118	114	3127
1,8	−3	−13	–	–	3034	114	116	109	115	110	3051
3,2	−2	+5	–	–	2962	111	113	120	126	121	2968
4,1	+3	+4	–	–	2915	110	113	119	125	120	2915
4,9	+5	+4	–	–	3003	113	116	121	127	123	3003
5,4	+5	+4	–	–	3058	115	119	124	130	125	3058
8,4	+9	+5	–	–	2978	112	117	118	127	122	2978
10	+9	+6	–	–	2968	111	117	122	127	123	2968
12,5	+10	+6	–	–	2953	110	118	121	127	122	2953
14,5	+10	+6	–	–	2915	110	118	121	126	122	2915
18,5	+11	+7	–	–	3153	120	127	132	138	133	3153
23	+4	+8	–	–	3143	119	122	132	138	133	3143
28	+8	+8	–	–	3123	118	124	131	137	132	3123
30	+10	+9	–	–	3108	117	125	131	137	132	3108
34	+11	+9	–	–	3071	116	126	130	136	131	3071
35	+14	+9	–	–	3065	116	128	130	135	130	3065
42,6	+20	+12	–	–	3021	114	133	131	136	131	3021
50	+21	+15	–	–	2986	112	132	132	137	132	2986
50,4	+21	+15	–	–	2984	112	132	132	137	132	2984
55	+21	+15	–	–	2979	112	131	132	137	133	2979
58	+20	+16	–	–	2959	111	130	132	136	132	2959
63,7	+19	+16	–	–	2915	109	127	130	135	130	2915
70	+19	+16	–	–	2891	108	126	128	134	129	2891
73	+19	+15	–	–	2880	107	126	127	133	128	2880
85	+19	+13	–	–	2671	98	117	116	121	116	2671
89	+20	+13	–	–	2601	95	115	113	118	114	2601
92	+20	+13	–	–	2564	94	113	111	116	112	2564
100	+22	+15	–	–	2146	77	98	95	99	96	2146
102	+22	+15	–	–	2041	73	94	91	95	92	2041
108,5	+22	+15	–	–	1873	67	87	85	88	85	1873
120	+22	+16	–	–	1526	54	75	72	75	73	1526
134	+21	+15	–	–	1083	34	59	55	57	55	1083
135	+22	+15	–	–	1028	32	57	52	55	53	1028
142,5	+22	+15	–	–	616	22	44	38	39	38	616
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м² Estimation heat flow from the basement, mW/m²						57	56	59	62	60	

4 и *5* тепловой поток увеличивается на 1–3–6–4 мВт/м² по отношению к расчетному значению теплового потока *варианта 2* – 56 мВт/м².

Анализ термической истории тогурской 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*, *4* и *5* (с учетом факторов палеоклимата) китербютская свита имеет «богатые» термические истории ГФН. Главные фазы нефтеобразования этих вариантов имеют разные значения абсолютных максимумов палеотемператур.

В *варианте 4* присутствие толщи вечномерзлых пород, обладающих высокими значениями теплопроводности и температуропроводности, приводит к максимальным расчетным значениям плотности теплового потока, что, в свою очередь, приводит к наибольшей продолжительности ГФН, увеличивает расчетные геотемпературы материнских отложений до максимальных значений.

Отметим, что доучет ледникового покрова (*вариант 5*) мало повлиял и на величину расчетного значения плотности теплового потока из основания, и на интенсивность и продолжительность ГФН.

Сопоставление расчетных и «наблюденных» геотемператур для 3-х скважин приведено в табл. 4. Так как «наблюденные» (измеренные) температуры (включая определенные по ОСВ) имеют погрешность порядка ±2 °С, то *варианты 1* и

Табл. 4. *Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур китербютской свиты в скважинах Малоямальского, Арктического и Бованенковского месторождений*

Table 4. *Comparison of the measured and calculated geotemperatures of the Kiterbyutsk suite in the wells of Low-Yamal, Arctic and Bovanenkovsk fields*

Глубина, м Depth, m	Измеренные температуры, °С Measured temperatures, °С	Способ измерения Measurement method	Вариант/Variant									
			1		2		3		4		5	
			Значение Value	Разница Discrepancy	Значение Value	Разница Discrepancy	Значение Value	Разница Discrepancy	Значение Value	Разница Discrepancy	Значение Value	Разница Discrepancy
Скважина Малоямальская 3002/Maloyamalskaya 3002 well												
2312	67,5	пластовые/in-place	81	+14	74	+6	72	+4	68	0	73	+5
2355	69	пластовые/in-place	83	+14	81	+12	73	+4	69	0	74	+5
2391	75	пластовые/in-place	84	+9	76	+1	74	−1	70	−5	75	0
2552	76	пластовые/in-place	89	+13	81	+5	79	+3	75	−1	80	+4
1917	80	по ОСВ/on OSV	73	−7	76	−4	77	−3	79	−1	77	−3
1922	81	по ОСВ/on OSV	73	−8	76	−5	77	−4	79	−2	77	−4
1937	81	по ОСВ/on OSV	73	−8	77	−4	78	−3	79	−2	78	−3
2300	90	по ОСВ/on OSV	85	−5	87	−3	89	−1	91	+1	89	−1
2315	90	по ОСВ/on OSV	85	−5	88	−2	90	0	91	+1	89	−1
2323	90	по ОСВ/on OSV	86	−4	88	−2	90	0	92	+2	89	−1
2339	91	по ОСВ/on OSV	86	−5	89	−2	90	−1	92	+1	90	−1
2339	92	по ОСВ/on OSV	87	−5	89	−3	91	−1	93	+1	91	−1
2407	92	по ОСВ/on OSV	88	−4	91	−1	92	0	94	+2	92	0
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С Mean squared error («residual»), °С			±9		±5		±3		±2		±3	
Скважина Арктическая 11/Arcticheskaya 11 well												
2000	100	по ОСВ/on OSV	91	−9	97	−3	99	−1	102	+2	100	0
2500	120	по ОСВ/on OSV	109	−11	115	−5	117	−3	121	+1	119	−1
3533	125	пластовые/in-place	133	+8	128	+3	126	+1	124	−1	126	+1
3560	126	пластовые/in-place	133	+7	129	+3	127	+1	124	−1	126	0
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С Mean squared error («residual»), °С			±9		±4		±2		±1		±1	
Скважина Бованенковская 116/ Bovanenkovskaya 116 well												
2610	94	пластовые/in-place	100	+6	98	+4	97	+3	96	+2	97	+3
2657	97	пластовые/in-place	102	+5	100	+3	99	+2	97	0	99	+2
2795	103	пластовые/in-place	107	+4	105	+2	104	+1	103	0	104	+1
3050	113	пластовые/in-place	116	+3	114	+1	113	0	112	−1	113	0
2615	120	по ОСВ/on OSV	102	−18	110	−10	113	−7	119	−1	115	−5
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С Mean squared error («residual»), °С			±9		±5		±4		±1		±3	

Примечание. Коричневой заливкой показаны варианты оптимальные (приемлемые) по критерию «невязки».

Note. The optimal variants (accepted) by «residual» criterion are filled with brown.

2 решений *нельзя признать приемлемыми*. В этих вариантах «невязки» превышают оптимальное значение в 2 раза и много больше, а в *варианте 1* разница с пластовыми температурами и с температурами по ОСВ достигает 14 и 18 °С.

В случае учета палеоклимата (*варианты 3*, *4 и 5*) как «невязки» для пластовых температур, так и сходимость с «максимальным палеотермометром» оптимальны и примерно равноценны. Несколько иные результаты получены для скважины Бованенковская 116. Здесь оптимальным (приемлемым) можно признать, пожалуй, только *вариант 4*.

Табл. 5. *Расчет интегрального показателя R, дающего экспресс-оценку плотности генерации китербютских нефтей*

Table 5. *Calculation of the integrated indicator R giving the express assessment of generation density of Kiterbyutsk oil*

Вариант палеотемпературного моделирования Variant of paleo temperature modeling	Экспресс-расчет плотности генерации (*R*), усл. ед Express calculation of generation density (*R*), cu.	Период работы палеоочага млн л назад Work period of the paleohearth, million years ago	Время работы палеоочага, млн л Lifetime of the paleohearth, million years	Расчетная плотность теплового потока из основания осадочного разреза, мВт/м² Settlement heat flow density from the basis of the sedimentary section, mW/m²	Максимальные геотемпературы палеоочага генерации нефти, °С Maximum geotemperatures of oil generation paleohearth, °С
Скважина Малоямальская 3002/Maloyamalskaya 3002 well					
1	13	28,0–18,5	9,5	52	97
2	48	63,7–18,5	45,2	48	102
3	48	63,7–18,5	45,2	50	101
4	49	63,7–18,5	45,2	51	102
5	48	63,7–18,5	45,2	49	100
Скважина Арктическая 11/Arcticheskaya 11 well					
1	107	92,0–0	92,0	56	140
2	128	102,0–0	102,0	54	145
3	127	100,0–0	100,0	56	149
4	132	102,0–0	102,0	58	154
5	131	102,0–0	102,0	58	152
Скважина Бованенковская 116/Bovanenkovskaya 116 well					
1	98	89,0–0	89,0	57	120
2	122	100,0–0	100,0	56	127
3	123	100,0–0	100,0	59	132
4	128	100,0–0	100,0	62	138
5	116	92,0–0	92,0	60	133

Примечание. Коричневой заливкой показаны варианты оптимальные (приемлемые) по критерию «невязки».

Note. The optimal variants (accepted) by «residual» criterion are filled with brown.

Расчет интегрального показателя R (табл. 5) – экспресс-расчет плотности генерации *китербютских нефтей* – дает максимальное или несколько большее значение для *варианта 4*, наиболее приемлемого по критерию «невязки». Максимальный расчетный эффект достигается по причине большого времени нахождения материнской свиты в ГЗН и наибольших геотемператур ГЗН. В этом варианте, помимо учета «арктического» векового хода температур на дневной поверхности, учтена динамика неоплейстоценовой мерзлоты. Максимальные значения примерно те же, что и в *варианте 3*, в котором учтен только один фактор палеоклимата – вековой ход температур, но на 30 % и до 3 раз больше, чем в *варианте 1*, в котором не учтен ни один фактор палеоклимата.

Достоверность результатов палеотемпературного моделирования, выполненного на Малоямальской, Арктической и Бованенковской площадях, подтверждается хорошей согласованностью полученных *расчетных* значений плотности теплового потока (51–58–62 мВт/м²) с *экспериментальными* определениями плотности теплового потока для п-ва Ямал: 47–58 мВт/м², при установленной закономерности увеличения плотности теплового потока в северо-западном направлении [40].

Как было отмечено выше, китербютская свита является источником формирования залежей УВ в ловушках нижнеюрского и, возможно, доюрского НГК. В этой связи важно оценить *согласованность очагов интенсивной генерации китербютских нефтей*, выделенных по геотемпературному критерию в разрезах скважин, *с результатами испытаний* нижнеюрских пластов (табл. 1).

На Малоямальской площади китербютская свита находилась в ГЗН с ганькинского времени (порядка 65 млн л назад) до основного размыва в неогене (18 млн л назад) (табл. 5). И, действительно, скважина Малоямальская 3002 вскрыла нижнеюрский пласт $Ю_{10}$ с признаками нефтеносности.

На Арктической площади китербютская свита находится в ГЗН с марресалинского времени (порядка 100 млн л назад). А в период с 50 млн л назад до основного размыва в неогене свита входила в нижнюю зону газообразования (НЗГ), прогреваясь до 154 °С (табл. 5). Но, к сожалению, в нижнеюрских пластах $Ю_{10}$ и $Ю_{11}$, вскрытых скважиной Арктическая 11, притоков флюида не получено – «сухо».

На Бованенковской площади китербютская свита находится в ГЗН с марресалинского времени (порядка 100 млн л назад). А в течении порядка 15 млн л, до основного размыва в неогене, свита вплотную приближалась к НЗГ, прогреваясь до 133 °С (табл. 3, 5). И, действительно, скважина Бованенковская 116 вскрыла нефтегазонасыщенные пласты $Ю_6$, $Ю_{10}$ и $Ю_{12}$.

Выводы

1. На представительных мезозойского-кайнозойских разрезах Малоямальского, Арктического и Бованенковского месторождений, расположенных в южном, центральном и северном районах п-ва Ямал, установлено, что неучет инди-

видуальных для региона «арктического» векового хода температур на поверхности Земли и толщи неоплейстоценовой мерзлоты не позволяет адекватно восстановить термическую историю нефтематеринских нижнеюрских китербютских отложений. Учет «арктического» векового хода температур, неоплейстоценовой мерзлоты позволяет корректно восстановить термическую историю китербютских отложений.

2. Учет палеоклимата обусловливает увеличение расчетного палеотемпературного максимума в истории китербютских отложений на площадях п-ва Ямал на 5–18 °С, обусловливает наиболее точную термическую историю материнских отложений, а следовательно, обеспечивает наибольшую расчетную плотность генерации китербютских нефтей.
3. Полученные результаты по оценке роли позднечетвертичных ледниковых покровов (в районе п-ва Ямал) позволяют отметить несущественное влияние ледникового покрова на термический режим материнских китербютских отложений, имеющий ключевое значение для процессов генерации УВ.
4. Достоверность результатов палеотемпературного моделирования уверенно контролируется классическим геофизическим критерием «невязки», сопоставлением с экспериментальными данными о тепловом потоке на территории исследований, согласованностью с данными бурения и испытания скважин.
5. При определении ресурсов УВ объёмно-генетическим методом на землях арктического региона Западной Сибири рекомендуется применять «арктический» вековой ход температур и учитывать динамику толщи неоплейстоценовой мерзлоты мощностью 300–600 м. В случае неучета толщ многолетней мерзлоты и палеоклиматического хода температур расчетные ресурсы УВ могут быть занижены от 30 % до 3-х раз.
6. 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 [15, 16].

Статья подготовлена при частичной финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16–35–00080 мол_а.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Особенности геологического строения зоны сочленения Карского моря и Гыданского полуострова и прогноз ее нефтегазоносности / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, М.О. Кочергин, И.И. Нестеров (мл.), Д.А. Огнев // Горные ведомости. – 2010. – № 10. – С. 6–18.
2. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic–cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling) / A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein, N.A. Malyshev, P.I. Safronov, S.A. Gus'kov S.A., S.V. Ershov, V.A. Kazanenkov, N.S. Kim, V.A. Kontorovich, E.A. Kostyreva, V.N. Melenevsky, V.R. Livshits, A.A. Polyakov, M.B. Skvortsov // Russian Geology and Geophysics. – 2013. – V. 54. – № 8. – P. 1179–1226.
3. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis // AAPG Bull. – 1974. – V. 58. – P. 2516–2521.
4. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria / S.O. Akande, O.J. Ojo, B.D. Erdtmann, M. Hetenyi // The Pacific Journal of Science and Technology. – 2009. – V. 10. – P. 614–628.
5. Galushkin Y.I., Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Numerical modeling of the organic matter transformation in the sedimentary rocks of the northeastern Sakhalin shelf // Oceanology. – 2011. – V. 51. – № 3. – P. 491–501.
6. Kosakowski P., Wrobel M., Krzywiec P. Modelling hydrocarbon generation in the Palaeozoic and Mesozoic successions in the Poland West Ukraine // J. Petroleum Geol. Sci. Press Ltd. – 2013. – V. 36. – № 2. – P. 139–162.
7. Maturity and petroleum systems modelling in the offshore Zambezi delta depression and Angoche basin, Northern Mozambique / E.S. Mahanjane, D. Franke, R. Lutz, J. Winsemann, A. Ehrhardt, K. Berglar, C. Reichert // J. Petroleum Geol. Sci. Press Ltd. – 2014. – V. 37. – № 4. – P. 329–348.
8. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. 55. – P. 1418–1428.
9. Razvozzhaeva E.P., Prokhorova P.N., Lapkovskii V.V. Numerical Modeling of the Tectonic and Thermal History of the Kyndal Graben of the Bureya Basin (Far East of Russia) // Russian Journal of Pacific Geology. – 2017. – V. 11. – № 3. – P. 205–222.
10. Kurchikov A.R. The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia // Russian Geology and Geophysics. – 2001. – V. 42. – № 11–12. – P. 678–689.
11. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.
12. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна / П.И. Сафронов, С.В. Ершов, Н.С. Ким, А.Н. Фомин // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 48–55.
13. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
14. Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: an Example from the Russian Artic / S. Nelskamp, T. Donders, J.-D. van Wess, O. Abbink // ROGTEC. – 2014. – № 18. – P. 26–35.
15. Искоркина А.А. Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 8. – С. 59–73.
16. Комплексная оценка палеоклиматических факторов реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктических районов Западной Сибири / В.И. Исаев, А.А. Искоркина, В.Ю. Косыгин, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, А.Н. Фомин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 13–28.
17. Богоявленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. – 2012. – № 3 (7). – С. 92–103.
18. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin / A.E. Kontorovich,

A.N. Fomin, V.O. Krasavchikov, A.V. Istomin // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – V. 50. – № 11. – P. 917–929.
19. 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. – P. 523–536.
20. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data / R.Yu. Gulenok, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, G.A. Lobova, V.I. Starostenko // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – V. 5. – № 4. – P. 273–287.
21. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины / Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова, В.И. Исаев, В.И. Старостенко // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
22. Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurol`ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – V. 47. – № 6. – P. 734–745.
23. Тектоно-седиментационная интерпретация данных геотермии при выявлении и оценке позднеэоценовой эрозии на арктических месторождениях углеводородов (п-ва Ямал) / В.И. Исаев, В.И. Старостенко, Г.А. Лобова, А.Н. Фомин, А.К. Исагалиева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 19–31.
24. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
25. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. – 228 с.
26. Strakhov V.N., Golizdra G.Ya., Starostenko V.I. Theory and practice of interpreting potential fields: Evolution in the 20th century // Izvestiya – Physics of the Solid Earth. – 2000. – V. 36. – № 9. – P. 742–762.
27. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – V. 7. – № 2. – P. 92–106.
28. Исследования баженовской свиты с применением непрерывного профилирования тепловых свойств на керне / Ю.А. Попов, Е.Ю. Попов, Е.М. Чехонин, А.В. Габова, Р.А. Ромушкевич, М.Ю. Спасенных, Д.Е. Заграновская // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 22–27.
29. Zubkov M.Yu. The reservoir potential of the Bazhenov Formation: regional prediction // Russian Geology and Geophysics. – 2017. – V. 58. – № 3–4. – P. 410–415.
30. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А.Д. Дучков, Ю.И. Галушкин, Л.В. Смирнов, Л.С. Соколова // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 51–60.
31. McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins // Earth and Planet. Sci. Lett. – 1978. – V. 40. – P. 25–32.
32. Tissot B. 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. – P. 183–202.
33. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–104.
34. Tectonic evolution of the Arctic onshore and offshore regions of the West Siberian petroleum province / V.A. Kontorovich, D.V. Ayunova, I.A. Gubin, A.Y. Kalinin, L.M. Kalinina, A.E. Kontorovich, N.A. Malyshev, M.B. Skvortsov, M.V. Solovev, E.S. Surikova // Russian Geology and Geophysics. – 2017. – V. 58. – № 3–4. – P. 343–361.
35. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кн. 9: Кайнозой Западной Сибири / под ред. В.С. Волковой. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 246 с.
36. Volkova V.S. Paleogene and neogene stratigraphy and paleotemperature trend of West Siberia (from palynological data) // Russian Geology and Geophysics. – 2011. – V. 52. – № 7. – P. 709–716.
37. Базы данных Государственных геологических карт ВСЕГЕИ. Карта дочетвертичных образований R (40)-41, R-43, 44(45). URL: http://www.vsegei.ru/ru/info/georesource/ (дата обращения 13.09.2017).
38. Черданцев С.Г., Огнев Д.А., Кириченко Н.В. Неотектоника Севера Западно-Сибирского региона // Горные ведомости. – 2013. – № 8. – С. 64–73.
39. Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. – 2006. – № 3. – С. 101–120.
40. Геотермия арктических морей / М.Д. Хуторской, В.Р. Ахмедзянов, А.В. Ермаков, Ю.Г. Леонов, Л.В. Подгорных, Б.Г. Поляк, Е.А. Сухих, Л.А. Цыбуля. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.

Поступила 15.11.2017 г.

Информация об авторах

Искоркина А.А., кандидат геолого-минералогических наук, ассистент отделения геологии Национального исследовательского томского политехнического университета.

Прохорова П.Н., аспирант отделения геологии Национального исследовательского томского политехнического университета.

Стоцкий В.В., аспирант, ассистент отделения геологии Национального исследовательского томского политехнического университета.

Фомин А.Н., доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

UDC 553.98(571)

RECONSTRUCTIONS OF GEOTHERMAL MODE OF THE PETROMATERNAL KITERBUTSK SUITE OF THE ARCTIC REGION IN WESTERN SIBERIA TAKING INTO ACCOUNT THE INFLUENCE OF PALEOCLIMATE

Albina A. Iskorkina[1],
iskorkina.a@mail.ru

Polina N. Prokhorova[1],
prokhorova.polina1988@gmail.com

Vitaly V. Stoskiy[1],
Stotskiy_VV@sibmail.com

Aleksandr N. Fomin[2],
fominan@ipgg.sbras.ru

[1] National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

[2] Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk SB RAS,
3, Ac. Koptueg Avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance. *The Arctic regions of Western Siberia became a priority area of research and exploration. They have the unique paleoclimate features, the inversion sedimentation in Paleogene-Neogene and the considerable variations of petromaternal deposit characteristics. This causes the necessity to improve schemes and determine parameters of quantitative assessment of hydrocarbon resources by volume-genetic method based on geotemperature mode paleoreconstructions of petromaternal deposit.*
The main aim *of the research is to identify and estimate the impact of paleoclimate factors – temperature secular variation of the Earth surface and Neo-Pleistocene permafrost thicknesses, glacial covers – on the settlement geothermal mode of the petromaternal Early Jurassic Kiterbutsk suite.*
Object: *Kiterbutsk deposit of Mesozoic and Cenozoic sections opened by deep wells on areas of Maloyamalskoye, Arkticheskoye and Bovanenkovskoye fields (Yamal peninsula).*
Method of the research *is based on the original computer paleotemperature modeling considering the parameters of sedimentation history and the history of thermophysical properties of sedimentary thickness, including permafrost rocks and glaciers, and not demanding aprioristic data on the origin and quantity of deep heat flow.*
Research results *of the representative Mesozoic-Cenozoic sections of the fields located in southern, central and northern regions of Yamal peninsula, allowed drawing the conclusions and making recommendations. Consideration of the paleoclimate causes the most accurate thermal history of maternal deposits, increase in 5–18 °C the calculated paleotemperature maximum in the history of Kiterbutsk deposit. The authors recommend to apply the unique for the area «arctic» secular temperature variation and take into account the dynamics of permafrost Neo-Pleistocene strata about of 300–600 meters in determining the kiterbutsk petroleum resources by volumetric-genetic method on the territory of Arctic region. The authors noted insufficient influence of glacial cover on thermal mode reconstruction. When neglecting the permafrost and paleoclimate secular temperatures variation the calculated hydrocarbon resources may be undervalued from 30 percent to triple. The reliability of conclusions is confidently controlled by the geophysical «residual» criterion, comparing with experimental heat flow data of the studied area and consistency with data of drilling and testing wells.*

Key words:
Paleoclimate, geotemperature mode, petromaternal Kiterbutsk deposits, resources, Yamal Peninsula.

The research was partially financially supported by the RFBR within the scientific project no. 16–35–00080 мол_а.

REFERENCES

1. Bochkarev V.S., Brehuncov A.M., Kochergin M.O., Nesterov I.I. (Jr.), Ognev D.A. Features of a geological structure of a zone of a joint of the Kara Sea and Gydan Peninsula and forecast of its oil-and-gas potential. *Mountain sheets*, 2010, no. 10, pp. 6–18. In Rus.
2. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.
3. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis. *AAPG Bull*, 1974, vol. 58, pp. 2516–2521.
4. Akande S.O., Ojo O.J., Erdtmann B.D., Hetenyi M. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria. *The Pacific Journal of Science and Technology*, 2009, vol. 10, pp. 614–628.
5. Galushkin Y.I., Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Numerical modeling of the organic matter transformation in the sedimentary rocks of the northeastern Sakhalin shelf. *Oceanology*, 2011, vol. 51, no. 3, pp. 491–501.
6. Kosakowski P., Wrobel M., Krzywiec P. Modelling hydrocarbon generation in the Palaeozoic and Mesozoic successions in the Po-

land West Ukraine. *J. Petroleum Geol. Sci. Press Ltd*, 2013, vol. 36, no. 2, pp. 139–162.
7. Mahanjane E.S., Franke D., Lutz R., Winsemann J., Ehrhardt A. Berglar K., Reichert C. Maturity and petroleum systems modelling in the offshore Zambezi delta depression and Angoche basin, Northern Mozambique. *J. Petroleum Geol. Sci. Press Ltd*, 2014, vol. 37, no. 4, pp. 329–348.
8. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, v. 55, pp. 1418–1428.
9. Razvozzhaeva E.P., Prokhorova P.N., Lapkovskii V.V. Numerical Modeling of the Tectonic and Thermal History of the Kyndal Graben of the Bureya Basin (Far East of Russia). *Russian Journal of Pacific Geology*, 2017, vol. 11, no. 3, pp. 205–222.
10. Kurchikov A.R. The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 678–689.
11. Hantschel T., Kauerauf A.I. *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Heidelberg, Springer, 2009. 476 p.
12. Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. Modeling of processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and cretaceous complexes of the Yenisei-Khatanga basin. *Oil and gas geology*, 2011, no. 5, pp. 48–55. In Rus.
13. Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modeling decantation basins and assessment of their petroleum potential]. Moscow, Nauchny mir Publ., 2007. 456 p.
14. Nelskamp S., Donders T., van Wess J.-D., Abbink O. Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: An Exaple from the Russian Artic. *ROGTEC*, 2014, no. 18, pp. 26–35.
15. Iskorkina A.A. Paleoclimate factors of reconstruction of thermal history of the petromaternal Bazhenov suite of the Arctic region of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 8, pp. 59–73. In Rus.
16. Isaev V.I., Iskorkina A.A., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Osipova E.N., Fomin A.N. Complex assessment of paleoclimatic factors of reconstruction of thermal history of the petromaternal Bazhenov suite of the Arctic districts of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 1, pp. 13–28.
17. Bogoyavlensky V.I., Polyakova I.D. Petroleum potential of the great depths of the South Kara region. *Arctic: ecology and economy*, 2012, no. 3 (7), pp. 92–103. In Rus.
18. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 11, pp. 917–929.
19. Isaev V.I., Volkova N.A., Nim T.V. Solution of direct invers sedimentation heat-flow problems. *Geology of the Pacific Ocean*, 1996, vol. 12, no. 3, pp. 523–536.
20. 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.
21. Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. Oil and gas reservoirs of Lower Nurol'ka megahollow. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 14–33. In Rus.
22. Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurol`ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745.
23. Isaev V.I., Starostenko V.I., Lobova G.A., Fomin A.N., Isagalieva A.K. Tectonic sedimentation interpretation of geothermic data at identification and assessment of a late Eocene erosion on the Arctic fields of hydrocarbons (the peninsula of Yamal). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 19–31. In Rus.
24. Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. Model katagenesis organic matter (for example, the Bazhenov formation). *Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078. In Rus.
25. Starostenko V.I. *Ustoychivye chislennye metody v zadachakh gravimetrii* [Steady numerical methods in problems of gravitation measurements]. Kiev, Naukova dumka Publ., 1978. 228 p.
26. Strakhov V.N., Golizdra G.Ya., Starostenko V.I. Theory and practice of interpreting potential fields: Evolution in the 20th century. *Izvestiya – Physics of the Solid Earth*, 2000, vol. 36, no. 9, pp. 742–762.
27. Isaev V.I. Interpretation of High_Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2013, vol. 7, no. 2, pp. 92–106.
28. Popov Yu.A., Popov E.Yu., Chehonin E.M., Gabova A.V., Romushkevich R.A., Spasennyh M.Yu., Zagranovskaya D.E. Researches of the Bazhenov suite with application of continuous profiling of thermal properties on a core. *Oil Industry*, 2017, no. 3, pp. 22–27. In Rus.
29. Zubkov M.Yu. The reservoir potential of the Bazhenov Formation: regional prediction. *Russian Geology and Geophysics*, 2017, vol. 58, no. 3–4, pp. 410–415.
30. Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. The evolution of the temperature field of the sedimentary cover of the West Siberian plate. *Russian Geology and Geophysics*, 1990, vol. 10, pp. 51–60. In Rus.
31. McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planet. Sci. Lett.*, 1978, vol. 40, pp. 25–32.
32. Tissot B. 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.
33. Popov S.A., Isaev V.I. Modeling of naphthyogenesis in Southern Yamal. *Geophysical journal*, 2011, vol. 33, no. 2, pp. 80–104. In Rus.
34. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Kalinin A.Y., Kalinina L.M., Kontorovich A.E., Malyshev N.A., Skvortsov M.B., Solovev M.V., Surikova E.S. Tectonic evolution of the Arctic onshore and offshore regions of the West Siberian petroleum province. *Russian Geology and Geophysics*, 2017, vol. 58, no. 3–4, pp. 343–361.
35. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kn. 9: Kaynozoy Zapadnoy Sibiri* [Stratigraphy of oil and gas bearing basins of Siberia. B. 9: The Cenozoic of Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 246 p.
36. Volkova V.S. Paleogene and neogene stratigraphy and paleotemperature trend of West Siberia (from palynological data). *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 7, pp. 709–716.
37. Bazy dannykh Gosudarstvennykh geologicheskikh kart VSEGEI. Karta dochetvertichnykh obrazovany R (40)-41, R-43, 44(45) [Databases of the State geological cards of VSEGEI. Map of Pre-Quaternary formations R (40)-41, R-43, 44 (45)]. Available at: http://www.vsegei.ru/ru/info/georesource/ (accessed 13 September 2017).
38. Cherdancev S.G., Ognev D.A., Kirichenko N.V. Neotektonics of the North of the West Siberian region. *Mountain sheets*, 2013, no. 8, pp. 64–73. In Rus.
39. Lopatin N.V. The concept of oil and gas generative and accumulative systems as the integrating beginning in justification of exploration. *Geoinformatika*, 2006, no. 3, pp. 101–120. In Rus.
40. Khutorskoy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V., Leonov Yu.G., Podgornykh L.V., Polyak B.G., Sukhikh E.A., Cubulia L.A. *Geotermiya arkticheskikh morey* [Geothermic of the Arctic seas]. Ed. by Yu.G. Leonov. Moscow, GEOS Publ., 2013. 232 p.

Received: 15 November 2017.

Information about the authors

Albina A. Iskorkina, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

Polina N. Prokhorova, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vitaly V. Stoskiy, postgraduate, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

Aleksandr N. Fomin, Dr. Sc., head of the laboratory, Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk SB RAS.