

УДК 553.98:553.041:552.578:550.8.05

## ПОЗДНЕЧЕТВЕРТИЧНАЯ ВЕЧНАЯ МЕРЗЛОТА КАК ФАКТОР ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА И РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (ТОМСКАЯ И НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТИ)

**Искоркина Альбина Альбертовна,**

аспирант кафедры геофизики Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: iskorkina.a@mail.ru

**Исагалиева Айгуль Калиевна,**

ст. преподаватель кафедры геофизики Института геологии и нефтегазового дела Казахского национального технического университета им. К.И. Сатпаева, Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, д. 22. E-mail: a\_isagalieva@mail.ru

**Исаева Ольга Степановна,**

руководитель Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу», Россия, 634034, г. Томск, ул. Мокрушина, д. 9, стр. 16. E-mail: isaeva\_sah@mail.ru

**Косыгин Владимир Юрьевич,**

д-р геол.-минерал. наук, ведущ. науч. сотр. Вычислительного центра ДВО РАН, Россия, 680000, г. Хабаровск, ул. Ким Ю Чена, 65. E-mail: kosyginv@inbox.ru

**Исаев Валерий Иванович,**

д-р геол.-минерал. наук, профессор кафедры геофизики Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: isaevvi@tpu.ru

**Актуальность исследований** обусловлена необходимостью разработки критериев и эффективных схем количественной оценки ресурсов – перспектив нефтегазоносности территорий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, имеющей уникальные позднечетвертичные палеоклиматические особенности. В обзоре проблемы совершенствования методики подсчета ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом определены основные палеоклиматические факторы: 1) вековой ход температур на земной поверхности; 2) формирование и деградация неоплейстоценовой толщи вечномерзлых пород; 3) позднечетвертичные ледниковые покровы.

**Цель исследований** – определить влияние 2-го фактора палеоклимата – неоплейстоценовой толщи мерзлоты – на расчетный геотермический режим и степень реализации генерационного потенциала нефтематеринских толщ на примере баженовской свиты юго-востока Западной Сибири.

**Объект исследований** – баженовские отложения мезозойско-кайнозойского разреза, вскрытого глубокими скважинами на юго-востоке Западной Сибири (Лугинецкое месторождение Томской области, Верх-Тарское месторождение Новосибирской области).

**Методика исследований** основана на методе палеотемпературного моделирования – решении обратной и прямых задач нестационарной геотермии в условиях седиментации, на многовариантности палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, на оценке соответствия результатов реконструкций критериям оптимальности решения обратной задачи геофизики, на оценке степени согласованности расчетных очагов генерации нефти с установленной нефтегазоносностью недр.

**Результаты исследований.** Установлено, что необходим учет неоплейстоценовой мерзлоты мощностью порядка 300 м и предпочтительно применять «местный» (региональный) вековой ход температур на земной поверхности для адекватного восстановления термической истории нефтематеринских отложений на землях юго-востока Западной Сибири. Это позволяет корректно учесть историю главной фазы нефтеобразования и не занижать (до 25–30 %) расчетные ресурсы углеводородов, получаемые объемно-генетическим методом. Сделан вывод, что междисциплинарный подход (нефтегазовая геология, геофизика и палеоклиматология) может обеспечить создание ресурсоэффективных технологий поисков и разведки УВ.

### **Ключевые слова:**

Ресурсы углеводородов, неоплейстоценовая мерзлота, баженовские отложения, палеотемпературное моделирование, юго-восток Западной Сибири.

### **Введение**

Осадочно-миграционная теория нефтидогенеза [1, 2] – интенсивно развивающаяся отрасль современной науки. В рамках методологии и развития

теории нефтидогенеза и проведены настоящие исследования. Исследования направлены на решение фундаментальной научной проблемы – разработку критериев и эффективных схем количе-

ственной оценки перспектив нефтегазоносности территорий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, имеющих ряд уникальных особенностей. Одна из особенностей состоит в следующем. В северном полушарии Земли в плейстоцене произошло глобальное событие – резкое похолодание климата. Похолодание на земной поверхности, промерзание пород осадочного чехла, ледниковые покровы могли приводить к снижению температурного поля во всем осадочном разрезе, включая потенциально нефтематеринские отложения, по качественным оценкам – до 20 °С [3].

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности (подсчет ресурсов углеводородов (УВ) и районирование) регионов, крупных территорий и зон нефтегазонакопления выполняется объемно-генетическим методом (бассейновое моделирование), а также его модификациями с комплексированием способов классической геологии [3, 4 и др.]. Количество генерированных УВ определяется на основе реконструкции геотемпературного режима нефтематеринских отложений.

Накоплен значительный исследовательский материал, показывающий влияние палеоклимата на температурный режим осадочно-вулканогенных и магматических комплексов [5–9]. В этих работах выполнены в основном реконструкции изменения фундаментального геодинамического параметра – теплового потока через земную поверхность, в связи с климатическими изменениями в плейстоцен-голоцене. Опубликован ряд работ [10–12], показывающих влияние мезозойско-кайнозойских климатических изменений на термическую историю непосредственно нефтематеринских отложений.

Зарубежные системы бассейнового моделирования, используемые для определения ресурсов УВ юрско-меловых комплексов Западной Сибири, не учитывают мезозойско-кайнозойские климатические условия [13]. Эти программные комплексы не позволяют количественно моделировать климатические события, приводящие к существенному изменению геотемпературного поля во всем осадочном чехле.

Ряд ученых, занимающихся моделированием термической истории осадочных бассейнов Западной Сибири и других нефтегазоносных провинций, учитывают вековой ход температур на поверхности Земли [14–16]. При этом используются отечественные системы бассейнового моделирования [17 и др.]. Применяемый здесь вековой ход температур можно условно назвать «стандартным», т. к. он не учитывает особенностей региональных палеоклиматических зон [18].

Качественное рассмотрение процессов позднечетвертичного климатического похолодания позволяет выделить три основных фактора палеоклимата, влияющих на температурный режим осадочного чехла, а следовательно, и на термическую историю нефтематеринских отложений, на степень реализации их генерационного потенциа-

ла. *1-й фактор* – это вековой ход температур на поверхности Земли, обуславливающий солярный источник тепла для процессов генерации УВ. *2-й фактор* – это толщи вечномерзлых пород, перекрывающих материнские отложения и обладающих аномально высокой теплопроводностью. *3-й фактор* – это ледниковые покровы, своеобразные литолого-стратиграфические комплексы, существенно увеличивающие мощность перекрывающих отложений.

#### Постановка задачи

К настоящему времени проведены целевые исследования *1-го фактора палеоклимата – влияния векового хода температур на земной поверхности* на геотермический режим баженовских и тогурских нефтематеринских отложений южно-сибирской палеоклиматической зоны – юго-востока Западной Сибири, на примере районов нефтепромыслов Томской и Новосибирской областей [19–21]. Количественная оценка выполнена на основе анализа вариабельности результатов математического моделирования – результатов палеотемпературных реконструкций при трех основных допущениях: 1) вековой ход температур не учитывается; 2) палеоклимат учитывается по «стандартному» вековому ходу температур; 3) палеоклимат учитывается по «местному» вековому ходу температур, полученному для южно-сибирской палеоклиматической зоны [22]. Результаты этих исследований позволили сделать следующие выводы.

1. Установлено существенное влияние векового хода температур на расчетный геотермический режим и степень реализации генерационного потенциала баженовской и тогурских свит, формирующей залежи углеводородов нефтегазоносных комплексов юго-востока Западной Сибири. Показано, что неучет палеоклимата не позволяет адекватно восстановить термическую историю материнских отложений. Это может занижать до 2-х раз и более величины расчетных ресурсов объемно-генетическим методом.
2. Получены результаты, указывающие на необходимость учета данных отражательной способности витринита (ОСВ) для корректного восстановления термической истории нефтематеринских отложений. Показано, что неучет данных ОСВ («максимального палеотермометра») может приводить к существенным ошибкам в оценке ресурсов, вплоть до «пропуска» ресурсов.
3. Показано, что при определении ресурсов углеводородов на землях юго-востока Западной Сибири предпочтительно применять «местный» вековой ход температур на земной поверхности, построенный для южной палеоклиматической зоны Западной Сибири. Это позволит более корректно учесть историю главной фазы нефтеобразования (ГФН) и не завышать/занижать (до 30–40 %) расчетные ресурсы.

*Цель настоящих исследований* – определить влияние 2-го фактора палеоклимата – неоплейстоценовой толщи мерзлоты – на расчетный геотермический режим и степень реализации генерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири.

По последним данным [23] вечная мерзлота присутствовала не только в центральной части и на юге Западной Сибири, четвертичное оледенение заходило в пределы севера и северо-востока Казахстана, следы покровного оледенения отмечаются и в центральном Казахстане.

Количественная оценка влияния неоплейстоценовой толщи мерзлоты на расчетный геотермический режим и степень реализации генерационного потенциала баженовских отложений выполняется на основе анализа вариабельности результатов следующих четырех вариантов палеотемпературных реконструкций. *Вариант 1* – учет векового хода температур на поверхности Земли, учет неоплейстоценовой мерзлоты мощностью до 300 м. *Вариант 2* – учет векового хода температур, без учета мерзлоты. *Вариант 3* – без учета векового хода температур, без учета мерзлоты. *Вариант 4* – учет векового хода температур, учет неоплейстоценовой мерзлоты с гипотетической мощностью до 1000 м.

Первым основным критерием адекватности и предпочтительности результатов из четырех вариантов выступает оптимальная согласованность максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна оптимальная согласованность («невязка» [24–26]) расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. В качестве второго основного критерия принята степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию [27], с установленной геологоразведкой нефтегазонасностью недр.

#### Краткая характеристика объекта исследований

Моделирование палеогеотемпературных условий материнских баженовских отложений выполнено для осадочных разрезов глубоких скважин Лугинецкой 183 и Верх-Тарской 7 (рис. 1, табл. 1).

В Томской области нефтепромыслы сосредоточены главным образом в Нюрольской мегападине и на структурах ее обрамления. Основным источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазонасных комплексов (НГК) являются нефтематеринские породы баженовской свиты ( $J_3v$ ). Генерационный по-

**Таблица 1.** Характеристики разрезов глубоких скважин

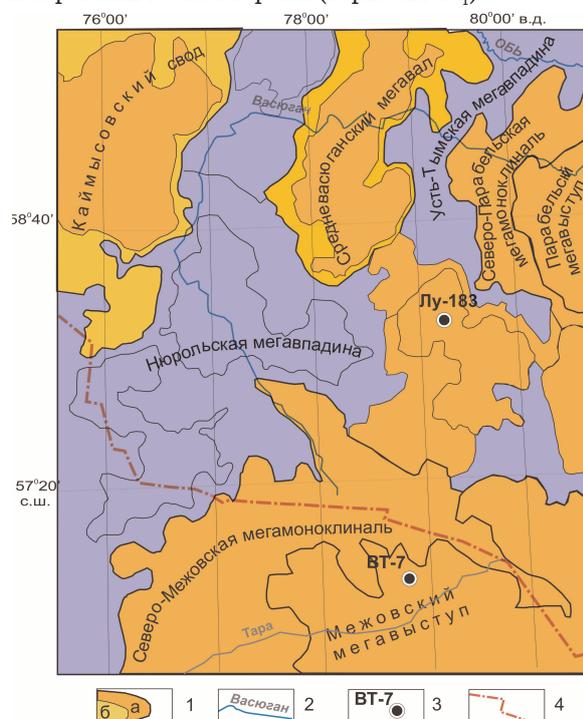
**Table 1.** Features of deep well logs

Характеристики Features	Исследуемые скважины/Wells	
	Лугинецкая 183 Luginetskaya 183	Верх-Тарская 7 Verkh-Tarskaya 7
Забой, м/Bottom hole, m	2500	2821
Отложения на забое (свита) Sediments on the bottom hole (suite)	Средняя юра (тюменская) Middle Jurassic (Tyumenskaya)	Палеозой (PZ) Paleozoic
Кровля баженовской свиты, м Suite top, m	2313	2408
Мощность баженовской свиты, м Thickness of Bazhenovskaya suite, m	16	58
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м <sup>3</sup> /сут.) Test results (suite; reservoir; fluid type; flow rate, m <sup>3</sup> /day)	Васюганская; Ю <sub>2</sub> <sup>2</sup> ; нефть; 11,5 Васюганская; Ю <sub>2</sub> <sup>2</sup> ; нефть; 13,0 Vasyuganskaya J <sub>2</sub> <sup>2</sup> ; oil; 11,5 Vasyuganskaya J <sub>2</sub> <sup>2</sup> ; oil; 13,0	Васюганская; Ю; нефть; 264,0 Васюганская; Ю; нефть; 40,8 Васюганская; Ю; нефть; 40,8 Vasyuganskaya J <sub>1</sub> ; oil; 264,0 Vasyuganskaya J <sub>1</sub> ; oil; 40,8 Vasyuganskaya J <sub>1</sub> ; oil; 40,8
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура) Measured reservoir temperatures (suite; measurement depth; reservoir temperature)	Куломзинская; 2200 м; 77 °С Тюменская; 2350 м; 84 °С Kulomzinskaya; 2200 м; 77 °С Tyumenskaya; 2350 м; 84 °С	Васюганская; 2488 м; 80 °С Васюганская; 2485 м; 85 °С Васюганская; 2485 м; 86 °С Vasyuganskaya; 2488 м; 80 °С Vasyuganskaya; 2485 м; 85 °С Vasyuganskaya; 2485 м; 86 °С
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; ( $R_{v}^0$ ); температура) «Measured» temperatures by vitrinite reflectance (suite; sampling depth; ( $R_{v}^0$ ); temperature)	Васюганская; 2345 м; (0,63); 98 °С Vasyuganskaya; 2345 м; (0,63); 98 °С	Тюменская; 2735 м; (0,70); 106 °С Tyumenskaya; 2735 м; (0,70); 106 °С

*Примечание.* Данные испытаний, пластовые температуры приняты из первичных «Дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). Данные ОСВ ( $R_{v}^0$ ) определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

*Note.* The test data, reservoir temperatures are taken from the primary «Well history» (materials of Tomsk branch of the «territorial fund of geological information by SFD»). The vitrinite reflectance data (VRD) ( $R_{v}^0$ ) were determined in the laboratory of oil and gas geochemistry at the Institute of oil-and-gas geology and geophysics SB RAS (Novosibirsk).

тенциал этих отложений обусловлен высоким содержанием сапропелевого материала ( $C_{орг}$  до 12 %), их повсеместным распространением и мощностью до 30 м [28]. На Лугинецком месторождении, расположенном в пределах Пудинского мезоподнятия, залежи УВ связаны в основном с верхнеюрскими коллекторами (горизонт Ю<sub>1</sub>).



**Рис. 1.** Обзорная схема территории исследований (на основе [28]): 1 – структуры: а) I; б) II порядка; 2 – реки; 3 – исследуемые скважины: Лу-183 – Лугинецкая 183, ВТ-7 – Верх-Тарская 7; 4 – административная граница между Томской и Новосибирской областями

**Fig. 1.** Review scheme of the studied territory (according to [28]): 1 are the structures of the: а) I; б) II order; 2 are the rivers; 3 are the wells: Лу-183 – Luginetskaya 183, ВТ-7 – Verkh-Tarskaya 7; 4 is the administrative boundary between Tomsk and Novosibirsk regions

В Новосибирской области все открытые залежи УВ сосредоточены на севере. Верх-Тарское месторождение нефти является наиболее крупным. Оно приурочено к одноименной локальной структуре, осложняющей Межовский мегавыступ. Промышленными НГК на Верх-Тарском месторождении являются верхнеюрский (горизонт Ю<sub>1</sub>) и палеозойский (пласт М). Основным источником УВ для залежи горизонта Ю<sub>1</sub> служит рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты. Ее мощность в скважинах колеблется от 40 до 58 м. Содержание  $C_{орг}$  достигает 15–20 % [29].

Мощность толщи мерзлоты в неоплейстоцене принята по А.А. Шарбатяну [30] (табл. 2).

#### Методика исследований

Восстановление термической истории баженовских отложений выполняется на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструк-

ций. Применен метод палеотемпературного моделирования [31–33], в котором в математическую модель непосредственно включены климатический вековой ход температур на земной поверхности (граничное условие) и палеотемпературы определений ОСВ, как «наблюдаемые».

**Таблица 2.** Изменение во времени мощности многолетне-мерзлых пород (район Широкого Приобья, 61° с.ш.) [30]

**Table 2.** Time change of permafrost thickness (region of Shirotnoe Priobe 61° N) [30]

Время, тыс. лет назад Time, thousand years ago	Глубина положения нижней кромки мерзлоты, м Depth of frost underedge location, m	Вековой ход температур на земной поверхности, °C Secular curve of temperatures on the Earth surface, °C
245	0	0
235	350	-10,0
210	450	-5,5
190	550	-8,5
165	450	-4,5
145	400	-3,5
130	350	-1,0
110	300	-3,9
95	300	-0,7
70	250	-4,0
50	250	-1,0
30	200	-4,3
5	0	+2,5

В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начальной краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left( \lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (1)$$

где  $\lambda$  – теплопроводность;  $a$  – температуропроводность;  $f$  – плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла;  $U$  – температура;  $Z$  – расстояние от основания осадочного разреза;  $t$  – время. С краевыми условиями

$$U|_{z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{z=0} = q(t), \quad (3)$$

где  $q(t)$  – тепловой поток из основания осадочного разреза;  $\varepsilon = \varepsilon(t)$  – верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, дневная поверхность). Отсюда видно, палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными реконструкциями. Алгоритм палеотектонических реконструкций основывается на «методе выравнивания профилей» по В.Б. Нейману (1984).

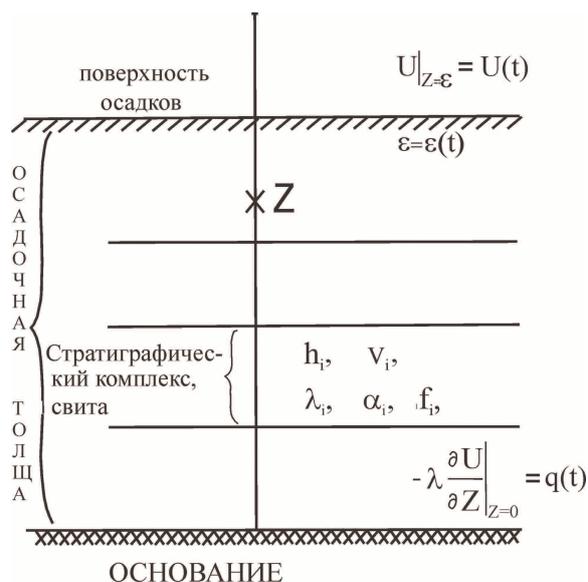
Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из которых заданы теплопроводность  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , плотность тепловыделения ра-

**Рис. 2.** Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании:  $\varepsilon=\varepsilon(t)$  – верхняя граница осадочной толщи;  $t$  – время осадконакопления;  $U$  – температур;  $q$  – тепловой поток;  $Z_i$  – точки расчета температур;  $h_i$  – мощность;  $v_i$  – скорость осадконакопления;  $\lambda_i$  – теплопроводность;  $a_i$  – температуропроводность;  $f_i$  – плотность тепловыделения радиоактивных источников

**Fig. 2.** Diagram of layered sedimentary section at paleotemperature modeling:  $\varepsilon=\varepsilon(t)$  is the upper boundary of sedimentation mass;  $t$  is the sedimentation time;  $U$  is the temperature;  $q$  is the thermal flow;  $Z_i$  are the points of temperature calculation;  $h_i$  is the power;  $v_i$  is the sedimentation rate;  $\lambda_i$  is the thermal conductivity;  $a_i$  is the temperature diffusivity;  $f_i$  is the density of heat release of radioactive sources

диоактивных источников  $f_i$  в породах и время осадконакопления  $t_i$  (рис. 2). Скорость осадконакопления  $v_i$  может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели (1)–(3), принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичным «Делам скважин» и «Каталогам литолого-стратиграфических разбивок скважин» (табл. 3). Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологи-



ческого времени [34], увязанные с периодами геологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992 г.), определяют время и скорости осадконакопления. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ принимается по материалам обобщения петрофизических определений ядра и каротажа.

**Таблица 3.** Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Лугинецкая 183 (без учета неоплейстоценого промерзания осадочного чехла)

**Table 3.** Example of parametric representation of sedimentation history and thermal-physical properties of sedimentation mass, penetrated by the well Luginetskaya 183 (without reference to neo-Pleistocene frost penetration into sedimentary cover)

Свита, толща* (стратиграфия) Suite, formation* (stratigraphy)	Мощность, м Thickness, m	Возраст, млн лет назад Age, millions years ago	Время накопления, млн лет Storage time, million years	Плотность, г/см³ Density, g/cm³	Теплопроводность, Вт/м·град Thermal conductivity, W/m·deg	Температуропроводность, м²/с Temperature diffusivity, m²/s	Тепловыделение, Вт/м³ Heat release, W/m³
Четвертичные Q/Quaternary Q	25	1,64–0	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N <sub>2</sub> /Pleistocene N <sub>2</sub>	–	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N <sub>1</sub> /Miocene N <sub>1</sub>	–	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская nk Pg <sub>3</sub> /Nekrasovskaya nk Pg <sub>3</sub>	84	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская+Люлинворская+Талицкая hg ll tl Pg <sub>3-1</sub> Cheganskaya+Lyulinvorskaya+Talitskaya hg ll tl Pg <sub>3-1</sub>	173	32,2–61,7	29,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Славгородская+Ипатовская+Кузнецовская sl ip kz K <sub>2</sub> Slavgorodskaya+Ipatovskaya+Kuznetsovskaya sl ip kz K <sub>2</sub>	364	73,2–91,6	29,9	2,15	1,4	7e-007	1,25e-006
Покурская pk K <sub>1-2</sub> /Pokurskaya pk K <sub>1-2</sub>	803	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская a <sub>1,2</sub> K <sub>1-2</sub> /Alymskaya a <sub>1,2</sub> K <sub>1-2</sub>	–	114,1–120,2	6,1	–	–	–	–
Киялинская kls K <sub>1</sub> /Kiyalinskaya kls K <sub>1</sub>	550	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская tr K <sub>1</sub> /Tarskaya tr K <sub>1</sub>	74	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская klmK <sub>1</sub> /Kulomzinskaya klmK <sub>1</sub>	237	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская bg J <sub>3</sub> /Bazhenovskaya bg J <sub>3</sub>	16	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская gr J <sub>3</sub> /Georgievskaya gr J <sub>3</sub>	–	151,2–156,6	5,4	–	–	–	–
Васюганская vs J <sub>3-2</sub> /Vasyuganskaya vs J <sub>3-2</sub>	55	156,6–163,3	11,7	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская tm J <sub>2</sub> /Tyumenskaya tm J <sub>2</sub>	115	168,3–172,0	3,7	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

Примечание. Заливкой показано время накопления отложений баженовской свиты и ее параметрическое описание.

Note. Sediment accumulation time of Bazhenovskaya suite and its parametric representation are marked in yellow.

**Таблица 4.** Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Лугинецкая 183 (мощность неоплейстоценовой мерзлоты 300 м)**Table 4.** Parametric representation of sedimentation history and thermal-physical properties of sedimentation mass, penetrated by the well Luginetskaya 183 (thickness of neo-Pleistocene frost penetration is 300 m)

Свита, толща (стратиграфия) Suite, formation (stratigraphy)	Мощность, м Thickness, m	Возраст, млн лет назад Age, millions years ago	Время накопления, млн лет Storage time, million years	Плотность, г/см <sup>3</sup> Density, g/cm <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град Thermal conductivity, W/m·deg	Температуропроводность, м <sup>2</sup> /с Temperature diffusivity, m <sup>2</sup> /s	Тепловыделение, Вт/м <sup>3</sup> Heat release, W/m <sup>3</sup>
Четвертичные Q Quaternary Q	–	0,052–0,00	0,052	–	–	–	–
	300	0,055–0,052	0,003	2,10	1,3	7e-007	1,22e-006
	–300	0,0565–0,055	0,0015	2,10	2,09	1,05e-006	1,22e-006
	–	0,2355–0,0565	0,179	–	–	–	–
	300	0,2385–0,2355	0,003	2,10	2,09	1,05e-006	1,22e-006
	–300	0,24–0,2385	0,0015	2,10	1,3	7e-007	1,22e-006
	25	1,64–0,24	1,4	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N <sub>2</sub> /Pleistocene N <sub>2</sub>	–	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N <sub>1</sub> /Miocene N <sub>1</sub>	–	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская nk Pg <sub>3</sub> /Nekrasovskaya nk Pg <sub>3</sub>	84	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская+Люлинворская+Талицкая hg ll tl Pg <sub>3-1</sub> Cheganskaya+Lyulinvorskaya+Talitskaya hg ll tl Pg <sub>3-1</sub>	173	32,2–61,7	29,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Славгородская+Ипатовская+Кузнецовская sl ip kz K <sub>2</sub> Slavgorodskaya+Ipatovskaya+Kuznetsovskaya sl ip kz K <sub>2</sub>	364	73,2–91,6	29,9	2,15	1,4	7e-007	1,25e-006
Покурская pk K <sub>1-2</sub> /Pokurskaya pk K <sub>1-2</sub>	803	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская a <sub>1,2</sub> K <sub>1-2</sub> /Alymskaya a <sub>1,2</sub> K <sub>1-2</sub>	–	114,1–120,2	6,1	–	–	–	–
Киялинская kls K <sub>1</sub> /Kiyalinskaya kls K <sub>1</sub>	550	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская tr K <sub>1</sub> /Tarskaya tr K <sub>1</sub>	74	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская klmK <sub>1</sub> /Kulomzinskaya klmK <sub>1</sub>	237	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская bg J <sub>3</sub> /Bazhenovskaya bg J <sub>3</sub>	16	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская gr J <sub>3</sub> /Georgievskaya gr J <sub>3</sub>	–	151,2–156,6	5,4	–	–	–	–
Васюганская vs J <sub>3-2</sub> /Vasyuganskaya vs J <sub>3-2</sub>	55	156,6–168,3	11,7	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская tm J <sub>2</sub> /Tyumenskaya tm J <sub>2</sub>	115	168,3–172,0	3,7	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

Примечание. Синей заливкой показаны времена «мгновенного» формирования и «мгновенной» деградации толщи неоплейстоценовой мерзлоты. Коричневой заливкой показано существование толщи мерзлоты.

Note. Times of «instantaneous» formation and «instantaneous» degradation of neo-Pleistocene frost formation are marked in blue. Time of existence of frost thickness is marked in brown.

При отсутствии экспериментальных определений теплопроводности  $\lambda_i$  используем петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности  $\sigma$ . Эти зависимости получены в интервале плотностей 1,5–2,6 г/см<sup>3</sup> как для песчаных отложений, так и для алевролит-аргиллитовых толщ [35]. Коэффициенты температуропроводности  $a_i$ , плотности тепловыделения радиоактивных источников  $f_i$  также определяются литологией стратиграфических комплексов.

Формирование, существование, деградация толщи вечномерзлых пород учитываются как своеобразный литолого-стратиграфический комплекс (табл. 4 и 5), обладающий аномально высокими значениями теплопроводности  $\lambda$  и температуропроводности  $a$ .

В варианте 1 (табл. 4, 5) приняли мощность толщи мерзлоты 300 м. Формализованный учет толщи мерзлоты осуществляется, начиная с

240 тыс. лет назад, «мгновенной» (по меркам геологического времени, за 1,5+3,0 тыс. лет) заменой «нормальных» осадочных отложений толщ мерзлых пород со своими теплофизическими характеристиками – теплопроводность, температуропроводность [36]. Затем эта толща мерзлых пород перекрывает осадочный чехол в течение 179 тыс. лет. Далее «мгновенно» (1,5+3,0 тыс. лет) толща вечной мерзлоты заменяется «нормальными» осадочными отложениями. И далее существует «нормальный» осадочных чехол до настоящего времени, в последние 52 тыс. лет.

В варианте 4 (табл. 6) взяли мощность мерзлоты в 1000 м. Формализованный учет толщи мерзлоты осуществляется также, как и для предыдущего варианта, начиная с 240 тыс. лет назад. Замена «нормальных» осадочных отложений толщ мерзлоты осуществлялась по геологическому времени за 5,0+3,0 тыс. лет. После этого толща мер-

**Таблица 5.** Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Верх-Тарская 7 (мощность неоплейстоценовой мерзлоты 300 м)**Table 5.** Parametric representation of sedimentation history and thermal-physical properties of sedimentation mass, penetrated by the well Verkh-Tarskaya 7 (thickness of neo-Pleistocene frost penetration is 300 m)

Свита, толща (стратиграфия) Suite, formation (stratigraphy)	Мощность, м Thickness, m	Возраст, млн лет назад Age, millions years ago	Время накопления, млн лет Storage time, million years	Плотность, г/см <sup>3</sup> Density, g/cm <sup>3</sup>	Теплопроводность, т/м·град Thermal conductivity, t/m·deg	Температуропроводность, м <sup>2</sup> /с Temperature diffusivity, m <sup>2</sup> /s	Тепловыделение, Вт/м <sup>3</sup> Heat release, W/m <sup>3</sup>
Четвертичные Q Quaternary Q	–	0,052–0,00	0,052	–	–	–	–
	300	0,055–0,052	0,003	2,10	1,3	7e–007	1,22e–006
	–300	0,0565–0,055	0,0015	2,10	2,09	1,05e–006	1,22e–006
	–	0,2355–0,0565	0,179	–	–	–	–
	300	0,2385–0,2355	0,003	2,10	2,09	1,05e–006	1,22e–006
	–300	0,24–0,2385	0,0015	2,10	1,3	7e–007	1,22e–006
	20	1,64–0,24	1,4	2,02	1,27	6,5e–007	1,1e–006
Плиоценовые N <sub>2</sub> /Pleistocene N <sub>2</sub>	–	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N <sub>1</sub> /Miocene N <sub>1</sub>	–	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская nk Pg <sub>3-2</sub> /Nekrasovskaya nk Pg <sub>3</sub>	130	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Чеганская hg Pg <sub>3-2</sub> /Cheganskaya hg Pg <sub>3-2</sub>	70	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Люлинворская llPg <sub>2</sub> /Lyulinvorskaya llPg <sub>2</sub>	50	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Талицкая tl Pg <sub>1</sub> /Talitskaya tl Pg <sub>1</sub>	20	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Ганькинская gnP <sub>1</sub> –K <sub>2</sub> /Gankinskaya gnP <sub>1</sub> –K <sub>2</sub>	106	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Славгородская sl K <sub>2</sub> /Slavgorodskaya sl K <sub>2</sub>	62	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Ипатовская ip K <sub>2</sub> /Ipatovskaya ip K <sub>2</sub>	162	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e–007	1,25e–006
Кузнецовская kz K <sub>2</sub> /Kuznetsovskaya kz K <sub>2</sub>	33	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e–007	1,25e–006
Покурская pk K <sub>1-2</sub> /Pokurskaya pk K <sub>1-2</sub>	846	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e–007	1,25e–006
Алымская a <sub>2</sub> K <sub>1</sub> /Alymskaya a <sub>2</sub> K <sub>1</sub>	–	114,1–116,3	2,2	–	–	–	–
Алымская a <sub>1</sub> K <sub>1</sub> /Alymskaya a <sub>1</sub> K <sub>1</sub>	–	116,3–120,2	3,9	–	–	–	–
Киялинская kls K <sub>1</sub> /Kiyalinskaya kls K <sub>1</sub>	673	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Тарская tr K <sub>1</sub> /Tarskaya tr K <sub>1</sub>	51	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e–007	1,25e–006
Куломзинская klmK <sub>1</sub> /Kulomzinskaya klmK <sub>1</sub>	185	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e–007	1,25e–006
Баженовская bg J <sub>3</sub> /Bazhenovskaya bg J <sub>3</sub>	58	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Георгиевская gr J <sub>3</sub> /Georgievskaya gr J <sub>3</sub>	15	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Васюганская vs J <sub>3</sub> /Vasyuganskaya vs J <sub>3</sub>	59	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e–007	1,3e–006
Тюменская tm J <sub>1-2</sub> /Tyumenskaya tm J <sub>1-2</sub>	202	162,9–208,0	45,1	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006

Примечание. Те же, что к табл. 4.

Note. The same as for table 4.

злых пород перекрывает осадочный чехол в течение 206 тыс. лет, затем вечная мерзлота заменяется (за 5,0+3,0 тыс. лет) «нормальными» осадочными отложениями. И далее существует современный разрез 18 тыс. лет.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т. е. определяется палеоклиматом, и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [22].

Здесь задачи решаются в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени [10]. В этом случае решение обратной задачи (расчет плотности глубинного теплового потока  $q$ ) определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min, \quad (4)$$

где  $T_i$  – «наблюдаемые» значения температур в  $k_i$  точках на различных глубинах  $Z_i$  в моменты времени  $t=\tau$ . Решение обратной задачи (4) строится с учетом того, что функция  $U(Z, t, q)$ , являющаяся решением прямой задачи (1) с краевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от  $q$ . Поэтому неизвестный параметр  $q$  определяется однозначно.

Важно отметить, что модель (1)–(4) не требует априорных сведений о природе и величинах глубинного теплового потока  $q$ , что существенно уменьшает неоднозначность результатов моделирования.

**Таблица 6.** Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Лугинецкая 183 (мощность неоплейстоценовой мерзлоты 1000 м)**Table 6.** Parametric representation of sedimentation history and thermal-physical properties of sedimentation mass, penetrated by the well Luginetskaya 183 (thickness of neo-Pleistocene frost penetration is 1000 m)

Свита, толща (стратиграфия) Suite, formation (stratigraphy)	Мощность, м Thickness, m	Возраст, млн лет назад Age, millions years ago	Время накопления, млн лет Storage time, million years	Плотность, г/см <sup>3</sup> Density, g/cm <sup>3</sup>	Теплопроводность, т/м·град Thermal conductivity, t/m·deg	Температуропроводность, м <sup>2</sup> /с Temperature diffusivity, m <sup>2</sup> /s	Тепловыделение, Вт/м <sup>3</sup> Heat release, W/m <sup>3</sup>
Четвертичные Q Quaternary Q	–	0,018–0,0	0,018	–	–	–	–
	1000	0,021–0,018	0,003	2,20	1,3	7e-007	1,22e-006
	–1000	0,026–0,021	0,005	2,20	2,09	1,05e-006	1,22e-006
	–	0,232–0,026	0,206	–	–	–	–
	1000	0,235–0,232	0,003	2,20	2,09	1,05e-006	1,2e-006
	–1000	0,24–0,235	0,005	2,20	1,3	6,5e-007	1,2e-006
Плиоценовые N <sub>2</sub> /Pleistocene N <sub>2</sub>	–	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N <sub>1</sub> /Miocene N <sub>1</sub>	–	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская nk Pg <sub>3</sub> /Nekrasovskaya nk Pg <sub>3</sub>	84	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская+Люлинворская+Талицкая hg ll tl Pg <sub>3-1</sub> Cheganskaya+Lyulinvorskaya+Talitskaya hg ll tl Pg <sub>3-1</sub>	173	32,2–61,7	29,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Славгородская+Ипатовская+Кузнецовская sl ip kz K <sub>2</sub> Slavgorodskaya+Ipatovskaya+Kuznetsovskaya sl ip kz K <sub>2</sub>	364	73,2–91,6	29,9	2,15	1,4	7e-007	1,25e-006
Покурская pk K <sub>1-2</sub> /Pokurskaya pk K <sub>1-2</sub>	803	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская a <sub>1,2</sub> K <sub>1-2</sub> /Alymskaya a <sub>1,2</sub> K <sub>1-2</sub>	–	114,1–120,2	6,1	–	–	–	–
Киялинская kls K <sub>1</sub> /Kiyalinskaya kls K <sub>1</sub>	550	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская tr K <sub>1</sub> /Tarskaya tr K <sub>1</sub>	74	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская klmK <sub>1</sub> /Kulomzinskaya klmK <sub>1</sub>	237	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская bg J <sub>3</sub> /Bazhenovskaya bg J <sub>3</sub>	16	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская gr J <sub>3</sub> /Georgievskaya gr J <sub>3</sub>	–	151,2–156,6	5,4	–	–	–	–
Васюганская vs J <sub>3-2</sub> /Vasyuganskaya vs J <sub>3-2</sub>	55	156,6–168,3	11,7	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская tm J <sub>2</sub> /Tyumenskaya tm J <sub>2</sub>	115	168,3–172,0	3,7	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

Примечание. Те же, что к таблице 4.

Note. The same as for table 4.

Для решения обратной задачи геотермии используем в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин ( $\tau=0$ ), так и палеотемпературы ( $\tau \neq 0$ ), определенные по ОСВ (табл. 1). Способ перехода от ОСВ ( $R_{\text{осв}}^0$ ) к соответствующей геотемпературе обоснован вариативными исследованиями и приведен в [37]. В случае использования данных ОСВ указывается время срабатывания «максимального палеотермометра» –  $\tau$ .

Схема расчета палеотемператур отложений баженовской свиты состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению «наблюденных» температур  $T_i$  в скважине рассчитывается тепловой поток  $q$  через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением  $q$  решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются температуры  $U$  в заданных точках осадочной толщи  $Z$  (в отложениях баженовской свиты) в заданные моменты геологического времени  $t$ .

Решение прямых задач геотермии выполнено на 56 ключевых моментов геологического времени, соответствующих временам начала/завершения формирования каждой свиты, точкам «излома» векового хода температур на земной поверхности и «переломным» моментам формирования и деградации неоплейстоценовой мерзлоты.

Балансовая модель процессов нефтегазообразования [27, 38] позволяет по геотемпературному критерию выполнить выделение очагов интенсивного образования нефтей из РОВ баженовских отложений: с 85 °С – вхождение материнских пород (аквагенное РОВ) в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Для сопоставительной оценки результатов вариантов моделирования – оценки степени согласованности расчетных очагов генерации УВ с установленной геологоразведочными работами нефтегазоносностью недр для каждого варианта реконструкций термической истории материнской свиты – рассчитывается интегральный показатель

плотности ресурсов генерированных нефтей ( $R$ , усл. ед.) по формуле [39, 40]:

$$R = \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}), \quad (5)$$

где  $U_i$  – расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °С;  $t_i$  – интервальное время действия

очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; количество временных интервалов  $n$  определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН. Как следует из формулы (5) расчетное значение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени на-

**Таблица 7.** Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скважины Лугинецкая 183 (Томская область)

**Table 7.** Designed geotemperatures of bazhenovskaya formation in the section of the well Luginetskaya 183 (Tomsk region)

Время, млн лет назад Time, million years ago	Вековой ход температур на поверхности Земли [22], °С Temperature secular trend on the Earth surface [22], °С	Глубина положения баженовской свиты, м Depth of Bazhenovskaya formation location, m	Геотемпературы баженовской свиты, °С Geotemperature of Bazhenovskaya formation, °С			
			Вариант/Version			
			1	2	3	4
0	0	2321	80	81	87	75
0,001	+1	2321	80	81	87	75
0,003	+2	2321	80	81	87	75
0,005	+3	2321	80	81	87	75
0,018	+1	2320	80	81	88	77
0,03	-2	2321	79	81	88	78
0,05	-1	2320	79	81	88	78
0,052	-1	2320	79	81	88	78
0,055	-1	2321	79	81	88	78
0,0565	-2	2320	79	81	88	78
0,07	-4	2319	79	80	88	78
0,09	-1	2319	79	80	87	78
0,11	-4	2319	79	80	87	78
0,13	-1	2319	79	80	87	78
0,15	-4	2318	80	80	87	78
0,19	-9	2318	83	81	87	79
0,21	-6	2317	84	82	87	82
0,222	-7	2317	85	82	87	82
0,225	-8	2317	86	82	87	86
0,235	-10	2317	86	82	87	91
0,2355	-9	2317	86	82	87	94
0,2385	-2	2317	86	83	87	94
0,24	0	2317	86	83	87	95
1,4	+1	2299	86	83	86	94
1,64	+1	2296	86	83	86	95
3,1	+2	2295	88	85	86	96
3,2	+2	2295	89	89	86	97
3,8	+12	2295	95	93	86	104
4,7	+3	2295	88	85	86	96
5,2	-3	2294	89	86	86	97
5,7	+7	2294	92	89	86	101
6,3	+10	2294	94	90	86	102
7	+4	2294	89	86	86	97
20	+15	2294	100	97	86	108
24	+16	2294	101	98	86	110
31,5	+17	2218	98	95	83	107

**Окончание табл. 7**

**Table 7**

Время, млн лет назад Time, million years ago	Вековой ход температур на поверхности Земли [22], °С Temperature secular trend on the Earth surface [22], °С	Глубина положения баженовской свиты, м Depth of Bazhenovskaya formation location, m	Геотемпературы баженовской свиты, °С Geotemperature of Bazhenovskaya formation, °С			
			Вариант/Version			
			1	2	3	4
32,3	+16	2210	97	94	82	105
34	+15	2200	96	93	82	103
37,6	+14	2178	94	91	80	101
41,7	+12	2154	90	87	80	98
42	+11	2158	89	87	80	97
46	+8	2129	86	83	79	93
54,8	+19	2077	95	92	77	102
58	+24	2058	99	96	76	106
61,7	+22	2037	95	92	74	102
73	+15	1899	83	81	69	90
73,2	+16	1897	83	81	68	90
86,5	+22	1735	83	81	62	90
89,8	+22	1694	82	80	61	88
90	+23	1692	82	81	61	88
91,6	+22	1673	79	77	58	85
114,1	+21	870	50	49	29	53
118	+19	869	48	47	29	51
120,2	+19	869	47	47	29	51
132,4	+19	319	29	29	11	30
136,1	+19	245	14	27	8	18
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м² Rated thermal flow from the base, mW/m²			53,6	52,2	54,8	59,3

*Примечание.* Вариант 1 – учет векового хода температур, учет вечной мерзлоты 300 м. Вариант 2 – учет векового хода температур, без учета вечной мерзлоты. Вариант 3 – без учета векового хода температур, без учета вечной мерзлоты. Вариант 4 – учет векового хода температур, учет вечной мерзлоты 1000 м. Заливкой показаны температуры главной зоны нефтеобразования (ГЗН), коричневой заливкой – абсолютный палеотемпературный максимум ГЗН, темно-серой заливкой – относительные палеотемпературные максимумы ГЗН.

*Note.* Version 1 is the regard of temperature secular trend, permafrost regard is 300 m. Version 2 is the regard of temperature secular trend without consideration of permafrost. Version 3 without consideration of temperature secular trend and permafrost. Version 4 is the regard of temperature secular trend, permafrost regard is 1000 m. the temperatures of the main oil formation area (MOFA) are marked with colors, absolute paleotemperature maximum of MOFA is in brown, relative paleotemperature maximums of MOFA are in dark-grey.

хождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных (относительных) единицах, что представляется корректным для последующего сопоставления результатов вариантов моделирования одного объекта.

**Влияние неоплейстоценовой толщи мерзлоты на расчетный геотермический режим и степень реализации генерационного потенциала баженовских отложений Лугинецкого месторождения (Томская область)**

Анализ расчетных значений плотности теплового потока  $q$  из основания осадочного разреза (табл. 7) показывает следующее. В вариантах 1, 3 и 4 тепловой поток увеличивается на 1,4–2,6–7,1 мВт/м<sup>2</sup> (на 3–5–14 %) по отношению к расчетному значению теплового потока варианта 2 – 52,2 мВт/м<sup>2</sup>.

Анализ термической истории баженовской свиты (табл. 7) в разрезе скважины свидетельствует о том, что в варианте 3 (без учета палеоклимата, т. е. без учета векового хода температур и неоплейстоценовой мерзлоты) материнская свита «пережила» самую короткую и самую «холодную» главную фазу нефтеобразования.

В вариантах 1, 2 и 4 (с учетом палеоклимата) баженовская свита имеет «богатые», но разные термические истории ГФН. Главные фазы нефтеобразования этих вариантов имеют разные значения абсолютных максимумов палеотемператур, а также содержат относительные максимумы геотемператур в геологическом прошлом.

В вариантах 1 и 4 присутствие толщи вечномерзлых пород, обладающих высокими значениями теплопроводности  $\lambda$  и температуропроводности  $a$ , приводит к увеличению расчетных значений плотности теплового потока  $q$ , что, в свою очередь, увеличивает расчетные геотемпературы материнских отложений. В случае неучета векового хода температур на дневной поверхности (вариант 3) расчетный тепловой поток  $q$  также увеличивается.

Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине приведено в табл. 8. Так как измеренные температуры (включая определенные по ОСВ) и расчетные геотемпературы имеют погрешность порядка  $\pm 2$  °С, то варианты 3 и 4 решений нельзя признать приемлемыми. В этих вариантах «невязки» превышают оптимальную более чем в 4 раза, а разница с ОСВ (с «максимальным палеотермометром») достигает 11–12 °С.

В случае учета палеоклимата (варианты 1 и 2) как «невязки» решений обратных задач (4), так и сходимость с «максимальным палеотермометром» оптимальны и равноценны. Таким образом, сопоставление измеренных и расчетных геотемператур позволяет заключить, что по критерию «невязки» результаты вариантов 1 и 2 приемлемы и равноценны. Учет векового хода температур и неоплейстоценовой мерзлоты мощностью до 300 м позволяет корректно восстановить термическую историю баженовских отложений.

Расчет плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей  $R$  (табл. 9) дает максимальное значение для приемлемого варианта 1 (68 усл. ед.). В этом варианте, помимо учета векового хода температур на дневной поверхности, учтено присутствие неоплейстоценовой мерзлоты мощностью 300 м. Указанное максимальное значение почти на 25 % больше, чем в варианте 2 (55 усл. ед.), в котором учтен только один фактор палеоклимата – вековой ход температур. Максимальное значение плотности генерированных ресурсов следует из более «богатой» термической истории баженовской свиты в варианте 1 (табл. 7).

Таким образом, именно вариант 1, вполне корректный по сходимости измеренных и расчетных геотемператур и наиболее полно (в контексте проведенных исследований) учитывающий основные факторы палеоклимата, представляет наиболее «богатую» термическую историю материнских отложений, а следовательно, обеспечивает наибольшую подсчетную плотность ресурсов генерирован-

**Таблица 8.** Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур в скважине Лугинецкая 183 (Томская область)

**Table 8.** Comparison of the designed and measured geotemperatures in well Luginetskaya 183 (Tomsk region)

Глубина, м Depth, m	Измеренные («наблюдаемые») температуры, °С Measured («observed») temperatures, °С	Способ измерения Measurement method	Вариант (°С)/Version (°С)							
			1		2		3		4	
			Расчетные температуры Rated temperatures	Разница Difference						
2200	77	Пластовые Reservoir	76	-1	78	+1	83	+6	70	-7
2350	84		81	-3	82	-2	89	+5	76	-8
2345	98	По ОСВ By VRD	101	+3	99	+1	87	-11	110	+12
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С Mean-square deviation («mis-tie»), °С			±2		±1		±8		±9	

ных нефтей. Наличие в результатах *варианта 1* палеоочагов интенсивной генерации баженовской нефти (табл. 7) хорошо объясняет вскрытую скважиной Лугинецкая 183 промышленную залежь в верхнеюрских отложениях (табл. 1).

**Таблица 9.** Оценка плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей ( $R$ ) для вариантов учета палеоклимата (скважина Лугинецкая 183, Томская область)

**Table 9.** Estimation of resource density of the generated Bazhenov oil ( $R$ ) for versions of paleoclimate consideration (well Luginetskaya 183, Tomsk region)

Вариант палеотемпературного моделирования Version of paleotemperature modeling	Расчетные ресурсы ( $R$ ), усл. ед. Rated life ( $R$ ), arb. units	Количество расчетных временных интервалов ( $n$ ) Amount of rated time gaps ( $n$ )	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад Operating period of paleosource of oil generation, million years ago	Время работы палеоочага, млн лет Paleosource run days, million years ago	Максимальные геотемпературы палеоочага, °C Peak geotemperatures of paleosource, °C
1	68	24	61,7–0,222	61,5	101
2	55	19	61,7–54,8 42–3,1	45,8	98
3	27	29	24–0	24,0	87
4	109	23	91,6–0,21	91,4	110

Примечание. Заливкой обозначены варианты, приемлемые и равноценные по оптимальной согласованности расчетных геотемператур как с измеренными пластовыми температурами, так и с геотемпературами, определенными по ОСВ.

Note. The versions, acceptable and equal by optimal conformity of the rated geotemperatures both with the measured reservoir temperatures and with the geotemperatures determined by the VRD, are marked with the color.

#### Влияние неоплейстоценовой толщи мерзлоты на расчетный геотермический режим и степень реализации генерационного потенциала баженовских отложений Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область)

Из анализа расчетных значений плотности теплового потока  $q$  из основания осадочного разреза (табл. 10) следует, что в вариантах 1, 3 и 4 тепловой поток увеличивается на 1,5–2,6–6,5 мВт/м<sup>2</sup> (на 3–5–13 %) по отношению к расчетному значению теплового потока *варианта 2* – 49,3 мВт/м<sup>2</sup>.

Анализ термической истории баженовской свиты (табл. 10) в разрезе скважины свидетельствует о том, что в *варианте 3* материнская свита «пережила» самую короткую и самую «холодную» главную фазу нефтеобразования.

В *вариантах 1, 2 и 4* (с учетом палеоклимата) баженовская свита имеет разные термические истории ГФН. Главные фазы нефтеобразования этих вариантов имеют разные значения абсолютных максимумов палеотемператур, а также содержат относительные максимумы геотемператур в геологическом прошлом.

В *вариантах 1 и 4* присутствие толщичечно-мерзлых пород приводит к увеличению расчетных значений плотности теплового потока  $q$ , что, в свою очередь, увеличивает расчетные геотемпературы материнских отложений. В случае неучета векового хода температур на дневной поверхности (*вариант 3*), расчетный тепловой поток  $q$  также увеличивается.

Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Верх-Тарская 7 приведено в табл. 11. Так как измеренные температуры (включая определенные по ОСВ) и расчетные геотемпературы имеют погрешность порядка  $\pm 2$  °C, то *варианты 3 и 4* решений нельзя признать приемлемыми. В этих вариантах «невязки» превышают оптимальную в 4 раза, а разница с ОСВ (с «максимальным палеотермометром») достигает 12 °C.

В случае учета палеоклимата (*варианты 1 и 2*) как «невязки» решений обратных задач (4), так и сходимость с «максимальным палеотермометром» оптимальны и равноценны. Таким образом, сопоставление измеренных и расчетных геотемператур позволяет заключить, что по критерию «невязки» результаты *вариантов 1 и 2* приемлемы и равноценны. Учет векового хода температур и неоплейстоценовой мерзлоты мощностью до 300 м позволяет корректно восстановить термическую историю баженовских отложений.

Расчет плотности генерированных баженовских нефтей  $R$  (табл. 12) дает максимальное значение для *приемлемого варианта 1* (84 усл. ед.). В этом варианте, помимо учета векового хода температур на дневной поверхности, учтено присутствие неоплейстоценовой мерзлоты мощностью 300 м. Указанное максимальное значение на 30 % больше, чем в *варианте 2* (64 усл. ед.), в котором учтен только один фактор палеоклимата – вековой ход температур. Максимальное значение плотности генерированных ресурсов следует из более «богатой» термической истории баженовской свиты в *варианте 1* (табл. 10).

Таким образом, *вариант 1*, вполне корректный по сходимости измеренных и расчетных геотемператур и наиболее полно учитывающий основные факторы палеоклимата, представляет наиболее «богатую» термическую историю материнских отложений, а следовательно, обеспечивает наибольшую подсчетную плотность генерированных нефтей. Наличие в результатах *варианта 1* палеоочагов интенсивной генерации баженовской нефти (табл. 12) хорошо объясняет вскрытую скважиной Верх-Тарская 7 промышленную залежь в пласте Ю<sub>1</sub> (табл. 1)

#### Сопоставление и обсуждение результатов исследований

В *вариантах 1 и 4*, как на Лугинецком, так и на Верх-Тарском месторождениях, получено увеличение расчетной плотности теплового потока  $q$  по отношению к расчетному значению теплового

**Таблица 10.** Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скважины Верх-Тарская 7 (Новосибирская область)

**Table 10.** Rated geotemperatures of Bazhenovskaya formation in the section of the well Verkh-Tarskaya 7 (Novosibirsk region)

Время, млн лет назад Time, million years ago	Вековой ход температур на поверхности Земли [22], °C Temperature secular trend on the Earth surface [22], °C	Глубина положения баженовской свиты, м Depth of Bazhenovskaya formation location, m	Геотемпературы баженовской свиты, °C Geotemperature of Bazhenovskaya formation, °C			
			Вариант/Version			
			1	2	3	4
0	0	2441	81	82	88	77
0,001	+1	2440	81	82	88	77
0,003	+2	2440	81	82	88	77
0,005	+3	2440	81	82	88	77
0,018	+1	2440	81	82	88	77
0,03	-2	2440	81	82	88	77
0,05	-1	2440	81	82	88	77
0,052	-1	2440	81	82	88	77
0,055	-1	2440	81	82	88	77
0,0565	-2	2440	81	82	88	77
0,07	-4	2440	81	82	88	77
0,09	-1	2440	81	82	88	77
0,11	-4	2440	81	82	88	77
0,13	-1	2440	81	82	88	77
0,15	-4	2440	81	82	88	77
0,19	-9	2440	81	82	88	77
0,21	-6	2440	81	82	88	77
0,222	-7	2438	81	82	88	77
0,225	-8	2438	81	82	88	77
0,235	-10	2438	81	82	88	77
0,2355	-9	2438	81	82	88	77
0,2385	-2	2438	81	82	88	77
0,24	0	2438	81	82	88	77
1,4	+1	2422	86	83	87	93
1,64	+1	2420	86	84	87	93
3,1	+2	2420	88	85	87	95
3,2	+2	2420	88	85	87	95
3,8	+12	2420	88	85	87	95
4,7	+3	2420	94	91	87	101
5,2	-3	2419	89	86	87	96

потока *варианта 2*, в котором фактор палеоклимата – неоплейтоценовая мерзлота, не учтен. Увеличение обусловлено рассеиванием тепла через дневную поверхность за счет высокой теплопроводности  $\lambda$  и температуропроводности  $a$  мерзлой толщи, присутствующей в модели (1)–(4).

И в случаях неучета векового хода температур на дневной поверхности (*вариант 3*) расчетный тепловой поток также увеличен – 54,8 мВт/м<sup>2</sup>. Это объясняется фактическим отсутствием в этом варианте соляного источника тепла (2) в модели палеотемпературных реконструкций (1)–(4). В этом случае минимизация функционала (4) – минимизация «невязки» расчетных  $U$  и наблюдаемых  $T$  геотемпе-

**Окончание табл. 10**

**Table 10**

Время, млн лет назад Time, million years ago	Вековой ход температур на поверхности Земли [22], °C Temperature secular trend on the Earth surface [22], °C	Глубина положения баженовской свиты, м Depth of Bazhenovskaya formation location, m	Геотемпературы баженовской свиты, °C Geotemperature of Bazhenovskaya formation, °C			
			Вариант/Version			
			1	2	3	4
5,7	+7	2419	89	86	87	96
6,3	+10	2419	94	91	87	102
7	+4	2419	89	87	87	97
20	+15	2419	100	97	87	108
24	+16	2419	101	98	87	109
31,5	+17	2309	98	95	82	105
32,3	+16	2293	96	93	82	103
34	+15	2276	94	92	81	101
37,6	+14	2254	93	90	80	100
41,7	+12	2224	90	87	79	96
42	+11	2217	88	86	79	95
46	+8	2202	85	82	78	91
54,8	+19	2172	93	91	76	100
58	+24	2159	98	96	76	105
61,7	+22	2151	96	94	76	103
73	+15	2044	86	83	72	92
73,2	+16	2044	86	83	72	92
86,5	+22	1983	89	88	69	96
89,8	+22	1858	85	83	64	91
90	+23	1815	84	82	62	90
91,6	+22	1797	83	81	62	89
114,1	+21	943	51	50	31	54
118	+19	938	49	48	31	52
120,2	+19	938	48	48	31	52
132,4	+19	287	28	28	9	29
136,1	+19	215	25	25	7	26
145,8	+19	44	20	20	1	20
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup> Rated thermal flow from the base, mW/m <sup>2</sup>			50,8	49,3	51,9	55,8

Примечание. Те же, что к табл. 7.

Note. The same as in table 7.

ратур – «потребовала» большего значения плотности теплового потока из основания  $q$ . Но это не приводит к повышению расчетных геотемператур материнских баженовских отложений. Просто происходит компенсация энергетического дефицита, созданного отсутствием соляного источника тепла (2).

В вариантах 1, 2 и 4 (с учетом 2-х факторов палеоклимата) баженовская свита имеет разные термические истории ГФН. Такая динамика термической истории ГФН может иметь существенное значение с точки зрения сингенетичности созревания РОВ материнских отложений, генерации УВ и формирования структурных планов площадей нефтесбора, локальных ловушек.

**Таблица 11.** Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур в скважине Верх-Тарская 7 (Новосибирская область)**Table 11.** Comparison of the measured and rated geotemperatures in the well Verkh-Tarskaya 7 (Novosibirsk region)

Глубина, м Depth, m	Измеренные («наблюденные») температуры, °C Measured («observed») temperatures, °C	Способ измерения Measurement method	Вариант (°C)/Version (°C)							
			1		2		3		4	
			Расчетные температуры Rated temperatures	Разница Difference						
2488	80	Пластовые Reservoir	82	+2	83	+3	89	+9	78	-2
2485	85		82	-3	83	-2		+4	78	-7
2485	86		82	-4	83	-3		+3	78	-8
2735	106	По ОСВ By VRD	110	+4	108	+2	-17	118	+12	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °C Mean-square deviation («mis-tie»), °C			±3		±2		±8		±7	

**Таблица 12.** Оценка плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (R) для вариантов учета палеоклимата (скважина Верх-Тарская 7, Новосибирская область)**Table 12.** Estimation of resource density of the generated Bazhenov oil (R) for versions of paleoclimate consideration (well Verkh-Tarskaya 7, Novosibirsk region)

Вариант палеотемпературного моделирования Version of paleotemperature modeling	Расчетные ресурсы (R), усл. ед. Rated resources (R), arb. units	Количество расчетных временных интервалов (n) Amount of the rated time intervals (n)	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад Operating period of paleosource of oil generation, million years ago	Время работы палеоочага, млн лет Paleosource run days, million years ago	Максимальные геотемпературы палеоочага, °C Peak geotemperatures of paleosource, °C
1	84	26	89,8–1,4	88,2	101
2	64	20	86,5–73,2 61,7–54, 8 42–3,1	59,1	98
3	21	35	24–0	24,0	88
4	89	26	91,6–3,1	90,0	109

Примечание. Те же, что к табл. 9.

Note. The same as in table 9.

В целом учет палеоклимата (варианты 1, 2 и 4) обуславливает увеличение расчетного палеотемпературного максимума в истории материнских баженовских отложений на 12(10)–15(13)–24(21) °C. Конечно, последние значения (21, 24 °C) маловероятны для юго-востока Западной Сибири. Тем не менее, полученные нами результаты вполне согласуются с предположением, высказанным А.Э. Конторовичем [3], о существенном влиянии резкого похолодания климата в конце плиоцена на геотермический режим осадочного чехла.

Как следует из сказанного выше, неучет факторов палеоклимата (вариант 3) не позволяет постро-

ить достаточно строгую физико-математическую модель геотермического режима нефтематеринской баженовской свиты, вскрытой глубокими скважинами в юго-восточной части Западной Сибири.

Таким образом, вариант 1, как на Лугинецком, так и на Верх-Тарском месторождении, наиболее полно учитывает два основных фактора палеоклимата (вековой ход на земной поверхности и неоплейстоценовую мерзлоту). Именно вариант 1 и представляет наиболее «богатую» термическую историю материнских отложений и обеспечивает наибольшую подсчетную плотность ресурсов генерированных нефтей на землях юго-востока Западной Сибири.

**Замечание.** Может казаться парадоксальным факт существенной разницы расчетных геотемператур ГФН баженовской свиты в вариантах 1, 2 и 4 (табл. 7, 10), ведь абсолютный палеотемпературный максимум ГФН приходится на рубеж олигоцена и миоцена (24 млн лет назад), а вечно мерзлые породы формировались только в неоплейстоцене (0,24 млн лет назад)! Объяснение этому кажущемуся парадоксу следующее. Палеотемпературы баженовской свиты *рассчитываются* по значению плотности теплового потока из основания осадочного разреза –  $q$ . Значение  $q$ , в свою очередь, *рассчитано* решением классической обратной задачи геофизики (4), где в качестве «наблюденных» температур  $T_i$  выступают *современные* пластовые температуры. На значения этих температур, с неизбежностью, повлияла неоплейстоценовая вечная мерзлота. Таким образом, учет в параметрах модели (1)–(4) толщи вечномерзлых пород (табл. 4, 6) – это, по аналогии с классической геофизикой, учет при моделировании в «наблюденных» температурах «палеоклиматического фона», обусловленного вечной мерзлотой. А так как вечная мерзлота («фон») в вариантах 1, 2 и 4 присутствует по-разному, то и *расчетные* значения геотемператур ГФН в вариантах 1, 2 и 4 получаются разные.

## Выводы

1. Аналитический обзор проблемы совершенствования подсчета ресурсов УВ юрско-меловых НГК Западной Сибири объемно-генетическим методом, основанном на палеорекострукциях геотермического режима материнских отложений, показал актуальность количественной оценки роли палеоклимата, особенно в позднечетвертичное время.
2. Определены три основных палеоклиматических фактора, вероятно существенно влияющих на реконструируемый геотермический режим осадочного разреза, включая нефтематеринские отложения: 1) вековой ход температур на поверхности Земли; 2) формирование и деградация неоплейстоценовой толщи вечномерзлых пород; 3) позднечетвертичные ледниковые покровы.
3. Сформулирована задача и определена методика количественной оценки 2-го фактора палеоклимата в реконструкциях геотермического режима нефтематеринских отложений и оценке реализации их генерационного потенциала.
4. Методика проведенных исследований основывается на методе палеотемпературного моделирования, наиболее полно учитывающем многочисленные параметры геотермополя, на многовариантности палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, на анализе варибельности результатов, на оценке соответствия результатов общепринятым критериям оптимальности решения обратной задачи геофизики, а также на степени согласованности расчетных очагов генерации нефти с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр.
5. На представительных примерах мезозойско-кайнозойского разреза юго-востока Западной Сибири (широты Томской и Новосибирской

областей) установлено, что учет векового хода температур на поверхности Земли и толщи неоплейстоценовой мерзлоты не позволяет адекватно восстановить термическую историю материнских баженовских отложений.

6. Получены результаты, указывающие на необходимость учета неоплейстоценовой мерзлоты мощностью порядка 300 м для корректного восстановления термической истории нефтематеринских отложений на землях юго-востока Западной Сибири.
7. При определении ресурсов УВ объемно-генетическим методом на землях Томской и Новосибирской областей предпочтительно применять «местный» вековой ход температур и толщ мерзлоты мощностью порядка 300 м. Это позволит более корректно учесть историю главной фазы нефтеобразования и не занижать (до 25–30 %) расчетные ресурсы УВ.

Представляется, что результаты проведенных исследований позволяют сформулировать задачи последующих научных изысканий в интереснейшей области – на стыке нефтегазовой геологии и геофизики и палеоклиматологии. Именно междисциплинарный подход может обеспечить создание ресурсоэффективных технологий поисков и разведки углеводородов [41].

Одна из таких первоочередных задач – количественно оценить влияние 3 фактора палеоклимата – позднечетвертичных ледниковых покровов – на расчетный геотермический режим и степень реализации генерационного потенциала баженовских отложений Западной Сибири. Эти периодически формирующиеся ледниковые покровы в центрах формирования на севере Западной Сибири достигали мощности 3500 м [3].

*Благодарим д.г.-м.н. А.Н. Фомина, предоставившего данные ОСВ.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1967. – № 11. – С. 135–156.
2. Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. – 1967. – № 2. – С. 16–29.
3. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов, С.А. Гуськов, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков, М.Б. Скворцов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.
4. Прищепа О.М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазоаккумуляции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/6/44\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf) (дата обращения: 20.08.2015).

5. Low geothermal heat flow of the Urals fold belt – implication of low heat production, fluid circulation or palaeoclimate? / I.T. Kukkonen, I.V. Golovanova, Yu.V. Khachay, V.S. Druzhinin, A.M. Kosarev, V.A. Scharov // Tectonophysics. – 1997. – V. 276. – P. 63–85.
6. Ерофеев Л.Я., Завидий Т.Ю. Определение поправки за палеоклиматический фактор для коррекции результатов геотермических исследований // Геофизика. – 2010. – № 5. – С. 48–52.
7. Голованова И.В., Сальманова Р.Ю., Тагирова Ч.Д. Методика расчета глубинных температур с учетом исправленных на влияние палеоклимата значений теплового потока // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 9. – С. 1426–1435.
8. Vertical variation in heat flow on the Kola Peninsula: palaeoclimate or fluid flow? / C. Vogt, D. Mottaghy, V. Rath, G. Marquart, L. Dijkshoorn, A. Wolf, C. Clauser // Geophysical Journal International. – 2014. – V. 199. – P. 829–843.
9. Демежко Д.Ю., Горностаева А.А. Реконструкции долговременных изменений теплового потока через земную поверхность по данным геотермии глубоких скважин // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1841–1846.
10. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.

11. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, М.Э. Рояк, А.Н. Фомин // Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31. – № 2. – С. 15–46.
12. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (на широтах Томской области) / Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, К.А. Криницина, Ю.Г. Останкова // Известия Томского политехнического университета. – 2013 – Т. 322. – № 1. – С. 45–50.
13. 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.
14. Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. – 2006. – № 3. – С. 101–120.
15. Галушкин Ю.И., Ситар К.А., Куницина А.В. Численное моделирование преобразования органического вещества осадочных горных пород северо-восточного шельфа Сахалина // Океанология. – 2011. – Т. 51. – № 3. – С. 521–531.
16. 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 / отв. ред. Ю.Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.
17. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
18. Гольберт А.В. Основы региональной палеоклиматологии. – М.: Недра, 1987. – 222 с.
19. Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf) (дата обращения: 20.08.2015).
20. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
21. Исаев В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н. Влияние палеоклимата на геотермический режим баженовских отложений юго-востока Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 3. – С. 4–11.
22. Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумерова (Искоркина) А.А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 93–102.
23. Эльгер Ю.С. К вопросу о границах покровного четвертичного оледенения в пределах Западной Сибири и Казахстана // Разведка и охрана недр. – 2015. – № 1. – С. 30–33.
24. Krasny M.L., Kosygin V.Yu., Isaev V.I. Density Model of the Seismic Acoustic Basement of the Kuril-Kamchatka Island System and Surrounding Areas // Modern Geology. – 1986. – V. 10 (1). – P. 65–72.
25. Density Modeling of the Basement of Sedimentary Sequences and Prediction of Oil-Gas Accumulation: Evidence from South Sakhalin and West Siberia / V.I. Isaev, R.Yu. Gulenok, O.S. Isaeva, G.A. Lobova // Russian Journal of Pacific Geology. – 2008. – V. 2. – № 3. – P. 191–204.
26. 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.
27. 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.
28. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
29. Сурикова Е.С., Калинина Л.М. История тектонического развития Межовского мегамыса и модель геологического строения Верх-Тарского нефтяного месторождения. Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 1. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/14\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/14_2010.pdf) (дата обращения: 20.08.2015).
30. Шарбатян А.А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. – М.: Наука, 1974. – 123 с.
31. 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.
32. 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.
33. Геотермия как метод разведочной геофизики (на примере оценки ресурсов углеводородов доюрского основания Западной Сибири) / Г.А. Лобова, А.К. Исагалиева, Е.М. Ахметов, В.И. Исаев // Известия НАН Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2015. – № 2. – С. 84–94.
34. Шкала геологического времени / У.Б. Харленд, А.В. Кокс, П.Г. Ллеллелин, К.А.Г. Пиктон, А.Г. Смит, Р. Уолтерс. – М.: Мир, 1985. – 140 с.
35. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов / В.И. Исаев, Р.Ю. Гуленок, О.В. Веселов, А.В. Бычков, Ю.Г. Соловейчик // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
36. Иванов Н.С., Гаврильев Р.И. Теплофизические свойства мерзлых горных пород. – М.: Наука, 1965. – 74 с.
37. Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bаженоv- and togur-type oils in the southern Nyuroł'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – V. 47. – № 6. – P. 734–745.
38. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
39. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.
40. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuroł'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. 55. – P. 1418–1428.
41. Разработка эффективной методики оценки ресурсов углеводородов с применением сравнительно-исторического метода и геотермии как нового метода разведочной геофизики / А.А. Искоркина, И.В. Брылина, А.А. Корниенко, В.И. Исаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 7. – С. 60–69.

Поступила 26.08.2015 г.

UDC 553.98:553.041:552.578:550.8.05

## LATE QUATERNARY PERMAFROST AS A FACTOR OF GEOTHERMAL MODE AND REALIZATION OF PETROGENERATIVE CAPACITY OF THE BAZHENOV SUITE (TOMSK AND NOVOSIBIRSK REGIONS)

**Albina A. Iskorkina,**

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.  
E-mail: iskorkina.a@mail.ru.

**Aigul K. Issagalieva,**

Kazakh National Technical University named after K.I. Satpayev, 22, Satpayev street, Almaty, 050013, Republic of Kazakhstan. E-mail: a\_issagalieva@mail.ru

**Olga S. Isaeva,**

Territorial fund of geological information for the Siberian Federal District, bld. 16, 9, Mokrushin street, Tomsk, 634034, Russia. E-mail: isaeva\_sah@mail.ru

**Vladimir Yu. Kosygin,**

Computer center of DVO Russian Academy of Sciences, 65, Kym Yu Chen street, Khabarovsk, 680000, Russia. E-mail: kosyginv@inbox.ru

**Valeriy I. Isaev,**

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.  
E-mail: isaewi@tpu.ru

**The relevance of the research** is caused by the need to develop the criteria and effective schemes of quantitative assessment of resources – prospects of petroleum of West Siberian petroleum province territories having unique late quaternary paleoclimate features. In the review of the problem of improving the technique to calculate the resources of hydrocarbons by the volume and genetic method the authors have determined the major paleoclimate factors: 1) the century course of temperatures on a terrestrial surface; 2) formation and degradation of Neo-Pleistocene thickness of permafrost rock; 3) late quaternary glacial covers.

**The main aim** of the research is to define the influence of the second factor of a paleoclimate – Neo-Pleistocene permafrost thickness – on the settlement geothermal regime and extent of implementation of their generative potential of petromaternal deposits on the example of the Bazhenov suite of the southeast of Western Siberia.

**Object of researches** is Bazhenov deposits of the Mesozoic and Cenozoic section, opened with deep wells in the southeast of Western Siberia (the Luginetskaya field of the Tomsk region, the Verkh-Tarsky field of the Novosibirsk region).

**The technique of researches** is based on a method of paleotemperature modeling – the solution of the return and direct problems of a non-stationary geothermal in the conditions of sedimentation, on diversity paleotectonic and paleotemperature reconstructions, on the assessment of the reconstruction results compliance to the criteria of optimality of geophysics return problem solution, on the assessment of coherence degree of the settlement centers of oil generation with the established petroleum potential of mineral resources.

**Research results.** It was ascertained that the accounting of Neo-Pleistocene permafrost with about 300 m power is necessary and it is preferable to apply the «local» (regional) century course of temperatures on a terrestrial surface to adequate recovery of thermal history of petromaternal deposits on epy lands of the southeast of Western Siberia. This allows considering more correctly the history of the main phase of oil formation, both without underestimating (to 25–30 %) the settlement of hydrocarbon resources obtained by the volume and genetic method. The conclusion is drawn that the interdisciplinary approach (petroleum geology, geophysics and a paleoclimatology) can provide the development of the resource efficient technology of searching and investigating hydrocarbons.

### Key words:

Resources of hydrocarbon, Neo-Pleistocene permafrost, Bazhenov deposits, paleotemperature modeling, southeast of Western Siberia.

*The authors thank Dr. Sc. A.N. Fomin for vitrinite reflectance data.*

### REFERENCES

1. Vassoevich N.B. Teoriya osadochno migracionnogo proiskhozhdeniya nefi (istoricheskiy obzor i sovremennoe sostoyanie) [Theory of a sedimentary and migratory origin of oil (historical review and current state)]. *Izvestiya AN SSSR. Ser. Geol – Bulletin of the AN SSSR. Ser. Geol.*, 1967, no. 11, pp. 135–156.
2. Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. Metamorfizm organicheskogo veshchestva i nekotorye voprosy neftegazonosnosti (na primere mezozoisikh otlozheniy Zapadno Sibirskoy nizmennosti) [Metamorphism of organic substance and some issues of petroleum content (on the example of Mesozoic deposits of the West Siberian lowland)]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 1967, no. 2, pp. 16–29.
3. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Guskov S.A., Ershov S.V., Kazanenko V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Istoriko-geologicheskoe modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoyско-kaynozoyском osadochnom bassejne Karskogo morya (basseynovoe modelirovanie) [Historical and geological modeling of naftidogenesis processes in Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling)]. *Geologiya i Geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.
4. Prishchepa O.M. Kompleksnyy sposob kolichestvennoy otsenki resursov nefi i gaza v zonakh neftegazonakopleniya [A complex way of a quantitative assessment of oil and gas resources in oil

- and gas accumulation zones]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika – Oil and gas geology. Theory and practice*, 2011, vol. 6, no. 4. Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/6/44\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf) (accessed: 20 August 2015).
5. Kukkonen I.T., Golovanova I.V., Khachay Yu.V., Druzhinin V.S., Kosarev A.M., Scharov V.A. Low geothermal heat flow of the Urals fold belt – implication of low heat production, fluid circulation or palaeoclimate? *Tectonophysics*, 1997, vol. 276, pp. 63–85.
  6. Erofeev L.Ya., Zavidiy T.Yu. Opredelenie popravki za paleoklimaticheskii faktor dlya korrektsii rezultatov geotermicheskikh issledovaniy [Definition of the amendment for a paleoclimate factor for correcting the results of geothermal researches]. *Geofizika – Geophysics*, 2010, no. 5, pp. 48–52.
  7. Golovanova I.V., Salmanova R.Yu., Tagirova Ch.D. Metodika rascheta glubinnyykh temperatur s uchetom ispravlenyykh na vliyaniye paleoklimata znacheniyy teplovogo potoka [Method for deep-temperature estimation with regard to the paleoclimate influence on the heat flow]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 9, pp. 1426–1435.
  8. Vogt C., Mottaghy D., Rath V., Marquart G., Dijkshoorn L., Wolf A., Clauser C. Vertical variation in heat flow on the Kola Peninsula: palaeoclimate or fluid flow? *Geophysical Journal International*, 2014, vol. 199, pp. 829–843.
  9. Demeyko D.Yu., Gornostaeva A.A. Rekonstruktsii dolgovremennykh izmeneniy teplovogo potoka cherez zemnyuyu poverkhnost po dannym geotermii glubokikh skvazhin [Reconstruction of long-term changes of a thermal stream through a terrestrial surface according to a geothermics of deep wells]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 12, pp. 1841–1846.
  10. Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegazonosnost molodykh plit SSSR* [Thermal field and oil and gas content of young plates of the USSR]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 222 p.
  11. Isaev V.I., Lobova G.A., Royak M.E., Fomin A.N. Neftegazonosnost tsentralnoy chasti Yugorskogo svoda [Oil and gas content of the central part of the Yugra arch]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2009, vol. 31, no. 2, pp. 15–46.
  12. Lobova G.A., Osipova E.N., Krinitsyna K.A., Ostankova Yu.G. Vliyaniye paleoklimata na geotermicheskii rezhim i neftegeneratsionnyy potentsial bazhenovskoy svity (na shirotakh Tomskoy oblasti) [Influence of paleoclimate on geothermal regime and oil generation potential of the Bazhenov Formation (at latitudes of Tomsk region)]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 45–50.
  13. Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. Modelirovaniye protsessov generatsii, migratsii i akumulatsii uglevodorodov v yurskikh i melovykh kompleksakh Enisey-Khatangskogo basseyna [Modeling generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and cretaceous complexes of the Yenisei-Hatangsky basin]. *Geologiya nefti i gaza – Geology of oil and gas*, 2011, no. 5, pp. 48–55.
  14. Lopatin N.V. Kontseptsiya neftegazovykh generatsionno-akkumulyatsionnykh sistem kak integriruyushchee nachalo v osnovanii poiskovo-razvedochnyykh rabot [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.
  15. Galushkin Yu.I., Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Chislennoe modelirovaniye preobrazovaniya organicheskogo veshchestva osadochnyykh gornyykh porod severo-vostochnogo shelfa sakhalina [Numerical modeling of organic substance transformation in sedimentary rocks of the northeast shelf of Sakhalin]. *Oceanology*, 2011, vol. 51, no. 3, pp. 521–531.
  16. Hutorskiy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V., Leonov Yu.G., Podgornyykh L.V., Polyak B.G., Sukhikh E.A., Tsybulya L.A. *Geotermiya arkticheskikh morey* [Geothermic of the Arctic seas]. Ed. by Yu.G. Leonov. Moscow, GEOS Publ., 2013. 232 p.
  17. Galushkin Yu.I. *Modelirovaniye osadochnyykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modeling of decantation basins and assessment of their oil-and-gas content]. Moscow, Nauchny mir Publ., 2007. 456 p.
  18. Golbert A.V. *Osnovy regionalnoy paleoklimatologii* [Bases of regional paleoclimatology]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 222 p.
  19. Lobova G.A., Stotskiy V.V., Isaev V.I. Vliyaniye paleoklimata na geotermicheskii rezhim i realizatsiyu neftegeneratsionnogo potentsiala bazhenovskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (Novosibirskaya oblast) [Influence of paleoclimate on geothermal mode and realization of petrogenative potential of Bazhenov deposits in the southeast of Western Siberia (Novosibirsk region)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika – Oil and gas geology. Theory and practice*, 2014, vol. 9, no. 3. Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/31\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf) (accessed: 20 August 2015).
  20. Isaev V.I., Iskorkina A.A. Mezozoysko-kaynozoykiy hod temperatur na poverkhnosti Zemli i geotermicheskii rezhim yurskikh neftematerinskikh otlozheniy (yuzhnaya paleoklimaticheskaya zona Zapadnoy Sibiri) [Mesozoic and Cainozoic course of temperatures on the Earth surfaces and geothermal mode of the Jurassic petromaternal deposits (the southern paleoclimate zone of Western Siberia)]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2014, vol. 36, no. 5, pp. 64–80.
  21. Isaev V.I., Lobova G.A., Fomin A.N. Vliyaniye paleoklimata na geotermicheskii rezhim bazhenovskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Influence of paleoclimate on geothermal mode of bazhenov deposits in the southeast of Western Siberia]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2015, no. 3, pp. 4–11.
  22. Isaev V.I., Rylova T.B., Gumerova (Iskorkina) A.A. Paleoklimat Zapadnoy Sibiri i realizatsiya generatsionnogo potentsiala neftematerinskikh otlozheniy [Paleoclimate of Western Siberia and realization of generative potential of petromaternal deposits]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 324, no. 1, pp. 93–102.
  23. Elger Yu.S. K voprosu o granitsakh pokrovnogo chetvertichnogo oledeneniya v predelakh Zapadnoy Sibiri i Kazakhstana [Borders of integumentary quaternary freezing within Western Siberia and Kazakhstan]. *Razvedka i okhrana nedr – Investigation and protection of a subsoil*, 2015, no. 1, pp. 30–33.
  24. Krasny M.L., Kosygin V.Yu., Isaev V.I. Density Model of the Seismic Acoustic Basement of the Kuril-Kamchatka Island System and Surrounding Areas. *Modern Geology*, 1986, vol. 10 (1), pp. 65–72.
  25. Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Isaeva O.S., Lobova G.A. Density Modeling of the Basement of Sedimentary Sequences and Prediction of Oil-Gas Accumulation: Evidence from South Sakhalin and West Siberia. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2008, vol. 2, no. 3, pp. 191–204.
  26. 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.
  27. Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. Model katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoy svity) [The katagenesis model of organic matter (by the example of Bazhenov Formation)]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078.
  28. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoykskikh otlozheniy yugo-vostochnyykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern regions of West Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
  29. Surikova E.S., Kalinina L.M. Istoriya tektonicheskogo razvitiya Meyovskogo megamysa i model geologicheskogo stroeniya Verkh-

- Tarskogo neflyanogo mestorozhdeniya [History of tectonic development of the Mezhevsky mega-foreland and model of geological structure of the Verkh-Tarsky oil field]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika – Oil and gas geology. Theory and practice*, 2010, vol. 5, no. 1. Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/14\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/14_2010.pdf) (accessed: 20 August 2015).
30. Sharbatyan F.F. *Ekstremalnye otsenki v geotermii i geokriologii* [Extreme estimates in the geothermic and cryopedology]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 123 p.
  31. 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.
  32. 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.
  33. Lobova G.A., Isagaliyeva A.K., Akhmetov E.M., Isaev V.I. Geotermiya kak metod razvedochnoy geofiziki (na primere otsenki resursov uglevodorodov doyrskogo osnovaniya Zapadnoy Sibiri) [Geothermics as a method of prospecting geophysics (on the example of assessment of hydrocarbons resource of the pre-Jurassic basin in Western Siberia)]. *Izvestiya NAN Respubliki Kazakhstan. Seriya geologii i tekhnicheskikh nauk – News of NAN of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical science*, 2015, no. 2, pp. 84–94.
  34. Harlend U.B., Koks A.V., Llevellin P.G., Pikton K.A.G., Smit A.G., Uolters R. *Shkala geologicheskogo vremeni* [Shkal geological time]. Moscow, Mir Publ., 1985. 140 p.
  35. Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Soloveychik Yu.G. Kompyuternaya tekhnologiya kompleksnoy otsenki neftegazovogo potentsiala osadochnykh basseynov [Computer technology of a complex assessment of oil and gas potential of de-cantation basins]. *Geologiya nefli i gaza – Geology of oil and gas*, 2002, no. 6, pp. 48–54.
  36. Ivanov N.S., Gavrilov R.I. *Teplofizicheskie svoystva merzlykh gornykh porod* [Thermal physical properties of frozen rocks]. Moscow, Nauka Publ., 1965. 74 p.
  37. 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.
  38. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erve Yu.G. *Geologiya nefli i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas of Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 680 p.
  39. Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. Lokalizatsiya prognoznykh resursov nefli yursko-melovykh neftegazonosnykh kompleksov Ust-Tymskoy megapadiny [Localization of probable oil resource for Jurassic and Cretaceous oil-and-gas complexes of the Ust-Tym megadepression]. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 2, pp. 36–40.
  40. 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, vol. 55, pp. 1418–1428.
  41. Iskorkina A.A., Brylina I.V., Kornienko A.A., Isaev V.I. Razrabotka effektivnoy metodiki otsenki resursov uglevodorodov s primeneniem sravnitelno-istoricheskogo metoda i geotermii kak novogo metoda razvedochnoy geofiziki [Development of an effective technique for assessing hydrocarbon resources applying the comparative-historical method and geothermic as a new method of prospecting geophysics]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2015, vol. 326, no. 7, pp. 60–69.

Received: 26 August 2015.