

## Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории нефтематеринских Баженовской и Тогурской свит юго-востока западной Сибири

© В. И. Исаев<sup>1</sup>, А. А. Искоркина<sup>1</sup>, Г. А. Лобова<sup>1</sup>, А. Н. Фомина<sup>2</sup>, 2016

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

<sup>2</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия

Поступила 21 июня 2016 г.

Представлено членом редколлегии В. И. Старостенко

Регионы Західносибірської нафтогазоносної провінції мають унікальні палеокліматичні особливості: 1) мезозойсько-кайнозойський віковий хід температур, індивідуальний для регіональних палеокліматичних зон; 2) різномасштабні процеси формування і деградації неоплейстоценових товщ вічномерзлих порід; 3) зонально і періодично сформовані пізньочетвертинні льодовикові покриви. Мета досліджень — оцінити вплив чинників палеоклімату (віковий хід температур на земній поверхні і неоплейстоценових товщ мерзлоти) на розрахунковий геотермічний режим нафтоматеринських свит, який визначає підрахунок щільності ресурсів вуглеводнів (ВВ) об'ємно-генетичним методом. Об'єкт досліджень — баженовські і тогурські відклади мезозойсько-кайнозойського розрізу, розкритого глибокими свердловинами на південному сході Західного Сибіру (Північнофестивальне і Лугінецьке родовища вуглеводнів Томської обл.).

Дослідження ґрунтуються на застосуванні методу палеотемпературного моделювання — позитивного розв'язання оберненої і прямих задач нестационарної геотермії в умовах седиментації, на багатоваріантності палеотектонічних і палеотемпературних реконструкцій, оцінюванні відповідності результатів реконструкцій критеріям оптимальності розв'язання оберненої задачі геофізики та ступеня узгодженості розрахункових вогнищ генерації нафт із встановленою нафтогазоносністю надр. Установлено необхідність урахування неоплейстоценової мерзлоти потужністю близько 300 м і застосування «місцевого» (регіонального) вікового ходу температур на земній поверхні для адекватного відновлення термічної історії нафтоматеринських відкладів на землях південного сходу Західного Сибіру. У разі неврахування товщ багаторічної мерзлоти розрахункові ресурси ВВ, що визначаються об'ємно-генетичним методом, можуть бути занижені до 25—30 %. У разі неврахування палеокліматичного ходу температур розрахункові ресурси ВВ можуть бути занижені від 50 % до 4 разів.

**Ключові слова:** палеоклімат, геотермічний режим, баженовські й тогурські відклади, ресурси, Західний Сибір.

**Постановка задачі.** В Северном полушарии Земли, в Западной Сибири в плейстоцене произошло глобальное событие — резкое похолодание климата. Похолодание на земной поверхности, формирование и деградация мощных толщ многолетнемерзлых пород, ледниковых покровов могли приводить к снижению существенной нестационарности температурного поля во всем осадочном разрезе [Курчиков, 2001]. Даже на глубинах 3,0—3,5 км, включающих потенциально нефтематеринские отложения, геотемпературы могли снизиться по сравнению с предплиоценовыми на 15—20 °С [Конторович и др., 2013].

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности (оценка плотности ресурсов

углеводородов и районирование регионов, крупных территорий и зон нефтегазоаккумуляции) выполняется объемно-генетическим методом (бассейновое моделирование), а также его модификациями с комплексированием способов классической геологии [Прищеп, 2011; Сафронов и др., 2011; Конторович и др., 2013]. Количество генерированных углеводородов (УВ) рассчитывается на основе реконструкции геотемпературного режима нефтематеринских отложений.

Накоплен значительный исследовательский материал, показывающий влияние факторов палеоклимата на температурный режим осадочно-вулканогенных и магматических комплексов [Голованова и др., 2014; Демежко,

Горностаева, 2014; Vogt et al., 2014; Большаков, 2015]. В этих работах выполнены, в основном, реконструкции изменения фундаментального геодинамического параметра — теплового потока через земную поверхность в связи с климатическими изменениями в плейстоцен-голоцене, а также реконструкции ледниковых циклов, объясняемых орбитальной теорией палеоклимата М. Миланковича. Работы [Исаев и др., 2009; Лобова и др., 2013а] показывают влияние мезозойско-кайнозойского векового хода температур земной поверхности на термическую историю непосредственно нефтематеринских отложений.

Многие ученые, занимающиеся моделированием термической истории осадочных бассейнов Западной Сибири и других нефтегазоносных провинций, учитывают вековой ход температур на поверхности Земли [Лопатин, 2006; Галушкин и др., 2009; Хуторской и др., 2011]. При этом используются системы бассейнового моделирования, например ГАЛО. Применяемый здесь вековой ход температур можно условно назвать «стандартным», так как он не учитывает особенностей региональных палеоклиматических зон [Гольберт, 1987].

В работах [Исаев, Искоркина, 2014; Исаев и др., 2015] показано, что при определении ресурсов УВ объемно-генетическим методом 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, как следствие, не завышать/занижать (до 30—40 %) расчетные ресурсы. При этом получены результаты, указывающие на необходимость учета данных отражательной способности витринита (ОСВ) для корректного восстановления термической истории нефтематеринских отложений. Неучет данных ОСВ («максимального палеотермометра») может приводить к существенным ошибкам в оценке ресурсов, вплоть до «пропуска» ресурсов.

Системное рассмотрение параметров палеоклимата позволяет выделить три основных фактора, влияющих *прямо (фактически)* или *косвенно (в расчетах, реконструкциях)* температурный режим осадочного чехла, термическую историю нефтематеринских отложений, а, следовательно, и на степень реализации их генерационного потенциала. *Первый фактор* — это вековой ход температур на поверхности Земли, обуславливающий солянный ис-

точник тепла для процессов генерации УВ. *Второй фактор* — это палеотолщи вечномёрзлых пород, перекрывающие материнские отложения и обладающие аномально высокой теплопроводностью. *Третий фактор* — это ледниковые покровы, своеобразные литолого-стратиграфические комплексы, существенно увеличивающие мощность перекрывающих отложений.

*Цель настоящей статьи* — представить результаты определения влияния *первого и второго факторов палеоклимата (мезозойско-кайнозойского векового хода температур на земной поверхности и неоплейстоценовой толщи мерзлоты на реконструкции геотермического режима)* на оценку степени реализации генерационного потенциала баженовских и тогурских отложений юго-востока Западной Сибири.

Количественное определение влияния палеоклимата на расчетный геотермический режим и оценку степени реализации генерационного потенциала материнских отложений выполняется на основе анализа вариабельности результатов 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») расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка» — это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности «наблюдений» [Старостенко, 1978; Isaev, 2013]. Эта погрешность порядка  $\pm 2$  °С. В качестве второго основного критерия принята степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, прогнозируемых по геотемпературному критерию, с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр.

В целом проводимые исследования связаны с решением фундаментальной научной проблемы — с разработкой критериев и эффек-

тивных схем количественной оценки перспектив нефтегазоносности территорий Западной Сибири. Исследования выполнены в рамках методологии осадочно-миграционной теории нефтидогенеза [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967].

**Краткая характеристика объекта исследований.** Приводятся результаты моделирования палеогеотемпературных условий материнских отложений, выполненные для осадочных разрезов глубоких скважин Северо-Фестивальная-1 и Лугинецкая-183 (рис. 1, табл. 1). Скважины расположены в пределах Каймысовской нефтегазоносной области, в которой продуктивными комплексами являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский.

Для средне-, нижнеюрского и палеозойского нефтегазоносных комплексов (НГК) нефтематеринской является *тогурская свита* ( $J_{1t_1}$ ) с рассеянным органическим веществом (РОВ) гумусового и смешанного типов, с достаточно высоким содержанием  $C_{орг}$  (от 1,5 до 5,0 %) и региональной катагенетической преобразованностью на уровне градаций  $МК_1^2$ — $МК_2$ . Для нижнемелового и верхнеюрского НГК основным источником УВ является РОВ сапропелевого типа *баженовской свиты* ( $J_{3tt}$ ), региональный генерационный потенциал которой обусловлен высоким содержанием  $C_{орг}$  (от 9 до 12 %), катагенезом середины градаций  $МК_1^1$  [Конторович и др., 2009; Фомин, 2011].

На месторождении Северо-Фестивальное залежи УВ связаны в основном со средне-

**Т а б л и ц а 1.** Характеристика разрезов скважин Северо-Фестивальная-1 и Лугинецкая-183

Характеристики	Значение	
	Северо-Фестивальная-1	Лугинецкая-183
Забой, м	3270	2500
Отложения на забое (свита)	Палеозой (PZ)	Средняя юра (тюменская)
Подошва нижнеюрских отложений	3234	—
Кровля тогурской свиты	3165	—
Мощность тогурской свиты	30	—
Кровля баженовской свиты	2705	2313
Мощность баженовской свиты	23	16
Мощность палеогеновых отложений	534	257
Мощность неогеновых отложений	—	—
Мощность четвертичных отложений	35	25
Результаты испытаний* (свита; пласт; тип флюида; дебит, м <sup>3</sup> /сут.)	Баженовская+васюганская (Ю <sub>1</sub> ); сухо, нефтепроявление в керне. Тюменская; Ю <sub>13-15</sub> ; нефть; 2,57. Тюменская; Ю <sub>13-14</sub> ; нефть; 0,28. Урманская; Ю <sub>16</sub> ; нефть; 0,13. Урманская+палеозой; Ю <sub>16</sub> +PZ; нефть, газ; 1,54; 890. Палеозой; PZ; газ; 410.	Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> ; нефть; 11, 5. Васюганская; Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> ; нефть; 13, 0.
Измеренные пластовые температуры* (свита; глубина замера; °C)	Тюменская; 3130 м; 118. Тюменская; 3145 м; 123.	Куломзинская; 2200 м; 77. Тюменская; 2350 м; 84.
Измеренные температуры по ОСВ** (свита; глубина отбора; ( $R_{vt}^0$ ); °C)	Урманская; 3232м; (0,83); 124.	Васюганская; 2345 м; (0,63); 98.

\* Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); \*\* ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (Новосибирск).

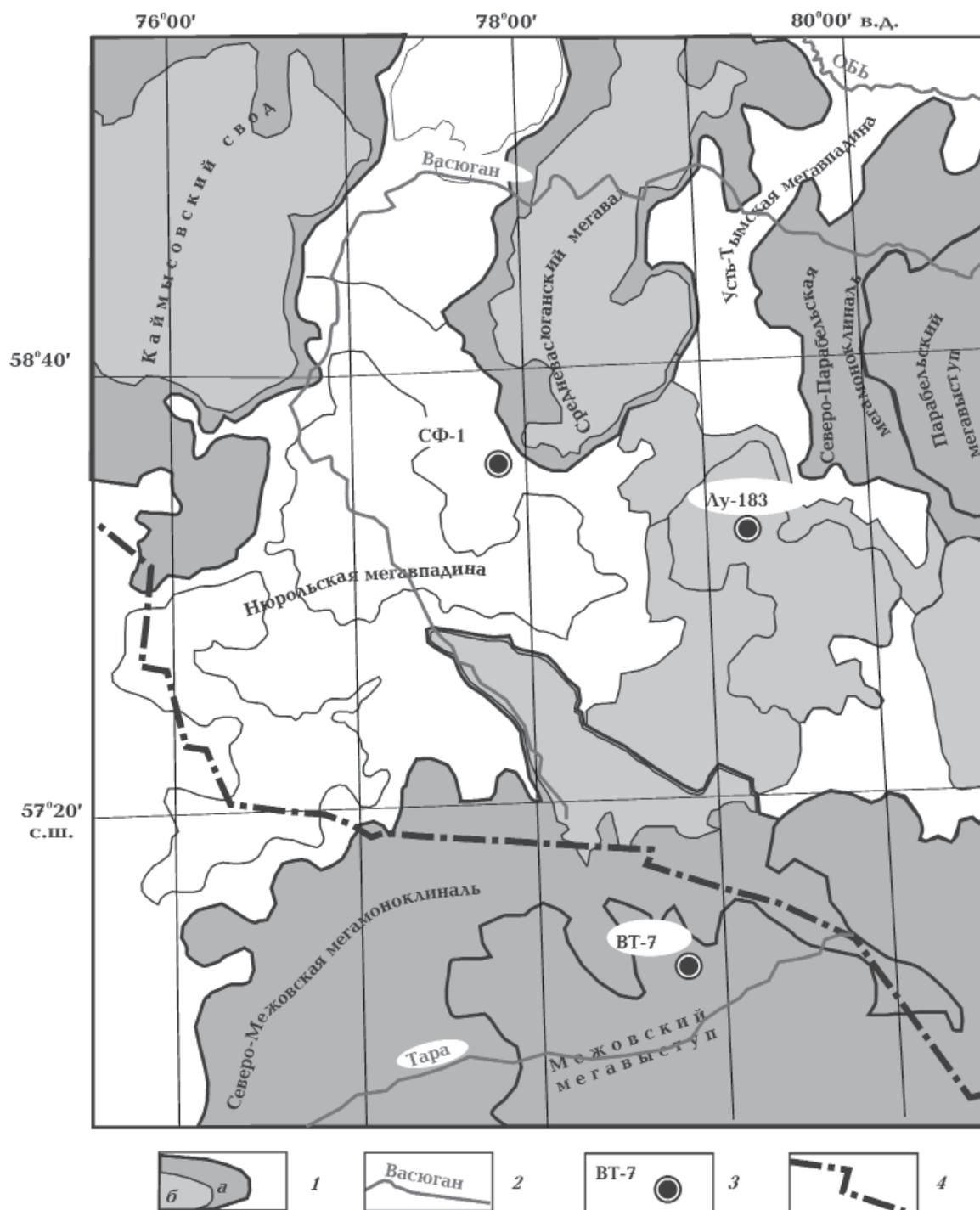


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований (на тектонической основе [Конторович и др., 2001]): 1 — структуры (а — I порядка, б — II порядка), 2 — реки; 3 — исследуемые скважины (Лу-183 — Лугинецкая-183, СФ-1 — Северо-Фестивальная-1, ВТ-7 — Верх-Тарская-7), 4 — административная граница между Томской и Новосибирской областями.

нижнеюрскими коллекторами (пласты Ю<sub>13–16</sub>), на Лугинецком — с верхнеюрскими коллекторами (горизонт Ю<sub>1</sub>).

Возможная мощность толщи мерзлоты в неоплейстоцене принята до 300 м [Шарбатян,

1974; Ефименко и др., 2013] и, гипотетически, до 1000 м [Павлов, Гравис, 2000]. А. А. Шарбатяном образование многолетнемерзлых пород в четвертичное время на расчетный промежуток 245 тыс. лет связано с вековым ходом тем-

ператур на поверхности грунта (табл. 2).

**Т а б л и ц а 2.** Изменение во времени мощности многолетнемерзлых пород (район Широкого Приобья, 61° с.ш.), по [Шарбатян, 1974]

Время, тыс. лет назад	Глубина положения нижней кромки мерзлоты, м	Вековой ход температур на земной поверхности, °С
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

**О методике исследований.** Восстановление термической истории материнских отложений выполняется на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций. Применен метод палеотемпературного моделирования, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей. В математическую модель непосредственно включены климатический вековой ход температур на земной поверхности как краевое условие и палеотемпературы, определенные по ОСВ как «наблюденные». В модели палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными реконструкциями [Isaev et al., 1996; Isaev, Fomin, 2006; Gulenok et al., 2011; Исаев и др., 2016].

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели, принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичному «Делу скважины» и «Каталогу литолого-стратиграфических разбивок скважин» (табл. 3 и табл. 4). Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени [Харленд и др., 1985],

увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992 г.), определяют время и скорости осадконакопления.

Формирование, существование, деградация толщи вечномерзлых пород учитывается как литолого-стратиграфический комплекс (табл. 5 и 6), обладающий аномально высокими значениями теплопроводности  $l$  и температуропроводности  $a$ .

В варианте 1 (см. табл. 5) принята 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 толщей мерзлых пород со своими теплофизическими характеристиками — теплопроводность, температуропроводность [Иванов, Гаврильев, 1965]. Затем эта толща мерзлых пород перекрывает осадочный чехол в течение 179 тыс. лет. После этого «мгновенно» (1,5+3,0 тыс. лет) толща вечной мерзлоты заменяется «нормальными» осадочными отложениями. И, далее, существует «нормальный» осадочный чехол до настоящего времени, в последние 52 тыс. лет.

В варианте 4 (см. табл. 6) взята 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 толщей мерзлоты осуществлялась по геологическому времени за 5,0+3,0 тыс. лет. После этого толща мерзлых пород перекрывает осадочный чехол в течение 206 тыс. лет, а затем вечная мерзлота заменяется (за 5,0+3,0 тыс. лет) «нормальными» осадочными отложениями. И, далее, существует современный разрез 18 тыс. лет.

Первое краевое условие модели определяется температурой поверхности осадконакопления, т.е. палеоклиматом (соляным источником тепла), и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [Исаев, Искоркина, 2014].

Схема расчета палеотемператур материнской свиты состоит из двух этапов. На первом 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

**Таблица 3. Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Северо-Фестивальная-1 (без учета неоплейстоценового промерзания осадочного чехла)**

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, (Вт/м)·°С	Температуро- проводность, м <sup>2</sup> /с	Тепловыде- ление, Вт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	35	1,64—0	1,64	2,02	1,27	6,5e—007	1,1e—006
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	—	1,64—4,71	3,07	—	—	—	—
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	—	4,71—24,0	19,29	—	—	—	—
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	154	24,0—32,3	8,3	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Чеганская <i>hg Pg<sub>3-2</sub></i>	70	32,3—41,7	9,4	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	240	41,7—54,8	13,1	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Талицкая <i>tl Pg<sub>1</sub></i>	70	54,8—61,7	6,9	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Ганькинская <i>P<sub>1</sub>-K<sub>2gn</sub></i>	170	61,7—73,2	11,5	2,11	1,37	7e—007	1,25e—006
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	130	73,2—86,5	13,3	2,11	1,37	7e—007	1,25e—006
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	—	86,5—89,8	3,3	—	—	—	—
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	15	89,8—91,6	1,8	2,18	1,43	8e—007	1,25e—006
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	800	91,6—114,1	22,5	2,26	1,49	8e—007	1,25e—006
Алымская <i>a<sub>2</sub> K<sub>1</sub></i>	24	114,1—116,3	2,2	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Алымская <i>a<sub>1</sub> K<sub>1</sub></i>	17	116,3—120,2	3,9	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	613	120,2—132,4	12,2	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	54	132,4—136,1	3,7	2,44	1,62	8e—007	1,25e—006
Куломзинская <i>klmK<sub>1</sub></i>	313	136,1—145,8	9,7	2,44	1,64	8e—007	1,25e—006
Баженовская <i>bg J<sub>3</sub></i>	23	145,8—151,2	5,4	2,42	1,62	8e—007	1,3e—006
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	5	151,2—156,6	5,4	2,42	1,62	8e—007	1,3e—006
Васюганская <i>vs J<sub>3</sub></i>	70	156,6—162,9	6,3	2,42	1,6	8e—007	1,3e—006
Тюменская <i>tm J<sub>1-2</sub></i>	362	162,9—200,8	37,9	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006
Тогурская <i>tg J<sub>1</sub></i>	30	200,8—203,9	3,1	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006
Урманская <i>ur J<sub>1</sub></i>	39	203,9—208,0	4,1	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006

\* Данные литолого-стратиграфических разбивок из каталога (В. И. Волков, 2001; материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). Заливкой показаны времена накопления нефтематеринских тогурской и баженовской свит и их параметрическое описание.

температуры  $U$  в заданных точках осадочной толщи  $Z$  (в материнской свите) в заданные моменты геологического времени  $t$ .

Для решения обратной задачи геотермии в качестве «наблюденных» используются измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, и палеотемпературы, определенные по ОСВ (см. табл. 1).

Решение прямых задач геотермии выполняется на 56 ключевых моментах геологического времени, соответствующих временам начала/завершения формирования каждой свиты, перекрывающих материнскую, а также точкам «излома» векового хода температур на земной

поверхности и «переломным» моментам формирования и деградации неоплейстоценовой мерзлоты.

Модель процессов нефтегазообразования [Конторович, 1976; Бурштейн и др., 1997] позволяет по геотемпературному критерию выполнить выделение очагов интенсивного образования нефтей из РОВ материнских отложений.

Для сопоставительной оценки результатов вариантов моделирования и степени согласованности расчетных очагов генерации УВ с установленной геологоразведочными работами нефтегазоносностью недр для каждого ва-

**Таблица 4. Параметрическое описание седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Лугинецкая-183 (без учета неоплейстоценового промерзания осадочного чехла)**

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, (Вт/м)·°С	Температуропроводность, м <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, Вт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	25	1,64—0	1,64	2,02	1,27	6,5e—007	1,1e—006
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	—	1,64—4,71	3,07	—	—	—	—
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	—	4,71—24,0	19,29	—	—	—	—
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	84	24,0—32,2	8,3	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Чеганская + Люлинворская + Талицкая <i>hg ll tl Pg<sub>1-3</sub></i>	173	32,2—61,7	29,4	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Ганькинская <i>gn Pg<sub>1-K<sub>2</sub></sub></i> + +Славгородская + Ипатовская +Кузнецовская <i>sl ip kz K<sub>2</sub></i>	364	61,7—91,6	29,9	2,15	1,4	7e—007	1,25e—006
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	803	91,6—114,1	22,5	2,26	1,49	8e—007	1,25e—006
Алымская <i>a<sub>1,2</sub>K<sub>1-2</sub></i>	—	114,1—120,2	6,1	—	—	—	—
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	550	120,2—132,4	12,2	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	74	132,4—136,1	3,7	2,44	1,62	8e—007	1,25e—006
Куломзинская <i>klmK<sub>1</sub></i>	237	136,1—145,8	9,7	2,44	1,64	8e—007	1,25e—006
Баженовская <i>bg J<sub>3</sub></i>	16	145,8—151,2	5,4	2,42	1,62	8e—007	1,3e—006
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	—	151,2—156,6	5,4	—	—	—	—
Васюганская <i>vs J<sub>3-2</sub></i>	55	156,6—162,9	6,3	2,42	1,6	8e—007	1,3e—006
Тюменская <i>tm J<sub>2</sub></i>	115	162,9—172,0	9,1	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006

\*То же, что и к табл. 3

рианта реконструкций термической истории материнской свиты рассчитывается интегральный показатель *R* [Лобова и др., 2013б; Isaev et al., 2014; Исаев и др., 2016]:

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

где  $U_i$  — расчетная геотемпература очага генерации нефти, °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.

Расчет показателя *R*, кумулятивно учитывающий динамику геотемператур материнских отложений, позволяет достаточно просто определить пространственную (в геологическом разрезе) и временную (в геологическом времени) локализацию очагов генерации УВ.

Как следует из приведенной формулы, расчетное значение показателя *R* (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и геотемператур ГЗН, а следовательно, такой подход можно принять в качестве экспресс-расчета (упрощенного расчета) плотности генерированных ресурсов УВ, не учитывающего качество, количество и состояние органического вещества (ОВ) материнской свиты. Допустимость такого подхода аргументируется тем, что параметры ОВ для вариантов моделирования разреза скважины не меняются и достаточны для интенсивной работы «удельного макрореактора» при энергообеспеченности, подводимой тепловым потоком и приростом геотемпературы [Попов, Исаев, 2011]. В данном случае плотность генерированных ресурсов имеет размерность [°С·млн лет]. Эту единицу оценки мы называем условной. Таким образом, экспресс-расчет плотности

**Т а б л и ц а 5. Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Северо-Фестивальная-1 (мощность неоплейстоценовой мерзлоты 300 м)**

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, (Вт/м)·°С	Температуропроводность, м <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, Вт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	—	0,052—0,00	0,052	—	—	—	—
Четвертичные <i>Q</i>	300	0,055—0,052	0,003	2,10	1,3	7e—007	1,22e—006
Четвертичные <i>Q</i>	—300	0,0565—0,055	0,0015	2,10	2,09	1,05e—006	1,22e—006
Четвертичные <i>Q</i>	—	0,2355—0,0565	0,179	—	—	—	—
Четвертичные <i>Q</i>	300	0,2385—0,2355	0,003	2,10	2,09	1,05e—006	1,22e—006
Четвертичные <i>Q</i>	—300	0,24—0,2385	0,0015	2,10	1,3	7e—007	1,22e—006
Четвертичные <i>Q</i>	35	1,64—0,24	1,4	2,02	1,27	6,5e—007	1,1e—006
Плиоценовые <i>N<sub>2</sub></i>	—	1,64—4,71	3,07	—	—	—	—
Миоценовые <i>N<sub>1</sub></i>	—	4,71—24,0	19,29	—	—	—	—
Некрасовская <i>nk Pg<sub>3</sub></i>	154	24,0—32,3	8,3	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Чеганская <i>hg Pg<sub>3-2</sub></i>	70	32,3—41,7	9,4	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Люлинворская <i>ll Pg<sub>2</sub></i>	240	41,7—54,8	13,1	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Талицкая <i>tl Pg<sub>1</sub></i>	70	54,8—61,7	6,9	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Ганькинская <i>P<sub>1</sub>-K<sub>2gn</sub></i>	170	61,7—73,2	11,5	2,11	1,37	7e—007	1,25e—006
Славгородская <i>sl K<sub>2</sub></i>	130	73,2—86,5	13,3	2,11	1,37	7e—007	1,25e—006
Ипатовская <i>ip K<sub>2</sub></i>	—	86,5—89,8	3,3	—	—	—	—
Кузнецовская <i>kz K<sub>2</sub></i>	15	89,8—91,6	1,8	2,18	1,43	8e—007	1,25e—006
Покурская <i>pk K<sub>1-2</sub></i>	800	91,6—114,1	22,5	2,26	1,49	8e—007	1,25e—006
Алымская <i>a<sub>2</sub> K<sub>1</sub></i>	24	114,1—116,3	2,2	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Алымская <i>a<sub>1</sub> K<sub>1</sub></i>	17	116,3—120,2	3,9	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Киялинская <i>kls K<sub>1</sub></i>	613	120,2—132,4	12,2	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Тарская <i>tr K<sub>1</sub></i>	54	132,4—136,1	3,7	2,44	1,62	8e—007	1,25e—006
Куломзинская <i>klmK<sub>1</sub></i>	313	136,1—145,8	9,7	2,44	1,64	8e—007	1,25e—006
Баженовская <i>bg J<sub>3</sub></i>	23	145,8—151,2	5,4	2,42	1,62	8e—007	1,3e—006
Георгиевская <i>gr J<sub>3</sub></i>	5	151,2—156,6	5,4	2,42	1,62	8e—007	1,3e—006
Васюганская <i>vs J<sub>3</sub></i>	70	156,6—162,9	6,3	2,42	1,6	8e—007	1,3e—006
Тюменская <i>tm J<sub>1-2</sub></i>	362	162,9—200,8	37,9	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006
Тогурская <i>tg J<sub>1</sub></i>	30	200,8—203,9	3,1	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006
Урманская <i>ur J<sub>1</sub></i>	39	203,9—208,0	4,1	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006

Примечание. Серой заливкой, показаны времена «мгновенного» формирования и «мгновенной» деградации толщи неоплейстоценовой мерзлоты, темно-серой заливкой — время существования толщи мерзлоты.

ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для сопоставления результатов вариантов моделирования.

В работах [Осипова и др., 2015 и др.] в расчет показателя *R* вкладывается смысл расчета относительной плотности ресурсов генерированных нефтей. Здесь относительная плотность ресурсов понимается так. Если по

результатам варианта моделирования получено значимое значение *R*, тогда в материнских отложениях имеет/имел место очаг генерации нефтей. Если, например, в варианте 1 моделирования плотность ресурсов *R* оценена в 110 усл. ед., а в варианте 3 — в 70 усл. ед., то это значит, что в варианте 1 прогнозируемая плотность ресурсов в 1,5 раза больше, чем про-

**Т а б л и ц а 6.** Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Северо-Фестивальная-1 (мощность неоплейстоценовой мерзлоты 1000 м)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, (Вт/м)·°С	Температуропроводность, м <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, Вт/м <sup>3</sup>
Четвертичные <i>Q</i>	—	0,011—0,00	0,018	—	—	—	—
Четвертичные <i>Q</i>	1000	0,021—0,011	0,003	2,10	1,3	7e—007	1,22e—006
Четвертичные <i>Q</i>	—1000	0,026—0,021	0,005	2,10	2,09	1,05e—006	1,22e—006
Четвертичные <i>Q</i>	—	0,232—0,026	0,206	—	—	—	—
Четвертичные <i>Q</i>	1000	0,235—0,232	0,003	2,10	2,09	1,05e—006	1,22e—006
Четвертичные <i>Q</i>	—1000	0,24—0,235	0,005	2,10	1,3	7e—007	1,22e—006
Четвертичные <i>Q</i>	35	1,64—0,24	1,4	2,02	1,27	6,5e—007	1,1e—006
Плиоценовые <i>N</i> <sub>2</sub>	—	1,64—4,71	3,07	—	—	—	—
Миоценовые <i>N</i> <sub>1</sub>	—	4,71—24,0	19,29	—	—	—	—
Некрасовская <i>nk Pg</i> <sub>3</sub>	154	24,0—32,3	8,3	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Чеганская <i>hg Pg</i> <sub>3-2</sub>	70	32,3—41,7	9,4	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Люлинворская <i>ll Pg</i> <sub>2</sub>	240	41,7—54,8	13,1	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Талицкая <i>tl Pg</i> <sub>1</sub>	70	54,8—61,7	6,9	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Ганькинская <i>P</i> <sub>1</sub> - <i>K</i> <sub>2gn</sub>	170	61,7—73,2	11,5	2,11	1,37	7e—007	1,25e—006
Славгородская <i>sl K</i> <sub>2</sub>	130	73,2—86,5	13,3	2,11	1,37	7e—007	1,25e—006
Ипатовская <i>ip K</i> <sub>2</sub>	—	86,5—89,8	3,3	—	—	—	—
Кузнецовская <i>kz K</i> <sub>2</sub>	15	89,8—91,6	1,8	2,18	1,43	8e—007	1,25e—006
Покурская <i>pk K</i> <sub>1-2</sub>	800	91,6—114,1	22,5	2,26	1,49	8e—007	1,25e—006
Алымская <i>a</i> <sub>2</sub> <i>K</i> <sub>1</sub>	24	114,1—116,3	2,2	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Алымская <i>a</i> <sub>1</sub> <i>K</i> <sub>1</sub>	17	116,3—120,2	3,9	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Киялинская <i>kls K</i> <sub>1</sub>	613	120,2—132,4	12,2	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Тарская <i>tr K</i> <sub>1</sub>	54	132,4—136,1	3,7	2,44	1,62	8e—007	1,25e—006
Куломзинская <i>klmK</i> <sub>1</sub>	313	136,1—145,8	9,7	2,44	1,64	8e—007	1,25e—006
Баженовская <i>bg J</i> <sub>3</sub>	23	145,8—151,2	5,4	2,42	1,62	8e—007	1,3e—006
Георгиевская <i>gr J</i> <sub>3</sub>	5	151,2—156,6	5,4	2,42	1,62	8e—007	1,3e—006
Васюганская <i>vs J</i> <sub>3</sub>	70	156,6—162,9	6,3	2,42	1,6	8e—007	1,3e—006
Тюменская <i>tm J</i> <sub>1-2</sub>	362	162,9—200,8	37,9	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006
Тогурская <i>tg J</i> <sub>1</sub>	30	200,8—203,9	3,1	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006
Урманская <i>ur J</i> <sub>1</sub>	39	203,9—208,0	4,1	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006

Примечание: То же, что к табл. 5.

гнозируемая плотность ресурсов в варианте 3 (отношение 3:2).

**Влияние палеоклимата на расчетный геотермический режим и оценку степени реализации генерационного потенциала тогурских отложений Северо-Фестивального месторождения.** Анализ расчетных значений плотности теплового потока  $q$  из основания осадочного разреза (табл. 7) показывает следующее. В ва-

риантах 1, 3 и 4 тепловой поток увеличивается на 1,1—1,6—4,7 мВт/м<sup>2</sup> (на 2—3—9 %) по отношению к расчетному значению теплового потока варианта 2 — 55,7 мВт/м<sup>2</sup>.

Анализ термической истории тогурской свиты (см. табл. 7) в разрезе скважины Северо-Фестивальная-1 свидетельствует о том, что в варианте 3 (без учета палеоклимата, т. е. без учета векового хода температур и неоплейсто-

Таблица 7. Расчетные геотемпературы тогурской свиты в разрезе скважины Северо-Фестивальная-1

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С	Глубина положения тогурской свиты, м	Геотемпературы свиты, °С			
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
0	0	3183	119	120	125	115
0,001	+1	3182	119	120	125	115
0,003	+2	3182	119	120	125	115
0,005	+3	3182	119	120	125	115
0,018	+1	3182	119	120	125	115
0,03	-2	3182	119	120	125	115
0,05	-1	3181	119	120	125	115
0,052	-1	3181	119	120	125	115
0,055	-1	3181	119	120	125	115
0,0565	-2	3181	119	120	125	115
0,07	-4	3181	119	119	125	115
0,09	-1	3180	119	119	125	115
0,11	-4	3180	119	119	125	115
0,13	-1	3179	119	119	125	115
0,15	-4	3179	119	120	125	115
0,19	-9	3178	119	120	125	115
0,21	-6	3177	119	121	125	115
0,222	-7	3177	119	120	125	115
0,225	-8	3177	119	121	125	115
0,235	-10	3177	119	121	125	115
0,2355	-9	3177	119	121	125	115
0,2385	-2	3177	119	121	125	115
0,24	0	3177	119	122	125	115
1,4	+1	3158	124	122	124	131
1,64	+1	3158	124	122	124	131
3,1	+2	3147	126	124	124	133
3,2	+2	3147	126	124	124	133
3,8	+12	3147	126	124	124	133
4,7	+3	3147	130	128	124	138
5,2	-3	3146	126	124	124	133
5,7	+7	3146	126	124	124	134
6,3	+10	3146	132	129	124	139
7	+4	3146	127	124	124	134
20	+15	3146	138	135	124	145
24	+16	3141	138	136	124	146
31,5	+17	3011	133	131	117	140
32,3	+16	2993	132	130	117	139
34	+15	2977	130	128	116	137
37,6	+14	2955	128	126	115	135
41,7	+12	2925	125	123	114	131
42	+11	2913	123	121	113	130
46	+8	2838	117	115	110	124
54,8	+19	2687	120	118	103	126
58	+24	2647	124	122	101	130
61,7	+22	2616	121	119	100	127
73	+15	2441	107	105	92	113
73,2	+16	2441	107	105	92	113
86,5	+22	2314	107	105	87	113
89,8	+22	2311	107	105	86	113
90	+23	2307	107	105	86	113
91,6	+22	2299	107	105	86	112
114,1	+21	1491	74	73	54	77
118	+19	1463	71	70	53	74
120,2	+19	1453	71	70	52	73
132,4	+19	850	49	48	30	50
136,1	+19	783	46	46	28	48
145,8	+19	493	36	36	17	37
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>			56,8	55,7	57,3	60,4

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), темной заливкой — абсолютный палеотемпературный максимум ГЗН, темно-серой заливкой — относительные палеотемпературные максимумы ГЗН.

ценовой мерзлоты) материнская свита «пережила» самую короткую и самую «холодную» главную фазу нефтеобразования (ГФН).

В вариантах 1, 2 и 4 (с учетом палеоклимата) тогурская 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  $l$  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 «наблюденных» геотемператур в скважине приведено в табл. 8. Так как «наблюденные» (измеренные)

температуры (включая определенные по ОСВ) имеют погрешность порядка  $\pm 2^\circ\text{C}$ , то варианты 3 и 4 решений нельзя признать приемлемыми. В этих вариантах «невязки» превышают оптимальную более чем в 2 раза, а разница с ОСВ достигает 7–13  $^\circ\text{C}$ .

В случае учета палеоклимата (варианты 1 и 2) как «невязки» для пластовых температур, так и сходимость с «максимальным палеотермометром» близки к оптимальным и примерно 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 достаточно корректно восстановить термическую историю тогурских отложений.

Расчет интегрального показателя  $R$  (табл. 9) — экспресс-расчет плотности генерированных ресурсов тогурских нефтей — дает максимальное значение для приемлемого варианта 1 (111 усл. ед.). В этом варианте, помимо учета

Таблица 8. Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур в скважине Северо-Фестивальная-1

Глубина, м	Измеренные («наблюденные») температуры, $^\circ\text{C}$	Способ измерения	Вариант 1, $^\circ\text{C}$		Вариант 2, $^\circ\text{C}$		Вариант 3, $^\circ\text{C}$		Вариант 4, $^\circ\text{C}$	
			Расчетные температуры	Разница						
3130	118	пластовый	117	-1	119	+1	124	+6	114	-4
3145	123	пластовый	118	-5	119	-4	124	+1	114	-8
3232	124	по ОСВ	130	+6	128	+4	117	-7	137	+13
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), $^\circ\text{C}$			±4		±3		±5		±9	

Таблица 9. Расчет интегрального показателя  $R$ , дающего экспресс-оценку плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей, для вариантов учета палеоклимата (скважина Северо-Фестивальная-1)

Вариант палеотемпературного моделирования	Экспресс-расчет ресурсов $R$ , усл. ед.	Количество расчетных временных интервалов $n$	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад	Время работы палеоочага, млн лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, $^\circ\text{C}$
Вариант 1	111	51	91,6–0	91,6	138
Вариант 2	109	51	91,6–0	91,6	136
Вариант 3	71	45	61,7–0	61,7	125
Вариант 4	117	51	91,6–0	91,6	146

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

Таблица 10. Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скважины Северо-Фестивальная-1

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С	Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы свиты, °С			
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
0	0	2720	103	105	109	98
0,001	+1	2720	103	105	109	98
0,003	+2	2720	103	105	109	98
0,005	+3	2720	103	105	109	98
0,018	+1	2720	103	105	109	98
0,03	-2	2720	103	105	109	98
0,05	-1	2720	103	105	109	98
0,052	-1	2720	103	105	109	98
0,055	-1	2720	103	105	109	98
0,0565	-2	2720	103	105	109	98
0,07	-4	2720	103	105	109	98
0,09	-1	2720	103	105	109	98
0,11	-4	2720	103	105	109	98
0,13	-1	2720	103	105	109	98
0,15	-4	2720	103	105	109	98
0,19	-9	2720	103	105	109	98
0,21	-6	2720	103	105	109	98
0,222	-7	2720	103	105	109	98
0,225	-8	2720	103	105	109	98
0,235	-10	2720	103	105	109	98
0,2355	-9	2720	103	105	109	98
0,2385	-2	2720	103	105	109	98
0,24	0	2720	103	105	109	98
1,4	+1	2695	107	106	108	114
1,64	+1	2695	107	106	108	114
3,1	+2	2683	110	108	108	116
3,2	+2	2683	110	108	108	116
3,8	+12	2683	110	108	108	116
4,7	+3	2683	114	112	108	120
5,2	-3	2682	110	108	108	116
5,7	+7	2682	110	108	108	116
6,3	+10	2682	115	113	108	121
7	+4	2682	111	109	108	117
20	+15	2682	122	120	108	128
24	+16	2677	122	120	107	128
31,5	+17	2547	117	115	101	123
32,3	+16	2529	115	114	101	121
34	+15	2513	113	112	100	119
37,6	+14	2491	112	110	99	118
41,7	+12	2461	109	107	98	114
42	+11	2438	106	105	96	112
46	+8	2374	101	99	93	106
54,8	+19	2228	104	102	87	109
58	+24	2183	108	106	85	113
61,7	+22	2152	105	103	84	110
73	+15	1977	91	89	76	95
73,2	+16	1977	91	89	76	95
86,5	+22	1850	91	90	70	95
89,8	+22	1847	91	90	70	95
90	+23	1843	91	90	70	96
91,6	+22	1835	91	90	69	95
114,1	+21	1030	58	57	37	60
118	+19	999	55	53	36	56
120,2	+19	988	54	53	35	56
132,4	+19	386	32	32	13	33
136,1	+19	319	30	30	11	30
145,8	+19	29	20	20	1	20
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м <sup>2</sup>			56,8	55,7	57,3	60,4

Примечание. Те же, что к табл. 7

векового хода температур на дневной поверхности, учтено присутствие неоплейстоценовой мерзлоты мощностью 300 м. Указанное максимальное значение примерно то же, что и в *варианте 2* (109 усл. ед.), в котором учтен только один фактор палеоклимата — вековой ход температур, и почти на 60 % больше, чем в *варианте 3* (71 усл. ед.), в котором не учтен ни один фактор палеоклимата. Максимальное значение плотности генерированных ресурсов обусловлено более «богатой» термической историей баженовской свиты в *варианте 1* (см. табл. 7).

Таким образом, именно *вариант 1*, достаточно 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 расчетную плотность ресурсов генерированных нефтей.

Наличие в результатах *варианта 1* палеоочагов интенсивной генерации тогурской нефти (см. табл. 7) хорошо объясняет вскрытую скважиной Северо-Фестивальная-1 залежь нефти в нижнеюрских отложениях (см. табл. 1). Причем, именно в *варианте 1* в наиболее длительный период 34—6 млн лет назад (см. табл. 7) наступают катагенетические условия глубокой зоны газообразования (геотемпературы достигают 138°C), что хорошо согласуется с газоносностью нижнеюрского и палеозойского НГК (см. табл. 1).

**Влияние палеоклимата на расчетный геотермический режим и оценку степени реализации генерационного потенциала баженовских отложений Северо-Фестивального**

**месторождения.** Анализ термической истории баженовской свиты (табл. 10) в разрезе скважины свидетельствует о том, что в *варианте 3* (без учета палеоклимата) материнская свита «пережила» на половину короткую, по сравнению с *вариантами 1, 2, 4*, и наиболее «холодную» ГФН.

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

Расчет интегрального показателя *R* для баженовских нефтей (табл. 11) дает несколько большее значение для *варианта 1* (97 усл. ед.). Указанное значение (97 усл. ед.) на 70 % больше, чем в *варианте 3* (58 усл. ед.), в котором палеоклимат не учтен. Максимальное значение плотности генерированных ресурсов обеспечивается более «богатой» термической историей баженовской свиты в *варианте 1* (см. табл. 10).

Таким образом, именно *вариант 1*, учитывающий основные факторы палеоклимата, представляет наиболее «богатую» термическую историю материнских отложений, а следовательно, обеспечивает наибольшую расчетную плотность ресурсов генерированных нефтей. Наличие в результатах *варианта 1* палеоочагов интенсивной генерации баженовской нефти (см. табл. 7) объясняет нефтепроявления в керне верхнеюрских отложений скважины Лугинецкая-183, хотя коллектор ( $\text{Ю}_1$ ) здесь не встречен (см. табл. 1).

**Влияние палеоклимата на расчетный геотермический режим и оценку степени реализации генерационного потенциала баженов-**

**Т а б л и ц а 11.** Расчет интегрального показателя *R*, дающего экспресс-оценку плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей, для вариантов учета палеоклимата (скважина Северо-Фестивальная-1)

Вариант палеотемпературного моделирования	Экспресс-оценка ресурсов <i>R</i> , усл. ед.	Количество расчетных временных интервалов <i>n</i>	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад	Время работы палеоочага, млн лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °C
Вариант 1	97	51	91,6–0	91,6	122
Вариант 2	95	51	91,6–0	91,6	120
Вариант 3	58	45	58,0–0	58,0	109
Вариант 4	102	51	91,6–0	91,6	128

Примечание. То же, что к табл. 9.

**Т а б л и ц а 12.** Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скважины Лугинская-183

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С	Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы свиты, °С			
			Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 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
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/м <sup>2</sup>			53,6	52,2	54,8	59,3

Примечание. То же, что к табл. 7

ских отложений Лугинецкого месторождения. Ранее [Исаев, 2015] на примере скважины Лугинецкая-183 были проведены исследования по оценке влияния позднечетвертичной вечной мерзлоты на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовской свиты Лугинецкого нефтяного месторождения. Оно, в отличие от нефтегазоконденсатного Северо-Фестивального месторождения депрессионной зоны Нюрольской мегавпадины, расположено на обрамляющем депрессию Лавровском мезовыступе (см. рис. 1). К мезовыступу тогурская материнская свита выклинивается [Конторович, 2002]. Ниже приводятся результаты исследований на Лугинецком месторождении.

Анализ расчетных значений плотности теплового потока  $q$  из основания осадочного разреза (табл. 12) 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 (см. табл. 12) в разрезе скважины свидетельствует о том, что в варианте 3 (без учета палеоклимата) 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 приводит к увеличению расчетных значений плотности теплового потока  $q$ , что, в свою очередь, увеличивает расчетные

геотемпературы материнских отложений. В случае не учета векового хода температур на дневной поверхности (вариант 3) расчетный тепловой поток  $q$  также увеличивается.

Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине приведено в табл. 13. Варианты 3 и 4 решений нельзя признать приемлемыми. В этих вариантах «невязки» превышают оптимальную более чем в 4 раза, а разница с ОСВ достигает 11–12 °С.

В случае учета палеоклимата (варианты 1 и 2) как «невязки» для пластовых температур, 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 интегрального показателя  $R$  баженовских нефтей (табл. 14) принимает 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. И более чем в 2 раза превышает расчет  $R$  варианта 3 (27 усл. ед.), в котором не учитывается ни один фактор палеоклимата. Максимальное значение расчетной плотности генерированных ресурсов следует из более «богатой» термической истории баженовской свиты в варианте 1 (см. табл. 11).

Таким образом, именно вариант 1, вполне корректный по сходимости измеренных и рас-

Т а б л и ц а 13. Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур в скв. Лугинецкая-183

Глубина, м	Измеренные («наблюденные») температуры, °С	Способ измерения	Вариант 1, °С		Вариант 2, °С		Вариант 3, °С		Вариант 4, °С	
			Расчетные температуры	Разница						
2200	77	пластовый	76	-1	78	+1	83	+6	70	-7
2350	84	пластовый	81	-3	82	-2	89	+5	76	-8
2345	98	по ОСВ	101	+3	99	+1	87	-11	110	+12
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С			±2		±1		±8		±9	

четных геотемператур и наиболее полно (в контексте проведенных исследований) учитывающий основные факторы палеоклимата, представляет наиболее «богатую» термическую историю материнских отложений, а следовательно, обеспечивает наибольшую расчетную плотность ресурсов генерированных нефтей. Наличие в результатах *варианта 1* палеоочагов интенсивной генерации баженовской нефти (см. табл. 12) хорошо объясняет вскрытую скважиной Лугинецкая-183 промышленную залежь в верхнеюрских отложениях (см. табл. 1).

**Сопоставление и обсуждение результатов исследований.** В *вариантах 1 и 4* как на Лугинецком месторождении, так и на Северо-Фестивальном получено увеличение расчетной плотности теплового потока  $q$  по отношению к расчетному значению теплового потока *варианта 2*. В *варианте 2* фактор палеоклимата — неоплейтоценовая мерзлота — не учтен. Увеличение  $q$  обусловлено рассеиванием тепла через дневную поверхность за счет высокой теплопроводности  $\lambda$  и температуропроводности  $a$  мерзлой толщи, присутствующей в модели палеотектонических и палеотемпературных реконструкций.

И в случаях неучета векового хода температур на дневной поверхности (*вариант 3*) расчетный тепловой поток  $q$  также увеличен. Это объясняется фактическим отсутствием солярного источника тепла в модели палеотемпературных реконструкций. Как в *вариантах 1 и 4*, так и в случае *варианта 3* минимизация функционала при решении обратной задачи геотермии — минимизация «невязки» расчетных  $U$  и наблюдаемых  $T$  геотемператур — «потребовала» большего значения плотности

теплового потока из основания  $q$ . Но в *варианте 3* это не приводит к повышению расчетных геотемператур материнских отложений. Просто происходит компенсация энергетического дефицита, созданного отсутствием солярного источника тепла.

В *вариантах 1—4* материнская 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.

Таким образом, учет палеоклимата (*варианты 1, 2 и 4*) обуславливает увеличение расчетного палеотемпературного максимума в истории материнских отложений на 13—11—22 °С. Конечно, последнее значение (22 °С), соответствующее вечной мерзлоте мощностью 1000 м, маловероятно для юго-востока Западной Сибири. Тем не менее полученные результаты вполне согласуются с априорным предположением о существенном влиянии резкого похолодания климата в конце плиоцена на геотермический режим осадочного чехла Западной Сибири.

Ранее [Искоркина и др., 2015] были проведены аналогичные исследования по оценке влияния позднечетвертичной вечной мерзлоты на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовской свиты Верх-Тарского нефтяного месторождения (Новосибирская область) на примере разреза скважины Верх-Тарская 7 (см. рис. 1).

На Верх-Тарском месторождении 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 от-

**Т а б л и ц а 14.** Расчет интегрального показателя  $R$ , дающего экспресс-оценку плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей, для вариантов учета палеоклимата (скважина Лугинецкая-183)

Вариант палеотемпературного моделирования	Экспресс-расчет ресурсов $R$ , усл. ед.	Количество расчетных временных интервалов $n$	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад	Время работы палеоочага, млн лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С
Вариант 1	68	24	61,7–0,222	61,5	101
Вариант 2	55	19	61,7–54,8; 42–3,1	45,8	98
Вариант 3	27	29	24–0	24,0	87
Вариант 4	109	23	91,6–0,21	91,4	110

Примечание. То же, что к табл. 9

ношению к расчетному значению теплового потока *варианта 2*—49,3 мВт/м<sup>2</sup>. *Варианты 3 и 4* признаны неприемлемыми, так как в этих вариантах «невязки» расчетных и измеренных геотемператур превышают оптимальную в 4 раза, а разница с ОСВ достигает 12 °С. Расчет кумулятивного показателя *R* дал 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 более чем на 30 % больше, чем в *варианте 2* (64 усл. ед.), в котором учтен только один фактор палеоклимата — вековой ход температур. И более чем в 4 раза превышает значение *R* *варианта 3* (21 усл. ед.), в котором не учитывается ни один фактор палеоклимата. В целом учет палеоклимата (*варианты 1, 2 и 4*) обуславливал увеличение расчетного палеотемпературного максимума в истории материнских баженовских отложений на 12—15—24 °С.

Как следует из сказанного, неучет/не полный учет факторов палеоклимата (*варианты 2 и 3*) не позволяет построить достаточно строгую физико-математическую модель геотермического режима нефтематеринской свиты, вскрытой глубокими скважинами в юго-восточной части Западной Сибири.

*Вариант 1* как на Лугинецком и Северо-Фестивальном месторождениях Томской области, так и на Верх-Тарском месторождении Новосибирской области 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, что и обеспечивает наибольшую расчетную плотность ресурсов генерированных нефтей на землях юго-востока Западной Сибири.

**Замечание 1.** Влияние мезозойско-кайнозойского хода температур на земной поверхности, обусловленного соляным источником тепла, на геотермический режим материнских отложений является очевидным, фактическим, действующим с момента осадконакопления материнской свиты (см. табл. 7, 10 и 12).

**Замечание 2.** Может казаться парадоксальным влияние неоплейстоценовой мерзлоты на геотермический режим материнских отложений — наличие существенной разницы расчетных геотемператур ГФН материнской свиты в *вариантах 1, 2 и 4* (см. табл. 7, 10 и 12):

ведь абсолютный палеотемпературный максимум ГФН приходится на рубеж олигоцена и миоцена (24 млн лет назад), а вечномерзлые породы формировались только в неоплейстоцене (0,24 млн лет назад)! Объяснение этому кажущемуся парадоксу следующее.

Палеотемпературы (реконструкции термической истории) материнской свиты *рассчитываются* по значению плотности теплового потока из основания осадочного разреза *q*. Значение *q*, в свою очередь, *рассчитано* решением классической обратной задачи геофизики в рамках параметрической модели седиментационной истории и истории теплофизических свойств осадочной толщи. Примеры параметрической модели — это табл. 3, 4 (*варианты 2 и 3* без учета вечной мерзлоты) и табл. 5, 6 (*варианты 1 и 4* с учетом неоплейстоценовой мерзлоты). Если признан факт существования неоплейстоценовой мерзлоты, то для реконструкций (*расчетов*) термической истории материнских отложений неизбежно применима параметрическая модель седиментационной истории и истории теплофизических свойств осадочной толщи, включающая вечную мерзлоту (см. табл. 5 или 6). Если мы не признаем факт существования неоплейстоценовой мерзлоты, то для *расчетов* применяем параметрическую модель седиментационной истории и истории теплофизических свойств осадочной толщи без вечной мерзлоты (см. табл. 5 или 6). И, как следствие, в зависимости от признания/непризнания факта существования неоплейстоценовой мерзлоты получаем разные *расчетные* геотемпературы ГФН материнской свиты. Таким образом, влияние неоплейстоценовой мерзлоты на геотермический режим материнских отложений является *косвенным, расчетным*, но неизбежным при расчете ресурсов объемно-генетическим методом.

**Замечание 3.** Обратим внимание на то, что оценка плотности ресурсов углеводородов, выполняемая по методике бассейнового моделирования [Tissot, 2003], является *расчетной*, основанной на реконструкциях (*расчетах*) геотемпературного режима нефтематеринских отложений. Поэтому в системах бассейнового моделирования, например Temis, представляется актуальным осуществлять учет регионального («местного») мезозойско-кайнозойского хода температур на земной поверхности и влияния неоплейстоценовой мерзлоты на геотермический режим материнских отложений. В этом собственно и *состоит* основной результат наших исследований в контексте совер-

шенствования критериев и схем количественной оценки перспектив нефтегазоносности территорий Западной Сибири.

Разумеется, примененный экспресс-расчет плотности генерированных ресурсов нефти (через интегральный показатель  $R$ , усл. ед.) не является конкурирующим для расчетов прироста генерационных потерь РОВ ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) или объемной плотности генерации УВ ( $\text{кг}/\text{м}^2$ ) [Tissot, 2003; Попов, Исаев, 2011; Фомин, 2011], выполняемых с использованием параметров нефтематеринской толщи (мощность, пористость и др.) и параметров «макрореактора» ( $S^1$  — реализованный потенциал УВ,  $S^2$  — нереализованный потенциал УВ, исходная масса РОВ, остаточная масса РОВ и др.). Экспресс-расчет  $R$  — это рабочий инструмент для оценок вариантов моделирования геотермического режима нефтематеринских отложений в разрезе скважины (сопоставление по относительному значению параметра) или для анализа результатов однотипного моделирования семейства скважин (районирование территории по параметру в относительном выражении).

**Выводы.** 1. Рассмотрение проблемы совершенствования оценки ресурсов УВ юрско-меловых НГК Западной Сибири объемно-генетическим методом, основанном на палеореконструкциях геотермического режима материнских отложений, показывает актуальность количественной оценки роли мезозойско-кайнозойского климата, в частности, в позднечетвертичное время.

2. Выделены три основных палеоклиматических фактора, вероятно существенно влияющих на реконструируемый геотермический режим осадочного разреза, включая нефтематеринские отложения: *1-й фактор* — вековой ход температур на поверхности Земли; *2-й фактор* — формирование и деградация неоплейстоценовой толщи вечномерзлых пород; *3-й фактор* — позднечетвертичные ледниковые покровы.

3. Сформулирована задача исследований роли *1-го и 2-го факторов* палеоклимата в реконструкциях геотермического режима нефтематеринских отложений и в расчете степени реализации их генерационного потенциала.

4. Определена методика исследований, которая основывается: 1) на палеотемпературном моделировании, наиболее полно учитывающем параметры седиментационной истории и

истории теплофизических свойств осадочной толщи, измеренные пластовые температуры и палеотемпературы, определенные по данным ОСВ; 2) на многовариантности палеотектонических и палеотемпературных реконструкций и на анализе вариабельности результатов; 3) на оценке соответствия результатов общепринятым критериям оптимальности решения обратной задачи геофизики; 4) на оценке степени согласованности расчетных очагов генерации нефтей с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр.

5. На представительных примерах мезозойско-кайнозойского разреза юго-востока Западной Сибири (широты Томской и Новосибирской областей) установлено, что неучет векового хода температур на поверхности Земли и толщи неоплейстоценовой мерзлоты не позволяет адекватно восстановить термическую историю материнских отложений.

6. При определении ресурсов УВ объемно-генетическим методом на землях юго-востока Западной Сибири предпочтительно применять «местный» вековой ход температур и толщ мерзлоты мощностью порядка 300 м. В случае неучета толщ вечной мерзлоты расчетные ресурсы УВ могут быть занижены (по экспресс-расчету до 25—30 %), а в случае неучета также и палеоклиматического хода температур расчетные ресурсы УВ могут быть занижены еще значительней (по экспресс-расчету — от 50 % до 4 раз).

Представляется, что результаты проведенных исследований позволяют сформулировать задачи последующих научных изысканий на стыке нефтегазовой геологии и геофизики и палеоклиматологии. Одна из таких первоочередных задач — количественно оценить влияние *3-го фактора палеоклимата — позднечетвертичных ледниковых покровов* на расчетный геотермический режим и степень реализации генерационного потенциала материнских отложений Западной Сибири. Определение роли ледниковых покровов приобретает особую актуальность для количественной оценки перспектив нефтегазоносности арктических территорий Западной Сибири [Искоркина и др., 2015].

*Статья подготовлена при частичной финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-35-00080 мол\_а.*

Список литературы

- Большаков В. А. О соотношении количества ледниковых циклов хрона Брюнес, выделяемых в глубоководных и континентальных разрезах. *Физика Земли*. 2015. № 5. С. 20—41.
- Бурштейн Л. М., Жигкова А. В., Конторович А. Э., Меленевский В. Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты). *Геология и геофизика*. 1997. Т. 38. № 6. С. 1070—1078.
- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). *Известия АН СССР. Сер. геол.* 1967. № 11. С. 135—156.
- Галушкин Ю. И., Ситар К. А., Куницина А. В. Катагенез органического вещества и реализация нефтегенерационного потенциала в истории погружения глубинных формаций бассейна северо-восточного шельфа Сахалина. *Геология нефти и газа*. 2009. № 2. С. 61—66.
- 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.
- Гольберт А. В. Основы региональной палеоклиматологии. Москва: Недра, 1987. 222 с.
- 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.
- Ефименко С. В., Багина М. В., Ефименко В. Н. К обоснованию территориального распространения границы I-II дорожно-климатических зон в Западно-Сибирском регионе. *Вестник ТГАСУ*. 2013. № 4. С. 295—303.
- Иванов Н. С., Гаврильев Р. И. Теплофизические свойства мерзлых горных пород. Москва: Наука, 1965. 74 с.
- Исаев В. И. Оценка влияния толщ вечной мерзлоты позднечетвертичного климатического похолодания на геотермический режим нефтематеринских отложений Западной Сибири. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015. Т. 10. № 2. [http://www.ngtr.ru/rub/12/21\\_2015.pdf](http://www.ngtr.ru/rub/12/21_2015.pdf).
- Исаев В. И., Искоркина А. А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири). *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 5. С. 64—80.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Мазуров А. К., Фомин А. Н., Старостенко В. И. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины). *Геофиз. журн.* 2016. Т. 38. № 3. С. 29—51.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Рояк М. Э., Фомин А. Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода. *Геофиз. журн.* 2009. Т. 31. № 2. С. 15—46.
- 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.
- Искоркина А. А., Исагалеева А. К., Исаева О. С., Косыгин В. Ю., Исаев В. И. Позднечетвертичная вечная мерзлота как фактор геотермического режима и реализации нефтегенерационного потенциала баженовской свиты (Томская и Новосибирская области). *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*. 2015. Т. 326. № 10. С. 6—23.
- Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. Москва: Недра, 1976. 248 с.
- Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. 253 с.
- Конторович В. А., Беляев С. Ю., Конторович А. Э., Красавчиков В. О., Конторович А. А., Супруненко О. И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. *Геология и геофизика*. 2001. Т. 42. № 11-12. С. 1832—1845.
- Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Малышев Н. А., Сафронов П. И., Гуськов С. А., Ершов С. В., Казаненков В. А., Ким Н. С., Конторович В. А., Костырева Е. А., Меленевский В. Н., Лившиц В. Р., Поляков А. А., Скворцов М. Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование). *Геология и геофизика*. 2013. Т. 54. № 8. С. 1179—1226.
- 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.
- Конторович А. Э., Фомин А. Н., Красавчиков В. О.,

- Истомин А. В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*. 2009. Т. 50. № 11. С. 1191—1200.
- Курчиков А. Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири. *Геология и геофизика*. 2001. Т. 42. № 11-12. С. 1846—1853.
- Лобова Г. А., Осипова Е. Н., Криницина К. А., Останкова Ю. Г. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (на широтах Томской области). *Известия ТПУ*. 2013а. Т. 322. № 1. С. 45—50.
- Лобова Г. А., Попов С. А., Фомин А. Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины. *Нефтяное хозяйство*. 2013б. № 2. С. 36—40.
- Лопатин Н. В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ. *Геоинформатика*. 2006. № 3. С. 101—120.
- Осипова Е. Н., Лобова Г. А., Исаев В. И., Старостенко В. И. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины. *Известия ТПУ*. 2015. Т. 326. № 1. С. 14—33.
- Павлов А. В., Гравис Г. Ф. Вечная мерзлота и современный климат. *Природа*. 2000. № 4. С. 10—18.
- Попов С. А., Исаев В. И. Моделирование нефтидогенеза Южного Ямала. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33. № 2. С. 80—104.
- Прищеза О. М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазоаккумуляции. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2011. Т. 6. № 4. [http://www.ngtp.ru/rub/6/44\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf).
- Сафронов П. И., Ершов С. В., Ким Н. С., Фомин А. Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна. *Геология нефти и газа*. 2011. № 5. С. 48—55.
- Старостенко В. И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. думка, 1978. 228 с.
- Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
- Харленг У. Б., Кокс А. В., Левеллин П. Г., Пиктон К. А. Г., Смит А. Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. Москва: Мир, 1985. 140 с.
- Хуторской М. Д., Поггорный Л. В., Супруненко О. И., Ким Б. И., Черных А. А. Термотомографическая модель и прогноз нефтегазоносности осадочного чехла шельфа Моря Лаптевых. *Докл. АН*. 2011. Т. 440. № 5. С. 663—668.
- Шарбатян А. А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. Москва: Наука, 1974. 123 с.
- Gulenok R. Yu., Isaev V. I., Kosygin V. Yu., Lobova G. A., Starostenko V. I., 2011. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian J. of Pacific Geology* 5(4), 273—287.
- Isaev V. I., 2013. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian J. of Pacific Geology* 7(2), 92—106.
- Isaev V. I., Fomin A. N., 2006. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 47(6), 734—745.
- Isaev V. I., Lobova G. A., Osipova E. N., 2014. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 55, 1418—1428.
- Isaev V. I., Volkova N. A., Nim T. V., 1996. Solution of direct invers sedimentation heat-flow problems. *Geology of the Pacific Ocean* 12(3), 523—536.
- Tissot B., 2003. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology* 58(2), 183—202.
- Vogt C., Mottaghy D., Rath V., Marquart G., Dijkshoorn L., Wolf A., Clauser C., 2014. Vertical variation in heat flow on the Kola Peninsula: palaeoclimate or fluid flow? *Geophys. J. Int.* 199, 829—843.

## Paleoclimatic factors of reconstruction of thermal history of parent petroleum bazhenov and togur suites of southeast of West Siberia

© V. I. Isaev, A. A. Iskorkina, G. A. Lobova, A. N. Fomin, 2016

The Regions of the West Siberian oil and gas province have unique paleoclimatic features: 1) Mesozoic-Cenozoic secular course of temperature, individual for regional paleoclimatic zones; 2) different scale processes of formation and degradation of Neopleistocene permafrost sections; 3) zonal and periodically forming late Quaternary ice sheets. The purpose of research is to assess the influence of factors of paleoclimate (secular temperature course on the earth's surface and Neopleistocene permafrost strata) on the calculated geothermal regime of parent oil-source suites that determines the calculation of the density of hydrocarbon resources by three-dimensional-genetic method. The objects of research are the Bazhenov and TOGUR deposits of Mesozoic and Cenozoic section, stripped by deep wells in the south-east of West Siberia (North Festival and Luginetskoye hydrocarbon deposits of Tomsk region).

Research is based on the method of paleotemperature simulation - solving the inverse and direct problems of unsteady geothermy under conditions of sedimentation on multivariance of paleotectonic and paleotemperature reconstructions, on conformity assessment of results reconstructions to the criteria of optimal solution of the inverse problem of geophysics and the degree of harmonization of rated centers of generation of oils with established oil and gas presence in the interior.

The necessity to take into account Neopleistocene permafrost of about 300 meters thick and of the use of 'local' (regional) secular progress of temperatures on the earth's surface for adequate recovery of thermal history of parent oil source deposits on the lands of southeast of West Siberia has been established. In case of permafrost strata are neglected estimated hydrocarbon resources HR, determined by the volume-genetic method, can be underestimated up to 25-30%. In the case of neglecting paleoclimatic temperatures running calculated HR can be underestimated from 50% to 4 times lower.

**Key words:** paleoclimate, geothermal regime, the Bazhenov and Togur deposits, resources, West Siberia.

### References

- Bolshakov V. A.*, 2015. Ratio of glacial cycles Brunhes Chron allocated in deepwater and continental sections. *Fizika Zemli* (5), 20—41 (in Russian).
- Burshteyn L. M., Zhidkova L. V., Kontorovich A. E., Melenevskiy V. N.*, 1997. Model katagenesis organic matter (for example, the Bazhenov Formation). *Geologiya i geofizika* 38(6), 1070—1078 (in Russian).
- Vassoyevich N. B.*, 1967. Sedimentary-migration theory of oil origin (historical review and current state). *Izvestiya AN SSSR. Ser. Geologicheskaya* (11), 135—156 (in Russian).
- Galushkin Yu. I., Sitar K. A., Kunitsina A. V.*, 2009. Maturation of organic matter and implementation neftenerationnogo building in the history of deep formations of the northeastern shelf of Sakhalin Basin. *Geologiya nefti i gaza* (2), 61—66 (in Russian).
- Golovanova I. V., Salmanova R. Yu., Tagirova Ch. D.*, 2014. Method of calculation of deep temperatures, taking into account the impact of the corrected values of the heat flow paleoclimate. *Geologiya i geofizika* 55(9), 1426—1435 (in Russian).
- Golbert A. V.*, 1987. Fundamentals regional paleoclimatology. Moscow: Nedra, 222 p. (in Russian).
- Demezhko D. Yu., Gornostayeva A. A.*, 2014. Reconstruction of long-term changes in heat flow through the surface of the earth according to the geothermic deep wells. *Geologiya i geofizika* 55(12), 1841—1846 (in Russian).
- Efimenko S. V., Badina M. V., Efimenko V. N.*, 2013. On the justification of the territorial boundaries of the spread I-II road and climatic zones in the West Siberian region. *Vestnik TGASU* (4), 295—303 (in Russian).
- Ivanov, N. S., Gavriliev R. I.*, 1965. Thermophysical properties of frozen rocks. Moscow: Nauka, 74 p. (in Russian).
- Isaev V. I.*, 2015. Assessment of thick permafrost Quaternary climatic cooling oil source to the geothermal regime of the Western Siberian deposits. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* 10(2). [http://www.ngtp.ru/rub/12/21\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/21_2015.pdf).
- Isaev V. I., Iskorkina A. A.*, 2014. Mesozoic-Cenozoic

- course of temperatures on the Earth's surface and geothermal regime of the Jurassic oil source deposits (southern paleoclimatic zone of West Siberia). *Geofizicheskiy zhurnal* 36(5), 64—80 (in Russian).
- Isaev V. I., Lobova G. A., Mazurov A. K., Fomin A. N., Starostenko V. I., 2016. Zoning of the Bazhenov suite and clinofolds Neocomian according to the density resources of shale and primarily-accumulated oil (Nurol megadepression as an example). *Geofizicheskiy zhurnal* 38(3), 29—51 (in Russian).
- Isaev V. I., Lobova G. A., Royak M. E., Fomin A. N., 2009. Presence of oil-and-gas in the central part of the Yugorian dome. *Geofizicheskiy zhurnal* 31(2), 15—46 (in Russian).
- Isaev V. I., Lobova G. A., Fomin A. N., 2015. Influence of paleoclimate in the geothermal regime Bazhenovo deposits of Western Siberia southeast. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* (3), 4—11 (in Russian).
- Iskorkina A. A., Isagalieva A. K., Isaeva O. S., Kosygin V. Yu., Isaev V. I., 2015. Late Pleistocene permafrost as a factor of geothermal regime and the implementation of the Bazhenov Formation neftegeneratsionnogo building (Tomsk and Novosibirsk regions). *Izvestiya TPU. Inzhiniring georesurov* 326(10), 6—23 (in Russian).
- Kontorovich A. E., 1976. Geochemical methods of quantitative forecasting oil and gas potential. Moscow: Nedra, 248 p. (in Russian).
- Kontorovich V. A., 2002. Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits of the south-eastern regions of Western Siberia. Novosibirsk: Publ. SB RAS, 253 p. (in Russian).
- Kontorovich V. A., Belyayev S. Yu., Kontorovich A. E., Krasavchikov V. O., Kontorovich A. A., Suprunenko O. I., 2001. Tectonic structure and history of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika* 42(11-12), 1832—1845 (in Russian).
- Kontorovich A. E., Burshteyn L. M., Malyshev N. A., Safronov P. I., Gus'kov S. A., Yerhov S. V., Kazanekov V. A., Kim N. S., Kontorovich V. A., Kostyeva E. A., Melenevskiy V. N., Livshits V. R., Polyakov A. A., Skvortsov M. B., 2013. Historical and geological modeling naftidogenesis processes in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Geologiya i geofizika* 54(8), 1179—1226 (in Russian).
- Kontorovich A. E., Parparova G. M., Trushkov P. A., 1967. Metamorphism of organic matter and some oil and gas potential issues (for example, Mesozoic West Siberian Plain). *Geologiya i geofizika* (2), 16—29 (in Russian).
- Kontorovich A. E., Fomin A. N., Krasavchikov V. O., Istomin A. V., 2009. Maturation of organic matter in the top and base of the Jurassic in the West Siberian megabasin. *Geologiya i geofizika* 50(11), 1191—1200 (in Russian).
- Kurchikov A. R., 2001. Geothermal regime of hydrocarbon accumulations in Western Siberia. *Geologiya i geofizika* 42(11-12), 1846—1853 (in Russian).
- Lobova G. A., Osipova E. N., Krinitsina K. A., Ostankova Yu. G., 2013a. Influence of paleoclimate in the geothermal regime and potential neftegeneratsionny Bazhenov formation (in the Tomsk region latitudes). *Izvestiya TPU* 322(1), 45—50 (in Russian).
- Lobova G. A., Popov S. A., Fomin A. N., 2013b. Localization of forecast resources of oil Jurassic-Cretaceous NGK Ust-Tym megadepression. *Neftyanoye khozyaystvo* (2), 36—40 (in Russian).
- Lopatin N. V., 2006. Concept of oil generation-accumulative systems as the integrating principle in a substantiation of exploration. *Geoinformatika* (3), 101—120 (in Russian).
- Osipova E. N., Lobova G. A., Isaev V. I., Starostenko V. I., 2015. Lower Oil and gas reservoirs Nurol megatrough. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* 326(1), 14—33 (in Russian).
- Pavlov A. V., Gravis G. F., 2000. Permafrost and modern climate. *Priroda* (4), 10—18 (in Russian).
- Popov S. A., Isaev V. I., 2011. Modeling naftidogenesis Southern Yamal. *Geofizicheskiy zhurnal* 33(2), 80—104 (in Russian).
- Prishchepa O. M., 2011. Complex method of quantitative evaluation of oil and gas resources in the areas of oil and gas. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika* 6(4). [http://www.ngtp.ru/rub/6/44\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf) (in Russian).
- Safronov P. I., Ershov S. V., Kim N. S., Fomin A. N., 2011. Modeling of processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and Cretaceous complexes of the Yenisei-Khatanga Basin. *Geologiya nefi i gaza* (5), 48—55 (in Russian).
- Starostenko V. I., 1978. Stable numerical methods in problems of gravimetry. Kiev: Naukova Dumka, 228 p. (in Russian).
- Fomin A. N., 2011. Catagenesis organic matter and oil and gas Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: Publ. IPGG SB RAS, 331 p. (in Russian).
- Harland W. B., Cox A. V., Llewellyn P. G., Picton C. A. G., Smith A. G., Walters R. W., 1985. A geological time scale. Moscow: Mir, 1985. 140 p. (in Russian).

- Khutorskoy M. D., Podgornyy L. V., Suprunenko O. I., Kim B. I., Chernykh A. A.*, 2011. Termotomograficheskaya model and forecast oil and gas potential of sedimentary cover Sea shelf of the Laptev. *Doklady AN* 440(5), 663—668 (in Russian).
- Sharbatyan A. A.*, 1974. Extreme geothermy and evaluation of permafrost. Moscow: Nauka, 123 p. (in Russian).
- Gulenok R. Yu., Isaev V. I., Kosygin V. Yu., Lobova G. A., Starostenko V. I.*, 2011. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian J. of Pacific Geology* 5(4), 273—287.
- Isaev V. I.*, 2013. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian J. of Pacific Geology* 7(2), 92—106.
- Isaev V. I., Fomin A. N.*, 2006. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 47(6), 734—745.
- Isaev V. I., Lobova G. A., Osipova E. N.*, 2014. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 55, 1418—1428.
- Isaev V. I., Volkova N. A., Nim T. V.*, 1996. Solution of direct invers sedimentation heat-flow problems. *Geology of the Pacific Ocean* 12(3), 523—536.
- Tissot B.*, 2003. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology* 58(2), 183—202.
- Vogt C., Mottaghy D., Rath V., Marquart G., Dijkshoorn L., Wolf A., Clauser C.*, 2014. Vertical variation in heat flow on the Kola Peninsula: palaeoclimate or fluid flow? *Geophys. J. Int.* 199, 829—843.