

УДК 550.361:552.578.061.32:551.762.3(571.14)

Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И.Институт природных ресурсов Томского политехнического университета, Томск, Россия, lobovaga@tpu.ru stotskiy_vv@sibmail.com, isaevvi@tpu.ru

ВЛИЯНИЕ ПАЛЕОКЛИМАТА НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ И РЕАЛИЗАЦИЮ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Приведен обзор исследований влияния палеоклимата – векового хода температур на поверхности Земли на термическую историю глубоководных нефтематеринских отложений, на реализацию их генерационного потенциала. Выполнена оценка влияния мезозойско-кайнозойского климата на геотермический режим нефтематеринской баженовской свиты юго-восточной части Западной Сибири (Новосибирская область). Оценка роли палеоклимата осуществлена на основе верификации результатов палеотемпературного моделирования и выявления по геотемпературному критерию палеоочагов генерации баженовских нефтей в осадочных разрезах трех глубоких скважин, вскрывших баженовскую свиту на Верх-Тарской площади. Установлено, что реконструкции термической истории материнских отложений без учета палеоклимата не согласуются с «максимальным палеотермометром» - данными отражательной способности витринита и установленной нефтегазоносностью разреза. Использование при реконструкциях «местного» векового хода температур земной поверхности, построенного для южно-сибирской палеоклиматической зоны, существенно уточняет показатель плотности прогнозных ресурсов нефти. «Местный» вековой ход рекомендуется учитывать при определении ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом на землях Томской, Новосибирской и Омской областей.

Ключевые слова: палеоклимат, палеотемпературное моделирование, нефтематеринская порода, баженовская свита, прогнозные ресурсы, юго-восток Западной Сибири.

Введение

Западная Сибирь в долгосрочной перспективе остается основным нефтедобывающим регионом России. Это предопределяет актуальность исследований по проблеме эффективных методов и технологий прогнозирования и воспроизводства ресурсов углеводородного сырья Западно-Сибирского региона.

Современные определения ресурсов углеводородов (УВ) регионов и крупных территорий выполняются объемно-генетическим методом (бассейновое моделирование) [Конторович и др., 2013]. Для оценки выделенных зон нефтегазонакопления (ЗНГН) применяется комплексирование способа геологических сравнительных аналогий и объемно-генетического [Прищепа, 2011]. Как для региональной оценки, так и для оценки ЗНГН важна база знаний о количестве генерированных УВ, что определяется на основе реконструкции геотемпературного режима нефтематеринских отложений.

За последние два десятилетия накоплен значительный исследовательский материал, показывающий влияние векового хода температур земной поверхности (палеоклимата) на термическую историю нефтематеринских отложений, а, следовательно, и на степень реализации их генерационного потенциала.

Во многих новых работах при реконструкции температурного режима нефтематеринских отложений осадочных бассейнов континентальной части и шельфа РФ вековой ход температур земной поверхности не учитывается [Грецкая, Литвинова, 2011; Малышев, Обметко, Бородулина, 2012]. Ранее, при палеотемпературном моделировании разрезов глубоких скважин, расположенных на юго-востоке Западной Сибири, влияние резкого похолодания в плейстоцен-голоцене на геотермический режим материнских пород было оценено как маловероятное [Исаев, Фомин, 2006].

В то же время, исследователи отмечают осложнение регионального теплового поля Урала и Сибири, вызванное особенностями климатической истории, что рекомендуется учитывать при характеристике температурного режима недр конкретных территорий [Ерофеев, Завидий, 2010; Голованова, Сальманова, Демежко, 2012]. Авторами, на основе многовариантного палеотемпературного моделирования осадочных разрезов глубоких скважин на территории Томской области, установлено влияние векового хода температур на поверхности Земли на термическую историю и реализацию генерационного потенциала баженовской свиты [Лобова и др., 2013].

Ряд ученых и специалистов, занимающихся моделированием термической истории осадочных бассейнов Западной Сибири и других нефтегазоносных провинций, учитывают вековой ход температур на поверхности Земли [Лопатин, 2006; Галушкин, 2007; Попов, Исаев, 2011]. Этот вековой ход температур можно условно назвать «стандартным», т.к. он не учитывает особенностей региональных палеоклиматических зон Сибири [Гольберт, 1987].

Известные зарубежные программно-математические комплексы бассейнового моделирования (например, Temis), применяемые для определения ресурсов углеводородов Западной Сибири, не учитывают в полной мере вековой ход температур на поверхности Земли [Сафронов и др., 2011]. Эти комплексы не позволяют количественно моделировать климатические события, приводящие к существенному изменению геотемпературного поля во всем осадочном чехле. Поэтому этот вопрос требует специального рассмотрения [Конторович и др., 2013].

Цель исследований – оценить влияние палеоклимата на геотермический режим баженовских отложений юго-востока Западной Сибири.

Оценка выполняется на основе анализа variability результатов палеотемпературных реконструкций при трех основных допущениях: 1) палеоклимат не учитывается; 2) палеоклимат учитывается по «местному» вековому ходу температур, полученному для южно-сибирской палеоклиматической зоны; 3) палеоклимат учитывается по «стандартному» вековому ходу температур.

«Местный» вековой ход температур земной поверхности построен [Исаев, Рылова, Гуменова, 2014] на основе аналитической сводки позднечетвертичных палеоклиматических реконструкций для Западно-Сибирской низменности А.А. Шарботяна (1974), результатов реконструкции климатических условий мезозоя юга Западной Сибири Н.А. Ясаманова (1985), результатов реконструкции палеоклиматов Сибири в меловом и палеогеновом периодах по А.В. Гольберту с соавторами (1977, 1987), истории климата Западной Сибири, начиная с позднего миоцена, по В.А. Зубакову (1990), установленных В.С. Волковой (2011) трендов среднегодовых температур в палеогене и неогене Западной Сибири.

Основным критерием предпочтительности результатов при 3-х допущениях выступает лучшая согласованность максимума расчетных геотемператур с температурами «максимального палеотермометра» [Фомин, 2011] – с температурами, определенными по отражательной способности витринита (ОСВ). В качестве второго основного критерия предпочтительности принята степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию, с установленной нефтегазоносностью недр.

Исследователями [Исаев, Рылова, Гуменова, 2014] уже рассматривалось влияние палеоклимата (как «стандартного», так и «местного» векового хода температур) на генерацию баженовских нефтей на юго-востоке Западной Сибири. Отличие настоящей работы от предшествующей состоит в том, что ранее оценки выполнены для Нюрольской мегавпадины – района нефтепромыслов Томской области, а в этой работе – для Тарской группы месторождений – района нефтепромыслов Новосибирской области.

Характеристика объекта исследований

Север Новосибирской области, где сосредоточены все открытые на сегодняшний день месторождения, по нефтегазоносному районированию относится к Васюганской НГО. Верх-Тарское месторождение нефти расположено в Межовском нефтегазоносном районе и является наиболее крупным из всех открытых здесь месторождений. Оно приурочено к одноименной локальной структуре, осложняющей Межовский мегавыступ. По тектонической карте (под ред. А.Э. Конторовича, 1998 г.) с северо-востока структура граничит с Косецким мезопрогибом, с северо-запада – с Северо-Межовской мегамоноклиной (рис. 1).

Промышленно нефтегазоносными комплексами на Верх-Тарском месторождении являются верхнеюрский (горизонт Ю₁) и палеозойский (пласт М). Основным источником углеводородов для залежи горизонта Ю₁ служит рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты (J_{3v}). Мощности баженовских отложений, вскрытых скважинами, колеблются от 40 до 58 м. Содержание органического углерода составляет 15-20% [Сурикова, Калинина, 2010]. Катагенетическая преобразованность РОВ соответствует градации МК₁ [Фомин, 2011]. Такие параметры характеризуют баженовскую толщу как нефтематеринскую с высоким генерационным потенциалом.

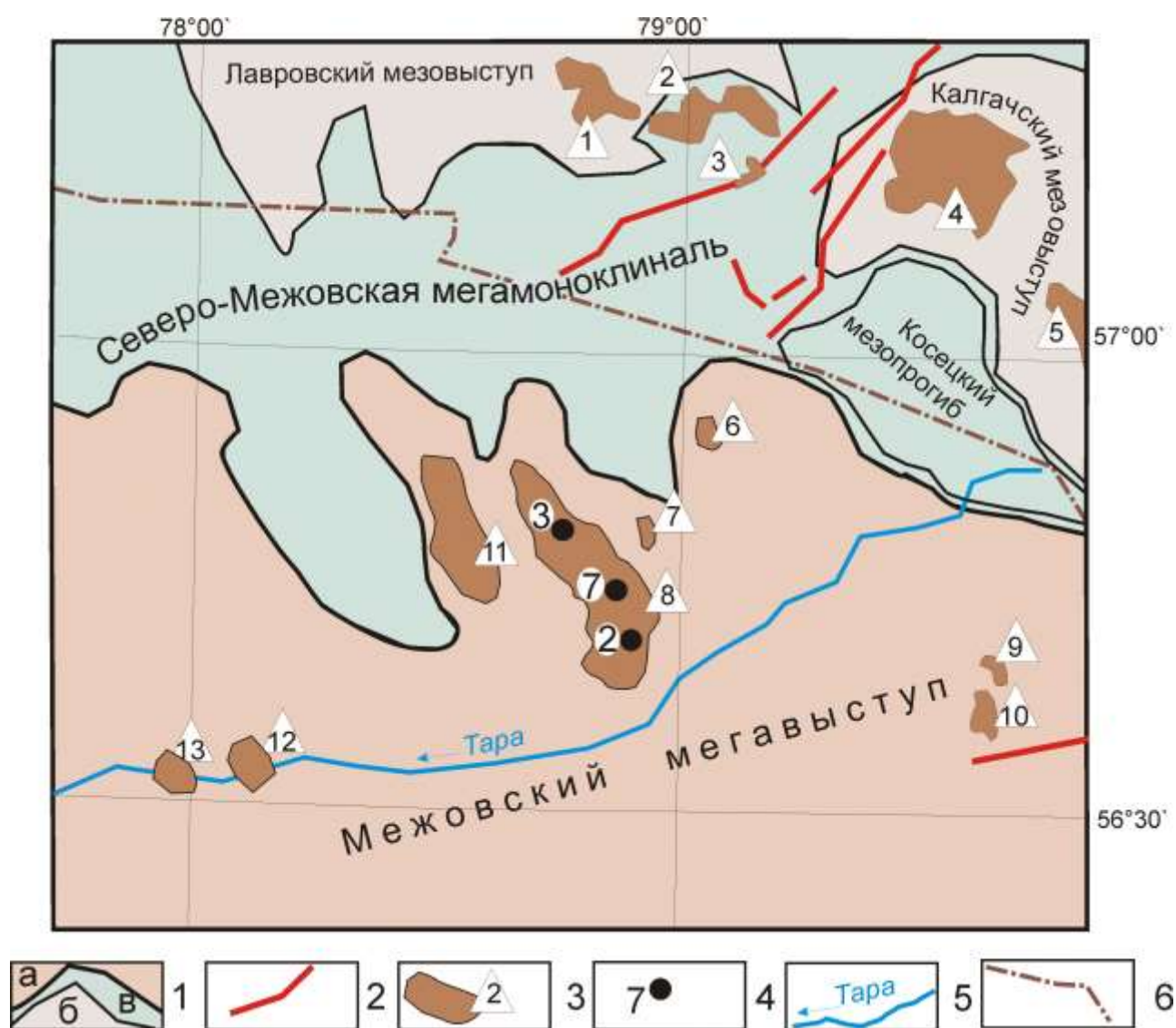


Рис. 1. Обзорная схема района исследований (на основе тектонической карты под ред. А.Е. Конторовича, 1998)

1 – структуры: а – I порядка, б – II порядка, в – промежуточные; 2 – разрывные нарушения; 3 – месторождение углеводородов и его условный номер: 1 – Кулгинское, 2 – Южно-Табганское, 3 – Солоньское, 4 – Казанское, 5 – Болтное, 6 – Ракитинское, 7 – Восточно-Тарское, 8 – Верх-Тарское, 9 – Восточное, 10 – Тай-Дасское, 11 – Малоичское, 12 – Межовское, 13 – Восточно-Межовское; 4 – исследуемая скважина Верх-Тарской площади; 5 – речная сеть; 6 – административная граница между Новосибирской и Томской областью.

Моделирование палеогеотемпературных условий для баженовских отложений выполнено для осадочных разрезов глубоких скважин 2, 3 и 7 Верх-Тарского месторождения (см. рис. 1).

Метод реконструкций геотермического режима баженовских отложений

Для восстановления термической истории отложений баженовской свиты применен метод палеотемпературного моделирования [Исаев, 2010], наиболее полно учитывающий изменения во времени параметров геотермополя, в том числе влияния палеоклимата.

В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-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 λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность тепловыделения внутренних источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания осадочного разреза; t – время. Краевые условия:

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

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

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; q – тепловой поток из основания осадочного разреза. Как видно из формулировки задачи, палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с расчетом палеотемператур.

Осадочная толща параметризуется мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i в породах осадочного разреза и время осадконакопления t_i (рис. 2). Скорость осадконакопления v_i может быть отрицательной, что позволяет учитывать денудацию. Для решения одномерной начально-краевой задачи (1) – (3) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов [Исаев и др., 2009].

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления и может задаваться в виде кусочно-линейной функции векового хода температур на поверхности Земли.

В случае стационарности глубинного теплового потока q , решение обратной задачи определяется из условия

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

где T_i – измеренные значения температур в k_i точках на глубинах Z_i в моменты времени τ . Решение обратной задачи строится с учётом 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.

Палеотемпературное моделирование выполнялось авторами в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени. Так, согласно [Ермаков, Скоробогатов, 1986], величина коэффициента изменений теплового потока в этот период варьирует в пределах 1,03–1,15.

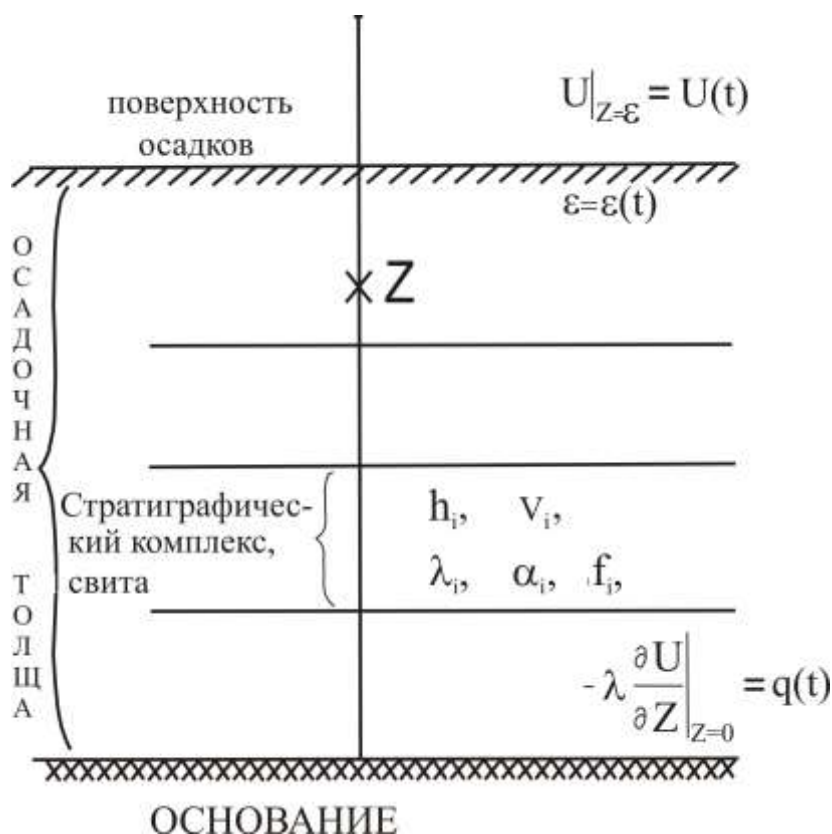


Рис. 2. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании

$\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; t – время осадконакопления; U – температура; q – тепловой поток; Z – точки расчёта температур; h_i – мощность; v_i – скорость осадконакопления; λ_i – теплопроводность; α_i – температуропроводность; f_i – плотность тепловыделения радиоактивных источников.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, 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 заданные моменты геологического времени t .

Для решения обратной задачи геотермии – определения теплового потока из основания q были использованы как измерения пластовых температур ($\tau = 0$), полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы ($\tau \neq 0$), рассчитанные по ОСВ (R_{vt}^0) с указанием времени срабатывания «максимального палеотермометра» – 24 млн. лет назад. Для условий юго-востока Западной Сибири, из-за отсутствия мощных неоген-четвертичных отложений, это время определяется однозначно.

Для перехода от R_{vt}^0 к соответствующей геотемпературе использована диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [Хант, 1982]. На диаграмме фиксированы линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,5\%$ и температуры 80 °С, линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,8\%$ и температуры 120 °С. При определении температуры для промежуточных значений R_{vt}^0 выполняется интерполяция между указанными крайними значениями [Исаев, Фомин, 2006].

При отсутствии прямых определений теплопроводности λ_i используем петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ . Эти зависимости получены в интервале плотностей 1,5–2,6 г/см³ как для песчаных отложений, так и для алеволито-аргиллитовых толщ [Исаев и др., 2002]. Коэффициенты температуропроводности a_i , плотности тепловыделения радиоактивных источников f_i также зависят от породного состава стратиграфических комплексов [Справочник физических констант..., 1969]. Пример параметрического описания осадочного разреза, вскрытого глубокой скважиной, определяющего параметры седиментационной и теплофизической модели, приведен в табл. 1.

Ранее, на примере реконструкций термической истории палеогеновых отложений Лунской впадины Сахалина и юрских отложений центральной части Западной Сибири, были исследованы [Исаев, 2004; Исаев и др., 2009] зависимости величины максимума палеотемператур материнских отложений и времени его проявления от значений параметров принятой математической модели (1) – (3). Изменяемые при исследованиях параметры перекрывали самый широкий диапазон реальных природных ситуаций.

Установлено, что существенными факторами, влияющими на величину максимума палеотемпературы, являются: 1) величина плотности теплового потока из основания (прямая линейная зависимость); 2) теплопроводность отложений, непосредственно перекрывающих материнскую свиту (чем больше теплопроводность, тем меньше максимум); 3) плотность тепловыделения радиоактивных источников в породах осадочного чехла (их вклад достигает порядка 10%, прямая линейная зависимость); 4) мощность осадочного чехла (прямая линейная зависимость); 5) скорость осадконакопления, при ее величинах в 5-10 раз

превышающих «нормальную» (зависимость обратная нелинейная); б) наличие перерывов в осадконакоплении, размывов перекрывающих отложений (первые приводят к временной стационарности геотемпературного режима, а вторые - к локальному во времени охлаждению материнской свиты).

Таблица 1

Параметры осадочной толщи, вскрытой скв. Верх-Гарская 2

Свита (стратиграфия)	Мощность, м	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
<i>Q</i>	20	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
<i>N₂</i>	-	3,07	-	-	-	-
<i>N₁</i>	-	19,29	-	-	-	-
<i>nk Pg₃</i>	130	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
<i>hg Pg₃₋₂</i>	70	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
<i>ll Pg₂</i>	50	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
<i>tl Pg₁</i>	20	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
<i>gn Pg_{1-K₂}</i>	106	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
<i>sl K₂</i>	62	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
<i>ip K₂</i>	154	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
<i>kz K₂</i>	35	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
<i>pk K₁₋₂</i>	868	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
<i>a₂K₁</i>	-	2,2	-	-	-	-
<i>a₁K₁</i>	-	3,9	-	-	-	-
<i>kls K₁</i>	671	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
<i>tr K₁</i>	54	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
<i>K₁klm</i>	169	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
<i>bg J₃</i>	52	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
<i>gr J₃</i>	13	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
<i>vs J₃</i>	70	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
<i>tm J₁₋₂</i>	242	45,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

Примечание. Литолого-стратиграфические разбивки изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»).

Существенными факторами, влияющими на время проявления максимума палеотемпературы являются: 1) теплопроводность перекрывающих отложений (чем больше величина теплопроводности, тем «древнее» палеотемпературный максимум); 2) наличие размывов перекрывающих отложений (размывы могут обуславливать абсолютный и несколько относительных максимумов палеотемпературы в геологическом прошлом); 3)

увеличение скоростей осадконакопления, которые «омолаживают» максимум палеотемператур.

О методике оценки плотности генерированных ресурсов баженовских нефтей

Для сопоставительной оценки степени согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию, с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр для каждого варианта реконструкций термической истории баженовских отложений рассчитывается условный интегральный показатель относительной плотности ресурсов, генерированных нефтей (R) по формуле [Лобова, Попов, Фомин, 2013; Осипова, Пракойо, Исаев, 2014]:

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

где U_i – расчётная температура очага генерации нефти в i -м интервале геологического времени, °C; t_i – время действия очага в i -м интервале, млн. лет; количество расчетных временных интервалов n , равное числу ключевых моментов геологического времени.

Важно, что применяемый подход оценки ресурсов УВ напрямую кумулятивно учитывает динамику геотемператур материнских отложений, т.к. текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации (прочность связи керогена), в первую очередь, за счет прироста температуры [Попов, Исаев, 2011]. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего сопоставления.

Результаты реконструкций геотермического режима баженовской свиты для 4-х вариантов учета палеоклимата

Для решения обратной задачи геотермии – определения теплового потока из основания q использовались измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин (табл. 2) и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита – R_{vt}^0 (табл. 3). Рассчитанные значения q для 4-х вариантов учета палеоклимата и учета данных ОСВ приведены в табл. 4.

Вариант 2 интересен тем, что позволяет оценить корректность результатов моделирования в случае, когда данные ОСВ отсутствуют или игнорируются по какой-либо причине.

Таблица 2

Данные по испытанию глубоких скважин Верх-Тарской площади

Скважина	Интервал (глубина) испытания, м	Отложения (свита)	Пласт	Дебит, м ³ /сут., м ³	Тип флюида	T _{пл} , °C
Верх-Тарская 2	2474-2493	Васюганская	Ю ₁	31,7	Нефть	85
	2474-2493	Васюганская	Ю ₁	54,0	Нефть	85
	2474-2493	Васюганская	Ю ₁	69,5	Нефть	85
	2481	Васюганская	Ю ₁	276,4	Нефть	83
Верх-Тарская 3	2467	Васюганская	Ю ₁	-	-	86
	2470	Васюганская	Ю ₁	108,6	Нефть	86
Верх-Тарская 7	2488	Васюганская	Ю ₁	264,0	Нефть	80
	2485	Васюганская	Ю ₁	40,8	Нефть	85
	2485	Васюганская	Ю ₁	40,8	Нефть	86

Примечание. Испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»).

Таблица 3

**Палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (R_{vi}^0)
керна глубоких скважин Верх-Тарской площади**

Скважина	Глубина определения, м	Свита	R_{vi}^0 , %	Палеотемпература (°C) по R_{vi}^0
Верх-Тарская 2	2415	Баженовская	0,59	93
	2505	Васюганская	0,61	95
	2510	Васюганская	0,61	95
	2710	Тюменская	0,68	104
	2788	Тюменская	0,67	103
Верх-Тарская 3	2547	Тюменская	0,70	106
Верх-Тарская 7	2735	Тюменская	0,70	106

Примечание. Данные ОСВ предоставлены лабораторией геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск)

Таблица 4

Значения теплового потока из основания, рассчитанные в моделях термической истории осадочных разрезов скважин Верх-Тарской площади

Скважина	Расчетная плотность теплового потока из основания, мВт/м ²			
	Без учета палеоклимата (вариант 1)	Без учета палеоклимата, без учета данных ОСВ (вариант 2)	Учет палеоклимата, «стандартный» ход температур (вариант 3)	Учет палеоклимата, «местный» ход температур (вариант 4)
Верх-Тарская 2	57	49	50	48
Верх-Тарская 3	55	50	52	52
Верх-Тарская 7	52	49	49	49

Решение прямых задач геотермии выполнено на 46-ть ключевых моментов геологического времени, соответствующих временам начала/завершения формирования каждой свиты и точкам «излома» векового хода температур на земной поверхности (табл. 5-

7). По геотемпературному критерию [Бурштейн и др., 1997] выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Пороговая температура очагов генерации нефти баженовской свитой приняты 85 °С, так как РОВ в этих отложениях сапропелевого типа.

Анализ и обсуждение результатов

Анализ значений теплового потока из основания осадочного разреза (см. табл. 4) показывает, что неучет палеоклимата (Вариант 1) приводит к существенно большим расчетным значениям плотности теплового потока – увеличение до 20%. Это объясняется фактическим отсутствием в этом варианте соляного источника тепла (2) в модели палеотемпературных реконструкций (1) - (3). В этом случае минимизация функционала (4) «потребовала» большего значения плотности теплового потока из основания q .

Анализ термической истории баженовской свиты в разрезах скважин Верх-Тарской площади (см. табл. 5-7) свидетельствует о том, в Варианте 1 (без учета палеоклимата) материнская баженовская свита «пережила» самую короткую и самую холодную главную фазу нефтеобразования (ГФН). Если при этом не учитывать данные ОСВ – Вариант 2, то материнская баженовская свита практически как бы и не входила в ГЗН. Последнее не согласуется со вторым основным критерием предпочтительности – не согласуется с установленной нефтегазоносностью пласта Ю₁ (см. табл. 2).

В Вариантах 3 и 4 с учетом палеоклимата (см. табл. 5-7) баженовская свита имеет «богатые», но разные термические истории ГФН. ГФН этих вариантов различаются геологическим временем проявления не только абсолютного максимума палеотемператур, но и временем проявления относительных максимумов геотемператур в геологическом прошлом. Эта разница в термической истории ГФН имеет существенное значение с точки зрения сингенетичности созревания РОВ материнских отложений, генерации УВ и формирования структурных планов площадей нефтесбора, локальных ловушек [Красавчиков, 2000, Исаев и др., 2009].

Интересно отметить (см. табл. 5-7) кажущуюся синхронность изменения геотемператур материнской свиты и палеоклимата (векового хода температуры на земной поверхности). Однако эта синхронность наблюдается при шаге дискретизации геологического времени в млн. лет. При шаге дискретизации в десятки тыс. лет проявляется инерционность геотемператур баженовских отложений к изменению палеоклимата.

Таблица 5

Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скв. Верх-Тарская 2

Время, млн. лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С		Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы баженовской свиты, °С			
	«Стандартный» [Лопатин, 2006; Галушкин, 2007]	«Местный» [Исаев, Рылова, Гумерова, 2014]		Без учета палеоклимата (вариант 1)	Без учета палеоклимата, без учета данных ОСВ (вариант 2)	Учет палеоклимата, «стандартный» ход температур (вариант 3)	Учет палеоклимата, «местный» ход температур (вариант 4)
0	+2	0	2439	96	83	86	78
0,005	+2	+3	2439	96	83	86	79
0,03	+2	-2	2439	96	83	86	78
0,05	+2	-1	2438	96	83	86	78
0,07	+2	-4	2438	96	83	86	77
0,09	+2	-1	2438	96	83	86	78
0,11	+2	-4	2438	96	83	86	78
0,13	+2	-1	2437	96	83	86	77
0,15	+2	-4	2437	96	83	86	78
0,19	+2	-9	2437	96	83	86	79
0,21	+2	-6	2436	96	83	86	79
0,235	+2	-10	2436	96	83	86	79
0,24	+2	0	2436	96	83	86	80
1,64	+2	+1	2419	95	82	86	81
3,1	+2	+2	2419	95	82	86	83
3,2	+2	+2	2418	95	82	86	84
3,8	+5	+12	2418	95	82	88	90
4,7	+4	+3	2418	95	82	88	83
5,2	+4	-3	2418	95	82	88	84
5,7	+4	+7	2418	95	82	88	87
6,3	+4	+10	2418	95	82	88	88
7	+4	+4	2418	95	82	88	84
20	+7	+15	2417	95	82	91	95
24	+8	+16	2417	95	82	92	95
31,5	+9	+17	2300	89	77	88	92
32,3	+10	+16	2287	89	77	89	90
34	+12	+15	2274	89	76	90	89
37,6	+15	+14	2248	87	75	92	87
41,7	+19	+12	2217	86	74	95	84
42	+20	+11	2216	86	74	96	83
46	+21	+8	2201	85	73	96	79
54,8	+21	+19	2167	83	72	95	89
58	+20	+24	2158	83	72	93	94
61,7	+20	+22	2147	83	71	93	91
73	+20	+15	2043	78	67	89	80
73,2	+20	+16	2041	78	67	89	81
86,5	+20	+22	1979	75	65	86	85
89,8	+20	+22	1825	67	59	80	80
90	+20	+23	1821	67	59	80	80
91,6	+20	+22	1790	65	56	77	76
114,1	+20	+21	922	33	28	49	49
118	+20	+19	921	33	28	49	47
120,2	+20	+19	920	33	28	49	47
132,4	+20	+19	249	9	6	28	26
136,1	+20	+19	195	7	6	26	25
145,8	+20	+19	26	1	1	21	20
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²				57	49	50	47

Примечание: заливкой показаны температуры главной зоны нефтеобразования (ГЗН), красной заливкой – абсолютные палеотемпературные максимумы ГЗН, коричневой – относительные палеотемпературные максимумы ГЗН.

Таблица 6

Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скв. Верх-Тарская 3

Время, млн. лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С		Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы баженовской свиты, °С			
	«Стандартный»	«Местный»		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
0	+2	0	2428	93	85	89	85
0,005	+2	+3	2428	93	85	89	85
0,03	+2	-2	2428	93	85	89	84
0,05	+2	-1	2427	93	85	89	84
0,07	+2	-4	2427	93	85	89	84
0,09	+2	-1	2427	93	85	89	85
0,11	+2	-4	2427	93	85	89	84
0,13	+2	-1	2426	93	85	89	84
0,15	+2	-4	2426	93	85	89	85
0,19	+2	-9	2426	93	85	89	85
0,21	+2	-6	2425	93	85	88	86
0,235	+2	-10	2425	93	85	88	85
0,24	+2	0	2425	93	85	88	87
1,64	+2	+1	2408	92	84	88	87
3,1	+2	+2	2408	92	84	88	89
3,2	+2	+2	2408	92	84	89	90
3,8	+5	+12	2407	92	84	91	96
4,7	+4	+3	2407	92	84	90	89
5,2	+4	-3	2407	92	84	90	90
5,7	+4	+7	2407	92	84	90	94
6,3	+4	+10	2407	92	84	90	95
7	+4	+4	2407	92	84	90	90
20	+7	+15	2406	92	84	93	101
24	+8	+16	2406	92	84	94	102
31,5	+9	+17	2289	87	79	90	98
32,3	+10	+16	2276	86	79	91	97
34	+12	+15	2263	86	78	92	95
37,6	+15	+14	2237	85	77	94	93
41,7	+19	+12	2206	83	76	91	89
42	+20	+11	2205	83	76	98	89
46	+21	+8	2190	83	75	98	85
54,8	+21	+19	2156	81	74	97	95
58	+20	+24	2147	81	74	95	99
61,7	+20	+22	2136	80	73	95	97
73	+20	+15	2032	76	70	91	86
73,2	+20	+16	2030	76	69	91	87
86,5	+20	+22	1968	73	66	88	90
89,8	+20	+22	1813	66	61	82	84
90	+20	+23	1809	66	61	82	85
91,6	+20	+22	1778	63	57	79	81
114,1	+20	+21	936	33	30	50	52
118	+20	+19	935	33	30	50	50
120,2	+20	+19	934	33	30	50	49
132,4	+20	+19	253	9	8	28	27
136,1	+20	+19	202	7	6	26	25
145,8	+20	+19	20	1	1	21	20
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²				55	50	52	52

Таблица 7

Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скв. Верх-Тарская 7

Время, млн. лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С		Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы баженовской свиты, °С			
	«Стандартный»	«Местный»		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
0	+2	0	2441	88	82	85	82
0,005	+2	+3	2441	88	82	85	82
0,03	+2	-2	2441	88	82	85	81
0,05	+2	-1	2440	88	82	85	81
0,07	+2	-4	2440	88	82	85	80
0,09	+2	-1	2440	88	82	85	81
0,11	+2	-4	2440	88	82	85	81
0,13	+2	-1	2439	88	82	85	80
0,15	+2	-4	2439	88	82	85	81
0,19	+2	-9	2439	88	82	85	82
0,21	+2	-6	2438	88	82	85	83
0,235	+2	-10	2438	88	82	85	82
0,24	+2	0	2438	88	82	85	84
1,64	+2	+1	2421	87	82	84	84
3,1	+2	+2	2421	87	82	84	86
3,2	+2	+2	2420	87	82	85	87
3,8	+5	+12	2420	87	82	87	93
4,7	+4	+3	2420	87	82	86	86
5,2	+4	-3	2420	87	82	86	87
5,7	+4	+7	2420	87	82	86	90
6,3	+4	+10	2420	87	82	86	91
7	+4	+4	2420	87	82	86	87
20	+7	+15	2419	87	82	89	98
24	+8	+16	2419	87	81	90	99
31,5	+9	+17	2302	82	77	86	95
32,3	+10	+16	2289	82	77	87	94
34	+12	+15	2276	81	76	88	92
37,6	+15	+14	2250	80	75	90	90
41,7	+19	+12	2219	79	74	94	87
42	+20	+11	2218	79	74	94	86
46	+21	+8	2203	78	73	94	82
54,8	+21	+19	2169	77	72	93	92
58	+20	+24	2160	76	72	92	97
61,7	+20	+22	2149	76	71	91	94
73	+20	+15	2045	72	67	87	84
73,2	+20	+16	2043	72	67	87	84
86,5	+20	+22	1981	69	65	85	87
89,8	+20	+22	1819	63	59	79	82
90	+20	+23	1815	63	59	79	82
91,6	+20	+22	1786	59	55	76	79
114,1	+20	+21	940	31	29	49	50
118	+20	+19	939	31	29	49	48
120,2	+20	+19	938	31	29	49	48
132,4	+20	+19	265	9	8	28	27
136,1	+20	+19	214	7	6	26	25
145,8	+20	+19	29	1	1	21	20
Расчетный тепловой поток из основания, МВт/м ²				52	49	49	49

Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважинах Верх-Тарской площади (табл. 8-10) показывает, что в Варианте 1 (без учета палеоклимата) «невязка» решения обратной задачи геотермии (4) достигает 14-17 °С. Что является неприемлемым результатом, говорящем о неадекватности параметрического описания модели (1) - (3). Далее, если данные ОСВ исключить (Вариант 2), то имеет место минимальная «невязка». Эта согласованность, кажущаяся (иллюзорная), т.к. получаемая при этом термическая история (см. табл. 5-7) не согласуется с результатами испытаний пласта Ю₁. В случае учета палеоклимата и данных ОСВ (Варианты 3 и 4) «невязки» решений обратных задач (4) вполне приемлемы, т. к. измеренные и расчетные геотемпературы имеют погрешность порядка ± 2 °С. Можно отметить, что «невязки» в случае учета палеоклимата по «местному» ходу температур на земной поверхности (Вариант 4) заметно меньше по скважинам Верх-Тарская 3 и Верх-Тарская 7.

Расчет относительной плотности генерированных баженовских нефтей (табл. 11-13) дает минимальные значения плотности при неучете палеоклимата – Вариант 1. Если при этом еще проигнорировать данные ОСВ (Вариант 2), то расчет не дает генерированных ресурсов. В Вариантах 3 и 4 (с учетом палеоклимата) расчетные ресурсы либо близки (скв. Верхне-Тарская 7), либо заметно отличаются – до 50%. При учете палеоклимата по «местному» ходу температур авторами олучены меньшие ресурсы, чем при учете палеоклимата по «стандартному» вековому ходу. Можно отметить, что в работе [Исаев, Рылова, Гумерова, 2014], при аналогичных исследованиях в Нюрольской мегавпадине, соотношение величин ресурсов Вариантов 3 и 4 получено обратное.

Выводы

1. Выполнен аналитический обзор исследований влияния палеоклимата – векового хода температур на поверхности Земли на термическую историю глубокопогруженных нефтематеринских отложений, на реализацию их генерационного потенциала. Обзор характеризует эти исследования как состояние научного поиска.

2. Получена оценка существенного влияния палеоклимата на степень реализации генерационного потенциала баженовской свиты, формирующей залежи углеводородов верхнеюрского нефтегазоносного комплекса Верх-Тарского месторождения Новосибирской области. Показано, что неучет палеоклимата не позволяет адекватно восстановить термическую историю материнских отложений, что может занижать до 2-х раз величины расчетных ресурсов объемно-генетическим методом.

Таблица 8

Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур (скв. Верх-Тарская 2)

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
			Расчетные, °С	Разница, °С	Расчетные, °С	Разница, °С	Расчетные, °С	Разница, °С	Расчетные, °С	Разница, °С
2481	83	пластовые	97	-14	84	-1	88	-5	80	+3
2485	85	пластовые	97	-12	84	+1	88	-3	80	+5
2415	93	по ОСВ	86	+7	-	-	91	+2	95	-2
2505	95	по ОСВ	90	+5	-	-	94	+1	97	-2
2510	95	по ОСВ	90	+5	-	-	94	+1	97	-2
2710	104	по ОСВ	97	+7	-	-	100	+4	103	+1
2788	103	по ОСВ	99	+4	-	-	103	0	106	-3

Таблица 9

Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур (скв. Верх-Тарская 3)

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
			Расчетные, °С	Разница, °С	Расчетные, °С	Разница, °С	Расчетные, °С	Разница, °С	Расчетные, °С	Разница, °С
2467	86	пластовые	94	-8	86	0	90	-4	86	0
2470	86	пластовые	94	-8	86	0	90	-4	86	0
2547	106	по ОСВ	89	+17	-	-	98	+8	106	0

Таблица 10

Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур (скв. Верх-Тарская 7)

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
			Расчетные, °С	Разница, °С	Расчетные, °С	Разница, °С	Расчетные, °С	Разница, °С	Расчетные, °С	Разница, °С
2485	85	пластовые	89	-4	84	+1	86	-1	83	+2
2485	86	пластовые	89	-3	84	+2	86	0	83	+3
2488	80	пластовые	89	-9	84	-4	86	-6	83	-3
2735	106	по ОСВ	89	+17	-	-	99	+7	108	-2

Таблица 11

Оценка относительной плотности ресурсов, генерированных баженовских нефтей для вариантов учета векового хода температур на поверхности Земли (скв. Верх-Тарская 2)

Вариант	Расчетные ресурсы, усл. ед.	Количество расчетных временных интервалов работы очага (<i>n</i>)	Периоды работы палеоочага генерации нефти, млн. лет назад	Время работы палеоочага, млн. лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С
1 - без учета палеоклимата	50	31	46–0	46,0	96
2 - без учета палеоклимата, без учета данных ОСВ	-	-	-	-	-
3 - учет палеоклимата, «стандартный» вековой ход температур на поверхности Земли	82	37	86,5–0	86,5	96
4 - учет палеоклимата, «местный» вековой ход температур на поверхности Земли	41	13	86,5–73,2; 61,7–46,0; 37,6–7,0; 6,3–5,2; 3,8–3,2	61,3	95

Таблица 12

Оценка относительной плотности ресурсов, генерированных баженовских нефтей для вариантов учета векового хода температур на поверхности Земли (скв. Верх-Тарская 3)

Вариант	Расчетные ресурсы, усл. ед.	Количество расчетных временных интервалов работы очага (<i>n</i>)	Периоды работы палеоочага генерации нефти, млн. лет назад	Время работы палеоочага, млн. лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С
1	38	28	37,6–0	37,6	93
2	1	13	0,235–0	0,235	85
3	84	37	86,5–0	86,5	98
4	84	33	90,0–89,8; 86,5–0,13; 0,09–0,07; 0,005–0	86,6	102

Таблица 13

Оценка относительной плотности ресурсов, генерированных баженовских нефтей для вариантов учета векового хода температур на поверхности Земли (скв. Верх-Тарская 7)

Вариант	Расчетные ресурсы, усл. ед.	Количество расчетных временных интервалов работы очага (<i>n</i>)	Периоды работы палеоочага генерации нефти, млн. лет назад	Время работы палеоочага, млн. лет	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С
1	25	24	24–0	24	88
2	0	-	-	0	-
3	79	35	86,5–3,1; 0,24–0	83,6	94
4	59	20	86,5–73,2; 61,7–46,0; 42,0–1,64	69,4	99

3. Получены результаты, указывающие на необходимость учета данных ОСВ («максимального палеотермометра») для корректного восстановления термической истории нефтематеринских отложений. Показано, что неучет данных ОСВ может приводить к существенным ошибкам в оценке ресурсов, вплоть до «пропуска» ресурсов.

4. Установлено, 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 ГФН и не завышать/занижать (до 30-50%) расчетные ресурсы.

5. Результаты исследований в пределах нефтепромыслов Новосибирской области подтверждают ранее выполненные оценки (на примере нефтепромыслов Томской области) существенного влияния палеоклимата на реализацию генерационного потенциала баженовской свиты.

Таким образом, влияние палеоклимата на геотермический режим баженовских отложений юго-востока Западной Сибири является существенным, а использование векового хода температур на поверхности Земли в реконструкциях термической истории материнских отложений повышает достоверность определения прогнозных ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом.

Актуальны, имеют особый интерес предстоящие аналогичные исследования в арктической части Западной Сибири. Применяемая математическая модель палеотемпературных реконструкций позволяет «включать» не только вековой ход температур на земной поверхности, но и, при необходимости, толщу вечной мерзлоты как своеобразный литолого-стратиграфический комплекс, а также, подобным образом, «включать» толщу ледникового покрова.

Литература

Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Мелневский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // *Геология и геофизика*. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.

Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.

Голованова И.В., Сальманова Р.Ю., Демежко Д.Ю. Реконструкции климата на Урале по геотермическим данным // *Геология и геофизика*. – 2012. – Т. 53. – № 12. – С. 1776–1785.

Гольберт А.В. Основы региональной палеоклиматологии. – М.: Недра, 1987. – 222 с.

Грецкая Е.В., Литвинова А.В. Строение и развитие нефтегазоносных систем Магаданского бассейна (Северо-Охотский шельф) // *Геология нефти и газа*. – 2011. – № 6. – С. 132–140.

Ерофеев Л.Я., Завидий Т.Ю. Определение поправки за палеоклиматический фактор для коррекции результатов геотермических исследований // *Геофизика*. – 2010. – № 5. – С. 48–52.

Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.

Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // *Тихоокеанская геология* – 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 101–115.

Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.

Исаев В. И., Гуленок Р. Ю., Веселов О. В., Бычков А. В., Соловейчик Ю. Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // *Геология нефти и газа*. – 2002. – № 6. – С. 48–54.

Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // *Геофизический журнал*. – 2009. – Т. 31. – № 2. – С. 15–46.

Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумерова А.А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений // *Известия Томского политехнического университета*. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 93–102.

Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // *Геология и геофизика*. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.

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.

Красавчиков В.О. Компьютерное моделирование направлений возможной миграции углеводородных флюидов и зон их потенциальной аккумуляции // *Геология и геофизика*. – 2000. – Т.41. – №3. – С. 356–370.

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 Томского политехнического университета. – 2013 – 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. – 2013. – № 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.

Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Опыт применения технологии бассейнового моделирования в ОАО «НК-Роснефть» для оценки перспектив нефтегазоносности акваторий и выбора новых направлений геологоразведочных работ // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 14–17.

Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Исаев В.И. Реконструкции геотермической истории нефтематеринской баженовской свиты и оценка распределения плотности ресурсов в шельфовом резервуаре неокома Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 2. - http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf

Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–104.

Прищепина О.М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf

Сафронов П.И., Еришов 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.

Справочник физических констант горных пород / Ред. С. Кларк, мл. – М.: Мир, 1969. – 544 с.

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 –http://www.ngtp.ru/rub/4/14_2010.pdf.

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

Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.

Lobova G.A., Stotsky V.V., Isaev V.I.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, lobovaga@tpu.ru, stotskiy_vv@sibmail.com, isaevvi@tpu.ru

INFLUENCE OF PALEOCLIMATE ON GEOTHERMAL PARTICULARITY AND ON THE OIL-GENERATION POTENTIAL OF THE BAZHENOV FORMATION (SOUTH-EAST WESTERN SIBERIA - NOVOSIBIRSK REGION)

The review of researches about the influence of paleoclimate (a century level temperatures chart on the surface of the Earth) on thermal history of deep source rocks and its influence of its generation potential is provided. Influence of the Mesozoic-Cenozoic climate on a geothermal regime of the Bazhenov Formation source rocks of south-east Western Siberia (Novosibirsk region) is estimated. The paleoclimate assessment on the basis of paleotemperature modeling verification results and identification by geotemperature criterion of paleospot of the Bazhenov oil generation in sedimentary sections of three deep wells which have been drilled in Bazhenov Formation on the Verkh-Tarsk area is carried out. The reconstruction of the thermal history of source rocks excluding paleoclimate won't be coordinated with "maximum paleotermometry" - vitrinite reflectance data and construct petroleum potential section. The local century course is recommended to be considered when determining of hydrocarbon resources by a volume and genetic method of the Tomsk, Novosibirsk and Omsk areas. Local century level temperatures chart of Earth's temperatures of the terrestrial surface, used at construction and reconstruction for the Southern Siberian paleoclimate zone, significantly contribute to ameliorate the oil resources prognose.

Keywords: paleoclimate, paleotemperature modeling, source rock, Bazhenov Formation, inferred resources, South-East of Western Siberia.

References

Burshtejn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskij V.N. *Model' katagenezâ organicheskogo veshhestva (na primere bazhenovskoj svity)* [Katagenesis model of organic matter (Bazhenov Formation)]. *Geologija i geofizika*, 1997, vol. 38, no. 6, p. 1070–1078.

Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegasunosnost' molodyh plit SSSR* [Thermal field and petroleum potential of the young plates of USSR]. Moscow: Nedra, 1986, 222 p.

Erofeev L.Ya., Zavidij T.Yu. *Opredelenie popravki za paleoklimaticheskij faktor dlja korrekcii rezul'tatov geotermicheskijh issledovanij* [Determination of correction for paleoclimatic correction factor for geothermal research results]. *Geofizika*, 2010, no. 5, p. 48–52.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshhestva i neftegasunosnost' mezozojskijh i paleozojskijh otlozhenij Zapadno-Sibirskogo megabassejna* [Organic matter catagenesis and petroleum potential of Mesozoic and Paleozoic Formations of the West Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnyh bassejnov i oценка ih neftegasunosnosti* [Modeling and petroleum potential assessment of sedimentary basins]. Moscow: Nauchnyj Mir, 2007, 456 p.

Gol'bert A.V. *Osnovy regional'noj paleoklimatologii* [Fundamentals of regional paleoclimatology]. Moscow: Nedra, 1987, 222 p.

Golovanova I.V., Sal'manova R.Ju., Demezhko D.Ju. *Rekonstrukcii klimata na Urale po geotermicheskim dannym* [Climate reconstruction in the Urals by geothermal data]. *Geologija i geofizika*, 2012, vol. 53, no. 12, p. 1776–1785.

Greckaja E.V., Litvinova A.V. *Stroenie i razvitie neftegasunosnyh sistem Magadanskogo bassejna (Severo-Ohotskij shel'f)* [Structure and development of the Magadan Basin petroleum systems (North Okhotsk shelf)]. *Geologija nefi i gaza*, 2011, no. 6, p. 132–140.

Hant Dzh. *Geohimija i geologija nefti i gaza* [Geochemistry and petroleum geology]. Moscow: Mir, 1982, 704 p.

Isaev V.I. *Interpretacija dannyh gravimetrii i geotermii pri prognozirovanii i poiskah nefti i gaza* [Interpretation of gravity and geothermic data in forecasting and the oil and gas exploration]. Tomsk: Izd-vo TPU, 2010, 172 p.

Isaev V.I. *Paleotemperaturnoe modelirovanie osadochnogo razreza i neftegazoobrazovanie* [Paleotemperature modeling of sedimentary section and oil and gas formation]. *Tihookeanskaja geologija*, 2004, vol. 23, no. 5, p. 101–115.

Isaev V.I., Fomin A.N. *Ochagi generacii neftej bazhenovskogo i togurskogo tipov v juzhnoj chasti Njurol'skoj megavpadiny* [Oil generation zones of oil generation of Bazhenov and Togur types in the southern Nyurolskaya megadepression]. *Geologija i geofizika*, 2006, vol. 47, no. 6, p. 734–745.

Isaev V.I., Gulenok R.Ju., Veselov O.V., Bychkov A.V., Solovejchik Yu.G. *Komp'juternaja tehnologija kompleksnoj ocenki neftegazovogo potenciala osadochnyh bassejnov* [Computer technology of a complex assessment of petroleum potential of sedimentary basins]. *Geologija nefti i gaza*, 2002, no. 6, p. 48–54.

Isaev V.I., Lobova G.A., Rojak M.E., Fomin A.N. *Neftegazonosnost' central'noj chasti Jugorskogo svoda* [Petroleum potential of the central part of the Ugra Arch]. *Geofizicheskij zhurnal*, 2009, vol. 31, no. 2, p. 15–46.

Isaev V.I., Rylova T.B., Gumerova A.A. *Paleoklimat Zapadnoj Sibiri i realizacija generacionnogo potenciala neftematerinskih otlozhenij* [Paleoclimate of the Western Siberia and implementation generation potential of source sediments]. *Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta*, 2014, vol. 324, no. 1, p. 93–102.

Kontorovich A.E., Burshtejn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskij V.N., Livshic V.R., Poljakov A.A., Skvorcov M.B. *Istoriko-geologicheskoe modelirovanie processov naftidogeneza v mezozojsko-kajnozojskom osadochnom bassejne Karskogo morja (bassejnovoe modelirovanie)* [Historical and geological modeling processes of petroleum genesis in Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling)]. *Geologija i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, p. 1179–1226.

Krasavchikov V.O. *Komp'juternoe modelirovanie napravlenij vozmozhnoj migracii uglevodorodnyh fljuidov i zon ih potencial'noj akumuljarii* [Computer modeling of possible migration directions of hydrocarbon fluids and its potential accumulation zones]. *Geologija i geofizika*, 2000, vol. 41, no. 3, p. 356–370.

Lobova G.A., Osipova E.N., Krinicina K.A., Ostankova Yu.G. *Vlijanie paleoklimata na geotermicheskij rezhim i neftegeneracionnyj potencial bazhenovskoj svity (na shirotah Tomskoj oblasti)* [Influence of paleoclimate in the geothermal regime and oil generation potential of Bazhenov Formation (Tomsk region)]. *Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta*, 2013, vol. 322, no. 1, p. 45–50.

Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. *Lokalizacija prognoznyh resursov nefti jursko-melovyh NGK Ust'-Tymskoj megavpadiny* [Localization of oil prognosis resources of Jurassic-Cretaceous petroleum complexes of Ust-Tym megadepression]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2013, no.2, p. 36–40.

Lopatin N.V. *Koncepcija neftegazovyh generacionno-akkumuljacionnyh sistem kak integrirujushhee nachalo v obosnovanii poiskovo-razvedochnyh rabot* [The concept of petroleum accumulation and generation systems as integrating principle in justifying exploration]. *Geoinformatika*, 2006, no. 3, p. 101–120.

Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. *Opyt primenenija tehnologii bassejnovogo modelirovanija v OAO «NK-Rosneft'» dlja ocenki perspektiv neftegazonosnosti akvatorij i vybora novyh napravlenij geologorazvedochnyh rabot* [Application of basin modeling in the "NK Rosneft"]

to evaluate of petroleum potential offshore areas and selection of new exploration direction]. Neftjanoe hozjajstvo, 2012, no. 11, p. 14–17.

Osipova E.N., Prakojo F.S., Isaev V.I. *Rekonstrukcii geotermicheskoj istorii neftematerinskoj bazhenovskoj svity i ocenka raspredelenija plotnosti resursov v shel'fovom rezervuare neokoma Njurol'skoj megavpadiny* [Reconstruction of geothermal history of the petroleum bearing Bazhenov Formation and estimation of the distribution of the offshore Neocomian reservoirs of the Nyurol megadepression]. Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika, 2014, vol. 9, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf

Popov S.A., Isaev V.I. *Modelirovanie naftidogeneza Juzhnogo Jamala* [Modeling of petroleum genesis of the Southern Yamal]. Geofizicheskij zhurnal, 2011, vol. 33, no. 2, p. 80–104.

Prishhepa O.M. *Kompleksnyj sposob kolichestvennoj ocenki resursov nefti i gaza v zonah neftegezonakoplenija* [Integrated method of oil and gas quantitative evaluation in petroleum accumulation zones]. Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika, 2011, vol. 6, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf

Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. *Modelirovanie processov generacii, migracii i akumuljarii uglevodorodov v jurskih i melovyh kompleksah Enisej-Hatangskogo bassejna* [Modeling of processes generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and Cretaceous complexes of Yenisei Khatanga Basin]. Geologija nefti i gaza, 2011, no. 5, p. 48–55.

Spravochnik fizicheskikh konstant gornyh porod [Reference book of rocks physical constants]. Red. S. Klark, ml. Moscow: Mir, 1969, 544 p.

Surikova E.S., Kalinina L.M. *Istorija tektonicheskogo razvitija Mezhovskogo megamysa i model' geologicheskogo stroenija Verhne-Tarskogo neftjanogo mestorozhdenija* [History of tectonic development of the Mezhov megacape and the model of geological structure of the Verkhne-Tar oil field]. Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika, 2010, vol. 5, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/14_2010.pdf.