

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мальярова Т.Н., Иванова Н.А. Современные методы сейсмофациального анализа на реальных примерах // Геомодель 2006: Матер. VIII Междунар. научно-практ. конф. – Геленджик, 17–22 сентября 2006. – М.: МГУ, 2006. – С. 136–137.
2. Арешев Е.Г., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 8. – С. 50–58.
3. Шнип О.А. Образование коллекторов в фундаменте нефтегазоносных территорий // Геология нефти и газа. – 1995. – № 6. – С. 35–37.
4. Шустер В.Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. – 1997. – № 8. – С. 17–19.
5. Жабрев И.П. Глубинные углеводороды биогенного генезиса // Геология нефти и газа. – 1994. – № 9. – С. 27–28.
6. Осипов М.А. Процесс остывания интрузива и размещение рудных тел // Советская геология. – 1973. – № 3. – С. 21–27.
7. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности / ред. А.А. Трофимука, В.С. Вышемирского. – Новосибирск: Наука, 1976. – 237 с.
8. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 163 с.
9. Коры выветривания Сибири. Формации кор выветривания Западно-Сибирской плиты и Алтае-Саянской области / под ред. В.П. Казаринова. – М.: Недра, 1979. – 220 с.
10. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 678 с.
11. Кормильцев В.В., Нургалиев Д.К., Писецкий В.Б., Ратушняк А.Н. Моделирование флюидодинамических систем, охватывающих осадочный бассейн и фундамент // Георесурсы. – 2001. – № 2. – С. 35–37.
12. Кормильцев В.В., Ратушняк А.Н. Моделирование температурных аномалий, связанных с течением флюида при объемной деформации геоблоков // Дегазация Земли: геодинамика, флюиды, нефть и газ. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 156–158.
13. Федоров Ю.Н., Князева И.В., Иванов К.С., Кормильцев В.В., Печеркин М.Ф., Свечников Л.И., Криночкин В.Г., Федоров М.Ю. К методике прогноза залежей углеводородов в доюрском основании Западной Сибири // Горные ведомости. – 2004. – № 10. – С. 38–53.

Поступила 11.05.2012 г.

УДК 553.98:553.041:552.578:550.8.05

ВЛИЯНИЕ ПАЛЕОКЛИМАТА НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ И НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (НА ШИРОТАХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, К.А. Криницына, Ю.Г. Останкова

Томский политехнический университет

E-mail: lobovaga@tpu.ru

Проведено многовариантное палеотемпературное моделирование осадочных разрезов шести глубоких скважин Томской области. Определено существенное влияние векового хода температур на поверхности Земли (палеоклимат) на термическую историю и реализацию нефтегенерационного потенциала отложениями баженовской свиты для различных тектонических структур, расположенных на разных широтах Томской области. В качестве критериев адекватности модели геотермического режима приняты «реперные» геотемпературы из отражательной способности витринита и нефтегазоносность верхнеюрских отложений.

Ключевые слова:

Палеотемпературное моделирование, палеоклимат, баженовская свита, отражательная способность витринита, нефтегенерационный потенциал, Томская область.

Key words:

Paleotemperature modeling, paleoclimate, Bazhenov formation, vitrinite reflectance, oil generation potential, Tomsk region.

Постановка задачи

Современные оценки ресурсов углеводородов (УВ) выполняются объемно-генетическим методом, на основе реконструкции геотемпературного режима нефтематеринских отложений [1, 2 и др.].

Одним из факторов, определяющих температурный режим осадочного разреза, является влияние палеоклимата. Поэтому ряд исследователей [3–5] рекомендуют при палеотемпературном моделировании учитывать вековой ход температур на поверхности Земли, в том числе и резкое похолодание в позднечетвертичное время. Существует также мнение [6], что при реконструкции палеотемпературного режима нефтематеринских отложений учитывать вековой ход температур на по-

верхности Земли нет необходимости, так как дно бассейна осадконакопления всегда имеет температуру, близкую к нулевой. Наряду с этим, при палеотемпературном моделировании в пределах Нюрольской мегавпадины [7] влияние резкого похолодания в плейстоцен-голоцене на геотермический режим материнских пород было оценено как маловероятное.

Цель наших исследований – оценить влияние векового хода температур поверхности Земли (палеоклимата) на геотермический режим, и, следовательно, на степень реализации генерационного потенциала баженовской свиты для различных тектонических структур на разных географических широтах Томской области.

Оценки выполняются при допущениях: 1) палеоклимат не следует учитывать; 2) палеоклимат следует учитывать, но учет позднечетвертичного похолодания не обязателен; 3) следует учитывать все детали хода среднегодовой температуры на поверхности Земли. Критерием предпочтительности из 3-х оценок выступает лучшая согласованность максимума расчетных температур геотермического режима с температурами «максимального палеотермометра» [8] – с температурами, определенными по отражательной способности витринита (ОСВ). Важно сопоставить наличие и время работы очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию [9], с установленной нефтегазоносностью недр.

Характеристика объекта исследований

Территория исследований расположена (рис. 1) между 57°20' и 60°20' северной широты, что соответствует пограничной зоне кромки самаровского ледника и Мансийского приледникового озера моря [10]. По оценкам, приведенным в [11], среднегодовые температуры в плейстоцен-голоцене на этих широтах были ниже современных на 9...10 °С.

Основным источником формирования залежей углеводородов в ловушках горизонта Ю₁ (J₃vs) и всего мелового комплекса в западных районах Томской области являются потенциально нефтематеринские отложения баженовской свиты (J₃bg).

Моделирование геотермического режима баженовских отложений выполнено для осадочных разрезов шести глубоких скважин: на Нижневартовском своде – Малореченская 121, на Средневасюганском мегавале – Пуглалымская 86 и Лугинецкая 183, в пределах южной части Нюрольской мегавпадины – Таловая 1 и Айсазская 1 и на Лавровском мезовыступе – Кулгинская 141. В табл. 1 приведена характеристика разрезов этих скважин.

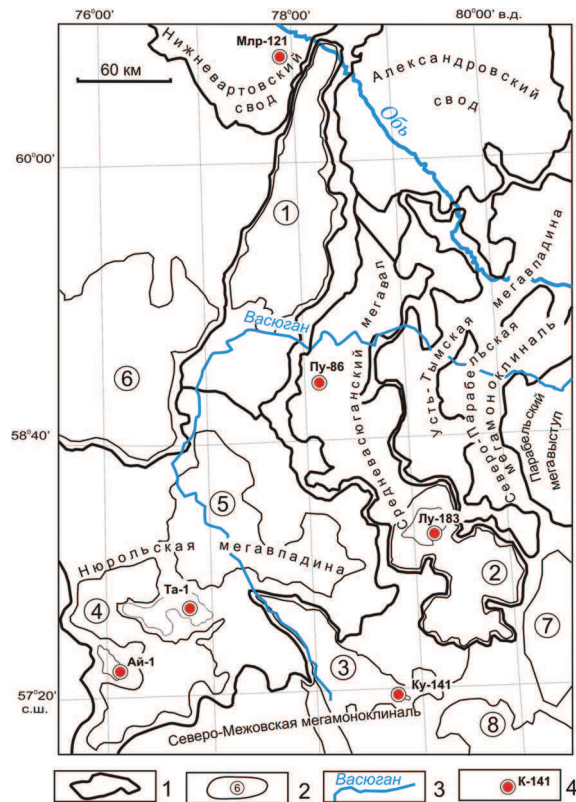


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований (на основе [12]): 1) структуры I порядка; 2) структуры II порядка: 1 – Колтогорский мезопрогиб, 2 – Пудинское мезоподняtie, 3 – Лавровский мезовыступ, 4 – Южно-Нюрольская мезовпадина, 5 – Центральная нюрольская мезовпадина, 6 – Нововасюганский мезовал, 7 – Горелоярское мезоподняtie, 8 – Калгачский мезовыступ; 3) реки; 4) исследуемые скважины: Ай-1 – Айсазская 1, Та-1 – Таловая 1, Ку-141 – Кулгинская 141, Лу-183 – Лугинецкая 183, Пу-86 – Пуглалымская 86, Млр-121 – Малореченская 121

Таблица 1. Характеристика разрезов глубоких скважин

Характеристики	Кулгинская 141	Айсазская 1	Таловая 1	Лугинецкая 183	Пуглалымская 86	Малореченская 121
Забой, м	3185	3204	2909	2500	2703	2683
Отложения на забое (свита)	Палеозой	Палеозой	Тюменская	Тюменская	Палеозой	Кора выветривания
Кровля баженовской свиты, м	2597	2700	2757	2313	2439	2430
Мощность баженовской свиты, м	15	35	24	16	10	15
Мощность палеогеновых отложений, м	290	490	518	356	442	450
Мощность неогеновых отложений, м	0	45	18	48	0	0
Мощность четвертичных отложений, м	28	18	8	50	45	40
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)	Васюганская; 2661 м; 82 °С. Тюменская; 2745 м; 82 °С. Тюменская; 2758 м; 84 °С. Тюменская; 2793 м; 86 °С	Покурская; 862 м; 31 °С. Киялинская; 2156 м; 67 °С	Васюганская; 2784 м; 88 °С. Васюганская; 2802 м; 88 °С	Куломзинская; 2200 м; 77 °С. Тюменская; 2350 м; 84 °С	Тюменская; 2630 м; 90 °С	Васюганская; 2452 м; 90 °С

На Лавровском мезовыступе скважиной Кулгинская 141 при забое 3185 м пройдено по породам фундамента 107 м. Толщина баженовской свиты составляет 15 м, температура пластовых флюидов в васюганской свите достигает 82 °С, в тюменских отложениях колеблется от 82 до 86 °С. В отложениях верхней юры открыто Кулгинское нефтяное месторождение.

Скважина Айсазская 1 вскрыла 27 м палеозойских отложений и 19 м пород коры выветривания. Мощность баженовских отложений составляет 37 м, геотемпература флюидов в пластах киялинской свиты равна 67 °С, покурской – 31 °С.

Скважина Таловая 1 отложений фундамента не вскрыла. Мощность баженовских отложений – 24 м. Промышленные притоки нефти получены в интервалах песчаных пластов васюганской свиты. Измеренные пластовые температуры флюида достигают в них 88 °С.

На Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении залежи УВ связаны в основном с верхнеюрскими коллекторами. В скважине 183 баженовская свита имеет мощность 16 м, замеренные пластовые температуры в киялинской свите – 77 °С, в тюменской – 84 °С.

Бурением скважины 86 на Пуглалымском месторождении открыта залежь в верхнеюрском нефтегазоносном комплексе. Скважиной вскрыта кора выветривания мощностью 16 м, и 13 м пройдено по породам фундамента. Мощность баженовской свиты составляет 10 м. Замеренная пластовая температура в тюменской свите – 90 °С.

Залежь нефти разведана на Малореченской складке. Промышленные притоки нефти получены из песчаных пластов васюганской свиты оксфордского возраста. Пластовые температуры флюида составили 90 °С. Скважина вскрыла породы коры выветривания на 19 м. Мощность баженовской свиты 15 м.

Методика исследований

Восстановление термической истории отложений баженовской свиты выполнено на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования. В настоящей работе **применен метод палеотемпературного моделирования** [13], 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

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

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность тепловыделения внутренних источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания; t – время. С краевыми условиями

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

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

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи (дневная поверхность); q – тепловой поток.

Осадочная толща описывается (рис. 2) мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i и скорость осадконакопления v_i . Скорость осадконакопления может быть отрицательной, что означает денудацию слоя. Для решения одномерной начально-краевой задачи (1)–(3) применен метод конечных элементов.

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

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

Решение обратной задачи строится с учётом того, что функция $U(Z_i, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с краевыми условиями (2) и (3), для рассматриваемого случая линейно зависит от q .

Краевое условие (2) определяет температуру поверхности осадконакопления и задается в виде кусочно-линейной функции $U(t)$ векового хода температур поверхности Земли. Краевое условие (3) может задаваться в виде кусочно-линейной функции $q(t)$ изменения значения глубинного теплового потока. T_i – измеренное распределение температур.

Палеотемпературное моделирование выполнялось в предположении постоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени [7, 14]. Так, согласно [14], величина коэффициента изменений теплового потока в этот период варьирует в пределах 1,03...1,15. Динамика приповерхностной палеотемпературы (2) для осадочного разреза принята с учетом работ [4, 14].

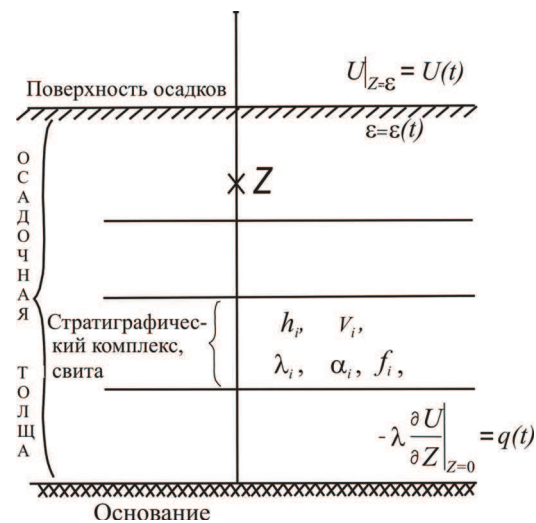


Рис. 2. Схематическое параметрическое описание слоистой осадочной толщи при палеотемпературном моделировании. Условные обозначения и пояснения приведены в тексте

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 решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t .

Решение прямых задач выполнено на 31-м ключевом моменте геологического времени, для 3-х допущений: 1) без учета палеоклимата; 2) с учетом палеоклимата, но без позднечетвертичного похолодания; 3) с учетом позднечетвертичного похолодания.

По геотемпературному критерию выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Пороговая температура очагов генерации нефти баженовской свитой приняты 85 °С, так как рассеянное органическое вещество (РОВ) в этих отложениях сапропелевого типа.

Определение максимальных палеотемператур по ОСВ ($R_{вт}^o$), являющихся природным «максимальным палеотермометром», позволяет использовать их в качестве опорных, «реперных» [4, 8]. Для перехода от $R_{вт}^o$ к соответствующей температуре использована диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона». На диаграмме фиксированы линия соответствия $R_{вт}^o=0,5\%$ и температуры 80 °С, линия соответствия $R_{вт}^o=0,8\%$ и 120 °С. При определениях температуры для промежуточных значений $R_{вт}^o$ выполнялась линейная интерполяция между указанными крайними значениями [15].

Результаты исследований

Результаты моделирования геотемператур баженовской свиты для разрезов 6-ти глубоких поисково-разведочных скважин представлены в табл. 2.

По значениям пластовых температур в скважинах (табл. 1) решением обратной задачи геотермии

Таблица 2. Геотемпературы баженовской свиты в разрезе глубоких скважин

Время, млн л. назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С	Температуры*, полученные при разных вариантах допущений, °С																	
		Кулгинская 141			Айсазская 1, °С			Таловая 1, °С			Лугинецкая 183, °С			Пуглалымская 86, °С			Малореченская 121, °С		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
0	0	80	80	80	78	78	78	87	87	87	82	82	82	84	84	84	90	90	90
0,03	-4 (0)	80	80	79	78	78	78	87	87	86	82	82	80	84	84	83	90	90	88
0,07	-4 (0)	80	80	79	78	79	78	87	87	86	82	82	81	84	84	83	89	90	88
0,11	-4 (0)	80	80	80	78	79	78	87	88	87	82	82	81	84	84	84	89	90	89
0,19	-8 (0)	80	80	80	78	79	79	87	88	87	82	82	81	84	85	84	89	90	89
0,235	-10 (0)	80	81	81	78	79	80	87	88	88	82	83	82	84	85	85	89	90	90
0,245	0	80	81	82	78	79	81	87	88	90	82	83	84	84	85	86	89	90	92
0,5	2	80	81	83	78	80	82	87	89	91	82	84	85	84	86	87	89	91	93
1,64	3	79	81	83	78	81	82	87	89	91	82	84	85	83	85	87	89	92	94
3	3	79	82	84	78	81	83	87	90	92	81	84	86	83	86	87	89	92	94
5	4	79	83	85	78	80	84	87	91	93	81	85	87	83	87	88	89	93	95
10	7	79	86	87	78	85	87	87	94	95	81	88	89	83	89	91	89	95	97
15	10	79	88	90	78	87	89	87	96	98	81	90	92	83	92	93	88	98	99
20	7	79	86	87	78	85	86	87	94	95	81	88	89	83	89	91	88	95	96
24,0	4	79	83	85	78	82	84	87	91	93	81	85	87	82	87	88	88	92	94
30	8	76	84	86	73	81	82	81	89	91	78	87	88	80	88	89	80	88	90
35	13	75	88	89	70	83	84	78	91	92	77	90	91	77	90	92	76	89	90
37,6	20	74	93	95	69	88	89	77	96	97	76	95	97	76	95	97	75	94	95
40	20	74	93	95	68	87	89	76	96	97	75	95	97	75	95	96	74	94	95
45	21	72	93	94	65	86	87	74	94	95	74	95	96	73	93	94	71	91	93
50	21	71	92	93	63	84	88	71	92	93	73	94	96	70	91	92	69	89	90
54,8	20	70	91	92	61	82	83	69	90	91	72	93	94	67	88	89	66	86	87
61,7	20	68	87	89	60	80	81	69	88	89	70	89	91	65	85	86	63	83	84
73,2	20	63	82	83	55	74	75	62	81	82	65	84	85	61	78	81	56	76	76
89,8	20	56	76	77	52	71	72	58	77	78	57	77	78	56	75	76	51	71	72
91,6	20	53	73	74	49	69	70	55	75	76	55	75	76	53	73	74	49	69	70
98,2	21	45	66	67	42	64	64	47	69	69	47	68	68	46	67	68	42	63	64
114,1	21	27	48	49	27	48	48	30	51	51	28	49	50	28	49	50	26	47	47
116,3	20	27	48	49	25	46	47	29	50	51	28	49	50	27	48	49	25	46	46
120,2	20	27	48	48	25	46	46	29	50	50	28	49	49	26	47	48	23	44	44
142,2	22	3	25	25	3	25	25	4	26	26	3	25	25	3	25	26	4	26	26
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м²		43,7	43,6	44,4	40,6	40,4	41,4	45,0	44,9	45,7	51,2	51,1	52,2	49,5	49,4	50,4	52,2	52,0	53,0

*Варианты: 1) без учета палеоклимата; 2) с учетом палеоклимата без позднечетвертичного похолодания; 3) с учетом палеоклимата. Коричневой заливкой обозначены времена палеотемпературных максимумов в баженовской свите, синей заливкой – температуры главной зоны нефтеобразования (преимущественно сапропелевый тип РОВ).

расчитан тепловой поток из основания ($\pm 0,5$ мВт/м²) для трех разных допущений моделирования. Без учета палеоклимата его расчетные значения варьируют от 40,6 мВт/м² в Айсазской 1 до 52,2 мВт/м² для Малореченской 121. В моделях, рассчитанных с учетом палеоклимата, но без плейстоцен-голоценового похолодания, тепловой поток во всех разрезах снижается, но весьма незначительно (на 0,1...0,2 мВт/м²). Для последнего варианта моделирования, проведенного с учетом позднечетвертичного похолодания, величина теплового потока увеличивается, но также незначительно, от 0,7 мВт/м² на Кулгинской 141 и Таловой 1 до 1,0 мВт/м² на Лугинецкой 183.

На втором этапе исследований рассчитаны геотемпературы баженовских отложений.

Анализируя полученные расчетные геотемпературы, установлено, что в разрезе Кулгинской 141, без учета палеоклимата, геотермические условия для интенсивной генерации нефти из РОВ баженовской свиты не наступили. Во втором варианте расчета максимальная палеотемпература достигает 88 °С и в течение 10 млн л (в миоцене) существуют геотемпературные условия для генерации нефти. При расчетах в 3-м варианте максимальная температура достигает 95 °С, а очаг существует со времени формирования талицкой свиты (61,7 млн л назад) до начала миоцена (5 млн л назад). Таким образом, длительное существование палеоочага генерации в модели с учетом векового хода температур хорошо объясняет наличие залежи в верхнеюрских отложениях.

Иная картина наблюдается в разрезе скважины Айсазской 1. В первом варианте расчета очаг не присутствует. Во втором и третьем вариантах образуется разнесенный по времени очаг с небольшими интервалами действия и незначительными геотемпературами. С хаттского по рюпельское время разрез охлаждается и на 15 млн л выходит из главной зоны нефтеобразования.

По моделированию, проведенному в разрезах скважин Лугинецкая 183 и Пуглалымская 86 без учета палеоклимата, условий для интенсивной генерации УВ не наступает. При расчетах, с учетом палеоклимата, очаг зарождается на рубеже позднего мела и палеогена и существует в течение 72,7 млн л в разрезе Лугинецкой 183 и 61,5 млн л в разрезе Пуглалымской 86. Максимальный прогрев баженовской свиты в моделях с учетом векового хода температур приходится на время 37,6 млн л назад и достигает 97 °С. В современном разрезе очаги интенсивной генерации нефти не фиксируются при всех 3-х допущениях. Существование палеоочагов генерации нефти в моделях с учетом векового хода температур хорошо объясняет наличие залежей в верхнеюрских отложениях.

В моделях скважин Таловая 1 и Малореченская 121, без учета палеоклимата, условия существования очага наступают в хаттско-рюпельское время, при максимальных геотемпературах 87...90 °С. При построении модели с учетом векового хода темпе-

ратур (как с учетом похолодания, так и без учета похолодания) время существования очагов в разрезах этих скважин существенно увеличивается. Максимальный прогрев в разрезе Таловая 1 достигает 98 °С, а в разрезе скважины Малореченская 121 – 99 °С.

Обсуждение результатов

Сопоставление «реперных» палеотемператур (по ОСВ) и расчетных максимальных палеотемператур для разрезов исследуемых скважин приведено в табл. 3.

В моделях, построенных без учета палеоклимата, расхождение между «реперными» и расчетными максимальными геотемпературами для разрезов практически всех скважин имеет очень высокое значение и достигает 28 °С. Причем все расчетные геотемпературы занижены по отношению к «реперным».

При моделировании геотемпературного режима с учетом изменения палеоклимата за всю историю формирования осадочного разреза сходимостью максимальных расчетных геотемператур и «реперных» находится, в основном, в пределах допустимых значений (± 5 °С) или близких к ним. Причем в третьем варианте расчетов, с учетом резкого похолодания в квартере, сходимостью улучшается, хотя и незначительно.

Для разрезов скважин Пуглалымская 86 и Кулгинская 141 (для геотемператур тюменской свиты), хотя изменения и заметны по сравнению с геотемпературами в модели без учета палеоклимата, но расхождение с «реперными» приемлемых значений не достигает. Здесь, по-видимому, может влиять такой неучтенный, но вероятный фактор, как значительное сокращение мощности палеоразреза в результате размыва какой-то его части. И действительно, положительные структуры Среднеасюганский мегавал и Лавровский мезовыступ, где расположены эти скважины, испытывали тенденцию к «росту» во все времена их развития, а стратиграфические границы формирующихся свит в мел-кайнозойское время имеют несогласное залегания [12].

Результаты моделирования с учетом палеоклимата, по временным и температурным характеристикам выделяемых очагов интенсивной генерации нефти (табл. 2), лучшим образом согласуются с установленной нефтегазоносностью недр. Так, мощные очаги генерации баженовских нефтей в разрезах скважин Таловая 1 и Малореченская 121 объясняют генезис одноименных месторождений. Выявляемые палеоочаги генерации баженовских нефтей в разрезах скважин Кулгинская 141, Лугинецкая 183 и Пуглалымская 86 объясняют вскрытые здесь залежи. Незначительный, прерывистый очаг в разрезе скважины Айсазская 1 объясняет встреченные в разрезе газопрооявления.

Важно заметить, что учет палеоклимата при палеорекострукциях термического режима материнских отложений существенно улучшает вре-

Таблица 3. Сопоставление «реперных» температур по ОСВ и расчетных максимальных палеотемператур

Скважина	Свита; интервал в современном разрезе, м	«Реперные» значения по ОСВ		Расчетные максимальные палеотемпературы, °С						Тектоническая приуроченность	Географическое положение
		R _{вр.} , %	Температура, °С	Без учета палеоклимата		Учет палеоклимата*		Учет палеоклимата			
				Значение	Разница с ОСВ	Значение	Разница с ОСВ	Значение	Разница с ОСВ		
Кулгинская 141	Васюганская; 2661...2676	0,67	103	81	-22	95	-8	96	-7	Юго-восточная часть Лавровского мезовыступа	57°20' с.ш.
	Тюменская; 2894	0,77	115	87	-28	101	-14	102	-13		
Айсазская 1	Баженовская; 2700	0,62	96	78	-18	88	-8	89	-7	Сочленение Тамянского и Осевого прогибов	57°21' с.ш.
	Тюменская; 3150	0,76	101	89	-12	99	-3	100	-1		
Таловая 1	Баженовская; 2760	0,59	92	87	-5	96	+4	97	+5	Игольско-Таловое куполовидное поднятие	57°29' с.ш.
Лугинецкая 183	Васюганская; 2345	0,63	98	83	-15	96	-2	98	0	Северо-восточная часть Пудинского мезоподнятия	57°31' с.ш.
Пуглалымская 86	Тюменская; 2673	0,76	115	91	-24	102	-13	104	-11	Васюганский мезовал	58°45' с.ш.
Малореченская 121	Васюганская; 2470	0,67	103	91	-12	99	-4	100	-3	Юго-восточная часть Нижневартковского свода	60°20' с.ш.
	Тюменская; 2620	0,70	106	95	-11	104	-2	105	-1		

*Без позднечетвертичного похолодания.

менные и температурные характеристики очагов интенсивной генерации нефти, что в конечном итоге увеличивает прогнозные ресурсы УВ при их оценке объемно-генетическим методом.

Вопрос влияния резкого похолодания на поверхности земли в позднечетвертичное время на геотермический режим материнских отложений не является актуальным для баженовской свиты, т. к. это влияние установлено как весьма незначительное (табл. 2 и 3).

Следует отметить, что степень влияние палеоклимата на результаты моделирования геотермического режима баженовских отложений не зависит от территориального положения в пределах широт Томской области (табл. 3).

Заключение

1. Привлечение геотемператур, определенных по отражательной способности витринита, в качестве «реперных» позволило определить

наиболее адекватный ход термической истории нефтематеринских баженовских отложений на широтах Томской области.

2. Вековой ход температур земной поверхности (палеоклимат) оказал существенное влияние на термический режим и интенсивность генерации нефти рассеянным органическим веществом баженовской свиты.
3. Максимальное влияние на формирование палеотемператур баженовской свиты оказало изменение климатических условий в олигоцен-раннечетвертичное время (37...0,5 млн л назад).
4. При оценках ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом необходимо учитывать влияние палеоклимата, как одного из основных факторов.

Авторы выражают благодарность доктору геол.-минерал. наук А.Н. Фомину (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск), любезно предоставившему данные по отражательной способности витринита.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–114
2. 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.
3. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
4. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.

5. Ерофеев Л.Я., Завидий Т.Ю. Определение поправки за палеоклиматический фактор для коррекции результатов геотермических исследований // Геофизика. – 2010. – № 5. – С. 48–52.
6. Грещкая Е.В. Прогноз состава флюидов в бассейнах Охотского региона // Геодинамические процессы и природные катастрофы в Дальневосточном регионе: Тезисы докладов науч. конф., посвящ. 65-летию ИМГиГ ДВО РАН. – Южно-Сахалинск, 26–30 сентября 2011. / отв. ред. Б.В. Левин. – Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 2011. – С. 24–25.
7. 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.

8. Фомин А.Н. Углетрографические исследования в нефтяной геологии. – Новосибирск: Ин-т геологии и геофизики СО АН СССР, 1987. – 166 с.
9. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.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.
10. Волкова В.С. Стратиграфия и история развития растительности Западной Сибири в позднем кайнозое. – М.: Недра, 1977. – 240 с.
11. Евсеева Н.С. География Томской области. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2001. – 223 с.
12. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
13. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 384 с.
14. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
15. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.

Поступила 30.05.2012 г.

УДК 552.578.2.061.4:550.836(571.16)

ГЕОТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗОНЫ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (НЮРОЛЬСКАЯ МЕГАВПАДИНА)

Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова

Томский политехнический университет
E-mail: osipovaen@list.ru

По замерам пластовых температур верхнеюрских отложений построена карта распределения геотемператур баженовской свиты Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. По геотемпературному критерию выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Местоположения эпицентров очагов рекомендованы в качестве первоочередных зон для выявления объектов в меловом нефтегазоносном комплексе.

Ключевые слова:

Геотемпературы, баженовские нефти, меловой нефтегазоносный комплекс, Нюрольская мегавпадина.

Key words:

Geotemperature, Bazhenov oil, cretaceous oil-and-gas complex, Nyurolsky megahollow.

Введение

Основным нефтегазоносным комплексом (НГК) промысловых районов Томской области (Левобережье Оби) является верхнеюрский – пласты горизонта Ю₁ васюганской свиты. Высокая степень освоения юрских НГК предопределяет актуальность оценки перспектив и освоение новых земель или новых объектов.

Когда-то объекты в меловом НГК были малопривлекательными (трудновывяемыми), по сравнению с объектами в юрских НГК, из-за сложного типа ловушек в меловых клиноформах и низкоомности меловых продуктивных пластов.

На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности [1, 2]. И на повестку дня ставится вопрос: какие земли (зоны) в пределах нефтепромыслов Томской области являются наиболее перспективными (первоочередными) для изучения и освоения мелового НГК? Попытка ответить на этот вопрос – цель настоящего сообщения.

Постановка задачи

Основным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках горизонта Ю₁(vs, J₂b–J₃o) и мелового НГК Левобережья является рассеянное органическое вещество (РОВ) отложений баженовской свиты (bg, J₃tt). При катагенезе РОВ решающим фактором интенсивности генерации УВ являются геотемпературы. Балансовая модель процессов нефтегазообразования в баженовской свите [3] позволяет по геотемпературному критерию прогнозировать начало интенсивного образования УВ из РОВ: с 50 °С – верхняя зона газообразования (ВЗГ); с 85...95 °С (МК₁¹–МК₁²) – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Нефтепромыслы Левобережья Томской области сосредоточены в Нюрольской мегавпадине и на структурах ее обрамления (рис. 1).

В пределах мегавпадины выделены 5 отрицательных и 2 положительные структуры III порядка. Структуры III порядка осложнены локальными структурами, с которыми связаны месторождения