

Геология нефти и газа

УДК 550.36

ТЕРМИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ И ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЮГОРСКОГО СВОДА

В.И. Исаев, Г.А. Лобова*, С.А. Попов*, А.Б. Хашитова

Томский политехнический университет

E-mail: isaev_sah@mail.ru aryuna@sibmail.com

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

E-mail: g_lobova@ugrasu.ru postal578@mail.ru

Выполнено палеотемпературное моделирование осадочного разреза Панлорской, Западно-Унлорской и Верхненазымской площадей Верхнеяминского вала, расположенного в центральной части Югорского свода. По геотемпературному критерию выделены палеоочаги генерации нефти в баженовской свите. Очаги дифференцируются по интенсивности и временному интервалу действия, локализуя прогнозные ресурсы углеводородов в северо-западной части вала. Проведена количественная оценка существенного влияния векового хода температур земной поверхности за последние 142 млн лет на термическую историю баженовской свиты.

Ключевые слова:

Палеотемпературное моделирование, палеоклимат, очаги генерации нефти, углеводороды, баженовская свита, локализация прогнозных ресурсов углеводородов, Югорский свод.

Введение

Для изучения теплового потока литосферы, термического режима осадочных комплексов и оценки степени катагенеза потенциально нефтематеринских пород получили широкое распространение методы палеотемпературного моделирования [1–5]. Применяемое математическое моделирование, учитывающее изменение во времени многочисленных параметров геотермополя, позволяет достаточно достоверно и точно рассчитывать температуры на любой момент геологического времени в любой точке разреза [6]. Наряду с другими важнейшими для нефтегазовой геологии параметрами термополя, такими, как нестационарность глубинного теплового потока и скорости осадконакопления, обращается внимание на необходимость учета палеоклиматических условий – векового хода температур поверхности земли. Причем, большое значение придается факторам изменения климатических условий в олигоцен-раннечетвертичное время и резкому похолоданию в позднечетвертичное время [2, 4]. Тем не менее, нам не известны специальные публикации, посвященные конкретным количественным оценкам влияния палеоклимата на интенсивность генерации углеводородов (УВ) глубокопогруженными нефтепроизводящими осадочными комплексами. В настоящем сообщении этот вопрос рассмотрен специально.

Ниже приводятся результаты исследования методом палеотемпературного моделирования в центральной части Западно-Сибирской плиты, в пределах Верхнеяминского вала, осложняющего Югорский свод. На новейшей структурной карте (рис. 1) по отражающему горизонту А (кровля доюрских отложений) в центральной части Фроловской мегавпадины вырисовывается выступ фундамента Югорского свода. Югорский свод выделен недавно, в 2003 г., тематическими работами ГУП ХМАО НАЦ РН им. В.И. Шпильмана (отв. исполнитель В.А. Волков). Этот свод сопоставим по размерам с Сургутским, Красноленинским и Нижневартовским сводами – гигантскими зонами нефтегазонакопления центральной части Западно-Сибирской плиты. В этой связи приводимые результаты наших исследований представляют интерес для региональной оценки нефтегазоносности нового крупного объекта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Цель наших исследований – выявление, картирование и изучение динамики в геологическом времени очагов генерации нефти тутлеймской (аналог баженовской) свиты (K₁b-J₃tt, 142...151 млн лет). Отложения свиты являются основными потенциально нефтематеринскими отложениями, накопившими и сохранившими огромные массы сапропелевого (ак-

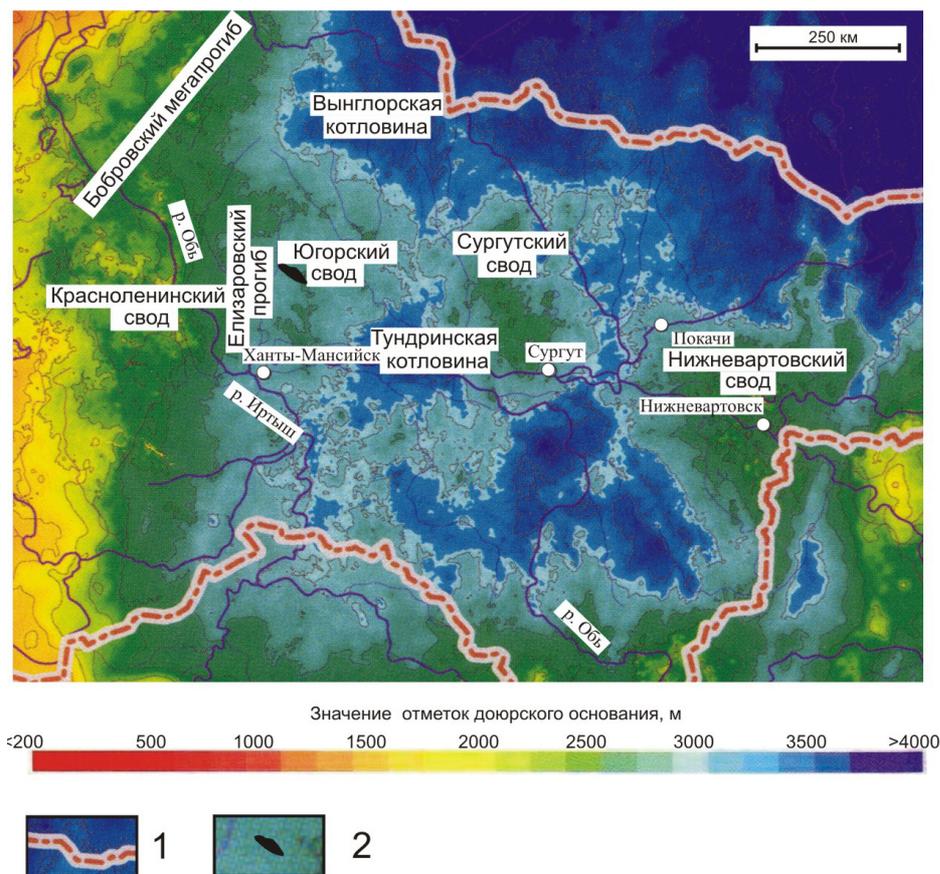


Рис. 1. Фрагмент структурной карты по поверхности доюрского основания осадочного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты [7]: 1) административная граница Ханты-Мансийского автономного округа; 2) положение Верхнеяминского вала

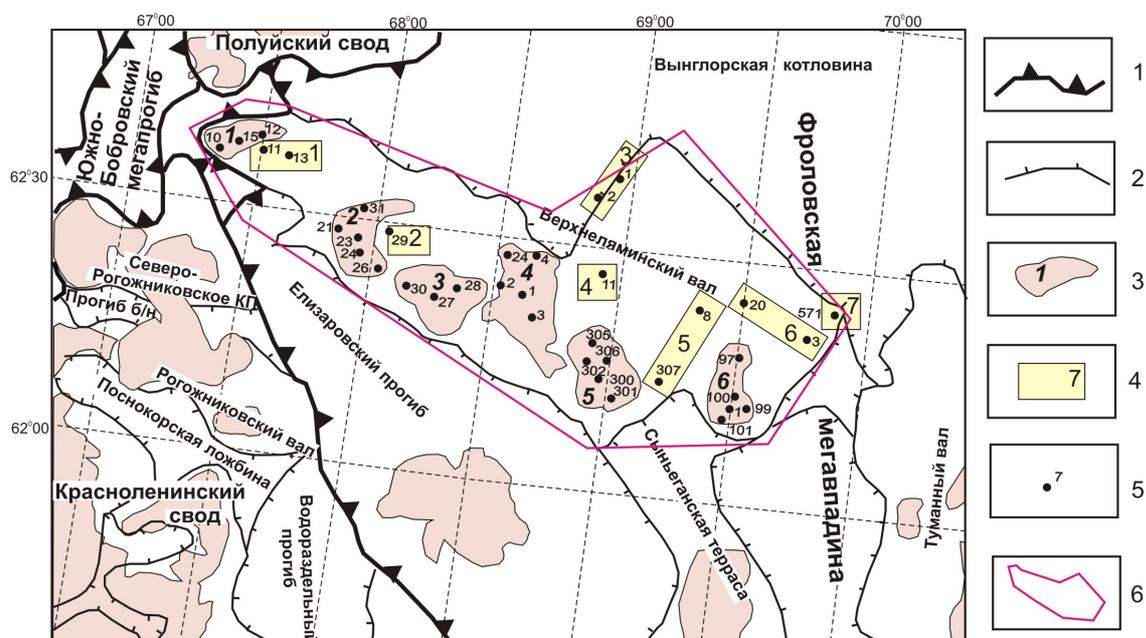


Рис. 2. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [7]: 1) границы тектонических элементов I порядка; 2) границы внутреннего районирования; 3) месторождение УВ и его номер на карте; 4) площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте; 5) поисково-разведочная скважина и ее номер; 6) контур участка исследований. Месторождения УВ: 1 – Центральное; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Апрельское; 5 – Итьяхское; 6 – Тор-тасинское. Площади нефтепоискового бурения: 1 – Верхне Назымская; 2 – Татьеганская; 3 – Панлорская; 4 – Северо-Апрельская; 5 – Западно-Унлорская; 6 – Унлорская; 7 – Северо-Санлорская

вагенного) рассеянного органического вещества (РОВ) [8]. В результате поисково-разведочных работ в пределах Верхнелямнинского вала (рис. 2) открыто 6 мелких нефтяных месторождений: Центральное, Назымское, Апрельское, Итьяхское, Тункорское и Тортасинское. На первых четырех месторождениях ведутся в небольшом объеме промышленные работы по разработке и эксплуатации. На 7 площадях (Верхненазымская, Татъеганская, Панлорская, Северо-Апрельская, Западно-Унлорская, Унлорская и Северо-Санлорская) выполнены поисковые работы разной степени детальности и успешности. Поэтому результаты наших исследований, характеризующие локализацию прогнозных ресурсов УВ, имеют прикладной нефтепоисковый интерес.

Геолого-структурная характеристика района исследований

Согласно тектоническому районированию центральной части Западно-Сибирской плиты [7] Верхнелямнинский вал приурочен к центрально-западной приподнятой части Фроловского геоблока, который является крупнейшей шовной зоной. На западе через Елизаровский прогиб, блок граничит с Красноленинским сводом Зауральского геоблока, на востоке – с Сургутским сводом Среднеобского центрального геоблока. В эту же шовную зону входит серия впадин и котловин (Западно-Ярудейская, Вынглорская, Тундринская, Хантыманийская).

На структурной карте по отражающему горизонту А (рис. 1), построенной с учетом материалов работ сейсмопартий 2001–2003 гг., в центральной части Фроловской мегавпадины имеет место сопоставимый по размерам с Сургутским сводом выступ фундамента. Эта структура, выявленная по результатам комплексной интерпретации материалов гравиразведки, магниторазведки, сейсморазведки и данных бурения, была названа Югорским сводом. Свод выделяется по поверхности доюрского основания относительно изогипсы –3350 м и превышает 150 м, увеличиваясь на локальных поднятиях до 400 м. Югорский свод, не имея четких границ, осложнен структурами II порядка: Верхнелямнинским, Туманным и Ай-Пимским валами и Северо-Камынской седловиной.

Верхнелямнинский вал по горизонту «Б» (кровля юрских отложений), не имея единой оконтуривающей изогипсы, объединяет ряд структур III порядка, представляющих собой структурные мысы и брахиантиклинали, осложненные, в свою очередь, структурами IV порядка: Центральная, Верхненазымская, Назымская, Тункорская, Татъеганская, Апрельская, Северо-Апрельская, Итьяхская, Тортасинская, Панлорская, Унлорская, Западно-Унлорская, Северо-Санлорская.

Краткая характеристика нефтегазоносности

Согласно нефтегеологическому районированию [7] месторождения Верхнелямнинского вала от-

носятся к Ляминскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области, табл. 1.

Таблица 1. Характеристика месторождений Верхнелямнинского вала

Месторождение	Фазовый состав	Нефтегазоносные комплексы (свиты)
Центральное	Нефть	Меловой (викуловская)
	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
Назымское	Нефть	Меловой (викуловская, фроловская)
	Нефть	Верхнеюрский (тутлеймская, абалакская)
	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
	Нефть	Нижнеюрский (шеркалинская)
Тункорское	Нефть	Палеозойский
	Нефть	Меловой (викуловская)
Апрельское	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
	Нефть	Верхнеюрский (тутлеймская)
	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
Итьяхская	Нефть	Палеозойский
	Нефть, газ	Верхнеюрский (тутлеймская, абалакская)
	Нефтепроявления	Среднеюрский (тюменская)
Тортасинское	Нефть	Зоны контакта
	Нефть	Меловой (уватская, фроловская)
	Нефть	Верхнеюрский (тутлеймская)
	Нефть	Среднеюрский (тюменская)
	Нефть	Нижнеюрский (шеркалинская)

В табл. 2 сведены данные по испытаниям, проведенным в поисково-разведочных скважинах месторождений и площадей нефтепоискового бурения. Приведены результаты испытаний для мелового и верхнеюрского нефтегазоносных комплексов (НГК), наиболее вероятным источником нефти которых является РОВ баженовской свиты.

Палеотемпературное моделирование

В нашей модели (рис. 3) процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

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

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

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

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

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

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность радиоактивных источников f_i и скорость осадконакопления v_i . Скорость

Таблица 2. Результаты испытания скважин на месторождениях и нефтепоисковых площадях Верхнеяминского вала

Название площади, месторождения	№ скв.	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт (горизонт)	Приток, м ³ /сут	Тип флюида
Верхненазымская	13	2560...2680	K ₁ -J ₃ tt (тутлеймская) – J ₂ a-b-bt (тюменская)	Ю ₀ -Ю ₂₋₃	5,2	Нефть
Назымская	21	2590...2860	J ₃ o-km (абалакская) – палеозой	Ю ₁ -Pz	3,9	Нефть
		2580...2596	K ₁ -J ₃ tt (тутлеймская)	Ю ₀	9,5	Нефть
Апрельская	4	2722...2730	K ₁ -J ₃ tt (тутлеймская) – J ₂ a-b-bt (тюменская)	Ю ₀ -Ю ₂₋₃		Нет притока
		2744...2780				
		2795...2821				
Панлорская	2	1666...1694	K ₁ a (викуловская)	ВК ₁	62,4	Вода
		2141...2224	K ₁ br-g-v-b (фроловская)	АС ₂		Нет притока
		2187...2260	K ₁ br-g-v-b (фроловская)	АС ₂		Нет притока
		2780...2827	J ₃ o-km (абалакская)	Ю ₁		Нет притока
		2800...2864	J ₃ o-km (абалакская) – J ₂ a-b-bt (тюменская)	Ю ₁ -Ю ₂	2,9	Фильтрат бурового раствора
Итьяхская	300	2672...2787	K ₁ -J ₃ tt (тутлеймская) – J ₂ a-b-bt (тюменская)	Ю ₀ -Ю ₂₋₃	12,8	Нефть, газ
Западно-Унлорская	307	2721...2741	K ₁ -J ₃ tt (тутлеймская)	Ю ₀		Нет притока
		2738...2763	J ₃ o-km (абалакская)	ЮК ₁	11,5	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти, газ
Тортасинская	1	1110...1115	K ₂ s (уватская)	ПК ₁	45,0	Вода
		1670...1675	K ₁ a (викуловская)	ВК ₁	24,8	Вода
		2070...2082	K ₁ br-g-v-b (фроловская)	АС ₃	4,1	Вода
		2366...2381	K ₁ br-g-v-b (фроловская)	АС ₇	7,1	Нефть
		2396...2408	K ₁ br-g-v-b (фроловская)	АС ₇₋₈		Нет притока
		2790...2810	K ₁ -J ₃ tt (тутлеймская)	Ю ₀	7,8	Нефть
	101	2756...2809	K ₁ -J ₃ tt (тутлеймская)	Ю ₀	6,2	Нефть
		2782...2805	K ₁ -J ₃ tt (тутлеймская)	Ю ₀	0,7	Нефть

осадконакопления может быть отрицательной. Для решения одномерной начально-краевой задачи (1)–(3) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов [9, 10].

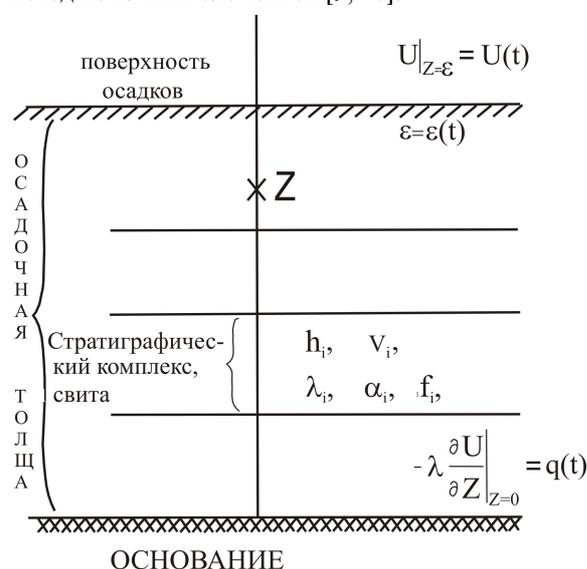


Рис. 3. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании. Условные обозначения и пояснения в тексте

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 $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с крайевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q .

Краевое условие (2) определяет температуру «нейтрального» слоя и может задаваться в виде кусочно-линейной функции $U(t)$ векового хода температур поверхности земли. А краевое условие (3) может задаваться в виде кусочно-линейной функции $q(t)$ изменения значения глубинного теплового потока. T_i – измеренное распределение температур. «Измеренное» распределение температур может задаваться и по определениям отражательной способности витринита (ОСВ), пересчитанным [6] в градусы Цельсия, с указанием времени срабатывания «максимального палеотермометра».

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 .

Некоторые результаты исследований

Оценка влияния векового хода температур земной поверхности [2, 11] на термическую историю баженовской свиты приводится для скважин Панлорская 2, Западно-Унлорская 307 и Верхненазымская 13 (рис. 2). Выбор названных скважин в каче-

стве представительных определен тем, что здесь температуры измерены при значительных дебитах флюида из интервалов испытаний. Это позволяет достаточно уверенно измеренные температуры отождествлять с пластовыми. Характеристика разрезов скважин приведена в табл. 3.

Таблица 3. Характеристика разрезов скважин Панлорская 2, Западно-Унлорская 307 и Верхненазымская 13. Мощность неогеновых отложений 0 м

Характеристики	Панлорская 2	Западно-Унлорская 307	Верхненазымская 13
Забой, м	3333	2780	2884
Отложения на забое (свита)	Кора выветривания (P-T)	Тюменская (J ₂ bt-b-a)	Шеркалинская (J ₁ p-t)
Кровля тутлеймской (баженовской) свиты, м	2783	2724	2564
Мощность тутлеймской (баженовской) свиты, м	15,0	17,5	38,0
Мощность олигоценых отложений, м	157	130	146
Мощность четвертичных отложений, м	65	50	55
Результаты испытаний с притоками и замерами температур (свита; интервал, м – тип флюида; дебит, м ³ /сут; пластовая температура, °С)	Тюменская; 3170 – вода; 24,9; 90	Абалакская; 2741 – фильтр бурового раствора, пленка нефти, газ; 11,5; 83	Тутлеймская; 2560 – нефть; 5,2; 91
Температура по ОСВ* (свита; интервал, м – пластовая температура, °С)	Тутлеймская; 2785 – 93	Тутлеймская; 2724 – 93	Тутлеймская; 2600 – 103

*Отражательная способность витринита изучена в ИНГИГ СО РАН (г. Новосибирск) и предоставлена д.г.-м.н. А.Н. Фоминым

На первом этапе исследований палеоклиматические температуры не учитывались, т. е. температура «нейтрального слоя» принималась постоянной, нулевой. В этом случае, для согласования температур, определенных по ОСВ (табл. 3) и максимальных расчетных палеотемператур баженовской свиты оказалось необходимым принять размыв верхнепалеогеновых отложений в объеме 450...530 м. Однако, по имеющимся геологическим данным такие размывы для центральной части Западно-Сибирской плиты не установлены.

Поэтому на втором этапе исследований палеотемпературное моделирование выполнено с учетом векового хода температур земной поверхности за последние 142 млн л. (табл. 4). В этом случае максимальные расчетные палеотемпературы баженовской свиты вполне согласовались с температурами по ОСВ, без включения в модель как размыва верхнепалеогеновых отложений, так и нестационарности глубинного теплового потока.

Анализ таблицы 4 позволяет сделать следующие выводы:

1. Вековой ход температур земной поверхности оказал существенное влияние на термический режим (интенсивность генерации УВ) глубокопогруженных осадков баженовской свиты.
2. Наиболее существенное влияние на формирование геотемператур баженовской свиты оказало

изменение климатических условий в олигоценраннечетвертичное время (37...0,5 млн лет назад).

Таблица 4. Геотемпературы баженовской свиты в разрезе скважин Панлорская 2, Западно-Унлорская 307 и Верхненазымская 13 (жирным шрифтом обозначены температуры главной зоны нефтеобразования)

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности земли, °С	Панлорская 2			Западно-Унлорская 307			Верхненазымская 13		
		Геотемпературы с учетом палеоклимата, °С	Геотемпературы без учета палеоклимата, °С	Разница, °С	Геотемпературы с учетом палеоклимата, °С	Геотемпературы без учета палеоклимата, °С	Разница, °С	Геотемпературы с учетом палеоклимата, °С	Геотемпературы без учета палеоклимата, °С	Разница, °С
0	0	79	79	0	82	82	0	92	92	0
0,03	-4	78	79	-1	81	82	-1	91	92	0
0,07	-4	78	79	-1	81	82	-1	91	92	-1
0,11	-4	79	79	0	82	82	0	91	92	-1
0,19	-8	79	79	0	82	82	0	92	92	0
0,24	-10	80	79	1	83	82	1	94	92	2
0,25	0	81	79	2	85	82	3	94	92	2
0,50	2	82	78	4	86	82	4	95	91	4
1,64	3	81	77	4	85	81	4	94	90	4
3,0	3	82	77	5	86	81	5	94	90	4
5,0	4	83	77	6	87	81	6	95	90	5
10,0	7	85	77	8	89	81	8	98	90	8
15,0	10	88	77	11	92	81	11	101	90	11
20,0	7	85	77	8	89	81	8	98	90	8
24,0	4	83	77	6	87	81	6	96	90	6
30,0	8	85	75	10	89	79	10	97	87	10
35,0	13	89	73	16	92	77	15	99	85	14
37,6	20	92	72	20	97	76	21	103	83	20
40,0	20	91	70	21	96	74	22	102	81	21
45,0	21	87	66	21	89	70	19	98	77	21
50,0	21	83	62	21	87	65	22	94	73	21
54,8	20	79	58	21	82	61	21	90	69	21
61,7	20	74	54	20	77	56	21	84	63	21
73,2	20	71	52	19	74	54	20	80	60	20
89,8	20	66	46	20	69	48	21	73	52	21
91,6	20	64	43	21	66	45	21	71	50	21
98,2	21	57	35	22	60	38	22	63	41	22
114,1	21	50	28	22	51	30	21	54	33	21
116,3	20	41	20	21	43	21	22	45	23	22
120,2	20	39	18	21	41	20	21	42	20	22
142,2	22	22	0	22	22	0	22	23	1	22
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²	41,6	41,0		44,2	43,4		51,2	50,5		

3. Резкое похолодание в позднечетвертичное время (0,25...0,03 млн л. назад) не столь значительно понизило геотемпературы баженовской свиты, однако, в районе скважины Западно-Унлорская 307 вывело свиту из главной зоны нефтеобразования [12].
4. В осадочном разрезе района скважины Панлорская 2 генерация нефти баженовской свитой, с преимущественно сапропелевым типом РОВ, происходило в интервале 45...10 млн л. назад. Причем, интенсивная генерация нефти соответ-

- ствуется интервалу 40...35 млн л. назад, а в остальное время наблюдается слабый нефтяной очаг.
5. В осадочном разрезе района скважины Западно-Унлорская 307 генерация нефти баженовской свитой происходила на более значительном временном интервале 50,0...0,25 млн л. назад, а интенсивный (высокотемпературный) очаг генерации нефти занимает уже широкий временной интервал – 45...15 млн л. назад.
 6. В осадочном разрезе района скважины Верхненазымская 13 интенсивная генерация нефти началась не позже 55...60 млн л. назад, интенсивный очаг генерации нефти «работает» до настоящего времени.
 7. Можно сделать предварительное заключение, что несколько более интенсивный и долгоживущий очаг генерации нефти в районе скважины Западно-Унлорская 307 явился причиной более значительных масштабов нефтегазоаккумуляции расположенных рядом месторождений. Так на Тортасинском месторождении, по сравнению с Апрельским, нефтенасыщенными являются не только юрские комплексы, но и меловой (табл. 1).
 8. Наличие несколько более интенсивного и долгоживущего очага генерации нефти в районе скважины Западно-Унлорская 307, находит, вероятно, отражение и в более значительных дебитах притоков нефти в расположенных рядом скважинах Итьяхского и Тортасинского месторождений (табл. 2).
 9. Наличие интенсивного и долгоживущего очага генерации нефти в районе скважины Верхненазымская 13 может быть причиной значительных масштабов нефтегазоаккумуляции расположенных рядом месторождений. Так на Назымском и Центральном месторождениях нефтенасыщены практически все НГК (табл. 1).
 10. Наличие интенсивного и долгоживущего очага генерации нефти в районе скважины Верхне-

назымская 13 находит отражение в значительных дебитах притоков нефти из интервалов тутлеймской свиты в верхненазымских и назымских скважинах (табл. 2).

11. Намечается четкая положительная корреляция между величиной глубинного теплового потока (табл. 4), интенсивностью и временем действия очагов генерации нефти, нефтенасыщенностью осадочных комплексов и дебитами нефти поисково-разведочных скважин в интервалах мелового и верхнеюрского НГК.

Заключение

В пределах Верхнеяминского вала методом палеотемпературного моделирования проведена количественная оценка влияния векового хода температур земной поверхности на интенсивность генерации углеводородов основным нефтепроизводящим осадочным комплексом – баженовской (тутлеймской) свитой. Изменение климатических условий, начиная с олигоцена, снижает температуры геотермического режима на 10...15 °С, что может выводить свиту из «нефтяного окна».

Палеотемпературным моделированием установлены очаги (или различные зоны одного очага) генерации нефти в баженовской свите для центральной части Югорского свода – нового крупного объекта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Температуры в этих очагах могут превышать 100 °С, зарождение очагов происходило 60...45 млн л. назад, долгоживучесть очагов – 60...35 млн л.

На территории Верхнеяминского вала намеченная зональность очага генерации нефти баженовской свиты позволяет ранжировать территорию по степени перспективности мелового и верхнеюрского НГК в следующем порядке: 1 – северо-западный блок; 2 – юго-восточный блок; 3 – северо-восточный блок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галушкин Ю.И., Симоненкова О.И., Лопатин Н.В. Влияние формирования гигантских скоплений газа на термический режим осадочной толщи Уренгойского месторождения Западно-Сибирского бассейна // Геохимия. – 1999. – Т. 21. – № 12. – С. 1335–1344.
2. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
3. Исаев В.И., Волкова Н.А., Ним Т.В. Решение прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации // Тихоокеанская геология. – 1995. – Т. 14. – № 3. – С. 73–80.
4. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
5. Подгорный Л.В., Хуторский М.Д. Термическая эволюция литосферы зоны сочленения Балтийского щита и Баренцево-моровской плиты // Известия РАН. Сер. Физика Земли. – 1998. – № 3. – С. 56–65.
6. 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.
7. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. – Екатеринбург: Изд-во «Издательство НаукаСервис», 2004. – 148 с.
8. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. – 254 с.
9. 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.
10. Рояк М.Э., Соловейчик Ю.Г., Шурина Э.П. Сеточные методы решения краевых задач математической физики. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. – 120 с.
11. Шарбатян А.А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. – М.: Наука, 1974. – 123 с.
12. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.

Поступила 05.05.2008 г.