

УДК 553.98

ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ И ЗОНЫ АККУМУЛЯЦИИ БАЖЕНОВСКИХ НЕФТЕЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЮГОРСКОГО СВОДА

В.И. Исаев, С.А. Попов, А.Б. Хашитова

Томский политехнический университет
E-mail: isaev_sah@mail.ru

Выполнено палеотемпературное моделирование и палеотектонические реконструкции юрско-мелового осадочного разреза Верхнеяминского вала, расположенного в центральной части Югорского свода. По геотемпературному критерию выделены палеоочаги генерации нефти в баженовской свите. Определены палеоплощади нефтесбора и зоны аккумуляции баженовских нефтей. Очаги дифференцируются по интенсивности и временному интервалу действия, зоны аккумуляции – по величине площадей нефтесбора, локализуя прогнозные ресурсы баженовских нефтей.

Ключевые слова:

Палеотемпературное моделирование, очаги генерации баженовской нефти, площади нефтесбора, локализация прогнозных ресурсов, меловой и верхнеюрский нефтегазовый комплекс, Югорский свод.

Введение

В данной работе приведены результаты палеотемпературного анализа в пределах Верхнеяминского вала, осложняющего центрально-западную часть Югорского свода. Югорский свод – новый тектонический элемент I порядка Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1]. Метод исследований – палеотемпературное моделирование [2], недавно усовершенствованный [3], в комплексе с палеотектоническими реконструкциями.

В работах [3, 4] изучена термическая история тутлеймской свиты (аналог баженовской свиты, K_1b-J_{11} , 142...151 млн л.) Верхнеяминского вала на примере разрезов трех глубоких скважин. Отложения баженовской свиты являются основными потенциально нефтематеринскими отложениями, накопившими и сохранившими огромные массы сапропелевого (аквагенного) рассеянного органического вещества (РОВ) [5]. Целью настоящей работы является выявление, картирование и изучение динамики в геологическом времени очагов генерации нефти баженовской свитой в пределах всего Верхнеяминского вала.

В результате поисково-разведочных работ в пределах Верхнеяминского вала (рис. 1) открыто 6 мелких нефтяных месторождений и на 7 площадях выполнены поисковые работы разной степени детальности. Поэтому результаты наших исследований, характеризующие локализацию прогнозных ресурсов углеводородов (УВ), имеют и непосредственный нефтепоисковый интерес.

Краткая характеристика нефтегазоносности территории

Месторождения Верхнеяминского вала относятся к Ляминскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области [6]. Здесь выделяется пять нефтегазоносных комплексов (НГК): доюрский (зона контакта, палеозойский), нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский и меловой.

Большинство выявленных скоплений УВ в *доюрских отложениях* приурочены к горстовым погребенным поднятиям. По-видимому, залежи контролируются зонами разуплотнения пород, формирующими флюидопроницаемые участки. К доюрскому НГК можно приурочить с достоверностью залежь нефти в скв. Назымская-21. Получен приток фильтрата бурового раствора (ФБР) с пленкой нефти и при испытании интервала зоны контакта и палеозойского НГК в скважинах Итьяхская-301, 302. В скважинах Апрельская-1, 3, 24, Верхне-Назымская-11, Назымская-22, 26 тоже получены притоки нефти. Однако, испытания в этих скважинах были проведены совместно с пластами тюменской, абалакской и тутлеймской свит.

Нижнеюрский НГК охватывает пласты Ю₁₀₋₁₁ шеркалинской свиты. На территории исследований эти отложения развиты на Центральной, Верхнеязымской, Апрельской, Панлорской, Унлорской и Тортасинской площадях. Однако притоки УВ получены лишь на Унлорской площади в скважине 7 (пласт Ю₁₀, газ) и на Апрельской площади – при совместном испытании пластов Ю₈₋₁₀ в скважине 4 получен приток нефти с водой. Несмотря на присутствие шеркалинской свиты в разрезе на остальных перечисленных площадях, при испытании притоков УВ не получено.

Среднеюрский НГК включает в себя пласты Ю₂₋₉ тюменской свиты. На территории Верхнеяминского вала по данным бурения и геофизическим материалам выделяются пласты Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅₋₆, Ю₈₋₉. Максимально распространены верхние горизонты тюменской свиты – пласты Ю₂₋₃. Дебиты нефти, полученные при испытании пласта Ю₂₋₃, колеблются от 8,1 м³/сут. в скв. Северо-Апрельская-11 до 0,1 м³/сут. в скв. Тункорская-28. При испытании отложений этого НГК отрицательные результаты получены на Унлорской, Западно-Унлорской, Апрельской и Восточно-Рогожниковской площадях.

Верхнеюрский НГК включает тутлеймскую и абалакскую свиты, объединяющих разнофациаль-

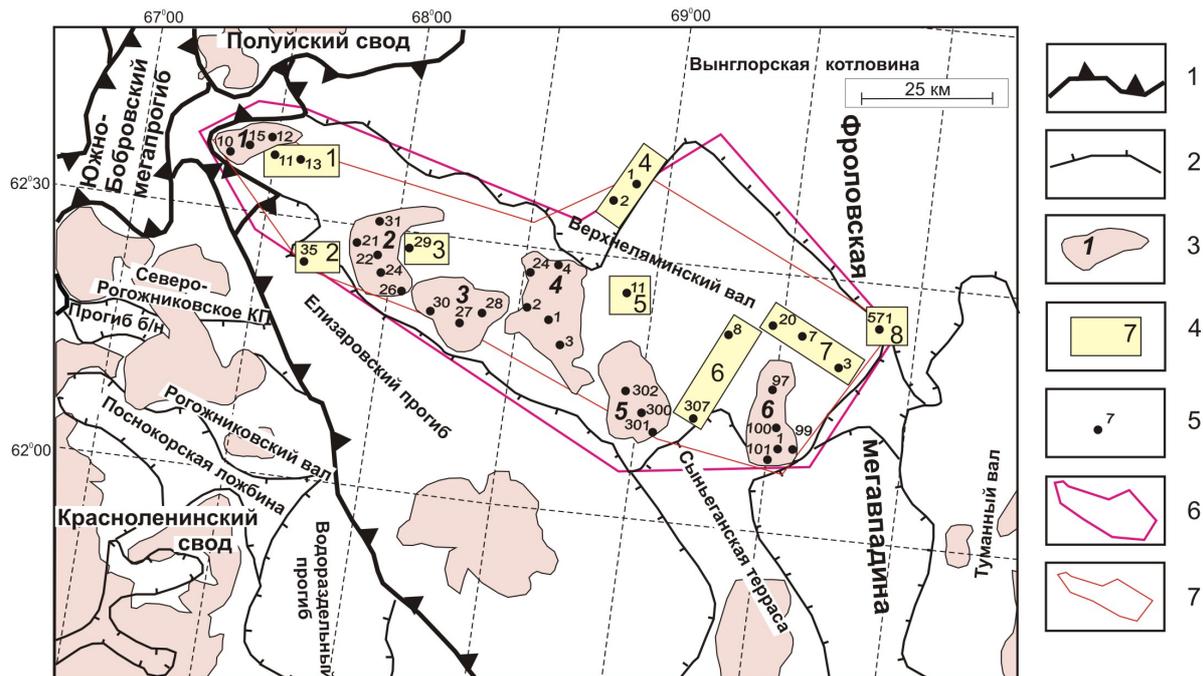


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований (на основе тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [6]): 1) границы тектонических элементов I порядка; 2) границы внутреннего районирования; 3) месторождение УВ и его номер на карте; 4) площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте; 5) поисково-разведочная скважина и ее номер; 6) контур участка исследований; 7) контур построения прогнозных карт. Месторождения УВ: 1 – Центральное; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Апрельское; 5 – Итьяхское; 6 – Тортасинское. Площади нефтепоискового бурения: 1 – Верхне Назымская; 2 – Восточно-Рогожниковская; 3 – Татьеганская; 4 – Панлорская; 5 – Северо-Апрельская; 6 – Западно-Унлорская; 7 – Унлорская; 8 – Северо-Санлорская

ные толщи. Залежи УВ связаны с карбонатно-трещиноватыми породами абалакской свиты (пласт $Ю_1$) и трещиноватыми битуминозными аргиллитами нижнетутлеймской подсвиты (пласт $Ю_0$). Максимальный приток нефти из пласта $Ю_0$ получен в скв. Тункорская-27, где дебит составил $45 \text{ м}^3/\text{сут}$. При испытании пласта $Ю_0$ в скв. Унлорская-7 получен приток газа дебитом $2000 \text{ м}^3/\text{сут}$. При индивидуальном испытании пластов $Ю_1$ на Восточно-Рогожниковской, Тункорской, Северо-Апрельской, Панлорской и Северо-Санлорской площадях получены отрицательные результаты.

В меловом НГК резервуарами для УВ являются немногочисленные клиноформы неокома (пласты группы АС). В пределах района исследований установлена нефтеносность пластов АС на Назымской (скв. 24), Унлорской (скв. 7) и Тортасинской (скв. 1) площадях.

В табл. 1 сведены данные по испытаниям верхнеюрских и меловых комплексов, наиболее вероятным источником нефти которых являются очаги генерации баженовской свиты.

Результаты исследований и обсуждение

Тепловой поток. Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского основания приведена на рис. 2, А. Карта построена путем интерполяции

значений теплового потока, полученных решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла всех 37 скважин (рис. 1). Уже на этом этапе исследований можно отметить тенденцию прямой пространственной корреляции величины плотности теплового потока с нефтенасыщенностью осадочных комплексов (дебитами нефти поисково-разведочных скважин – табл. 2). Именно на участках повышенных значений теплового потока расположены скважины Верхне Назымской, Назымской, Апрельской и Тортасинской площадей, давшие наиболее ощутимые притоки нефти. Не совсем вписывается в эту тенденцию скв. Тункорская-27, имеющая максимальный приток нефти – $45 \text{ м}^3/\text{сут}$. Вместе с тем, мощность тутлеймской (баженовской) свиты (рис. 2, Б) не имеет прямой (видимой) корреляции с установленной нефтенасыщенностью НГК.

Очаги генерации и зоны потенциальной аккумуляции баженовских нефтей. На рис. 3, А–Д, приведены схемы очагов генерации нефти в баженовской свите с момента их зарождения (62 млн л. назад) до их современного положения. Карты построены путем интерполяции геотемператур, полученных решением прямых задач геотермии (на заданные ключевые времена) в моделях распространения тепла 37 скважин. Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа, контур очага генерации нефти принимаем по изотерме 85°C . Палеострук-

Таблица 1. Результаты испытания скважин на месторождениях и нефтепоисковых площадях Верхнеламинского вала

Название площади, месторождения	№ скв	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут.	Тип флюида
Центральная	12	1590...1595	Викуловская	ВК1	69,1	Вода
Верхненазымская	11	2570...2878	Абалакская – палеозой	Ю ₁ -Pz	10,0	Нефть
	13	2560...2680	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ -Ю ₂₋₃	5,2	Нефть
Восточно-Рогожниковская	35	1889...1910	Викуловская	ВК ₈	55,0	Вода
		2664...2695	Тутлеймская	Ю ₀	–	Нет притока
		2693...2725	Абалакская	Ю ₁	–	Нет притока
Назымская	21	2590...2860	Абалакская – палеозой	Ю ₁ -Pz	3,9	Нефть
		2580...2596	Тутлеймская	Ю ₀	9,5	Нефть
	22	2580...2637	Тутлеймская	Ю ₀	–	Пленка нефти, газ
		2575...2610	Тутлеймская	Ю ₀	8,4	Нефть
	24	2062...2074	Фроловская	АС	4,3	Нефть
		2630...2644	Тутлеймская	Ю ₀	2,2	Нефть
	26	1582...1586	Викуловская	ВК	31,4	Вода
		2580...2598	Тутлеймская	Ю ₀	9,0	Нефть
		2615...2850	Абалакская – палеозой	Ю ₁ -Pz	8,1	Нефть, следы воды
		2585...2725	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ -Ю ₆	5,9	Нефть
31	2604...2616 2631...2638	Тутлеймская – абалакская	Ю ₀ -Ю ₁	1,2	Вода, пленка нефти	
Татьяганская	29	2645...2681	Тутлеймская – абалакская	Ю ₀ -Ю ₁	–	Нет притока
		2650...2700	Тутлеймская – абалакская	Ю ₀ -Ю ₁	–	Нет притока
		2670...2796	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ -Ю ₈	1,8	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти
Тункорская	27	2655...2741	Тутлеймская	Ю ₀	45,2	Нефть
	28	2088...2110 2093...2115	Фроловская	АС ₂	–	Нет притока
		2698...2718	Тутлеймская	Ю ₀	–	Нет притока
		2723...2732	Абалакская	Ю ₁	–	Нет притока
30	1625...1635	Викуловская	ВК ₁	5,5	Вода	
Апрельская	2	2714...2877	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ -Ю ₉	–	Нет притока
	4	2722...2730 2744...2780 2795...2821	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ , Ю ₂₋₃	–	Нет притока
		2722...2732	Тутлеймская	Ю ₀	7,5	Нефть
		2761...3166	Тюменская – палеозой	Ю ₂ -Pz	5,6	Нефть
Северо-Апрельская	11	2732...2764	Тутлеймская	Ю ₀	–	Нет притока
		2761...2796	Абалакская	Ю ₁	–	Нет притока
Панлорская	2	1666...1694	Викуловская	ВК ₁	62,4	Вода
		2141...2224	Фроловская	АС ₂	–	Нет притока
		2187...2260	Фроловская	АС ₂	–	Нет притока
		2780...2827	Абалакская	Ю ₁	–	Нет притока
		2800...2864	Абалакская – тюменская	Ю ₁ -Ю ₂	2,9	Фильтрат бурового раствора

Продолжение табл. 1

Название площади, месторождения	№ скв	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут.	Тип флюида
Итьяхская	300	2708...2720	Тутлеймская	Ю ₀	6,0	Нефть
		2672...2787	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ –Ю ₂₋₃	12,8	Нефть, газ
	301	2717...2783	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ –Ю ₂₋₃	8,3	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти, газ
		2728...2748	Абалакская	Ю ₁	0,7	Нефть
	302	2685...2737	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ +Ю ₁ +Ю ₂	–	Нет притока
		2692...2717	Тутлеймская – абалакская	Ю ₀ +Ю ₁	–	Нет притока
2711...2824		Абалакская – тюменская	Ю ₁ +Ю ₂₋₅	10,2	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти	
Западно-Унлорская	8	2780...2840	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ –Ю ₁ –Ю ₂	–	Нет притока
	307	2721...2741	Тутлеймская	Ю ₀	–	Нет притока
		2738...2763	Абалакская	ЮК ₁	11,5	Фильтрат бурового раствора, пленка нефти, газ
Унлорская	3	2315...2440	Фроловская	АС	–	Нет притока
	7	1692...1698	Викуловская	ВК ₁	54,7	Вода
		2100...2120	Фроловская	АС ₃	0,5	Нефть
		2840...2865	Тутлеймская	Ю ₀	2000	Газ
	20	1686...1717	Викуловская	ВК ₁	20,0	Вода
2824...2898	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ +Ю ₂₋₅	–	Нет притока		
Тортасинская	1	1110...1115	Уватская	ПК ₁	45,0	Вода
		1670...1675	Викуловская	ВК ₁	24,8	Вода
		2070...2082	Фроловская	АС ₃	4,1	Вода
		2366...2381	Фроловская	АС ₇	7,1	Нефть
		2396...2408	Фроловская	АС ₇₋₈	–	Нет притока
		2790...2810	Тутлеймская	Ю ₀	7,8	Нефть
	97	2800...2878	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ +Ю ₂	–	Нет притока
	99	2388...2396	Фроловская	АС ₇	–	Нет притока
		2796...2823	Тутлеймская	Ю ₀	0,5	Нефть
		2790...2837	Тутлеймская	Ю ₀	5,2	Нефть
		2810...2870	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ +Ю ₂	11,4	Нефть
	100	2774...2824	Тутлеймская	Ю ₀	–	Нет притока
		2793...2871	Тутлеймская – тюменская	Ю ₀ +Ю ₂₋₃	–	Нет притока
101	2756...2809	Тутлеймская	Ю ₀	6,2	Нефть	
	2782...2805	Тутлеймская	Ю ₀	0,7	Нефть	
Северо-Санлорская	571	2341...2385	Фроловская	АС ₅₋₆	–	Нет притока
		2744...2760	Фроловская	АС ₁₁	–	Нет притока
		2806...2841	Тутлеймская – абалакская	Ю ₀ +Ю ₁	–	Нет притока
		2822...2841	Абалакская	Ю ₁	–	Нет притока
		2808...2827	Тутлеймская	Ю ₀	–	Нет притока

турные карты получены путем интерполяции результатов палеотектонических реконструкций (на заданные времена) разрезов этих 37 скважин.

РОВ баженовской свиты – это наиболее вероятный источник нефти для мелового и верхнеюрского НГК. Учитываем значительную унаследованность тектонического развития структурных форм нижнемеловых и верхнеюрских отложений. Поэтому рельеф кровли баженовской свиты (структурная карта) определяет основные направления миграции УВ-флюидов (линии тока) от мест генерации («стартовых точек») к аккумулирующим ловушкам

(зонам потенциальной аккумуляции, «скоплению терминальных точек» [7]).

Очаг генерации нефти в баженовской свите зародился около 62 млн л назад в самой западной части Верхнеяминского вала (рис. 3, А). Распределение вероятных направлений потоков флюидов (по правилу «всплывания нефти по восстанию пласта» в направлении максимального градиента) указывает, что в это время происходило заполнение нефтью ловушек мелового НГК, собственно баженовской (тутлеймской) и абалакской свит одной зоны аккумуляции – западной части Верхнеязымской

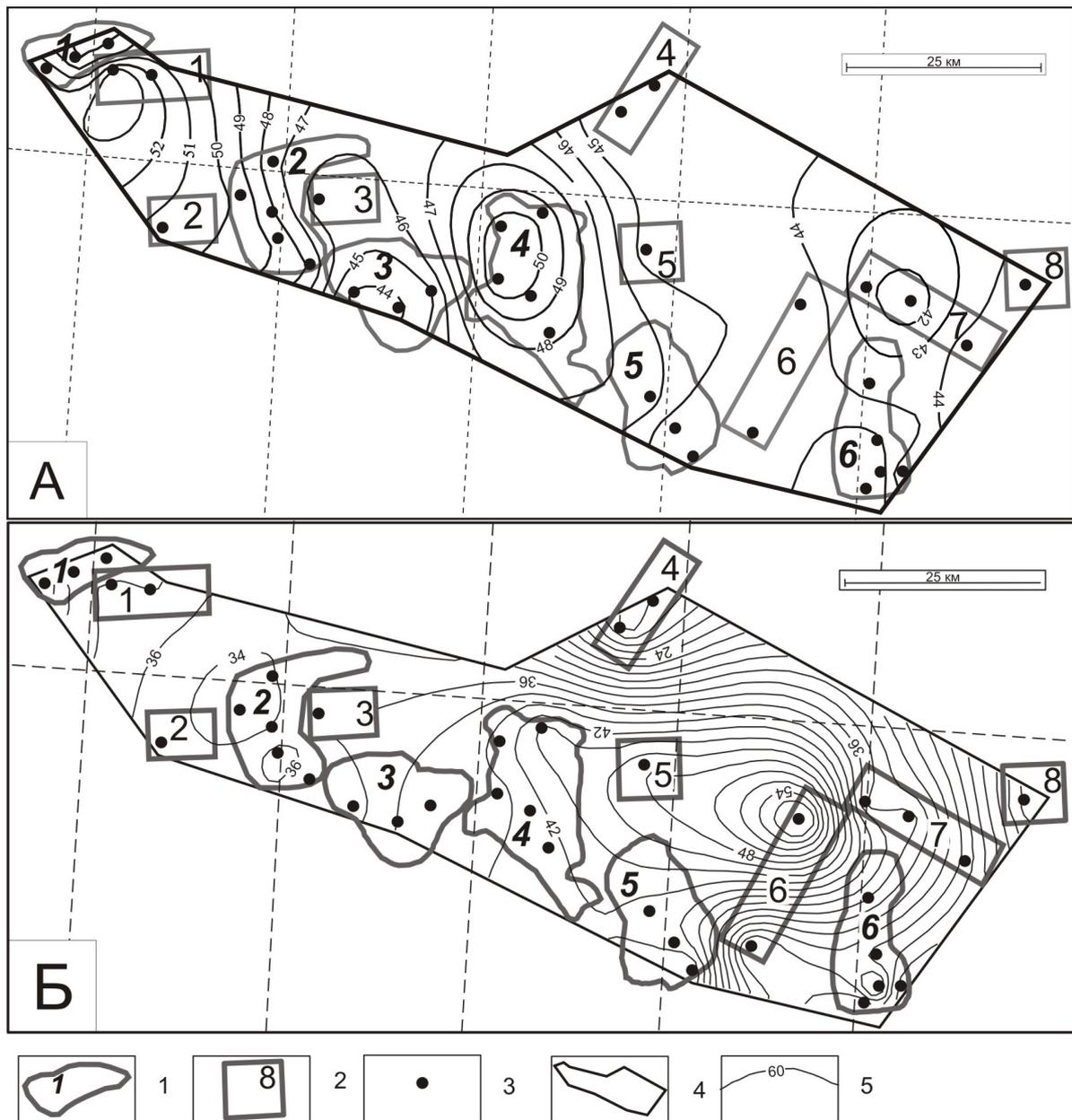


Рис. 2. Схематические карты распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского образования, мВт/м² (А) и мощностей тутлеймской (баженовской) свиты, м (Б) Верхнеяминского вала: 1) месторождение и его номер на карте; 2) площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте; 3) поисково-разведочная скважина; 4) контур построения прогнозных карт; 5) изолинии значений

площади. Палеоплощадь нефтесбора (ППНС) ограничена контуром очага генерации нефти и составляет порядка 200 км². Здесь и далее величина ППНС для каждой зоны аккумуляции определялась по величине площади распределения (в пределах очага) сходящихся линий тока. Площади нефтесбора для каждого временного интервала приведены в табл. 2.

55 млн л назад сформировались три очага генерации нефти баженновской свитой (рис. 3, Б). Незначительные ППНС существовали для ловушек южной части Панлорской площади и южной части Западно-Унлорской площади. В это время происходило интенсивное заполнение нефтью ловушек южной части Апрельской площади. Интенсивно заполняются ловушки центральной и южной частей Назымской площади. Идет заполнение ловушек центральной и восточной частей Тункорской площади, ППНС небольшая. Продолжают интенсивно запитываться ловушки западной части Верхненазымской площади.

38 млн л назад (рис. 3, В), в условиях максимального прогрева осадочного чехла, нефтегенерация охватила весь объем баженновской свиты Верхнелямнинского вала. Формируются зоны аккумуляции в южной части Тортасинской, Унлорской, центральной части Итъяхской и Северо-Апрельской площадей. Продолжается интенсивная аккумуляция на Апрельской и Верхненазымской площадях, в восточной части Тункорской, в ловушках центральной части Назымской площадей.

5 млн л назад (рис. 3, Г) нефтегенерация, по-прежнему, происходит во всем объеме баженновской свиты Верхнелямнинского вала. Зоны нефтенакопления локализуются в восточной части Унлорской площади, на Западно-Унлорской площади, в центральной части Итъяхской площади и на Северо-Апрельской площади. Ловушки южной части Апрельской, Назымской и Верхненазымской площадей, по-прежнему, накапливают УВ. Для ловушек западной части Тункорской площади ППНС

незначительна.

В настоящее время (рис. 3, Д) нефтегенерация в баженновской свите идет не повсеместно. Локализуются два мощных очага в западной и центральной частях вала, и два менее интенсивных очага – в восточной части. Положение очагов хорошо коррелирует с распределением повышенных значений плотности теплового потока из основания (рис. 3, А). Идет заполнение ловушек восточной части Унлорской площади и центральной части Тортасинской площади. Идет незначительный подток флюида в южную часть Западно-Унлорской площади. Идет аккумуляция в ловушках Северо-Апрельской площади и более интенсивно – в ловушках центральной и южной частей Апрельской площади. Формируются залежи в западной части Тункорской и в западной части Назымской площадей, а также в ловушках Верхненазымской площади.

Для характеристики аккумуляционного потенциала каждой зоны вычислен условный интегральный

показатель $Q = \sum_{i=1}^{n=5} \Delta Q_i$, где n – количество

временных интервалов, $\Delta Q_i = 10^{-3} \cdot (S_i \cdot T_i \cdot t_i)$, S_i – площадь нефтесбора, км², T_i – расчетная температура очага генерации нефти, °С, t_i – время действия очага, млн л. На основе этого показателя проведено ранжирование зон аккумуляции по степени перспективности, табл. 2.

За всю историю нефтегенерации палеоструктурная обстановка мелового и верхнеюрских НГК ощутимо менялась, что приводило к изменчивости размеров палеоплощадей нефтесбора для отдельных зон аккумуляции нефти Верхнелямнинского вала. Поэтому поисковые перспективы отдельных зон аккумуляции нефти определяются интегральным показателем, зависящим от размеров палеоплощадей нефтесбора, палеотемператур и времени действия очагов генерации.

Таблица 2. Характеристика зон локализации (аккумуляции) баженновских нефтей в меловом и верхнеюрском НГК Верхнелямнинского вала

Зона аккумуляции нефти (площадь)	62...58 млн л назад ($t_1=4$)			58...47 млн л назад ($t_2=11$)			47...30 млн л назад ($t_3=17$)			30...2 млн л назад ($t_4=28$)			2...0 млн л назад ($t_5=2$)			Q	Ранжирование
	S_1	T_1	ΔQ_1	S_2	T_2	ΔQ_2	S_3	T_3	ΔQ_3	S_4	T_4	ΔQ_4	S_5	T_5	ΔQ_5		
Верхненазымская	200	86	69	300	93	307	400	107	728	400	99	1109	400	95	76	2289	3
Панлорская	–	–	–	50	87	48	–	–	–	–	–	–	–	–	–	48	10
Западно-Унлорская	–	–	–	50	85	47	–	–	–	400	89	997	–	–	–	1044	5
Апрельская	–	–	–	800	91	801	1000	106	1802	750	99	2079	400	95	76	4758	1
Назымская	–	–	–	400	93	409	450	101	773	800	90	2016	200	87	35	3233	2
Тункорская	–	–	–	80	93	82	250	96	408	100	90	252	100	93	19	761	7
Тортасинская	–	–	–	–	–	–	250	99	421	–	–	–	100	87	17	438	9
Унлорская	–	–	–	–	–	–	350	97	577	300	88	739	100	87	17	1333	4
Итъяхская	–	–	–	–	–	–	200	97	330	150	87	365	–	–	–	695	8
Северо-Апрельская	–	–	–	–	–	–	200	99	337	200	89	498	200	87	35	870	6



Рис. 3. Схемы положения очагов генерации и направлений возможной миграции баженовских нефтей 62 (А), 55 (Б), 38 (В), 5 (Г) млн л. назад и современное состояние (Д) Верхнеяминского вала: 1) – 4) то же, что на рис. 2; 5) изолинии значений температур в баженовской свите, °С; 6) контур очага генерации нефтей; 7) изогипсы кровли баженовской свиты, м; 8) направления линий тока флюидов; 9) генерализованные («талъвиговые») границы зон нефтесбора

Заклучение

1. Установлены разной степени интенсивности и времени действия очаги генерации нефти в баженовской свите центральной части Югорского свода – нового крупного объекта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Температуры в очагах баженовской свиты могли превышать 105 °С, долгоживучесть очагов 60...45 млн л 38 млн л назад – время максимального прогрева материнских отложений центральной части Югорского свода. В это время, по видимому, нефтегенерация происходила во всем объеме баженовской свиты.
2. Локализация прогнозных ресурсов баженовской нефти Верхнеяминского вала позволяет ранжировать по степени перспективности разведочные и поисковые площади. Рациональная очередность доразведки месторождений на меловой и верхнеюрский НГК: 1 – Апрельское; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Итьяхское; 5 – Тортасинское. Рациональная очередность детализации поисковых площадей на меловой и верхнеюрский НГК: 1 – Верхненазымская; 2 – Унлорская; 3 – Западно-Унлорская; 4 – Северо-Апрельская; 5 – Панлорская.
3. Остается не совсем ясной причина максимального дебита пласта Ю₀ при испытании скв. Тун-

корская-27 (45 м³/сут.). Хотя скважина находится в одной из зон аккумуляции баженовских нефтей, но по прогнозной нефтенасыщенности эта зона не занимает одно из первых мест. Возможно, что основной причиной нефтенасыщенности НГК, вскрытого скв. Тункорская-27, является то обстоятельство, что эта скважина приурочена к разлому, осложняющему строение фундамента и низов орточехла. Здесь фунда-

мент представлен преимущественно осадочными породами триасовой системы, по нашим данным нормально уплотненными [8], что указывает на их возможный генерационный и миграционный потенциал.

Авторы благодарны д.г.-м.н. А.Н. Фомину (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) за предоставление данных по отражательной способности витринита скважин Верхнеяминского вала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волков В.А., Пятков В.И., Сидоров А.Н., Одношевная И.И., Гончарова В.Н., Хорошев А.Г. Предварительные результаты работ построения структурной карты по отражающему горизонту А (поверхности доюрского основания) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск: Издат-НаукаСервис, 2003. – С. 73–81.
2. Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 101–115.
3. Исаев В.И., Лобова Г.А., Попов С.А., Хашитова А.Б. Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 38–43.
4. Исаев В.И., Лобова Г.А., Мочалкина Л.Н., Попов С.А., Литвинова О.Г. Факторы термической истории и нефтегенерации баженовской свиты Верхнеяминского вала (Югорский свод) // Вестник Югорского государственного университета. – 2008. – № 1. – С. 34–42.
5. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация – Новосибирск: ГЕО, 2005. – 254 с.
6. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова и др. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
7. 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.
8. Исаев В.И., Лобова Г.А. Корреляция плотностной структуры доюрских отложений и зон нефтегазонакопления вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (центральная часть Западно-Сибирской плиты) // Геофизический журнал. – 2008. – Т. 30. – № 1. – С. 3–27.

Поступила 02.12.2008 г.

УДК 550.831

ГЕОПЛОТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ И ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ДОПЛИТНОГО КОМПЛЕКСА ЮГОРСКОГО СВОДА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Г.А. Лобова*, В.И. Исаев

*Югорский государственный университет

E-mail: g_lobova@ugrasu.ru

Томский политехнический университет

E-mail: isaev_sah@mail.ru

Проведена нефтегеологическая интерпретация геоплотностной модели доюрских отложений Югорского свода – новой структуры I порядка центральной части Западно-Сибирской плиты. Выполнен прогноз новых зон нефтегазонакопления в доюрском разрезе на траверсе: Северо-Камынская седловина – Туманный вал – восточная часть Верхнеяминского вала – Елизаровский прогиб – восточная часть Рогожниковского вала; в юрских и меловых отложениях на сочленении Верхнеяминского и Туманного вала; в неокомском комплексе в западной части Верхнеяминского вала.

Ключевые слова:

Геоплотностная модель, нефтегеологическая интерпретация, зоны нефтегазонакопления, доплитный комплекс, юрские и меловые отложения, Югорский свод, Западная Сибирь.

Введение

Югорский свод, как новая структура I порядка, выделен при комплексной интерпретации материалов гравии-, магнито-, сейсморазведки в 2003 г [1]. Этот свод, осложняющий Фроловскую мегав-

падину (рис. 1), по своим размерам сопоставим с Сургутским, Красноленинским и Нижневартовским сводами – гигантскими зонами нефтегазонакопления центральной части Западно-Сибирской плиты.