

УДК 553.98:553.041:552.578:550.8.05

РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ТОГУРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ОЦЕНКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ ПЛАСТОВ Ю₁₆ И Ю₁₅

Лобова Галина Анатольевна,

канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры геофизики
Института природных ресурсов ТПУ,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: lobovaga@tpu.ru

Власова Алена Владиславовна,

студент кафедры геофизики Института природных ресурсов ТПУ,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: avv11@tpu.ru

Исаева Ольга Степановна,

руководитель Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд
геологической информации по Сибирскому федеральному округу»,
Россия, 634034, г. Томск, ул. Мокрушина, д. 9, стр. 16.
E-mail: isaeva_sah@mail.ru

Исаев Валерий Иванович,

д-р геол.-минерал. наук, профессор кафедры геофизики
Института природных ресурсов ТПУ,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: isaevvi@tpu.ru

Для расширения ресурсной базы в Нюрольско-Колтогорском нефтегазоносном районе актуальным является поиск залежей углеводородов в пластах Ю₁₆ и Ю₁₅ нижнеюрского нефтегазоносного комплекса.

Цель работы: выявить перспективные районы нижнеюрского нефтегазоносного комплекса в зоне распространения пластов Ю₁₆ и Ю₁₅.

Методы исследования: палеотемпературное моделирование, основанное на решении обратной и прямых задач геотермии в условиях седиментации, картирование палеоочагов интенсивной генерации нефтей по геотемпературному критерию.

Реконструирована термическая история тогурских отложений в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Выявлены и закартированы палеоочаги интенсивной генерации тогурских нефтей. Для нижнеюрского нефтегазоносного комплекса (пласты Ю₁₆ и Ю₁₅) построены карты распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумулированных тогурских нефтей. Выполнено районирование резервуара, предложены первоочередные зоны поисков.

Ключевые слова:

Термическая история тогурских отложений, нижнеюрский нефтегазоносный комплекс, плотность ресурсов первично-аккумулированных нефтей, Нюрольская мегавпадина.

Введение

Разрабатываемые залежи в Нюрольско-Колтогорском нефтегазоносном районе в основном принадлежат к верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК), фонд структур в котором к настоящему времени практически исчерпан. Высокая плотность сейсморазведочных работ не позволяет надеяться на открытие новых залежей в антиклинальных структурах, а следовательно, и на существенное расширение разведочной и промысловой базы в этом НГК. Поэтому важным направлением геологоразведочных работ здесь являются поиск и разведка залежей углеводородов (УВ) в сложнопостроенных ловушках, в частности приуроченных к нижнеюрскому НГК.

В настоящей работе на основе реконструкции геотемпературного режима материнской тогурской свиты выполнено картирование очагов интенсивной генерации нефтей, проведено районирование территории исследования по плотности прогнозных ресурсов для нижнеюрских пластов Ю₁₅ и Ю₁₆.

Геолого-структурная характеристика территории

Нюрольская мегавпадина – отрицательная структура I порядка изометричной формы, осложняет южную часть Колтогорско-Нюрольского жолоба, протягивающегося в субмеридианальном направлении в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Депрессия ограничена положительными структурами: с северо-запада – восточным склоном Каймысовского свода; с северо-востока – Средневасюганским мегавалом, с юго-востока – Северо-Межовской мегамоноклиной. Мегавпадину осложняют структуры более низкого ранга, в том числе структурные элементы III порядка: Кулан-Игайская и Тамрадская впадины, Осовой и Тамянский прогибы, Фестивальный вал и Игольско-Таловое куполовидное поднятие. Ряд локальных складок IV порядка представляют собой основной объем верхнеюрских антиклинальных ловушек (рис. 1, А).

Нюрольская мегавпадина по отражающему горизонту Ф₂ оконтурена изогипсой –3240 м, имеет

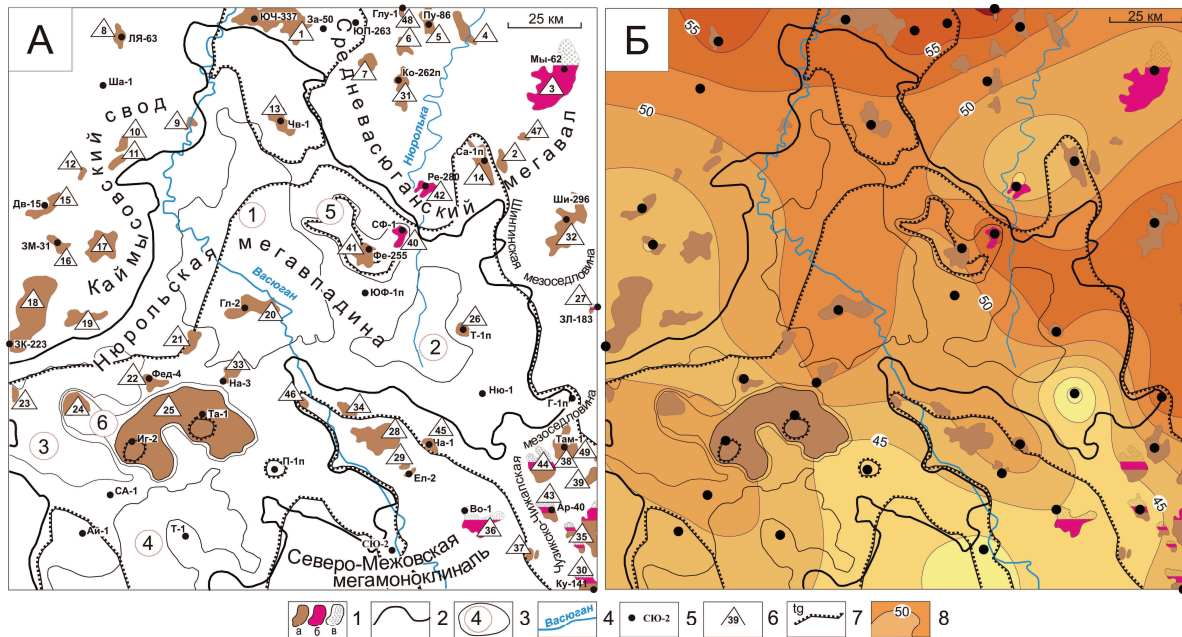


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) и распределения значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины. 1 – месторождения: а) нефтяное, б) конденсатное, в) газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее условный индекс; 6 – условный номер месторождения; 7 – граница зоны распространения тогурской свиты; 8 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м². Структуры III порядка: 1 – Кулан-Игайская впадина; 2 – Тамрадская впадина; 3 – Осево́й прогиб; 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал; 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие

амплитуду 400 м и площадь 11800 км² [1]. Карбонатные формации с прослоями эффузивов основного, среднего и кислого составов ордовик-каменноугольного возраста слагают доюрский фундамент, который повсеместно перекрыт мощным (до 3500 м) осадочным мезозойско-кайнозойским чехлом. Фрагментарно присутствуют терригенные породы тампейской серии промежуточного пермотриасового этажа [2].

Характеристика нефтегазоносности территории

Для мелового и верхнеюрского НГК основным источником УВ является рассеянное органическое вещество (РОВ) сапропелевого типа *бажендовской свиты* (J_{3vv}). Генерационный потенциал этих отложений в пределах исследуемой территории обусловлен их повсеместным распространением, мощностью (до 30 м) и высоким содержанием Сорг (до 12 %).

Для средне-, нижнеюрских и палеозойского НГК основной генерирующей толщей определена [3] *тогурская нефтематеринская свита* (J_{1t_1}). Её распространение в Нюрольской мегавпадине ограничивается пониженными формами рельефа, выклиниванием к окаймляющим положительным структурам и к выступам кристаллического фундамента на Фестивальном вале, Игольско-Таловом куполовидном поднятии, Пешеходной площади (рис. 1, А). Высокое содержание гумусово-сапропелевого Сорг (до 10 %) и катагенетическая преобразованность РОВ на уровне градаций МК₁²–МК₂ [4]

определяют её региональный генерационный потенциал.

Рассматриваемый в работе *нижнеюрский НГК* объединяет пласты Ю₁₇₋₁₆ урманской (J_{1h-p}) и Ю₁₅ салатской (J_{1t_2} – J_{2a_1}) свит. Урманская свита, согласно [5], формируется в геттанг-плинсбахское время и отвечает началу формирования осадочного чехла. Месторождения углеводородов нижнеюрского НГК (табл. 1) связаны со структурно-литологическими и тектонически экранированными ловушками.

Базальный *пласт* Ю₁₇ нижнеурманской под-свиты, сложенный разнотекстурными полимиктовыми песчаниками и гравелитами, занимает ограниченные пространства в наиболее погруженных участках впадины.

Пласт Ю₁₆ формируется в позднем плинсбахе – раннем тоаре с трансгрессивным, более широким залеганием по латерали. Хотя площадь его распространения значительно увеличивается, формирование отложений также приурочено к достаточно узким руслам палеорек, огибающим с юго-востока и юго-запада Лавровский выступ и небольшие останцы фундамента (рис. 2, А). По [6] наиболее перспективными представляются зоны разгрузки палеопотоков с палеовершин эрозионных выступов фундамента, сложенных магматическими породами кислого состава, где формируются коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. С этими отложениями связаны промышленная залежь нефти на Майском месторож-

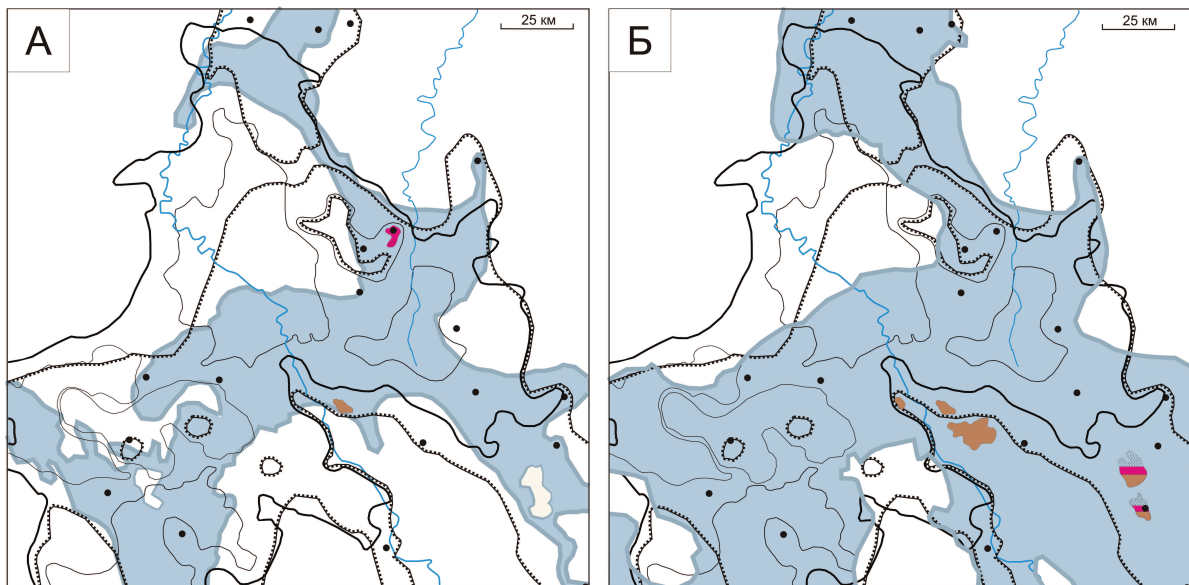


Рис. 2. Схематические карты распространения (контур и заливка) пластов Ю₁₆ (А) и Ю₁₅ (Б) нижнеюрского НГК Норильской мегавпадины (на основе [6]). Показаны месторождения Майское, Северо-Фестивальное с залежами в пласте Ю₁₆ (А) и Южно-Майское, Майское, Арчинское, Урманское, Среднемайское с залежами в пласте Ю₁₅ (Б). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

дении и залежь газоконденсата на Северо-Фестивальном месторождении. Непромышленные притоки получены при испытаниях этого пласта на Нижнетабаганской, Широтной, Южно-Табаганской, Южно-Фестивальной и ряде других площадей. Отложения тогурской свиты почти полностью перекрывают нижележащую урманскую свиту и, в случае их достаточной мощности, служат покровной для залежей в нижележащих пластах Ю₁₇₋₁₆.

Площадь аккумуляции осадков салатской свиты увеличена, и песчаный пласт Ю₁₅ имеет более широкое распространение, чем пласт Ю₁₆ (рис. 2, Б). При приближении к палеовыступам доюрского основания он нередко объединяется в одну песчаную

толщу с вышележащим пластом, образуя общий резервуар с единой залежью (Ю₁₄₋₁₅), как на Среднемайском месторождении. На сегодняшний день открыто 3 нефтяных и 2 нефтегазоконденсатных месторождения с залежами в пластах-коллекторах салатской свиты (табл. 1). Непромышленные притоки УВ получены при испытании пласта Ю₁₅ в скважинах на Широтной, Северо-Айсазской, Тамбаевской, Черталинской, Нижнетабаганской площадях, признаки нефтепроявлений в керне отмечены в 27 скважинах.

В табл. 1 приводится характеристика месторождений, попадающих в контур территории исследований, с залежами в нижнеюрском НГК.

Таблица 1. Характеристика месторождений Норильской мегавпадины и структур её обрамления с залежами в нижнеюрском НГК

Месторождение	Условный номер (на рис. 1)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласты)
Южно-Майское	28	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₅
Майское	34	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₆₋₁₅
Северо-Фестивальное	40	Нижнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁₆
Арчинское	43	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁ ¹
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₁₄
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₅
		Палеозойский	Газоконденсат	М ₁
Урманское	44	Среднеюрский	Нефть	Ю ₇ , Ю ₁₄
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₅
		Палеозойский	Газоконденсат	М, М ₁
Среднемайское	46	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₄₋₁₅

О методике реконструкций геотемпературного режима и картирования очагов генерации тогурских нефтей

Восстановление термической истории отложенной тогурской свиты выполнено с использованием компьютерной технологии палеотемпературного моделирования [7]. Схема расчета палеотемператур состоит из решения обратной и прямых задач геотермии в условиях седиментации.

Для палеотемпературного моделирования выбраны 23 представительные скважины (табл. 2), расположенные в зоне распространения тогурских отложений (рис. 1, А). В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, полученные при испытании скважин, и палеотемпературы, пересчитанные по отражательной способности витринита (OCB) – R_{vt}^0 .

Рассчитанные палеотемпературы в отложениях тогурской свиты (гумусовое РОВ) в заданные моменты геологического времени и температурная градиация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ [4] позволяют прогнозировать вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и начало интенсивной генерации тогурских нефтей – с 95°C (MK_1^2).

По значениям теплового потока, полученным в результате решения обратной задачи в разрезах 23-х скважин, методом интерполяции построена схематическая карта *распределения значений плотности теплового потока* из основания (рис. 1, Б).

По рассчитанным палеотемпературам построены схематические карты на 22 ключевых момента геологического времени – время начала/окончания формирования каждой свиты. На рис. 3 приведены карты *рассчитанных геотемператур в тогурской свите и положения очагов генерации нефти* на 6 времен, начиная с момента образования первых очагов и завершая настоящим временем.

Термическая история тогурской свиты

Условия ГЗН для тогурских нефтей наступают 91,6 млн л назад в альб-сеномане. Очаги интенсивной генерации нефти локализуются в центральной части Нюрольской мегавпадины и на северо-восточном борту депрессии (рис. 3, А). В турон-сантоне, начиная с 86,5 млн лет назад (время начала формирования ипатовской свиты), территория очага увеличивается, охватывая всю центральную часть Нюрольской мегавпадины, распространяясь вдоль восточного её борта на юг. Максимальный прогрев тогурских отложений на этот период достигает 115°C (рис. 3, Б).

61,7 млн лет назад, со времени начала формирования ганькинской свиты, генерация нефтей происходит практически во всей области распространения тогурских отложений, за исключением небольшого участка в юго-западной части территории исследования. Максимальные изотермы в 115°C оконтуривают Налимью площадь, восточный борт Тамрадской впадины, зону сочленения северного борта мегавпадины и Средневасюганского межавала (рис. 3, В).

37,6 млн л назад – время максимального прогрева осадочной толщи, ГЗН занимает всю территорию распространения тогурской свиты. Максимальные палеотемпературы достигают более 130°C (рис. 3, Г).

На рубеже неогенового периода (24 млн л назад) палеотемпературы начинают снижаться, а на юге и юго-востоке небольшие по площади участки выходят из ГЗН (рис. 3, Д). К настоящему времени «остывание» осадочной толщи, связанное с изменением климатических условий в олигоцене, продолжается. Максимальные температуры в тогурской свите снизились до $115...120^\circ\text{C}$. Расширилась и зона отсутствия условий ГЗН на юго-востоке (рис. 3, Е).

Районирование территории по плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей

Для районирования территории по степени перспективности нижнеюрского НГК рассчитан условный интегральный показатель относительной плотности генерированных тогурских нефтей R по формуле [8]:

$$R = \sum_{i=1}^{20} (U_i t_i \cdot 10^{-2}),$$

где U_i – расчётная температура очага генерации нефти, $^\circ\text{C}$; t_i – время действия очага, млн лет; количество временных интервалов $i=1,...,20$ определено числом свит по этапам их формирования. Путем интерполяции значений R построена схематическая карта *распределения относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей* (рис. 4).

Учитывая площадное распространение пластов Ю₆ и Ю₅, построены *схемы районирования пластов* по относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей (рис. 5).

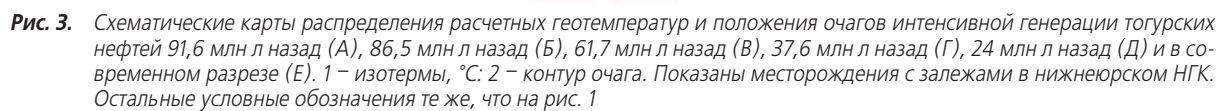
Границы пласта Ю₆ практически не выходят за пределы зоны распространения тогурской свиты (рис. 5, А). Месторождения Северо-Фестивальное с залежью газоконденсата и Майское с нефтяной залежью в этом пласте локализуются в районах с высоким значением интегрального показателя R .

Ореол распространения пласта Ю₁₅ выходит за границы тогурских отложений в пределах Лавровского мезовыступа, небольшого участка в северной части Чузикско-Чижапской мезоседловины и вдоль восточного и западного бортов северного впадины (рис. 5, Б). Основная часть нефтяных залежей тяготеет к северному склону Лавровского мезовыступа. Здесь локализуется Майское месторождение. Среднемайское месторождение находится на стыке района с самым высоким значением R и самым низким в зоне отсутствия тогурской нефтематеринской свиты. Формирование залежи нефти в пласте Ю₁₅ на Южно-Майском месторождении происходит, вероятно, за счет латеральной миграции УВ из зоны распространения нефтематеринской свиты. В районе с достаточно низким значением R расположены газоконденсатнонефтяные Арчинское и Урманское месторождения.

Таблица 2. Пластовые температуры, полученные при испытаниях глубоких скважин, и палеотемпературы, рассчитанные по ОСВ (R_{vt}^0) в образцах керна

Скважина	Условный индекс скважины (рис. 1, А)	Интервал (глубина), м	Отложения (свита)	Температура пластовая*, °С	R_{vt}^{0**} , %	Палеотемпература по R_{vt}^0 , °С
Южно-Черемшанская 337	ЮЧ-337	2686...2707	Баженовская + васюганская	98	–	–
		2812...2820	Тюменская	103	–	–
Чворовая 1	Чв-1	2744...2776	Васюганская	97	–	–
		2765...2772	Васюганская	97	–	–
		2917	Тюменская	–	0,76	115
Северо-Фестивальная 1	СФ-1	3130...3145	Тюменская	118	–	–
		3145...3165	Тюменская	123	–	–
Южно-Фестивальная 1 параметрическая	ЮФ-1п	2790...2820	Баженовская	90	–	–
		2843	Васюганская	–	0,67	102
		2917	Тюменская	–	0,72	109
		3059	Тюменская	–	0,70	106
Тамратская 1 параметрическая	Т-1п	2853...2860	Васюганская	107	–	–
Нюльгинская 1	Ню-1	2499...2527	Куломзинская	75	–	–
		2700	Марьяновская	–	0,52	83
		2822	Васюганская	–	0,55	87
		2892	Тюменская	–	0,58	91
		2894	Тюменская	–	0,6	94
		3089	Тюменская	–	0,59	92
		3199	Тюменская	–	0,62	96
Федюшкинская 4	Фед-4	2838...2842	Васюганская	92	–	–
		3064...3069	Тюменская	99	–	–
Таловая 1	Та-1	2760	Баженовская	–	0,59	92
		2781...2787	Васюганская	88	–	–
		2798...2806	Васюганская	88	–	–
		2885	Васюганская	–	0,73	111
Игольская 2	Иг-2	2740...2773	Васюганская	95	–	–
		2750...2823	Васюганская	92	–	–
		2760...2773	Васюганская	90	–	–
		2800	Васюганская	–	0,70	106
Северо-Айсазская 1	СА-1	2840...2850	Васюганская	94	–	–
		3262...3281 3292...3310	Кора выветривания	113	–	–
Тальянская 1	Т-1	2442...2521	Куломзинская	82	–	–
Пешеходная 1 параметрическая	П-1п	2262...2295	Куломзинская	71	–	–
		2325...2350	Куломзинская	73	–	–
Северо-Юлжавская 2	СЮ-2	2800	Тюменская	–	0,59	92
		2674...2707	Васюганская	78	–	–
		2800	Тюменская	–	0,59	92
Тамбаевская 1	Там-1	2984...3008	Тюменская	100	–	–
		2936...2957	Тюменская	98	–	–
		2754...2762	Тюменская	87	–	–
		2682...2694	Тюменская	86	–	–
		2593...2597	Васюганская	84	–	–
Чагвинская 1	Ча-1	2641...2647	Васюганская	88	–	–
Кулгинская 141	Ку-141	2660...2662	Васюганская	82	–	–
		2753...2763	Тюменская	84	–	–
		2791...2795	Тюменская	86	–	–
Салатская 1 параметрическая	Са-1п	2640	Тюменская	–	0,58	91
		2962	Тогурская	–	0,59	111
Налимья	На-3	2885...2891	Васюганская	98	–	–
		2917	Васюганская	–	0,76	115
		3282	Тогурская	–	0,80	120
Фестивальная 255	Фе-255	2793	Васюганская	–	0,66	101
		3122	Тюменская	–	0,80	120
		3159	Тюменская	–	0,80	120
Заячья 50	За-50	2835	Васюганская	–	0,75	114
		2840	Васюганская	–	0,80	120
Южно-Пионерская 263	ЮП-263	2663	Баженовская	–	0,76	115
		2707	Васюганская	–	0,76	115

* – Испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФГУ «ТФИ по СФО»). ** – ОСВ определены в лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).



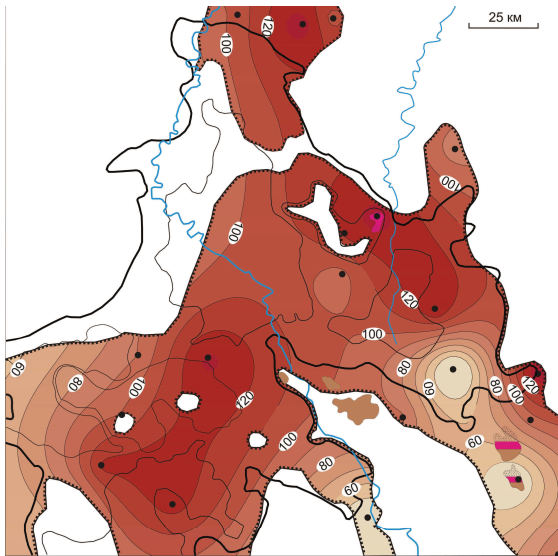


Рис. 4. Схематическая карта распределения значений (усл. ед.) относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей Нюрольской мегавпадины. Показаны месторождения с залежами в нижнеюрском НГК. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Таблица 3. Районирование пласта Ю₁₆ нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумулятивных тогурских нефтей (* – ранжирование по степени перспективности)

Район*	Тектоническая приуроченность	Скважины, расположенные в районе (рис. 1)	Ресурсы, усл. ед.	Площадь, тыс. км ²
1.1	Северо-восточная часть Тамянского прогиба, восточная часть Игольско-Талового куполовидного поднятия, южный борт Кулан-Игайской впадины	На-3, Т-1, СА-1	110...130	2,90
1.2	Восточная часть Фестивального куполовидного поднятия, северный борт Тамрадской впадины	СФ-1, Фе-255	110...130	1,69
1.3	Восточная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины	За-50	110...130	0,34
2.1	Центральная и юго-восточная части Кулан-Игайской, южная часть Тамрадской впадин и зона их сочленения	ЮФ-1п	90...110	1,64
2.2	Западная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины	–	90...110	0,23
3	Юго-восточный борт Тамрадской впадины, Чузикско-Чижаянская мезоседловина и зона их сочленения	Там-1, Ку-141, Г-1п	70...110	0,35
4.1	Осевой прогиб	Фед-4	50...110	0,39
4.2	Зона сочленения южного борта Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали	–	50...110	0,23
5	Юго-восточный борт Нюрольской мегавпадины, Чузикско-Чижаянская мезоседловина	Нью-1	40...90	0,96

Результаты ранжирования районов (зон) пластов Ю₁₆ и Ю₁₅ по величине относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей, с учетом величины площадей зон, приведены в табл. 3 и 4.

Таблица 4. Районирование пласта Ю₁₅ нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины по плотности первично-аккумулятивных тогурских нефтей (* – ранжирование по степени перспективности)

Район*	Тектоническая приуроченность	Скважины, расположенные в районе (рис. 1, А)	Ресурсы, усл. ед.	Площадь, тыс. км ²
1.1	Северо-восточная часть Тамянского прогиба, восточная часть Игольско-Талового куполовидного поднятия, южный борт Кулан-Игайской впадины	На-3, Т-1, СА-1	110...130	3,67
1.2	Фестивальное куполовидное поднятие, северный борт Тамрадской впадины, южный склон Среднеасяганского мегавала	СФ-1, Фе-255, Т-1п	110...130	2,12
1.3	Зона сочленения восточной части северного вреза Нюрольской мегавпадины и юго-западного склона Среднеасяганского мегавала	За-50, ЮП-263	110...130	1,01
2.1	Центральная и юго-восточная части Кулан-Игайской, южная часть Тамрадской впадин и зона их сочленения	ЮФ-1п, Ча-1	90...110	2,22
2.2	Западная часть северного вреза Нюрольской мегавпадины	ЮЧ-337	90...110	0,77
3	Зона сочленения юго-восточного борта Нюрольской мегавпадины и Чузикско-Чижаянской мезоседловины	Там-1, Ку-141, Г-1п	70...110	0,87
4.1	Осевой прогиб, северо-западный склон Игольско-Талового куполовидного поднятия и зона их сочленения	Фед-4, Иг-2	50...110	1,45
4.2	Южная часть Тамянского прогиба	–	50...110	0,54
4.3	Зона сочленения южного борта Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали	СЮ-2	50...110	0,48
5	Юго-восточный борт Тамрадской впадины, Чузикско-Чижаянская мезоседловина и зона их сочленения	Нью-1, Ар-40	40...90	2,08
6.1	Лавровский мезовыступ	–	Менее 40	1,74
6.2	Зона сочленения северо-восточного борта Нюрольской мегавпадины и юго-западного склона Северовасяганского мегавала	–	Менее 40	0,41
6.3	Зона сочленения северо-западного борта Нюрольской мегавпадины и восточного склона Каймысовского свода	–	Менее 40	0,62

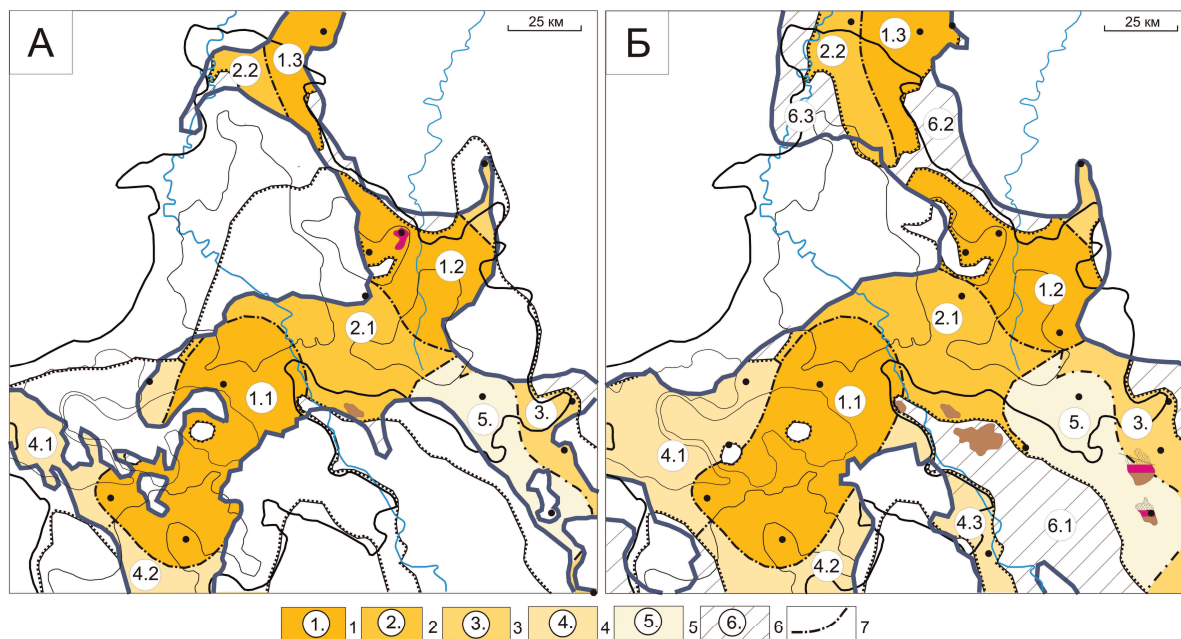


Рис. 5. Схемы районирования пластов Ю₁₆ (А) и Ю₁₅ (Б) нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины по относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей. 1–6 – районы (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1. – 110...130, 2. – 90...110, 3. – 70...110, 4. – 50...110, 5. – 40...90, 6. – менее 40; 7 – границы районов. Показаны месторождения: Майское, Северо-Фестивальное с залежами в Ю₁₆ (А) и Южно-Майское, Майское, Арчинское, Урманское, Среднемайское с залежами в Ю₁₅ (Б). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Закключение

Высокоперспективные районы нижнеюрского нефтегазоносного комплекса (пласты Ю₁₆ и Ю₁₅) прогнозируются в центральной части Нюрольской мегавпадины, выделяются на северном борту Тамрадской впадины и далее, на север, в восточной части северного вреза Нюрольской мегавпадины.

Совпадение зон максимальных расчетных значений относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей для обоих пластов значительно увеличивает перспективность этих земель и геолого-экономический интерес к ним. Такие участки можно рекомендовать как первоочередные при постановке поисков углеводородов в нижнеюрском НГК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
2. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
3. Гурари Ф.Г., Еханин А.Е. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизики. – 1987. – № 10. – С. 19–26.
4. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2011. – 331 с.
5. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратигра-

- фических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГТИМС, 2004. – 114 с.
6. Лифанов В.А., Насонова Н.В., Лапина Л.В. Особенности геологического строения базальных пластов Ю_{10–11} в западной части Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 4–11.
7. Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, С.А. Попов, А.Б. Хашитова // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 38–43.
8. Исаев В.И., Попов С.А., Хашитова А.Б. Очаги генерации и зоны аккумуляции баженовских нефтей центральной части Югорского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 315. – № 1. – С. 56–64.

Поступила 25.06.2013 г.

UDC 553.98:553.041:552.578:550.8.05

RECONSTRUCTION OF THERMAL HISTORY OF PETROMATERNAL TOGUR DEPOSITS AND ASSESSMENT OF DENSITY DISTRIBUTION OF J_{15} AND J_{16} LAYERS RESOURCES

Galina A. Lobova,

Cand Sc., Tomsk Polytechnic University,
Russia, 634050, Tomsk, Lenin Avenue, 30. E-mail: lobovaga@tpu.ru

Alena V. Vlasova,

Tomsk Polytechnic University,
Russia, 634050, Tomsk, Lenin Avenue, 30. E-mail: avv11@tpu.ru

Olga S. Isaeva,

Territorial Fund of geological information on Siberian Federal District,
Tomsk branch, Russia, 634034, Tomsk, Mokrushins street, 9, bldg 16.
E-mail: isaeva_sah@mail.ru

Valery I. Isaev,

Dr. Sc., Tomsk Polytechnic University,
Russia, 634050, Tomsk, Lenin Avenue, 30. E-mail: isaevvi@tpu.ru

The search of deposits of hydrocarbons in J_{16} and J_{15} layers of the Lower Jurassic oil-and-gas complex is current for expansion of resource base in the Nyurolsko-Koltogorsky oil-and-gas area.

The purpose of the study is to identify the perspective regions of the Lower Jurassic oil-and-gas complex in the distribution zone of J_{16} and J_{15} layers.

The research methods are the paleotemperature modeling based on solution of return and direct problems of geothermics under sedimentation conditions; mapping of paleocenters of oil intensive generation by geotemperature criterion.

The thermal history of Togur deposits within the Nyurolskaya megadepression and structures of its frame has been reconstructed. The paleocenters of Togur oil intensive generation were revealed and sketched on the card. The authors mapped the distribution of relative density of resources for primary accumulated Togur oils for the Lower Jurassic oil and gas complex (layers J_{16} and J_{15}). The authors carried out the reservoir zoning and suggested the primary search areas.

Key words:

Thermal history of the Togur deposits, Lower Jurassic oil and gas complex, density of resources of primary accumulated oils, the Nyurolskaya megadepression.

REFERENCES

1. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoyско-kaynozoyских otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits of the southeastern region of West Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
2. *Reshenie 5 Mezhdomstvennogo regionalnogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoyским otlozheniyam Zapadno-Sibirskoy ravniny* [The decision of the 5th meeting of the Interdepartmental Regional Stratigraphic Mesozoic sediments of the West Siberian Plain]. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., 1991. 54 p.
3. Gurari F.G., Ekhanin A.E. Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh zalezhey v nizhneyurskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity [Patterns of distribution of hydrocarbon deposits in the Lower Jurassic sediments of the West Siberian Plate]. *Russian Geology and Geophysics*, 1987, no. 10, pp. 19–26.
4. Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyских i paleozoyских otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin]. Novosibirsk, INGG SO RAN Publ., 2011. 331 p.
5. *Reshenie 6 Mezhdomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyских otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [The decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting to consider and adopt revised stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2004. 114 p.
6. Lifanov V.A., Nassonova N.V., Lapina L.V. Osobennosti geologicheskogo stroeniya bazalnykh plastov J_{10-11} v zapadnoy chasti Tomskoy oblasti [The geological structure of the basal layers of J_{10-11} in the western part of Tomsk region]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2011, no. 12. pp. 4–11.
7. Isaev V.I., Lobova G.A., Popov S.A., Hashitova A.B. Termicheskaya istoriya i ochagi generatsii nefci bazhenovskoy svity tsentralnoy chasti Yugorskogo svoda [Thermal history and oil generation pockets of Bazhenov suite the central part of arch Yugorski]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2008, vol. 313, no. 1, pp. 38–43.
8. Isaev V.I., Popov S.A., Hashitova A.B. Ochagi generatsii i zony akkumulyatsii bazhenovskikh neftey tsentralnoy chasti Yugorskogo svoda [Outbreaks of generation and accumulation zone of Bazhenov oil in central part of Yugra arch]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2008, vol. 315, no. 1, pp. 56–64.