

УДК 550.4: 552.578:571.762.12(571.1-12)

Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru, YanPA@ipgg.sbras.ru

ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НИЖНЕЮРСКОЙ ТОГУРСКОЙ СВИТЫ (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Приводятся результаты детальных геохимических исследований органического вещества нижнетоарских отложений, накопившихся в самостоятельных бассейнах седиментации – Верхнекетском, Усть-Тымском, Бакчарском, Нюрольском, Тегульдетском и Колтогорском.

Показано, что органическое вещество имеет смешанную природу при преобладающей роли высшей наземной растительности, причем соотношения между гумусовой (террагенной) и сапропелевой (аквагенной) составляющими изменяются как по разрезам скважин, так и по площади седиментационных бассейнов.

По результатам выполненных исследований нижнетоарские отложения восточных районов южной части Западной Сибири, в которых органическое вещество является незрелым - Верхнекетский и Тегульдетский бассейны отнесены к малоперспективным на нефть и газ. В западных районах нефтегенерационный потенциал тогурской свиты более высокий.

***Ключевые слова:** органическое вещество, углеводороды-биомаркеры, битумоид, нефть, ранний тоар, Западная Сибирь.*

Введение

Отложения раннего тоара, выделенные в 1960 г. Ф.Г. Гурами в разрезе скв. Колпашевская-2 как тогурская пачка [Решения..., 1961], всегда привлекали к себе внимание геологов-нефтяников. В 1964 г. А.Э. Конторович с соавторами впервые обратили внимание на глинистые образования тогурской пачки как на наиболее вероятный источник **интенсивной генерации** нефти для нижней-средней юры. Нефть с глубины 2870-2860 м содержит в составе дистиллята до 500°С: 53,78% метановых, 29,49% нафтеновых, 16,74% ароматических углеводородов (УВ). Асфальтово-смолистые компоненты составляют 4,61%. Главная особенность нефти – высокая концентрация твердых парафинов, достигающая, 30,88%. Нефтепроизводитель для рассматриваемой группы нефтей явилась толща, вероятно, богатая сапропелевым и гумусо-сапропелевым органическим веществом (ОВ). Данные петрографического изучения одного образца концентрата ОВ из аргиллитов тогурской пачки (свиты) позволили Г.М. Парпаровой отнести его к классу сапропелитов [Конторович, Стасова, Фомичев, 1964].

В 80-годах появились предложения о выделении в отдельных районах Западной Сибири нижнеюрских песчаников, экранированных тогурскими аргиллитами в

самостоятельный нефтегазоносный комплекс [Архипов 1984, Ясович, Мухер, Мясникова, 1987, Егорова, Тищенко, 1990, Гурари и др., 1990, Гурари и др., 2005]. В это же время в СНИИГГиМСе и его филиалах под руководством В.С. Суркова и Ф.Г. Гурари начались региональные исследования, направленные на поиски скоплений УВ в нижне-среднеюрских отложениях. Большинство сотрудников этого коллектива отстаивало точку зрения, согласно которой осадконакопление в ранне-среднеюрское время осуществлялось в морском, периодически опресняемом бассейне. Заметим, что максимальное количества публикаций коллектива пришлось на конец столетия [Сурков и др., 1995, Сурков и др., 1998, Казаков и др., 1999, Серебренникова и др., 1999, Сурков и др., 1999, Сурков и др., 1999a]. Близкая точка зрения в настоящее время разделяется рядом геологов как производственных, так и научных организаций [Тищенко, 2004, Гурари и др., 2005, Бостриков, Ларичев, Фомичев, 2011, Курчиков и др., 2012].

По мнению специалистов ИГНГ СО РАН на территории центральных и южных районов Западной Сибири в течение ранней юры на холмистой равнине располагались автономные осадочные бассейны, представляющие собой крупные пресноводные озера, часть из которых периодически сообщались с северными морями [Конторович и др., 1995a, Конторович и др., 1998, Конторович и др. 2013]

Весьма веским аргументом и мощным стимулятором поисков нефти в нижнеюрских континентальных отложениях являлась Талинская зона газонефтенакопления, которую многие исследователи пытались представить как эталон для выработки критериев прогноза гигантских скоплений УВ. В 1995 году вышел специальный выпуск журнала «Геология и геофизика», том 36, №6 (ответственные за выпуск А.Э. Конторович и Б.Дж. Катц), который был посвящён нефтегазоносности **неморских** отложений [Конторович и др., 1995a, 1995b]. Неожиданно оказалось, что нижнесреднеюрские проницаемые горизонты заполнены **морскими верхнеюрскими** (баженовского типа) нефтями! Аналогичная геологическая ситуация была установлена в Шаимском нефтегазоносном районе [Москвин и др., 2004]. В указанном районе проницаемые комплексы не только тюменской, но и абалакской свит, вогулкинской толщи и кровельной части доюрского комплекса также заполнены баженовской нефтью. На остальной территории Западной Сибири подобных флюидодинамических систем не зафиксировано.

На юге Западной Сибири в концепции поисков залежей УВ в нижнеюрских отложениях основная роль принадлежит:

- фильтрационно-емкостным возможностям толщ, контактирующих с кровлей и подошвой тогурской свиты – группам пластов Ю₁₆₋₁₇ урманской свиты, группам пластов

Ю₁₄₋₁₅ салатской, пешковской свит [Шурыгин и др., 1995]. Сюда же относятся ловушки из зон дезинтеграции палеозойских образований - НГГЗК;

- нефтегазогенерационному потенциалу самой тогурской свиты.

Для рассматриваемой территории наиболее полный геолого-геофизический материал собран и обработан на современном уровне В.А. Конторовичем [Конторович, 2002].

Материалы и результаты исследований

Коллективом сотрудников СНИИГГиМСа в 1988 году предложено выделить в раннесреднеюрском седиментационном бассейне Западной Сибири три крупные фациальные области, которые с севера на юг расположены следующим образом: на севере морская Ямало-Гыданская, далее переходная Обь-Тазовская и на юге самая крупная по площади континентальная Обь-Иртышская [Гурари и др., 1988]. На территории последней в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, по результатам сейсморазведочных работ и бурения 117 глубоких скважин В.А. Конторович выделил шесть геттанг-раннетоарских самостоятельных бассейнов осадконакопления [Конторович, 2002]. Перечислим их в порядке убывания размеров площадей – Верхнекетский, Усть-Тымский, Бакчарский, Нюрольский Тегульдетский и Колтогорский (рис. 1).

Исторически сложилось так, что следующий опорный разрез тогурской свиты изучен только через 35 лет в скв. Пономаревская 2 (Бакчарский бассейн).

Бакчарский бассейн. Результаты детальных литологических, палинологических и геохимических исследований отложений нижней юры в скв. Пономаревская 2 были опубликованы в 1995 г. [Конторович и др., 1995a]. Тогурская свита вскрыта в интервале 3038–3070 м. Концентрация $C_{орг}$ в глинистых породах (11 образцов) варьирует от 0,31 до 11,2 % при среднем 4,2 %. ОВ изотопно-легкое ($\delta^{13}C$ -29,08‰ ÷ -33,8‰), за исключением образца с глубины 3058,5м, где $\delta^{13}C$ = -27,6‰ и самое низкое значение $C_{орг}$ = 0,3 %. Величина отношения $Fe_{пир}/C_{орг}$ изменяются с 0,05 (пресноводная обстановка) до 0,1 (солонатоводная или морская). В аргиллитах в верхней (3038,9-3044 м) и нижней (3058,9-3060 м) частях свиты встречаются акритархи *Microhystridium*, редкие празинофиты *Leiosphaeridia* и разнообразные *Conchostraca* и чешуя рыб [Конторович и др, 1995a].

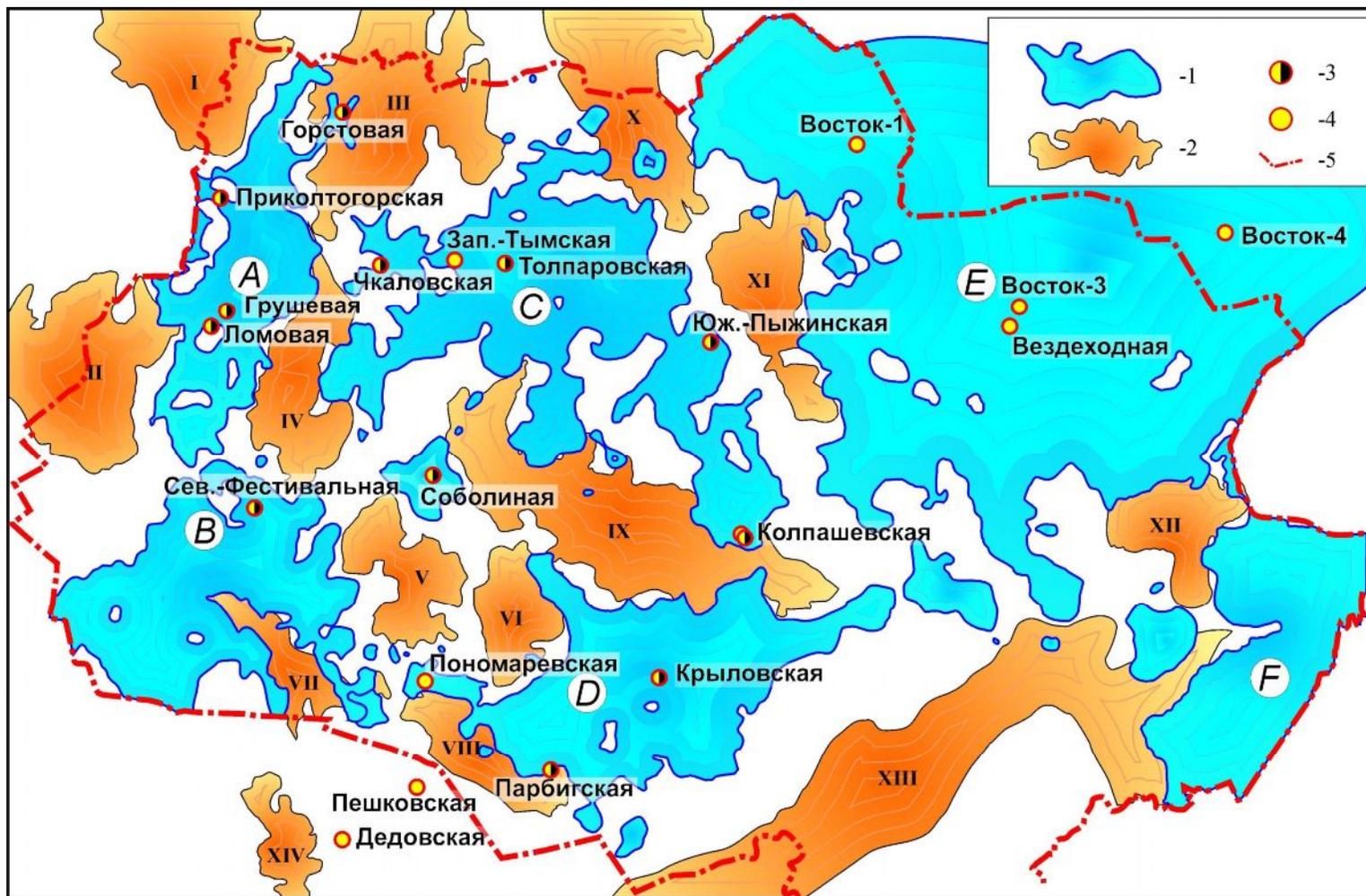


Рис. 1. Расположение областей накопления геттанг-нижнеоарских отложений на юге Западной Сибири

1 - обозначение геттанг-раннеоарских седиментационных бассейнов (А - Колтогорский, В - Нюрольский, С - Усть-Тымский, D - Бакчарский, E - Верхнекетский, F - Тегульдетский) [по Конторовичу В.А., 2002]; 2 - обозначение крупных положительных структур (I - Нижневартовский свод, II - Каймысовский свод, III - Александровский свод, IV - Среднеवासюганский мегавал, V - Пудинское мезоподняtie, VI - Горелоярское мезоподняtie, VII - Лавровский мезовал, VIII - Калгачский мезовыступ, IX - Парабельский мегавыступ, X - Пыль-Караминский мегавал, XII - Степановское мезоподняtie, XIII - Барабинско-Пихтовая мегамоноклиналь, XIV - Западно-Межовское куполовидное мезоподняtie) [по Конторовичу В.А., 2002]; 3 - скважины с притоками "тогурской" нефти; 4 - скважины с изученным керном тогурской свиты; 5 - граница Томской области.

Выход хлороформенного битумоида ($B_{\text{хл}}$) определен в 3 образцах и изменяется от 0,22 до 0,63 %. Для группового состава битумоидов характерно доминирование УВ - 62,9-76,4 % (рис. 2). Значение отношения насыщенные УВ к ароматическим равно 2,7-5,3. Смол в 8-12 раз больше, чем асфальтенов.

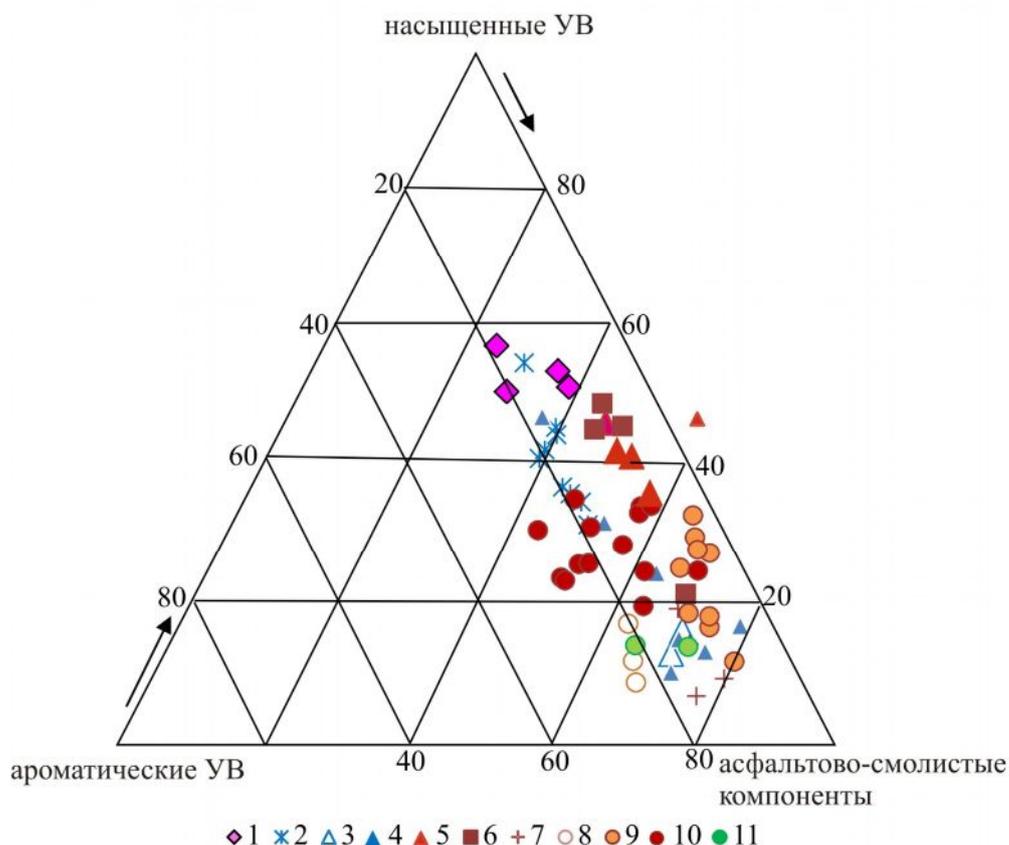


Рис. 2. Тригонограмма группового состава битумоидов

Тогурская свита (J_{1t}): Бакcharский бассейн: 1 - Пономаревская 2; Усть-Тымский бассейн: 2 - Колпашевская 10, 3 -Толпаровская 2, 4 -Западно-Тымская 1; 5 - Дедовская 2, 6 - Пешковская 13; Нюрольский бассейн: 7 - Северо-Фестивальная 2; Верхнекетский бассейн: 8 - Восток 1. Иланская свита (J_{1l}), Верхнекетский бассейн: 9 - Восток 3, 10 - Восток 4, 11 - Вездеходная 4.

Асфальтеновые компоненты были изучены в одном образце методом ЭПР спектроскопии (анализы ЭПР выполнены в Аналитическом центре ИГМ СО РАН Л.Г. Гилинской). Концентрация парамагнитных центров в асфальтенах равна $1,9 \times 10^{18}$ ПМЦ/ $\Gamma_{\text{асф.}}$, в асфальтогеновых кислотах - $0,85 \times 10^{18}$ ПМЦ/ $\Gamma_{\text{асф.}}$. Ширина линии равна в асфальтенах 0,5 мТ, в асфальтогеновых кислотах - 0,74 мТ, G-фактор - в асфальтеновых компонентах 2,0020 и 2,0028. Содержание четырехвалентного ванадия, входящего в комплекс порфиринов и указывающих на морской генезис ОВ, фиксируется в следовых количествах. Значения биомаркерных показателей (табл. 1, рис. 3-7), в совокупности с величиной изотопного состава углерода (ИСУ) свидетельствуют о **террагенно-аквагенном** типе рассеянного ОВ (РОВ) (по классификации Конторовича А.Э., 1977).

Степень катагенетической преобразованности ОВ свиты по данным А.Н. Фомина отвечает концу этапа МК₁ – началу МК₂: $R_{vt}^{\circ} = 0,65-0,75$ (стадии катагенеза по классификации Конторовича А.Э., 1976). Остаточный генерационный потенциал (водородный индекс HI) превышает 400 мг УВ/г C_{орг}.

Усть-Тымский бассейн. Западно-Тымская параметрическая скважина №1 пробурена в 2003 г. в зоне сочленения Усть-Тымской мегавпадины и Александровского свода на западном борту Мурассовского выступа в контуре крупной Западно-Тымской неантиклинальной ловушки. Тогурская свита вскрыта в интервале 3140-3178 м, практически полностью охарактеризована керновым материалом. Подробное описание результатов комплексного исследования керна свиты приводится в работах [Брылина, Брылина, 2005, Ян и др., 2006].

Ранее в этом же бассейне изучена геохимия ОВ тогурской свиты в скв. Колпашевская 10 и скв. Толпаровская 2. Данные по геохимии ОВ этих скважин не были опубликованы, поэтому приведем сравнительную характеристику ОВ перечисленных скважин.

ОВ в скв. Западно-Тымская-1 и скв. Толпаровская 2 по ИСУ более тяжелое, чем в скв. Колпашевская 10 ($\delta^{13}C$ -29,8 ÷ -27,6‰; -28,2 ÷ -26,2‰ против -33,8 ÷ -28,7‰). Значения отношения $Fe_{пир}/C_{орг}$ меньше 0,06, характерны для пород пресноводных водоемов. Содержание органического углерода в аргиллитах раннего тоара скв. Западно-Тымская 1 и скв. Толпаровская 2 в 64 % образцов меньше 0,5% на породу. Для них выход хлороформенного битумоида на породу в среднем равен 0,01%. В остальных образцах (36%) концентрация C_{орг} изменяется от 0,65 до 1,92% на породу и доля хлороформенного экстракта достигает 0,09% на породу. В скв. Колпашевская 10 из интервала 2865,9-2889,7 м средняя концентрация C_{орг} довольно высокая и по 18 образцам составляет 2,5 % при разбросе 1,5-5,6 %. Содержание битумоидов изменяется от 0,06 до 0,37% при среднем значении 0,18 %. Величина HI в разрезах скв. Западно-Тымская 1 и скв. Толпаровская 2 невысокая – 11-120 мгУВ/г C_{орг} при среднем 87 и 58 мг УВ/г C_{орг} соответственно. В скв. Колпашевская 10 она колеблется от 97 до 404 мг УВ/г C_{орг} при среднем значении 208 мг УВ/г C_{орг}.

В групповом составе битумоидов из скв. Западно-Тымская 1 и скв. Толпаровская 2 преобладают асфальто-смолистые компоненты (см. рис. 2). Доля УВ в среднем равна 34,03% и 28 % соответственно. Отношение насыщенных УВ к ароматическим изменяется в широких пределах - от 0,64 до 5,57. В групповом составе битумоидов из скв. Колпашевская 10, также как и для скв. Пономаревская 2, отмечается увеличение содержания УВ (50-71,6 %) при значении отношения насыщенные УВ к ароматическим равном 1,86÷3,87. Содержание смол превышает асфальтены в 2-8 раз.

Асфальтеновые компоненты были изучены методом ЭПР спектроскопии в 6 образцах из скв. Западно-Тымская 1. Концентрация парамагнитных центров в асфальтенах колеблется от 1,26 до $3,77 \times 10^{18}$ ПМЦ/ $\Gamma_{\text{асф.}}$, в асфальтогеновых кислотах равна $(0,51-0,56) \times 10^{18}$ ПМЦ/ $\Gamma_{\text{асф.}}$. Ширина линии равна в асфальтенах 0,52 -0,57 мТ, в асфальтогеновых кислотах варьирует от 0,55 до 0,61 мТ. G-фактор равен в асфальтеновых компонентах $2,0023 \div 2,0025$. Четырехвалентный ванадий не установлен.

Значения биомаркерных показателей (табл. 1, рис. 3-7) для скв Западно-Тымская характеризуют **террагенный** тип РОВ, в скв. Толпаровская 2 и скв. Колпашевская 10 - **аквагенно-террагенный**.

Следует обратить внимание, что в образце мелкозернистого песчаника из керна скв. Западно-Тымская 1 с глубины 3108,5 м (салатская свита, пласт Ю₁₅) при раскалывании ощущался запах нефти. В групповом составе хлороформенного экстракта из недробленного песчаника (0,04 % на породу) доминируют УВ – 70% (значение отношения насыщенных УВ к ароматическим = 2). Асфальтенов всего 6%. Выход хлороформенного битумоида после вторичной экстракции из песчаника, раздробленного до 0,25 мм равен 0,28 %. В его групповом составе концентрации УВ и асфальтенов сопоставимы (38,27 и 39,6% соответственно). Значения отношения насыщенных УВ к ароматическим = 1,4. По биомаркерным параметрам эти битумоиды близки (отношения: $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17} > 1$ (1,3-1,5), $\text{Pr}/\text{Ph} > 3,0$ (3,4-3,9), стеранов $\text{C}_{29}/\text{C}_{27} > 1$ (3,5-5,3), хейлантанов $2(\text{C}_{19} + \text{C}_{20}) / \Sigma \text{C}_i$ ($i = 23, 24, 25, 26$)) > 10 (12,5-14,5); концентрация хейлантанов $< 15\%$ (3,6-4,5), что свидетельствует о **террагенной** природе источника нефти (табл. 1, рис. 3-7).

Асфальтеновые компоненты хлороформенного экстракта изучены также методом ЭПР. Концентрация парамагнитных центров в асфальтенах равна $3,76 \times 10^{18}$ ПМЦ/ $\Gamma_{\text{асф.}}$, в асфальтогеновых кислотах равна $0,60 \times 10^{18}$ ПМЦ/ $\Gamma_{\text{асф.}}$. Ширина линии равна в асфальтеновых компонентах 0,59-0,60 мТ, G-фактор - $2,0023 \div 2,0025$. Четырехвалентного ванадия не обнаружено.

Колтогорский бассейн. По сейсмическим данным [Конторович, 2002] тогурская свита залегает на глубинах 2920 м (западный борт) и 3040 м – восточный борт. В пределах бассейна пробурено 17 скважин, вскрывших нижнеюрские отложения. ОВ пород базальных горизонтов юры находится на этапе МК₂ [Конторович и др., 2009, Фомин, 2011]. Объем геохимических исследований ОВ свиты не значителен.

Таблица 1

Основные показатели состава углеводородов-биомаркеров в насыщенной фракции битумоидов

Седиментационный бассейн	Скважина	Интервалы глубин (м), в которых изучено ОБ	Свита	Пристан / фитан	Генетические параметры				Показатели зрелости ОБ	
					н-С ₂₇ /н-С ₁₇	стераны C ₂₉ к C ₂₇ ***	Трициклические терпаны		CPI*	Ts/Tm
							В % от суммы терпанов	ТЦИ**		
Бакчарский	Пономаревская-2	3038-3067	тогурская	1,42(2) / (1,11-1,72) *****	1,52(2) / (0,69-2,35)	1,14(2) / (0,96-1,24)	9,40(2) / (8,37-10,31)	1,15(2) / (0,25-1,63)	0,95(2) / (0,94-0,95)	3,74(2) / (2,07-5,13)
Усть-Тымский	Западно-Тымская-1, Колпашевская-10, Толпаровская-2	3140,2-3171,0 2887,4-2889,7 3170,5-3184,5		2,01(20) / (0,88-2,94)	1,64(20) / (0,19-12,43)	1,67(20) / (0,90-5,02)	14,05(20) / (6,58-27,43)	3,20(20) / (0,20-11,74)	1,16(20) / (1,08-1,22)	1,49(20) / (0,11-5,54)
	Западно-Тымская-1	3108,5*****	салатская	3,94	1,32	3,50	3,58	12,53	1,10	0,32
	Западно-Тымская-1	3108,5		3,36	1,52	5,34	4,82	14,54	1,11	0,30
Верхнекетский	Восток-1	2746,11-2748,85	тогурская	1,98(3) / (1,57-2,34)	1,93(3) / (1,12-2,86)	4,58(3) / (2,88-6,01)	9,29(3) / (8,31-10,60)	1,75(3) / (0,91-2,77)	2,05(3) / (1,93-2,11)	0,39(3) / (0,21-0,75)
	Вездеходная-4, Восток-3, Восток-4	3051,0-3061,2 3260,63-3221,56 2188,33- 2209,35	иланская	1,57(25) / (0,87-2,93)	1,12(25) / (0,18-3,44)	2,88(25) / (1,22-6,80)	10,60(25) / (2,48-27,29)	1,54(25) / (0,89-3,24)	1,93(25) / (1,27-2,87)	0,29(25) / (0,02-0,99)
Нюрольский	Северо-Фестивальная-2	3192,5-3218	тогурская	1,51(4) / (1,13-2,02)	6,28(4) / (1,96-15,23)	1,47(4) / (1,03-1,96)	0,56(4) / (0,09-1,47)	16,63(4) / (12,37-22,59)	1,36(4) / (1,10-1,97)	0,62(4) / (0,32-0,84)
-	Дедовская-2, Пешковская-13	3026,5-3032 3009,2-3029	тогурская	1,69(8) / (1,14-2,73)	1,46(8) / (1,01-2,10)	0,95(8) / (0,82-1,13)	0,89(8) / (0,56-1,47)	18,54(8) / (7,29-37,21)	1,19(8) / (1,09-1,33)	1,30(8) / (0,34-2,42)

* - $CPI = ((C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33}) / (C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32}+C_{34}) + (C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}) / (C_{24}+C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32})) / 2$ [Peters, Moldowan, 1993]

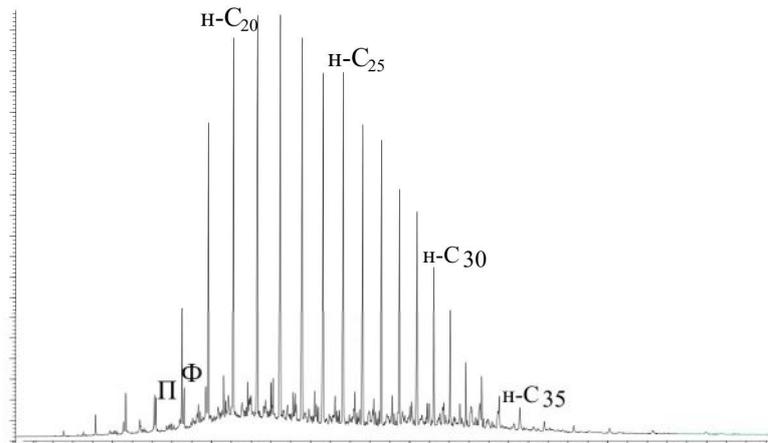
** - $TЦИ = 2*(C_{19}+C_{20}) / \Sigma C_{23-26}$ (ТЦИ > 1 - террагенное ОБ, ТЦИ < 1 - аквагенное ОБ [Конторович, 2004, Конторович и др., 2009a])

*** $C_{29}/C_{27} > 1$ - террагенное ОБ, $C_{29}/C_{27} < 1$ - аквагенное ОБ [Peters, Moldowan, 1993, Западно-Сибирский..., 1994, Конторович, 2004]

**** - экстракт из недробленной породы

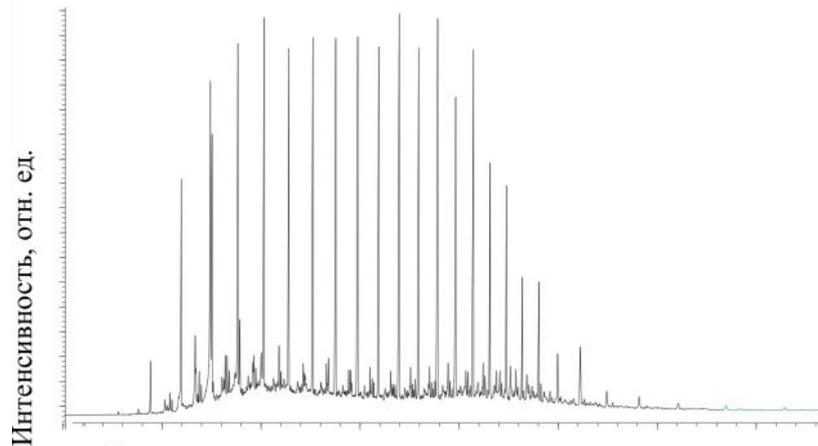
***** - 2,01(20) / (0,88-2,94) - в числителе - среднее значение, в скобках - количество образцов, в знаменателе - разброс значений

скв. Толпаровская 2, J₁, тогурская свита,
глубина 3170,5 м, аргиллит



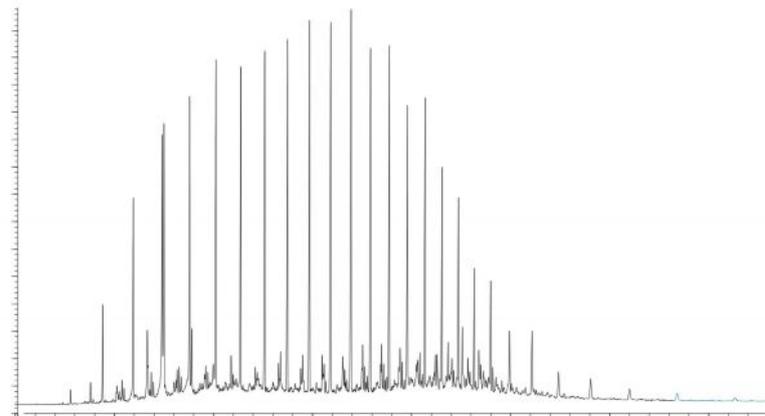
Время удерживания, мин

скв. Западно-Тымская 1, J₁, тогурская свита,
глубина 3140,5 м, аргиллит



Время удерживания, мин

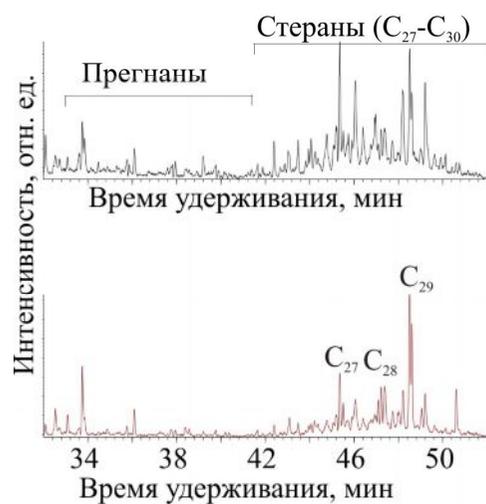
скв. Западно-Тымская 1, J₁, салатская свита,
глубина 3108,5 м, нефтид



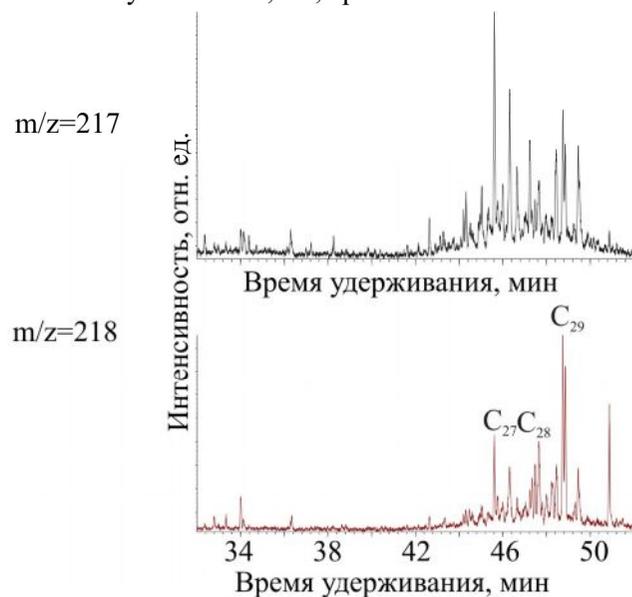
Время удерживания, мин

Рис. 3. Типовые хроматограммы насыщенной фракции битумоидов

скв. Толпаровская 2, J₁, тогурская свита,
глубина 3170,5 м, аргиллит



скв. Западно-Тымская 1, J₁, тогурская свита,
глубина 3140,5 м, аргиллит



скв. Западно-Тымская 1, J₁, салатская свита,
глубина 3108,5 м, нефтид

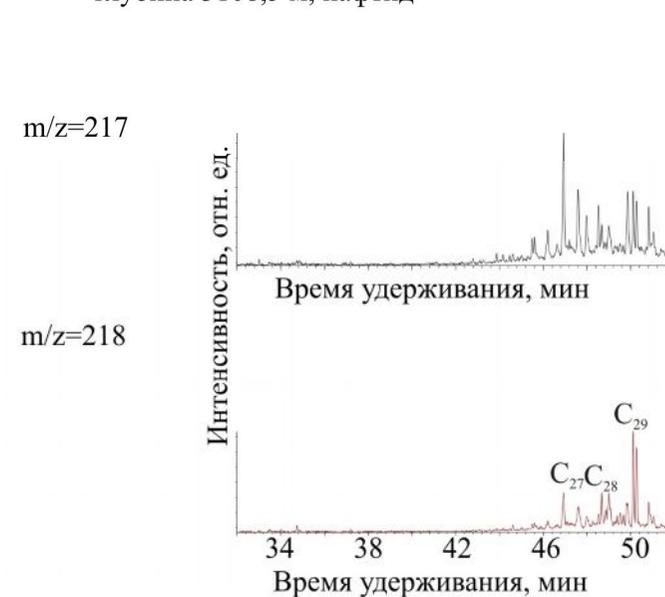


Рис. 4. Типовые хромото-масс-фрагментограммы стеранов (m/z=217, 218) насыщенной фракции битумоидов

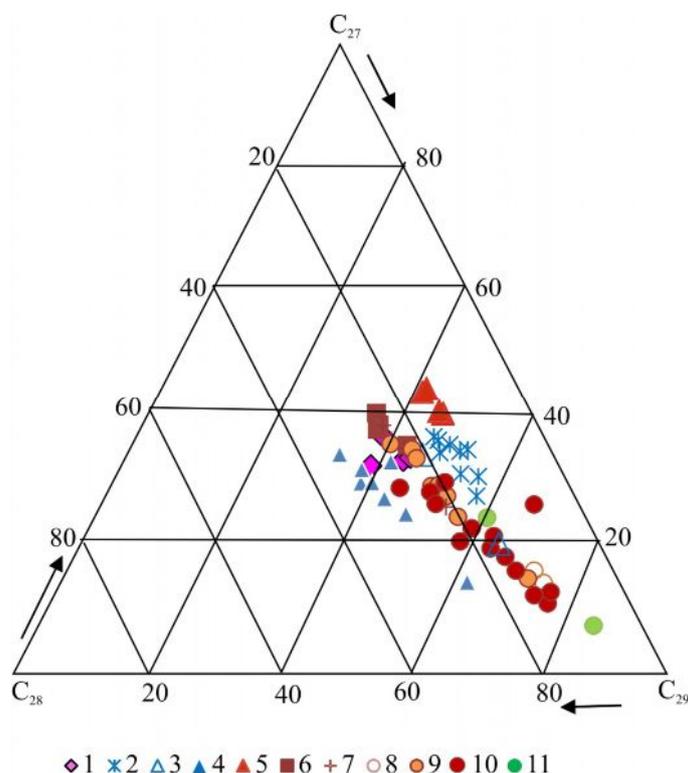


Рис. 5. Тригонограмма распределения стеранов насыщенной фракции битумоидов

Тогурская свита (J_{1t}): Бакчарский бассейн: 1 - Пономаревская 2; Усть-Тымский бассейн: 2 - Колпашевская 10, 3 - Толпаровская 2, 4 - Западно-Тымская 1; 5 - Дедовская 2, 6 - Пешковская 13; Нюрольский бассейн: 7 - Северо-Фестивальная 2; Верхнекетский бассейн: 8 - Восток 1. Иланская свита (J_{1t}), Верхнекетский бассейн: 9 - Восток 3, 10 - Восток 4, 11 - Вездеходная 4.

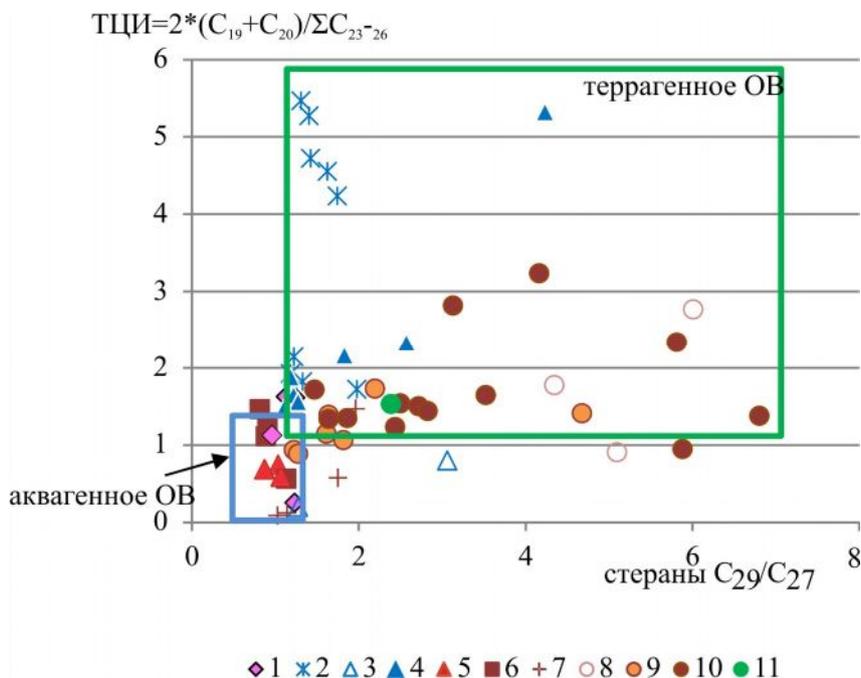
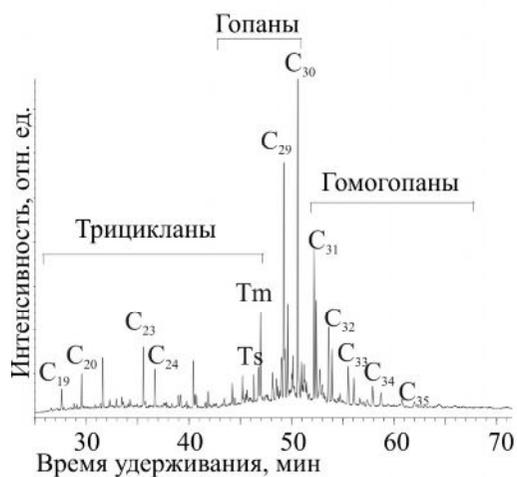


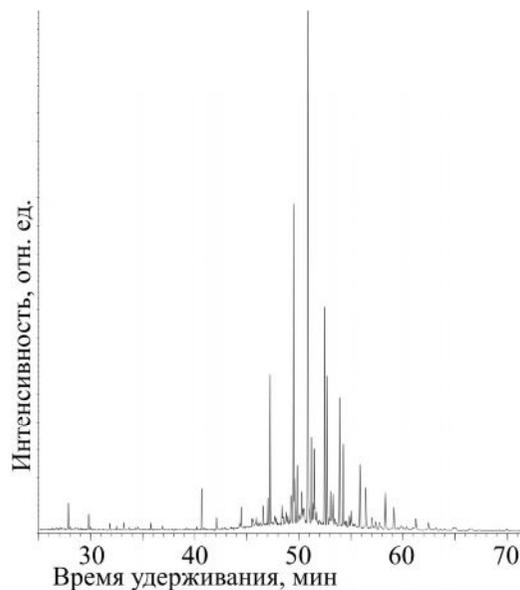
Рис. 6. Зависимость трициклового индекса от стеранового в насыщенной фракции битумоидов

Тогурская свита (J_{1t}): Бакчарский бассейн: 1 - Пономаревская 2; Усть-Тымский бассейн: 2 - Колпашевская 10, 3 - Толпаровская 2, 4 - Западно-Тымская 1; 5 - Дедовская 2, 6 - Пешковская 13; Нюрольский бассейн: 7 - Северо-Фестивальная 2; Верхнекетский бассейн: 8 - Восток 1. Иланская свита (J_{1t}), Верхнекетский бассейн: 9 - Восток 3, 10 - Восток 4, 11 - Вездеходная 4.

скв. Толпаровская 2, J₁, тогурская свита,
глубина 3170,5 м, аргиллит



скв. Западно-Тымская 1, J₁, тогурская свита,
глубина 3140,5 м, аргиллит



скв. Западно-Тымская 1, J₁, салатская свита,
глубина 3108,5 м, нефтид

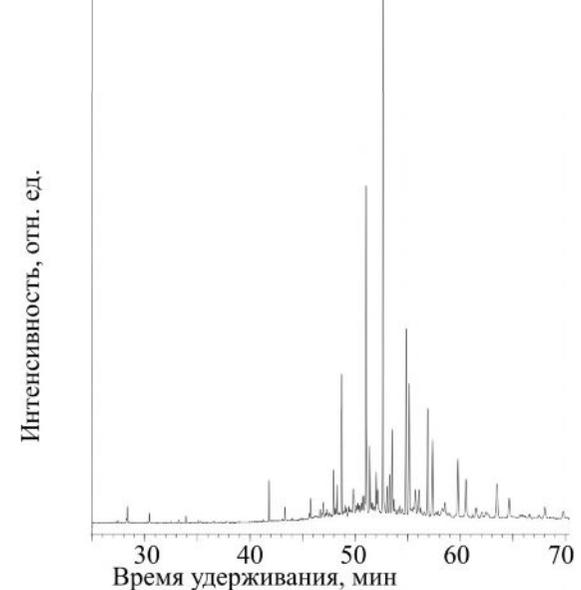


Рис. 7. Типовые хромато-масс-фрагментограммы терпанов ($m/z=191$) насыщенной фракции битумоидов

Нюрольский бассейн. В пределах бассейна отложения раннего тоара вскрыты в 67 скважинах. В нашем распоряжении имеются геохимические данные по скв. Северо-Фестивальная 2.

ОВ в скв. Северо-Фестивальная 2 изотопно тяжелое ($\delta^{13}\text{C} = -29\div-27,3\text{‰}$). Значения отношения $\text{Fe}_{\text{пир}}/\text{C}_{\text{орг}}$ меньше 0,06, характерны для пород пресноводных водоемов. В скв. Северо-Фестивальная 2 концентрация $\text{C}_{\text{орг}}$ на глубинах 3183-3239 м изменяется в широких пределах 0,3-5,5, при среднем 1,5%, выход хлороформенного битумоида от 0,01 до 0,1%, водородный индекс - $15\div119$ при среднем 44 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$. Степень преобразования ОВ пород в базальных горизонтах юры соответствует грациям $\text{MK}_1^2\text{-MK}_2$ [Фомин, 2011].

В битумоидах скв. Северо-Фестивальная 2 преобладают асфальтово-смолистые компоненты - 80,97%.

Величины биомаркерных параметров в скв. Северо-Фестивальная 2 соответствуют **аквагенно-террагенному типу ОВ** (см. табл. 1, рис. 3-7).

Тогурская свита вскрыта также скв. Пешковская 13 и скв. Дедовская 2, которые расположены юго-западнее Бакчарского бассейна между Калгачским мезовыступом и Западно-Межовским куполовидным мезоподнятием (см. рис. 1). ОВ тогурской свиты из скв. Пешковская 13 изотопно более легкое, чем из скв. Дедовская 2 ($-30,8\div-30,1\text{‰}$ против $-26\div-24,6\text{‰}$). Невысокими концентрациями $\text{C}_{\text{орг}}$ (0,2-1%, при среднем 0,6%) и $\text{B}_{\text{хл}}$ (0,02-0,09%) характеризуются раннеоарские отложения в скв. Пешковская 13 в интервале 3007-3029 м. Среднее значение остаточного генерационного потенциала низкое и равно 74 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$. Повышенные значения ($\text{C}_{\text{орг}}$ 0,7-1%) и $\text{B}_{\text{хл}}$ (0,09%) отмечаются в интервале 3020-3027,5 м, величина HI до 154 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$. Примерно на этом же уровне 3024,5-3029,3 м в скв. Дедовская 2 также отмечены повышенные значения $\text{C}_{\text{орг}}$ 2,33-2,61% и $\text{B}_{\text{хл}}$ 0,12-0,2%, величины HI – $155\div436$ мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$. В битумоидах из скв. Пешковская 13 и скв. Дедовская 2 преобладают УВ (51,3-57%) (см. рис. 2). Ниже по разрезу в скв. Пешковская 13 (с глубины 3018 м) и скв. Дедовская 2 (с глубины 3026,5 м) преобладают асфальтово-смолистые компоненты - 80,97%.

Величины биомаркерных параметров в этих скважинах также разнятся (см. табл. 1, рис. 3-7). Для скв. Пешковская 13 они соответствуют **преимущественно аквагенному типу РОВ**, в скв. Дедовская 2 - **аквагенно-террагенному**.

Асфальтеновые компоненты были изучены методом ЭПР спектроскопии из скв. Дедовская 2 (4 обр.) и скв. Пешковская 13 (3 обр.). Концентрация парамагнитных центров в асфальтенах колеблется от $(1,08-1,37)\times 10^{18}$ в скв. Пешковская 13 до $(2,26-2,67)\times 10^{18}$ ПМЦ/г_{асф} в скв. Дедовская 2, в асфальтогеновых кислотах - от $(0,16-0,53)\times 10^{18}$ в скв. Дедовская 2 до $(0,51-0,85)\times 10^{18}$ ПМЦ/г_{асф}. Ширина линии равна в асфальтенах 0,52-

0,57 mT, в асфальтогеновых кислотах варьирует от 0,59 до 0,72 mT. G-фактор изменяется в асфальтогеновых компонентах от 2,0026 до 2,0036. Содержание четырехвалентного ванадия фиксируется в следовых количествах.

В *Верхнекетском бассейне* с запада на восток происходит фаціальное замещение тогурской свиты на иланскую [Решения..., 2004]. В скв. Восток 1 детально изучена тогурская свита, которая, по результатам исследования литологов ИНГГ СО РАН [Вакуленко и др. 2010], имеет «несколько отличный от классического «опесчаненный» разрез». В скв. Вездеходная 4, скв. Восток 3 и скв. Восток 4 вскрыт аналог тогурской свиты - иланская.

В скв. Вездеходная 4 на глубинах 3057-3058,7 установлен палинокомплекс верхних слоев палинозоны *Tripartina variabilis* (J_{1t_1}) и пресноводный микрофитопланктон: *Ovoidites* spp., *Schizosporis limbatus* (заключение В.И. Ильиной).

Аргиллиты и алевролиты скв. Вездеходной 4 в среднем содержат 0,75% на породу $C_{орг}$ и 0,02% на породу хлороформенного битумоида. ОВ накапливалось в пресноводной обстановке (отношение $Fe_{пир}/C_{орг}$ равно 0,01-0,04) и генетически связано с высшей наземной растительностью, о чем также свидетельствуют значения ИСУ - $\delta^{13}C$ изменяется от -26,6 до -25,7‰, величина отношения $n-C_{27}/n-C_{17}$ большая = 2,8.

В статье В.П. Даниловой с соавторами [Данилова и др., 1999] было отмечено, что несмотря на значительные глубины – 3021-3063м, ОВ иланской свиты является незрелым (R^0 -0,56, $(H/C)_{ат}$ керогена = 0,8-0,86, $CPI = 1,5-1,7$) и ее генерационный потенциал ($HI = 140-145$ мг УВ/г $C_{орг}$) не был реализован. Заметим, детально это интересное и важное для теории нефтеобразования явление позднее было изучено на других объектах – абалакской свите и нижневасюганской подсвите Западной Сибири [Конторович и др., 2000].

Параметрические скв. Восток 1, скв. Восток 3 и скв. Восток 4 пробурены в 2004-2006 гг. в рамках «Программы региональных работ по изучению перспектив нефтегазоносности палеозоя в междуречье Енисея и Оби» (рук. академик А.Э. Конторович) [Конторович и др., 2009б]. Концентрация ОВ в разрезах скв. Восток 1, скв. Восток 3 и скв. Восток 4 изменяется следующим образом: максимальные значения $C_{орг}$ зафиксированы в скв. Восток 4 (интервал 2201,2-2199,7 м) – 2,0-8,0%, минимальные - 0,14-0,4% в скв. Восток 3 - интервал (3225,3-3260 м) и средние значения 0,9%, в скв. Восток 1 (интервал 2744,2-2748,8 м).

Исследования ОВ пиролитическим методом показали, что значения водородного индекса изменяются от 38 мг УВ/г $C_{орг}$ в скв. Восток 3 до 377 мг УВ/г $C_{орг}$ в скв. Восток 4 [Конторович и др., 2009б].

В образцах, обогащенных органическим углеродом, получен выход хлороформенного битумоида $\geq 0,03$ % на породу. В остальных образцах концентрация хлороформенного

экстракта изменяется от 0,002 до 0,025 %. В групповом составе битумоидов преобладают асфальтово-смолистые компоненты (до 80%) (см. рис. 2). Значения отношения смол к асфальтовым компонентам изменяются в широких пределах от 0,7 до 16,7. Концентрация УВ в битумоидах варьирует от 20 до 48% на битумоид (отношение насыщенные УВ к ароматическим больше 0,5). В групповом составе битумоидов скв. Восток 4 из интервалов обогащенных ОБ ($C_{орг} > 1$) УВ находятся в повышенных и доминирующих концентрациях – от 48,3 до 56,8% на битумоид. Среди них преобладают, как правило, насыщенные УВ (значения отношения насыщенные УВ к ароматическим варьирует от 0,97 до 2,1). Содержание смол изменяется от 40,8 до 47,7% на битумоид. В их составе спиртобензольных смол в 2,5 раза больше бензольных. Концентрация асфальтовых компонентов не превышает 4,5% на битумоид. Значение отношения смолы к асфальтенам изменяется от 11,3 до 16,8.

Хромато-масс-спектральным и газохроматографическими методами изучены фракции насыщенных УВ. В них идентифицированы н-алканы состава C_{10} – C_{37} , изопреноиды – C_{13} – C_{25} , циклические УВ-биомаркеры стеранового (C_{21} – C_{22} и C_{27} – C_{30}) и терпанового (C_{19} – C_{35}) рядов (см. табл.1, рис. 3-7). Для пород с $C_{орг} > 0,5\%$ первый пик приходится на C_{16} – C_{18} (2,6–7,1% от суммы н-алканов), при этом в максимальной концентрации находятся нечетные н-алканы C_{23} , C_{25} , C_{27} , C_{29} (5,1–17,8% от суммы н-алканов) отношение н-алканов C_{27}/C_{17} равно 1,3. В остальных битумоидах отмечается преобладание н-алканов C_{16} – C_{18} (7,1–22,2% от суммы н-алканов), а содержание УВ C_{25} , C_{27} , C_{29} варьирует от 3,1 до 10,8% от суммы н-алканов. Значение отношения н-алканов C_{27}/C_{17} изменяется от 0,2 до 1,1. Коэффициент CPI во всех битумоидах больше 1,5. В составе изопреноидов в большинстве образцов преобладает пристан (до 58,6% от суммы изопреноидов). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) варьирует довольно широко (0,7–4,3) от восстановительных до окислительных обстановок. Соотношение суммы концентраций нормальных и изопреноидных алканов изменяется от 5,0 до 22,6.

Обратим внимание, что впервые в **раннеарских отложениях** скв Восток 3 обнаружены УВ гомологического ряда **2,7-диметилалканов** с преобладанием молекул с четными атомами углерода (см. рис. 3).

Среди стеранов преобладают (до 81,7% от суммы стеранов C_{27} – C_{30}) этилхолестаны (C_{29}) (см. рис. 4-5). Концентрация стеранов C_{27} и C_{28} укладываются в интервал значений 7,0–35,5% от суммы стеранов C_{27} – C_{30} . На C_{30} приходится не более 10% от суммы стеранов C_{27} – C_{30} . Значения отношения стеранов C_{29} к C_{27} изменяются от 1,05 до 8,2. Для УВ C_{28} – C_{30} стеранового ряда отмечается преобладание среди изомеров $\alpha\alpha$ структур (до 69,9% от суммы изомеров).

В составе терпанов содержание гопанов изменяется от 51,3 до 77,1%, моретанов – от 6,3 до 35,9%, трицикланов – от 3,5 до 34,3% от суммы терпанов (см. рис. 6). Среди гопанов и моретанов в максимальной концентрации находится УВ C₃₀ (до 49,2% от суммы гопанов и до 52,0% от суммы моретанов). В составе трицикланов преобладают углеводороды C₂₈-C₃₁ – от 15,4 до 90,1% от суммы трицикланов. Содержание низкомолекулярных трицикланов C₁₉-C₂₀ изменяется от 1,2 до 25,1% от суммы трицикланов. На УВ C₂₃-C₂₆ приходится 2,6-40,8% от суммы трицикланов. Трициклановый индекс $(2(C_{19}+C_{20}) / \sum C_i; I = 23, 24, 25, 26)$ варьирует от 0,7 до 6,0 (см. рис. 6). Изотопный состав углерода РОВ изменяется от $\delta^{13}C$ -24,10 до -28,4‰.

Анализ полученных результатов показал, что для большинства образцов значения биомаркерных параметров свидетельствуют о существенном преобладании в составе РОВ **террагенных** компонентов (см. табл. 1, рис. 3-7). По результатам палинологических исследований иланская свита в скв. Восток 4 – это прибрежные мелководно-морские образования [Горячева, 2011].

Низкую степень преобразованности битумоидов ОВ отражается в преобладании нечетных нормальных алканов над четными (CPI > 2), повышенной концентрации биостеранов в насыщенной фракции, низкими значениями Ts/Tm < 1, наличие биогопанов (см. табл. 1, рис. 3, 4, 7). Отражательная способность витринита керогена по данным А.Н. Фомина варьирует в пределах 0,64-0,71, что соответствует подэтапам МК₁¹-МК₁².

Тегульдетский бассейн изучен только сейсморазведкой.

Заключение

Итак, по результатам проведенных геохимических исследований установлено, что РОВ пород тогурской свиты имеет смешанную природу при преобладающей роли высшей наземной растительности, причем соотношения между гумусовой (террагенной) и сапропелевой (аквагенной) составляющими изменяются как по разрезам скважин, так и по площади геттанг-раннетоарских седиментационных бассейнов.

В Бакчарском бассейне (см. табл. 1, рис. 3-7) распространено в основном **террагенно-аквагенное** РОВ. Последнее находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) и характеризуется значениями водородного индекса (HI) более 400 мг УВ/г C_{орг}.

В Усть-Тымском бассейне (см. табл. 1, рис. 3-7) в скв. Западно-Тымская 1 РОВ относится к **террагенному** типу, в скв. Толпаровская 2 и скв. Колпашевская 10 – **аквагенно-террагенному**. РОВ находится в ГЗН. Величина водородного индекса в скв. Западно-Тымская 1 и скв. Толпаровская 2 более чем в 2 раза меньше, чем в скв. Колпашевская 10 (в среднем 87 и 58 против 208 мг УВ/г C_{орг}).

В Нюрольском бассейне в скв. Северо-Фестивальная 2 **аквагенно-террагенное ОВ**. ОВ находится в ГЗН. Величина HI не превышает 154 мг УВ/г C_{орг}.

В скв. Пешковская 13 присутствует РОВ преимущественно аквагенного типа, а в скв. Дедовская 2 - **аквагенно-террагенное ОВ**. ОВ находится в ГЗН. Величина НИ максимальна в скв. Дедовская 2 до 436мг УВ/г $C_{орг}$, а в скв. Пешковская 13, не превышает 154 мг УВ/г $C_{орг}$.

В Верхнекетском бассейне (скв. Восток 1, скв. Восток 3, скв. Восток 4 и скв. Вездеходная 4) в РОВ доминируют террагенные компоненты. ОВ характеризуется низкой степенью катагенеза и значительным разбросом значений водородного индекса: 38-377 мг УВ/г $C_{орг}$.

Итак, по результатам проведенных геохимических исследований установлено, что ОВ нижнетюменских отложений восточных районов юга Западной Сибири является незрелым, в его составе существенно преобладает террагенные компоненты. Все это значительно снижает нефтегенерационную способность РОВ. В западных районах распространено РОВ смешанного (террагенно-аквагенного и аквагенно-террагенного типов) поэтому нефтегенерационный потенциал РОВ несколько выше.

Литература

Архипов С.В. Палеогеоморфология и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений центральной части Западной Сибири // Палеогеоморфология Западной Сибири в фанерозое. – Сборник научных трудов. – Ред. Ясович Г.С. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. – Вып. 189. - С. 68-74.

Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т. 6. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf

Брылина А.В., Брылина Н.А. Использование результатов геохимических исследований ядра Сибири: Западно-Тымской параметрической скважины №1 для решения вопросов генезиса юрско-меловых отложений // Материалы межрегиональной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК» - Томск: ТПУ, 2005. - С. 55-59.

Вакуленко Л.Г., Аксенова Т.П., Ельцов И.С., Замирайлова А.Г., Ян П.А. Литолого-фациальная характеристика юрских отложений южной части Предьенейской субпровинции Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2010. - Т. 51. - № 4. - С. 425-436.

Горячева А.А. Палинотратиграфия ниже-среднеюрских отложений в разрезе скважины Восток 4 (юго-восток Западной Сибири) // Стратигр. геол. корреляция. - 2011. - Т. 19. - № 3. - С. 27-47.

Гурари Ф.Г., Будников И.В., Девятков В.П., Еханин А.Е., Казаков А.М., Москвин В.И. Стратиграфия и палеогеография ранней и средней юры Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. - Новосибирск: СНИИГГИМС, 1988. - С. 60-75.

Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Мозучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова П.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней и средней юры Западно-Сибирской провинции. - Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.

Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Еханин А.Е., Казаков А.М., Смирнов Л.В. Нефтегазоносные комплексы нижней-средней юры Западной Сибири // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. - Новосибирск: СНИИГГИМС, 1990. - С. 3-8.

Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н., Махнева Е.Н. Геохимия мезозойских отложений востока Томской области // Геология нефти и газа. - 1998. - №8. - С. 33-43.

Егорова Л.И., Тищенко Г.И. Строение триас-нижнеюрских отложений Томской области // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. – Сборник научных трудов. – Ред. Гурари Ф.Г., Сурков В.С. - Новосибирск: СНИИГГИМС, 1990. - С. 18-27.

Западно-Сибирский бассейн // Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. - Вып.2. - Гл. ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск, 1994. - 201с.

Казаков А.М., Серебренникова О.В., Девятков В.П., Букреева В.П., Красноярова Н.А. Особенности формирования и геохимия органического вещества нижнетюрских отложений (тогурская свита) на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. - № 6. - С. 5-16.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. Труды СНИИГГИМС. - Вып. 229 - М.: Недра, 1976. - 250 с.

Конторович А.Э. Исторический подход при количественной оценке перспектив нефтегазоносности // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Труды СНИИГГИМС, Вып. 250. - Новосибирск: СНИИГГИМС, 1977. - С. 46-57.

Конторович А.Э. Эволюция нефтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика. - 2004. - Т. 45. - № 7. - С. 784-802.

Конторович А.Э., Андрусевич В.Е., Афанасьев С.А., Вакуленко Л.Г., Данилова В.П., Злобина О.Н., Ильина В.И., Левчук М.А., Казанский Ю.П., Казарбин В.В., Карогодин Ю.Н., Москвин В.И., Меленевский В.Н., Солотчина Э.П., Фомин А.Н., Шурыгин Б.Н. Геология и

условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтегазонакопления в континентальных отложениях нижней юры (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1995б. - Т. 36. - №6. - С. 5-28.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Егорова Л.И., Конторович В.А., Иванов И.А., Мангазеев В.П., Москвин В.И., Меленевский В.Н., Костырева Е.А., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. Геолого-геохимические критерии прогноза нефтегазоносности нижнеюрских аллювиально-озерных отложений Западно-Сибирского бассейна // Докл. РАН. – 1998. - Т. 358. - №6. - С. 799-802.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Гилинская Л.Г., Левчук М.А., Москвин В.И., Фомин А.Н., Юдина Н.Т. Органическая геохимия абалакской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна// Геология и геофизика. - 2000 - Т. 41. - №4. - С. 459-478.

Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И., Андрусевич В.Е., Борисова Л.С., Данилова В.П., Казанский Ю.П., Меленевский В.Н., Солотчина Э.П., Шурыгин Б.Н. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирская плита) // Геология и геофизика. – 1995а. - Т. 36. - №6. - С. 110-126.

Конторович А.Э., Каширцев В.А., Данилова В.П., Костырева Е.А., Ким Н.С., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Парфенова Т.М., Тимошина И.Д., Фомин А.Н., Фурсенко Е.А. Молекулы-биомаркеры в ископаемом органическом веществе и нафтидах докембрийских и фанерозойских пород. - СПб.: ВНИГРИ, 2009а. - 108 с.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. - 2013. - Т.54. - №8. - С.972-1012.

Конторович А.Э., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н. Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойских отложений юго-востока Западной Сибири (по результатам бурения скважин Восток -1,3,4) // Геология нефти и газа. - 2009. - №1. - С. 4-12.

Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазоносных районов Сибири. – Сборник научных трудов. – Ред. Микуцкий С.П., Острый Г.Б. - Новосибирск, 1964. – Вып. 32. - С. 27-39.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. - Т. 50. - № 11. - С. 1191-1200.

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Кислухин В.И., Недосекин А.С., Храмова А.В. Литолого-фациальная характеристика ранне-среднеюрских отложений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2012. - № 3. - С. 4-14.

Москвин В.И. Данилова В.П. Костырева Е.А. Левчук М.А. Парфенова Т.М. Моисеева Н.В. Иванова Е.Н. Фомин А.Н. Источники нефти в залежах Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2004. - Т. 45. - №6. - С. 730-741.

Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. (Новосибирск, 15-20 февраля 1960). - Л., 1961. - 465 с.

Серебренникова С.В., Казаков А.М., Девятков В.П., Буркова В.Н., Красноярова Н.А., Сапьяник В.В. Смирнов Л.В. Тогурская свита (нижний тоар) на юго-востоке Западно-Сибирской плиты - палеогеография, геохимия, нефтегенерационный потенциал // Известия вузов. Нефть и газ. - 1999. - №3 - С. 7-15.

Сурков В.С., Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Казаков А.М., Смирнов Л.В. Залежи углеводородов в нижней-средней юре Обь-Иртышской нефтегазоносной области Западной Сибири // Геология и геофизика. – 1995в. - Т. 36. - №6. - С. 60-69.

Сурков В.С., Казаков А.М., Девятков В.П., Смирнов Л.В., Шиганова О.В., Еханин А.Е., Зайцев С.П., Серебренникова О.В., Гулая Е.В. Нижне-среднеюрские отложения юга Западной Сибири (геохимия, гидрогеология, нефтегазоносность) // Геология нефти и газа. - 1999. - №3-4. - С. 3-11.

Сурков В.С., Серебренникова О.В., Казаков А.М., Девятков В.П., Смирнов Л.В., Тищенко Г.И. Нефтематеринские толщи в нижне-среднеюрских комплексах юга Западной Сибири (Томская область) // Докл. РАН. – 1998. - Т. 359. - №5. - С. 659-662.

Сурков В.С., Серебренникова О.В., Казаков А.М., Девятков В.П., Смирнов Л.В. Комаров А.В., Тищенко Г.И. Седиментогенез и геохимия нижнесреднеюрских отложений

юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. - 213 с.

Тищенко Г.И. Перспективы наращивания углеводородного сырья за счет неантиклинальных ловушек в нефтегазоносных комплексах отложений Томской области // *Материалы научно-практической конференции. «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области»* - Новосибирск, 2004. - С. 107-110.

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

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Ильина В.И., Москвин В.И. Проблемы стратиграфии нижней и средней юры юго-востока Западной Сибири // *Геология нефти и газа.* – 1995. - Т. 36. - №11. – С. 34-51.

Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Горячева А.А., Костырева Е.А., Москвин В.И. Строение состав и условия формирования тогурской свиты по результатам бурения Западно-Тымской скважины №1 (нижний тоар Западная Сибирь) // *Материалы научной сессии «Палеонтология биостратиграфия и палеогеография борейального мезозоя»* - Новосибирск: Академическое издательство «ГЕО», 2006. - С. 213-216.

Ясович Г.С., Мухер А.Г., Мясникова Г.Л. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений Западной Сибири // *Геология нефти и газа.* - 1987. - №9. - С. 23-28.

Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide. - Prentice Hall: Englewood Cliffs. New Jersey, 1993. – 353 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – 2nd ed. Cambridge University Press. New York, 2005. – 1621 p.

Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A.

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru, YanPA@ipgg.sbras.ru

GEOCHEMISTRY OF ORGANIC MATTER AND OIL-GENERATION POTENTIAL OF THE LOWER JURASSIC TOGUR FORMATION (SOUTH-EAST OF WESTERN SIBERIA)

The paper presents the results of detailed geochemical studies of organic matter of the Lower Toarcian deposits accumulated in separate sedimentation basins - Verkhneketskiy, Ust-Tymskiy, Bakcharskiy, Nyurolovskiy, Teguldetskiy and Koltogorskiy. It is shown that the organic matter has mixed origin with the predominant role of higher terrestrial vegetation, and the ratio between humic (terragene) and sapropel (aquagene) components vary depending on the borehole as well as on the area of sedimentary basins. On the basis of research results the Lower Toarcian deposits potential in the western studied regions the oil-generation potential of Togur Formation is higher; the eastern regions of the southern part of Western Siberia, in which organic matter is immature (Verkhneketskiy and Teguldetskiy basins) are defined as unpromising in terms of oil and gas.

Key words: organic matter, hydrocarbons-biomarkers, bitumoid, oil, Early Toarcian, Western Siberia.

References

Arkhipov S.V. *Paleogeomorfologiya i perspektivy neftegazonosnosti nizhneyurskikh otlozheniy tsentral'noy chasti Zapadnoy Sibiri* [Paleogeomorphology and petroleum potential of the Lower Jurassic deposits in the central part of Western Siberia]. In: *Paleogeomorfologiya Zapadnoy Sibiri v fanerozoë*. Editor Yasovich G.S. Tyumen': ZapSibNIGNI, 1984, vol. 189, p. 68-74.

Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. *Geokhimicheskie aspekty izucheniya nizhnesredneyurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity v svyazi s otsenkoy ikh UV-potentsiala* [Geochemical aspects of the study of Lower and Middle Jurassic deposits of the West Siberian plate in connection with the evaluation of their hydrocarbon potential]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, vol. 6, no. 3, available: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf

Brylina A.V., Brylina N.A. *Ispol'zovanie rezul'tatov geokhimicheskikh issledovaniy kerna Sibiri: Zapadno-Tymskoy parametricheskoy skvazhiny №1 dlya resheniya voprosov genezisa yursko-melovykh otlozheniy* [Using the results of geochemical studies of core of Siberia: Western Tym parametric well number 1 to solve the problem of genesis of the Jurassic- Cretaceous sediments]. Tomsk: TPU, 2005, p. 55-59.

Danilova V.P., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Moskvina V.I., Fomin A.N., Makhneva E.N. *Geokhimiya mezozoyskikh otlozheniy vostoka Tomskoy oblasti* [Geochemistry of Mesozoic deposits of the east of Tomsk Region]. *Geologiya nefi i gaza*, 1998, no. 8, p. 33-43.

Egorova L.I., Tishchenko G.I. *Stroenie trias-nizhneyurskikh otlozheniy Tomskoy oblasti* [The structure of the Triassic - Lower Jurassic deposits of Tomsk Region]. In: *Geologiya i neftegazonosnost' nizhnikh gorizontov chekhla Zapadno-Sibirskoy plity*. Editor Gurari F.G., Surkov V.S. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 1990, p. 18-27.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskikh otlozheniy* [Catagenesis of organic matter and hydrocarbon potential of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian deposits]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Goryacheva A.A. *Palinostratigrafiya nizhne-sredneyurskikh otlozheniy v razreze skvazhiny Vostok 4 (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri)* [Palinostratigraphy of the Lower-Middle Jurassic deposits in the well section Vostok-4 (south-east of Western Siberia)]. *Stratigr. geol. korrelyatsiya*, 2011, vol. 19, no. 3, p. 27-47.

Gurari F.G., Budnikov I.V., Devyatov V.P., Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Moskvina V.I. *Stratigrafiya i paleogeografiya ranney i sredney yury Zapadno-Sibirskoy plity* [Stratigraphy and

paleogeography of the Early and Middle Jurassic of the Western Siberian Plate]. In: Regional'naya stratigrafiya neftegazonosnykh rayonov Sibiri. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 1988, p. 60-75.

Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I., Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Kasatkina G.V., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sap'yanik V.V., Serebrennikova O.V., Smirnov L.V., Smirnova P.G., Surkov V.S., Sysolova G.G., Shiganova O.V. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhney i sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Geological structure and hydrocarbon potential of the Lower and Middle Jurassic of Western Siberian province]. Novosibirsk: Nauka, 2005, 156 p.

Gurari F.G., Devyatov V.P., Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Smirnov L.V. *Neftegazonosnye komplekсы nizhney-sredney yury Zapadnoy Sibiri* [Oil and gas complexes of the Lower-Middle Jurassic of Western Siberia]. In: Geologiya i neftegazonosnost' nizhnikh gorizontov chekhla Zapadno-Sibirskoy plity. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 1990, p. 3-8.

Kazakov A.M., Serebrennikova O.V., Devyatov V.P., Bukreeva V.P., Krasnoyarova N.A. *Osobennosti formirovaniya i geokhimiya organicheskogo veshchestva nizhnetoarskikh otlozheniy (togurskaya svita) na yugo-vostoke Zapadno-Sibirskoy plity* [Features of formation and geochemistry of organic matter of Toarcian deposits (Togur Formation) in the southeast of the Western Siberian Plate]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy, 1999, no. 6, p. 5-16.

Kontorovich A.E. *Evolutsiya naftidogeneza v istorii Zemli* [Naftidogenesis evolution in the history of the Earth]. Geologiya i geofizika, 2004, vol. 45, no. 7, p. 784-802.

Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods of quantitative forecast of petroleum potential]. Trudy SNIIGGIMS, 1976, vol. 229, 250 p.

Kontorovich A.E. *Istoricheskiy podkhod pri kolichestvennoy otsenke perspektiv neftegazonosnosti* [Historical approach in quantifying petroleum prospects]. In: Osnovnye problemy geologii i geofiziki Sibiri. Trudy SNIIGGIMS, 1977, vol. 250, p. 46-57.

Kontorovich A.E., Andrushevich V.E., Afanas'ev S.A., Vakulenko L.G., Danilova V.P., Zlobina O.N., Il'ina V.I., Levchuk M.A., Kazanskiy Yu.P., Kazarbin V.V., Karogodin Yu.N., Moskvina V.I., Melenevskiy V.N., Solotchina E.P., Fomin A.N., Shurygin B.N. *Geologiya i usloviya formirovaniya gigantskoy Talinskoy zony gazoneftenakopleniya v kontinental'nykh otlozheniyakh nizhney yury (Zapadnaya Sibir')* [Geology and formation conditions of giant Talin gas accretion zone in the continental sediments of the Lower Jurassic (Western Siberia)]. Geologiya i geofizika, 1995, vol. 36, no. 6, p. 5-28.

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Egorova L.I., Kontorovich V.A., Ivanov I.A., Mangazeev V.P., Moskvina V.I., Melenevskiy V.N., Kostyreva E.A., Nikitenko B.L., Shurygin B.N. *Geologo-geokhimicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti nizhneyurskikh allyuvial'no-ozernykh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo basseyna* [Geological and geochemical criteria for forecast of oil and gas potential of the Lower Jurassic alluvial-lacustrine deposits of the West Siberian basin]. Doklady RAN, 1998, vol. 358, no. 16, p. 799-802.

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Gilinskaya L.G., Levchuk M.A., Moskvina V.I., Fomin A.N., Yudina N.T. *Organicheskaya geokhimiya abalaskoy svity Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna* [Organic geochemistry of Abalak suite, Western Siberian oil and gas basin]. Geologiya i geofizika, 2000, vol. 41, no. 4, p. 459-478.

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. *Katagenez organicheskogo veshchestva v krovle i podoshve yurskogo kompleksa Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter in the top and bottom of Jurassic West Siberian megabasin]. Geologiya i geofizika, 2009, vol. 50, no. 11, p. 1191-1200.

Kontorovich A.E., Il'ina V.I., Moskvina V.I., Andrushevich V.E., Borisova L.S., Danilova V.P., Kazanskiy Yu.P., Melenevskiy V.N., Solotchina E.P., Shurygin B.N. *Opornyy razrez i neftegeneratsionnyy potentsial otlozheniy nizhney yury Nyurol'skogo osadochnogo subbasseyna (Zapadno-Sibirskaya plita)* [Key section and oil-generation potential of the Lower Jurassic

sedimentary Nyuro'l'ka subbasin (Western Siberian plate)]. *Geologiya i geofizika*, 1995, vol. 36, no. 6, p. 110-126.

Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Kim N.S., Melenevskiy V.N., Moskvina V.I., Parfenova T.M., Timoshina I.D., Fomin A.N., Fursenko E.A. *Molekuly-biomarkery v iskopaemom organicheskom veshchestve i naftidakh dokembriyskikh i fanerozoyskikh porod* [Molecule biomarkers in fossil organic matter and naphthides of Precambrian and Phanerozoic rocks]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2009, 108 p.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaydeburova E.A., Danilova V.P., Kazanenko V.A., Kim N.S. Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v yurskom periode* [Paleogeography of the Western Siberian sedimentary basin in the Jurassic period]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, p. 972-1012.

Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Moskvina V.I., Fomin A.N. *Geokhimicheskie kriterii neftegazonosnosti mezozoyskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (po rezul'tatam bureniya skvazhin Vostok -1,3,4)* [Geochemical criteria of petroleum potential of Mesozoic deposits of southeastern West Siberia (based on drilling of wells Vostok -1, 3, 4)]. *Geologiya nefti i gaza*, 2009, no. 1, p. 4-12.

Kontorovich A.E., Stasova O.F., Fomichev A.S. *Nefti bazal'nykh gorizontov osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [Oil of basal layers of the sedimentary cover of the West Siberian Plate]. In: *Geologiya neftegazonosnykh rayonov Sibiri*. Editors Mikutskiy S.P., Ostryy G.B. Novosibirsk, 1964, vol. 32, p. 27-39.

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' mezozoiko-kaynozoyiskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum potential of Mesozoic - Cenozoic deposits in southeastern West Siberia]. Novosibirsk: SO RAN, branch «GEO», 2002, 253 p.

Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Kisluhin V.I., Nedosekin A.S., Khramtsova A.V. *Litologo fatsial'naya kharakteristika ranne-sredneyurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Lithologic facial characteristic of Early-Middle Jurassic deposits of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*, 2012, no. 3, p. 4-14.

Moskvina V.I., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Levchuk M.A., Parfenova T.M., Moiseeva N.V., Ivanova E.N., Fomin A.N. *Istochniki nefti v zalezkhakh Shaimskogo neftegazonosnogo rayona Zapadnoy Sibiri* [Sources of oil in deposits in Shaim petroleum area of Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2004, vol. 45, no. 6, p. 730-741.

Peters K.E., Moldowan J.M. *The biomarker guide*. Prentice Hall: Englewood Cliffs. New Jersey, 1993, 353 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The biomarker guide*. 2nd ed. Cambridge University Press. New York, 2005, 1621 p.

Serebrennikova S.V., Kazakov A.M., Devyatov V.P., Burkova V.N., Krasnoyarova N.A., Sap'yanik V.V., Smirnov L.V. *Togurskaya svita (nizhniy toar) na yugo-vostoke Zapadno-Sibirskoy plity - paleogeografiya, geokhimiya, neftegeneratsionnyy potentsial* [Togur Formation (Lower Toarcian) in the southeast of the Western Siberian Plate - paleogeography, geochemistry, petroleum generation potential]. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz*, 1999, no. 3, p. 7-15.

Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Il'ina V.I., Moskvina V.I. *Problemy stratigrafii nizhney i sredney yury yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Problems of stratigraphy of the Lower and Middle Jurassic of southeastern Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 1995, vol. 36, no. 11, p. 34-51.

Surkov V.S., Gurari F.G., Devyatov V.P., Kazakov A.M., Smirnov L.V. *Zalezhi uglevodorodov v nizhney-sredney yure Ob'-Irtyskoy neftegazonosnoy oblasti Zapadnoy Sibiri* [Hydrocarbon deposits in the Lower-Middle Jurassic of Ob-Irtys petroleum region of Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 1995, vol. 36, no. 6, p. 60-69.

Surkov V.S., Kazakov A.M., Devyatov V.P., Smirnov L.V., Shiganova O.V., Ekhanin A.E., Zaytsev S.P., Serebrennikova O.V., Gulaya E.V. *Nizhne-sredneyurskie otlozheniya yuga Zapadnoy Sibiri (geokhimiya, gidrogeologiya, neftegazonosnost')* [Lower- Middle Jurassic deposits of

southern West Siberia (geochemistry, hydrogeology, petroleum)]. *Geologiya nefti i gaza*, 1999, no. 3-4, p. 3-11.

Surkov V.S., Serebrennikova O.V., Kazakov A.M., Devyatov V.P., Smirnov L.V., Tishchenko G.I. *Neftematerinskie tolshchi v nizhne-sredneyurskikh kompleksakh yuga Zapadnoy Sibiri (Tomskaya oblast')* [Petroleum source strata in the Lower-Middle complexes of the south of Western Siberia (Tomsk region)]. *Doklady RAN*, 1998, vol. 359, no. 5, p. 659-662.

Surkov V.S., Serebrennikova O.V., Kazakov A.M., Devyatov V.P., Smirnov L.V., Komarov A.V., Tishchenko G.I. *Sedimentogenez i geokhimiya nizhnesredneyurskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Sedimentation and geochemistry of Lower and Middle Jurassic deposits of southeastern Western Siberia]. Novosibirsk: Nauka. Sibirskaya izdatel'skaya firma RAN, 1999, 213 p.

Tishchenko G.I. *Perspektivy narashchvaniya uglevodorodnogo syr'ya za schet neantiklinal'nykh lovushek v neftegazonosnykh kompleksakh otlozheniy Tomskoy oblasti* [Prospects for the increasing of hydrocarbons by non-anticlinal traps in the oil and gas complexes of deposits, Tomsk region]. Novosibirsk, 2004, p. 107-110.

Vakulenko L.G., Aksenova T.P., El'tsov I.S., Zamiraylova A.G., Yan P.A. *Litologo-fatsial'naya kharakteristika yurskikh otlozheniy yuzhnoy chasti Pred'eniseyskoy subprovintsii Zapadnoy Sibiri* [Lithofacies characteristic of Jurassic deposits of the southern part of the Pre-Yenisei subprovince, Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2010, vol. 51, no. 4, p. 425-436.

Yan P.A., Vakulenko L.G., Goryacheva A.A., Kostyreva E.A., Moskvina V.I. *Stroenie sostav i usloviya formirovaniya togurskoy svity po rezul'tatam bureniya Zapadno-Tymskoy skvazhiny №1 (nizhniy toar Zapadnaya Sibir')* [The structure, composition and conditions of formation of Togur Formation after drilling of Western Tym well number 1 (Lower Toarcian Western Siberia)]. Novosibirsk: Akademicheskoe izdatel'stvo «GEO», 2006, p. 213-216.

Yasovich G.S., Mukher A.G., Myasnikova G.L. *Usloviya formirovaniya i perspektivy neftegazonosnosti nizhneyurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Conditions of formation and oil and gas potential of the Lower Jurassic deposits of Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 1987, no. 9, p. 23-28.

Zapadno-Sibirskiy basseyn [Western Siberian Basin]. In: *Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri*. Vol. 2. Editor A.E. Kontorovich. Novosibirsk, 1994, 201 p.

© Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А., 2014