

- Т. 2: Система вода–порода в условиях зоны гипергенеза / отв. ред. тома Б.Н. Рыженко. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. — 389 с.
5. Колубаева Ю.В., Шварцев С.Л., Копылова Ю.Г. Геохимия вод северной части Колывань-Томской складчатой зоны // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. — 2010. — № 2. — С. 50–58.
  6. Солдатова Е.А. Химический состав вод Томь-Яйского междуречья // Ломоносов: Матер. Междунар. молодежного научного форума. — Москва, 11–15 апреля 2011. URL: [http://lomonosov-tsu.ru/archive/Lomonosov\\_2011/1195/28474\\_0873.pdf](http://lomonosov-tsu.ru/archive/Lomonosov_2011/1195/28474_0873.pdf) (дата обращения: 06.05.2013).
  7. Краткий справочник по геохимии / под ред. Г.В. Войткевича и др. — М.: Недра, 1977. — 184 с.
  8. Савичев О.Г., Колоколова О.В., Жуковская Е.А. Состав и равновесие донных отложений р. Томи с речными водами // Геоэкология. — 2003. — № 1. — С. 36–47.
  9. Савичев О.Г. Влияние взаимодействий в системе вода–порода на формирование состава речных вод бассейна Оби // География и природные ресурсы. — 2009. — № 2. — С. 74–80.
  10. Солдатова Е.А. Определение фоновых концентраций микрокомпонентов в водах Томь-Яйского междуречья // Современные проблемы геохимии: Матер. конф. молодых ученых. — Иркутск: Изд-во института географии им. В.Б. Сочавы СО РАН, 2011. — С. 126–130.
  11. Солдатова Е.А., Гусева Н.В. Исследование процессов перераспределения химических элементов в системе вода–донные отложения Томь-Яйского междуречья // Подземные воды Востока России: Матер. XX Всерос. совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. — Иркутск: ООО «Географ», 2012. — С. 246–249.
  12. Справочник по геохимическим поискам полезных ископаемых / под ред. А.П. Соловова. — М.: Недра, 1990. — 335 с.

Поступила 07.05.2013 г.

УДК 553.98;550.4

## ГЕНЕЗИС ДОЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ РОГОЖНИКОВСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗУЧЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ АЛКАНОВ)

Ю.В. Коржов, В.И. Исаев\*, М.Я. Кузина, Г.А. Лобова\*

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

\*Томский политехнический университет

E-mail: isaevvi@tpu.ru

*Исследованы содержание и состав алканов, литологические особенности пород юрских и доюрских комплексов Северо-Рогожниковского и Рогожниковского месторождений. Выявлены две зоны, в пределах которых перераспределяются подвижные алканы  $C_9$ – $C_{19(21)}$ , одна из которых составлена верхнеюрскими отложениями, вторая – породами средне-нижнеюрскими и триасовой коры выветривания. Направленность межпластовой миграции углеводородов свидетельствует о юрском генезисе нефтей в коллекторах коры выветривания.*

### Ключевые слова:

Алканы, миграция, доюрский комплекс, литология, генезис нефти, Северо-Рогожниковское и Рогожниковское месторождения.

### Key words:

Alkanes, migration, pre-Jurassic complex, lithology, genesis of oil, North Rogozhnikovskoye and Rogozhnikovskoye fields.

### Введение

В центральной части Западной Сибири, наряду с традиционно нефтегазоносными неокомскими, апт-альб-сеноманскими, средне-нижнеюрскими комплексами, оправдано изучение продуктивности доюрских отложений. Практически на всех крупных сводовых структурах (Сургутский, Красноленинский, Нижневартовский, Александровский) фиксируются промышленные притоки нефти из доюрских отложений, массивные залежи в приконтактных зонах фундамента и чехла [1]. Дебиты из коллекторов, прилегающих к фундаменту, в среднем, не велики. Пленки и непромышленные притоки до 0,5 м<sup>3</sup>/сут. встречаются достаточно широко (Самбургское, Яхлинское месторождения), реже – промышленные низкие и средние дебиты 10...50 м<sup>3</sup>/сут. (Чистинное, Талинское, Каменное, Рогожниковское месторождения). В отдельных скважинах получены фонтанирующие притоки из

верхних горизонтов фундамента до 400...600 м<sup>3</sup>/сут. (Ханты-Мансийское месторождение).

По общему мнению специалистов стратегия поисков залежей углеводородов (УВ) в доюрском основании должна строиться на критерии «зон разуплотнения» и концепции «главного источника».

Относительно первого критерия разночтений практически нет. Это «зоны массивной трещиноватости» триасовых отложений, «тектонически ослабленные зоны» отложений палеозоя, «зоны дезинтеграции», «зоны активных тектонических и гидротермальных процессов», формирующие вторичные коллекторы [2].

Относительно «главного источника» высказываются и обосновываются два варианта концепции. Первая концепция – флюиды, содержащие УВ, поднимаются по разломам, уходящими «корнями» в мантию, и формируют залежи не только в триасе, но и в юрских, меловых отложениях [3].

Вторая концепция — основным источником УВ для залежей зон дезинтеграции является рассеянное органическое вещество потенциально материнских отложений юрских горизонтов, погруженных в главную зону нефтеобразования [4].

Интересным районом для выяснения происхождения УВ в структурах доюрского основания является Рогожниковская группа месторождений Краснотенинского свода с пермо-триасовым комплексом пород в основании. Здесь пробурено около 100 скважин, вскрывших более 10 км доюрских пород, и почти 30 % из них являются коллекторами. Источником нефти в этом комплексе может быть как нижнеюрская нефтематеринская тогурская пачка, так и позднепалеозойские осадочные отложения [5].

Целью данной работы является экспериментальное выяснение возможности межслойной миграции нефтяных УВ в приконтактных зонах фундамента и чехла, уточнение генетической концепции прогнозирования залежей в доюрском фундаменте.

Исследовано послойное распределение наиболее миграционно способных *насыщенных УВ* в породах продуктивных юрских и доюрских отложений Северо-Рогожниковской скважины 765 (СР765) и для сравнения — доюрских отложений непродуктивной (без нефтепроявления) скважины 718 Рогожниковского месторождения (Р718). Для выяснения литологических условий межпластовой миграции УВ и возможности глубинной «подпитки» залежей выполнено детализированное литолого-петрографическое описание кернового материала.

Ранее [6] нами экспериментально установлена возможность и вероятный механизм вертикальной миграции тяжелых нефтяных УВ, в качестве индикаторов миграции была изучена вертикальная зональность концентраций *ароматических УВ*.

#### Нефтегеологическая характеристика объекта исследований

Рогожниковская группа месторождений, согласно тектоническому районированию [7], расположена на Рогожниковском вале и Северо-Рогожниковском куполовидном поднятии (рис. 1).

В литологическом отношении образования фундамента (PR+PZ) представлены метаморфическими породами — гнейсами, кристаллическими сланцами. Породы промежуточного комплекса (Т) относятся к осадочно-вулканогенной туринской серии триаса, включая терригенные (песчаники, алевролиты, аргиллиты) и вулканические (базальты, риолиты) породы. Отложения осадочного чехла представлены юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами.

Нефтеносность месторождений связана с продуктивными комплексами мезозойского возраста: доюрским (отложения триаса); средне- и верх-

неюрским (тюменская свита  $tm$  — пласты  $ЮК_{2-6}$ , абалакская  $ab$  —  $ЮК_1$ , тутлеймская  $tl$  —  $ЮК_0$ ); апт-сеноманским (викуловская свита  $vk$  — пласт  $ВК_1$ ).

На Рогожниковском месторождении в отложениях триаса открыто две залежи нефти. Коллекторы представлены красноцветными и темно-серыми терригенными разностями, эффузивными породами типа базальтов, а также эффузивами кислого и среднекислого состава и их туфами.

На Северо-Рогожниковском месторождении промышленный приток нефти из доюрских отложений в интервале глубин 2759...2794 м получен в скважине СР765 и составил до 10,7 м<sup>3</sup>/сут. Коллекторами являются как осадочные (мелкозернистые песчаники и алевролиты), так и вулканические породы. Тип пород-коллекторов — трещинно-поровый и порово-трещинный. От кровли доюрских образований нефтегазонасность триасового комплекса выявлена на глубину 100 м.

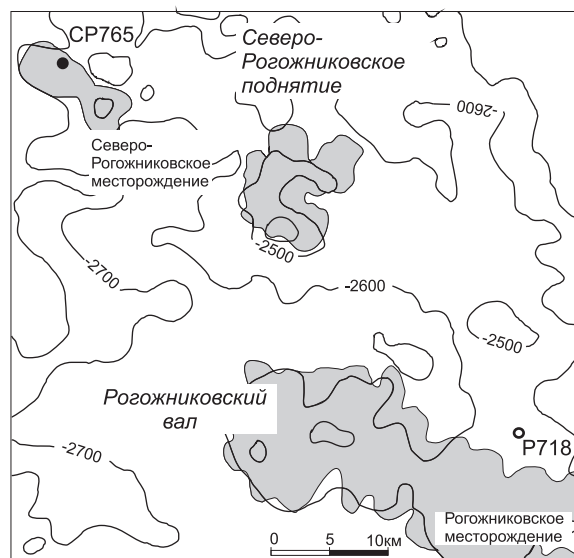


Рис. 1. Положение залежей в отложениях триаса Северо-Рогожниковского и Рогожниковского месторождений, исследуемых скважин на схематической структурной карте кровли доюрских отложений

Нижне-среднеюрский комплекс не содержит выдержанных флюидопоров, и совместно с коллекторами триасовых отложений они образуют единую в гидродинамическом отношении зону нефтенакпления. Основной покрывкой для всего комплекса служат глины низов абалакской свиты толщиной 20...30 м. Нефтенасыщенные пласты тюменской свиты  $ЮК_{2-6}$  по результатам бурения и испытания скважины СР765 дали промышленные притоки 5,8...51 м<sup>3</sup>/сут.

Верхнеюрский комплекс охватывает разрез абалакской и тутлеймской свит (стратиграфический аналог баженовской свиты). В скважине СР765 установлена промышленная нефтеносность пласта  $ЮК_1$  абалакской свиты с дебитом по нефти 8,3 м<sup>3</sup>/сут.

### Методика исследований

Для исследований были отобраны образцы кернового материала скважин СР765 (15 образцов средне- и верхнеюрского комплексов и доюрского осадочно-вулканогенного образования) и Р718 (2 образца доюрских отложений).

*Минеральный состав* пород исследовался методом оптической микроскопии с помощью поляризационного микроскопа ПОЛАМ Л-213М. После литологической характеристики пробы керна измельчали в лабораторной щековой дробилке до зернения менее 2 мм, перемешивали и направляли на геохимические исследования.

*Выделение слабополярных УВ* проводилось двукратной экстракцией смесью н-гексан:хлороформ (80:20 об. %) [6]. Используемая схема позволяет выделить из образцов породы количественно углеводороды рядов н-алканов  $C_9$ – $C_{40}$ , алкилбензолов  $C_9$ – $C_{33}$ , нафталинов  $C_{10}$ – $C_{13}$ , фенантронов  $C_{14}$ – $C_{16}$ . УВ с большим числом ароматических циклов могут экстрагироваться по данной схеме не полностью.

*Анализ экстрактов* выполнялся на хромато-масс-спектрометре PerkinElmer Clarus 500MS. Аналитическая колонка 30 м × 0,25 мм × 0,25 мкм Elite-5MS. Программирование температуры термостата 40° (5 мин.) – 5°/мин. – 310° (20 мин.), температура инжектора 220 °С, трансферлайна – 300 °С, источника электронов – 190 °С, энергия электронов 70 эВ.

Идентификация веществ проводилась по относительным временам удерживания и характеристическим ионам, расчет концентрации компонентов – по внутреннему градуировочному стандарту аценафтену-d10.

### Результаты исследований

В таблице приведены данные по содержанию в образцах пород экстрагированных органических веществ (ОВ), их компонентному составу, а на рис. 2 – литолого-стратиграфический разрез юрских и доюрских комплексов скважины СР765. Здесь же представлены данные по содержанию в образцах пород суммы насыщенных УВ, молекулярно-массовые распределения (ММР) парафинов, значения параметров миграции алканов.

Результаты, приведенные в таблице, показывают, что основная масса подвижных ОВ в рассматриваемом разрезе пород продуктивной скважины СР765 сконцентрирована как в юрской зоне нефтенакопления, так и верхней части триасового комплекса пород (образец (81) СР765–3ф). Количества слабополярных экстрагируемых веществ варьируют от 55...94 мг/кг в песчаниках, до величин 2747 и 5354 мг/кг в алевролитах и в аргиллитах, соответственно. В вулканогенных карбонатизированных разностях триасового возраста содержания ОВ доходят до 3015 мг/кг, но с ростом глубины выше 2900 м концентрации резко падают на 2–3 порядка. За «условно фоновые» концентрации ОВ в триасовых отложениях могут быть приняты значения

55...57 мг/кг, установленные в образцах непродуктивной скважины Р718.

Количество идентифицированных веществ в образцах пород в среднем на порядок меньше суммарно экстрагируемых, но их состав несет ценную информацию об обстановке накопления ОВ, перераспределении состава в процессе миграции. Так, изменчивость параметра обстановки осадконакопления П/Ф указывает на определенную изолированность верхнеюрских от средне-нижнеюрских отложений и триасового комплекса. В абалакско-тутлеймском комплексе значения этого показателя варьируются в пределах 0,8...1,7, резко меняясь при переходе к средне-нижнеюрским отложениям, достигая в глинизированных слоях 3,8...5,6, а затем опять уменьшаясь в триасовых породах до значений 1,0...0,6. Такие вариации указывают на смену обстановок осадконакопления в различные временные интервалы, а также позволяют оценить относительную интенсивность межпластового массообмена внутри и между комплексами. В нижнеюрских слоях выделяется образец алевролита «(77) СР765–1ал», проявляющий способность к нефтеотдаче. От него вверх в слою песчаника перемещается вещество с высоким показателем П/Ф. От этого же образца вниз на протяжении 130 м триасового разреза наблюдается уменьшение П/Ф, стремясь к значениям, характерным для условно фоновых образцов скважины Р718 – на уровне 0,5...0,4. Похожая тенденция заметна при рассмотрении изменчивости показателя  $K_p$ , но не столь очевидная (таблица).

Нисходящее перемещение ОВ из нижнеюрского в триасовый комплекс должно быть затруднено из-за высокой плотности триасовых вулканитов. Но петрографические данные (рис. 2) указывают на вероятность гидротермальной проработки кровли триасового комплекса и, за счет этого, на облегчение массопереноса УВ. Например, образец «(65) СР765–2ф» – первоначально кислого состава плотная порода, практически целиком выполнена вторичными карбонатом, хлоритом, глиной и окислами железа. О возможности разуплотнения пород в верхних частях вулканических массивов и изменении первичной структуры и текстуры свидетельствует и малый процент извлечения керна в этом интервале. Поэтому мог происходить межпластовой перенос органического вещества из низов тюменской свиты (с высоким значением П/Ф) в нижележащие более плотные вулканиты, со значительным его накоплением в приконтактной зоне – образец «(81) СР765–3ф».

Молекулярно-массовый состав н-алканов дополняет представленную картину межпластовой миграции ОВ (рис. 2). Алевролит тюменских отложений «СР765–1ал» характеризуется широким (нефтяным) распределением н-алканов  $C_9$ – $C_{34-36}$ , с максимумом на  $C_{24-29}$ . Для этого образца характерна почти полная потеря легких гомологов  $C_{9-21}$ . В соседних с ним вышележащих образцах песчаника фиксируются только легкие гомологи  $C_{9-21}$ .

**Таблица.** Характеристика органического вещества исследованного керна глубоких скважин

Шифр образца породы	Интервал отбора, м	Свита, пласт (стратон)	Сумма экстрагированных веществ, мг/кг	Содержание в породе, мг/кг (хромато-масс-спектрометрия)			Параметр состава алканов*	
				н-алканов C <sub>9</sub> –C <sub>40</sub>	изопрен-алканов C <sub>15</sub> –C <sub>20</sub>	ΣAr*	K <sub>i</sub>	П/Ф
Площадь Северо-Рогожниковская, скв. 765								
(83)CP765 бар	2480,3	tl (J <sub>3</sub> )	204,29	32,730	1,505	1,340	0,13	1,71
(67)CP765 6п	2480,1	tl (J <sub>3</sub> )	80,29	9,873	1,490	0,538	0,29	1,63
(82)CP765 5ар	2502,0	ab (J <sub>3</sub> )	5353,50	187,566	32,507	41,176	0,58	0,83
(78)CP765 4ал	2506,1	ab (J <sub>3</sub> )	2746,47	84,255	23,177	10,535	0,86	0,96
(79)CP765 3ар	2507,0	ab (J <sub>3</sub> )	644,54	129,283	4,380	4,566	0,11	1,48
(74)CP765 ал+п	2563...2565	tm, ЮК <sub>3-4</sub> (J <sub>2</sub> )	116,45	8,955	0,981	3,528	0,61	3,85
(71)CP765 1п	2585,0	tm, ЮК <sub>3-4</sub> (J <sub>2</sub> )	55,17	2,657	0,325	0,637	0,47	1,64
(75)CP765 0ал	2600,0	tm, ЮК <sub>3-4</sub> (J <sub>2</sub> )	128,62	16,998	1,013	3,593	0,27	3,62
(70)CP765 0п	2605,0	tm, ЮК <sub>3-4</sub> (J <sub>2</sub> )	88,83	2,908	0,583	0,791	0,75	2,20
(64)CP765-1п	2610,3	tm, ЮК <sub>3-4</sub> (J <sub>2</sub> )	93,85	5,958	2,112	0,735	0,72	4,46
(77)CP765-1ал	2616,5	tm, ЮК <sub>3-4</sub> (J <sub>2</sub> )	1741,30	254,530	12,183	9,374	0,64	5,63
(65)CP765-2ф	2769,0	(Т)	78,46	4,614	0,649	0,162	0,49	1,04
(81)CP765-3ф	2892,1	(Т)	3014,90	120,831	16,626	49,762	0,48	1,00
(68)CP765-3ф	2900,8	(Т)	177,09	0,800	0,134	0,031	0,54	0,78
(69)CP765-4ф	2903,0	(Т)	16,14	0,145	0,033	0,002	0,57	0,58
Площадь Рогожниковская, скв. 718								
(100)P718-4ф	2695,5	(Т)	57,11	0,325	0,030	0,005	0,36	0,50
(86)P718-5ф	2707,0	(Т)	54,72	0,742	0,079	0,020	0,70	0,41

\* Сумма идентифицированных ароматических УВ, включая н-алкилбензолы C<sub>8</sub>–C<sub>34</sub>, нафталины C<sub>10</sub>–C<sub>12</sub>, фенантроны C<sub>14</sub>–C<sub>15</sub> [6].

\*\* Геохимические параметры состава алканов [8]: П/Ф=пристан/фитан – параметр обстановки осадконакопления; K<sub>i</sub>=(иC<sub>19</sub>+иC<sub>20</sub>)/(nC<sub>17</sub>+nC<sub>18</sub>) – показатель источника органического вещества и обстановки осадконакопления.

В нижележащих порфиритах коры выветривания также концентрируются легкие углеводороды. Эти легкие мигрирующие УВ, узнаваемые по максимуму на C<sub>16-17</sub>, можно проследить вверх по юрскому разрезу на расстояние около 100 м, до абалакских глин. Выше абалакского флюидоупора в верхнеюрской зоне нефтепроявления начинает доминировать ОВ тутлеймской свиты. Для н-алканов тутлеймских аргиллитов характерно типично нефтяное распределение C<sub>9</sub>–C<sub>34-36</sub> с размытым максимумом на C<sub>13</sub>–C<sub>23</sub>.

В пределах юрской зоны нефтепроявления повсеместно отмечаются признаки межпластовых перетоков легких C<sub>9-20</sub> н-алканов. ОВ практически всех слоев аргиллитов и алевролитов имеет значения параметров миграции ΣизоАлк/ΣнАлк и ΣнАлканы (C<sub>9</sub>–C<sub>19</sub>)/ΣнАлканы (C<sub>20</sub>–C<sub>36</sub>) в 2...20 раз более низкие по сравнению с соседними слоями и прослоями песчаников (рис. 2). Очевидно, что УВ мигрируют из потенциально нефтепроизводящих, богатых органическим веществом глинистых пород в соседние проницаемые слои с опережающей фильтрацией и диффузией легких н- и разветвленных алканов. Говорить о превалировании восходящего или нисходящего потока веществ не приходится. Но можно отследить перемещение н-алканов однотипного ММР в пределах зоны нижне-среднеюрских и триасовых пород от алевролита тюменских отложений «CP765–1ал» в обоих направлениях на расстояние до 30...50 м, а в пределах зоны верхнеюрских отложений – между аргиллитами абалакской и тутлеймской свит (рис. 2).

В плотных вулканитах ниже коры выветривания (глубина 2900 м и ниже) продуктивной скважины CP765 наблюдается специфичное распределение н-алканов. Распределение однотипно с битумоидом триасовых пород «условно фоновой» скважины P718, на которое практически не влияют процессы притока-оттока углеводородов. Можно отметить 2–3-х кратное преобладание четных н-алканов C<sub>13-23</sub> и локальный максимум на C<sub>25</sub>. Возможно, такой состав битумоида сформировался из рассеянного органического вещества в восстановительных условиях и сохранился в плотной породе без дополнительных поступлений или оттока УВ.

### Выводы

1. В составе алканов нефтей в активную межпластовую миграцию включены углеводороды нормального и разветвленного строения C<sub>9-21</sub>.
2. В разрезе пород юрско-триасового возраста Рогожниковской группы месторождений выявляются две локальные зоны межпластовой миграции углеводородов. Первая – в пределах верхнеюрских отложений, вторая – в пределах средне-нижнеюрских и верха триасовых пород. Нижняя часть триасового разреза (ниже 2900 м), составленная плотными, массивными серо-зелеными вулканитами, не испытывала процессов притока или оттока углеводородов.
3. Формирование залежей нефти в коре выветривания в пределах Рогожниковской группы месторождений происходило в выветрелых вулка-



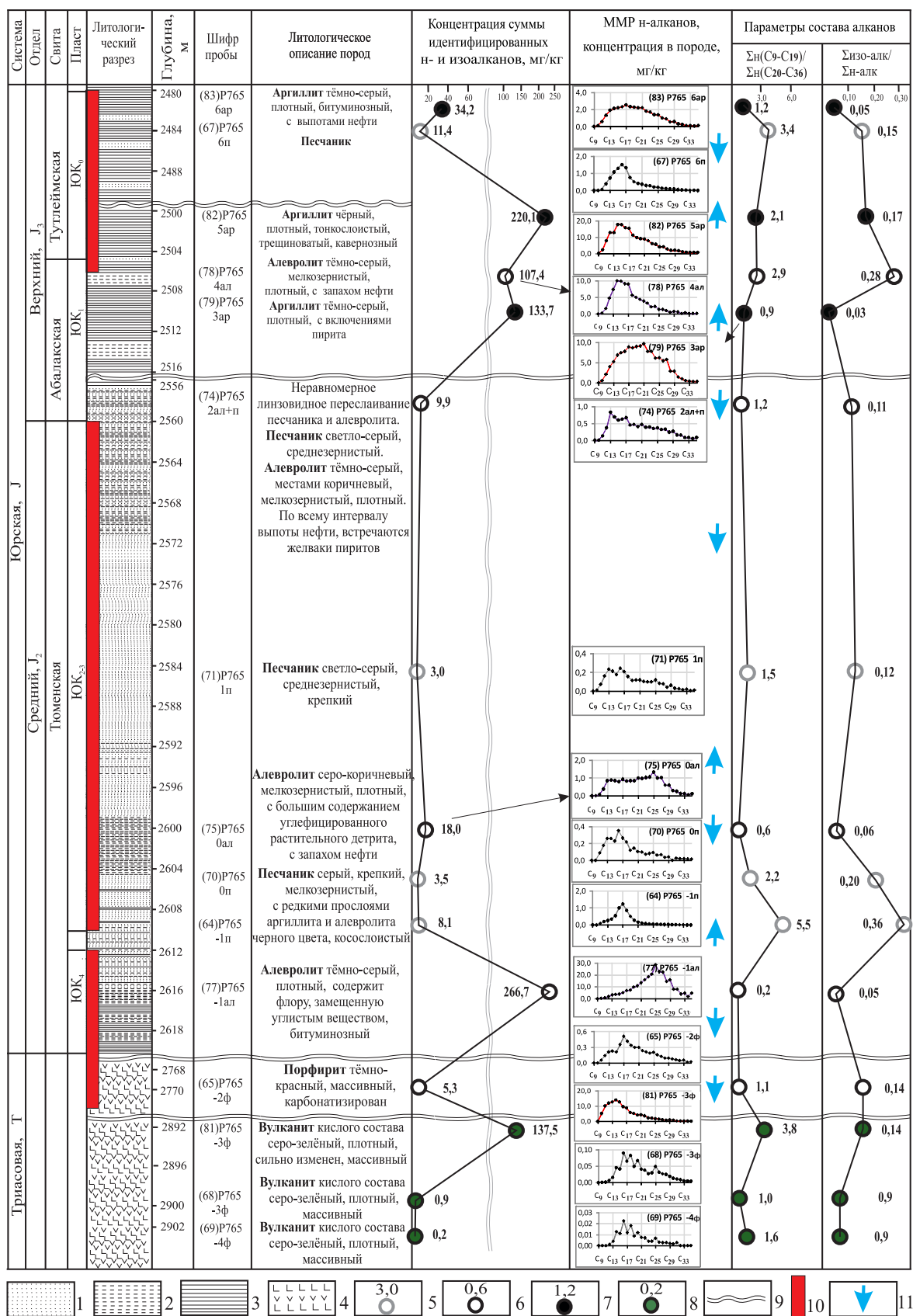


Рис. 2. Литология пород и распределение алкановых углеводородов в разрезе юрских и триасовых отложений скважины Северо-Рогожниковская 765: 1) песчаник; 2) алевролит; 3) аргиллит; 4) породы фундамента; концентрация алканов в песчаниках (5), в алевролитах (6), в аргиллитах (7), в породах фундамента (8); 9) отсутствие керна; 10) нефтепроявление; 11) вероятное направление миграции УВ

нитах переменного состава с признаками гидротермальной проработки.

4. Зона нефтепроявления — залежи нефти в триасовых породах коры выветривания — сформирована в результате притока углеводородов из низов тюменской свиты.

Полученные содержание и молекулярно-массовое распределение насыщенных углеводородов рассматриваются как экспериментальное

свидетельство межпластовых перемещений юрских нефтей, приводящих к образованию залежей в коллекторах коры выветривания и фундамента.

*Работа выполнена при финансовой поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009–2013 годы» «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технического комплекса России на 2007–2013 годы».*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брехунцов А.В., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52. — № 8. — С. 1001–1012.
2. Исаев Г.Д., Аухатов Я.Г. Прогноз нефтегазоносности палеозоя с новых концептуальных позиций // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа—Югры: Т. 1. — Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. — С. 113–121.
3. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Минченков Н.Н., Батурин А.Ю., Николаева Е.В. Доюрское основание (ПСЭ) в Западной Сибири — объект новых представлений на природу нефтегазоносности (из опыта исследований и практического освоения Рогожниковского ЛУ) // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа—Югры: Т. 1. — Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. — С. 214–218.
4. Медведев Н.Я., Кос И.М., Ларичев А.И., Смирнов Л.В., Бостриков О.И., Фомичев А.С. Прогноз нефтегазоносности в зонах дезинтеграции доюрского фундамента на Сургутском своде и прилегающих территориях // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа—Югры: Т. 1. — Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2007. — С. 189–196.
5. Пуланова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2012. — № 6. — С. 20–26.
6. Жильцова А.А., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Вертикальная геохимическая зональность нефтегазоносных комплексов (на примере Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений) // Известия Томского политехнического университета. — 2013. — Т. 322. — № 1. — С. 69–82.
7. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / под ред. Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова, В.Н. Гончаровой, В.Г. Елисеева, В.И. Карасева, А.Г. Мухер, Г.П. Мясниковой, Е.А. Теплякова, Ф.З. Хафизова, А.В. Шпильман, В.М. Южаковой. — Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. — 148 с.
8. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. — М.: Недра, 1987. — 179 с.

*Поступила 29.03.2013 г.*

УДК 550.42:552.57

## ПРИРОДА АНОМАЛЬНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ СКАНДИЯ В УГЛЯХ

С.И. Арбузов

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

*Рассмотрена природа накопления аномально высоких содержаний скандия в углях на основе анализа особенностей их распределения в углях и торфах Сибири, российского Дальнего Востока, Монголии, Казахстана и Ирана. Установлена связь содержания скандия в углях с составом пород обрамления бассейнов угленакпления. Предложена модель накопления аномальных концентраций скандия в углях. Приведены доказательства гидрогенного его концентрирования в угольных пластах.*

### Ключевые слова:

Уголь, геохимия, скандий, факторы накопления.

### Key words:

Coal, geochemistry, scandium, factors of accumulation.

### Введение

Проведенные за последние несколько десятилетий массовые исследования элементов-примесей в угольных месторождениях и бассейнах на всех континентах показали, что угли являются концентраторами многих ценных металлов. Особый интерес среди них представляет скандий, как эле-

мент почти не имеющий собственных промышленных месторождений и извлекаемый обычно попутно при разработке руд других металлов, но нередко образующий аномалии в золах углей, вплоть до промышленно значимых концентраций. Зола таких углей вполне могли бы составить конкуренцию традиционным источникам скандия.