

УДК 553.98

Ян Хоуцян¹, Е.В. Соболева²**ЮРСКИЕ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ
ВПАДИНЫ ФУКАН (ДЖУНГАРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАСЕЙН)***ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»,
119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1**Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1*

В последние годы достигнуты значительные успехи в поисках и разведке залежей нефти и газа в юрских резервуарах восточного борта впадины Фукан — наименее изученной части Джунгарского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Для выяснения источника генерации нефти исследованы юрские нефтегазоматеринские породы (НГМП), пробы нефти из залежей и нефтеносные песчаники (23 образца из 14 скважин) из бадаованьских, саньгунхэских, шишаньяоских, тоутунхэских и цигуских продуктивных свит изучаемой области впадины Фукан. На основании этих исследований детально рассмотрены состав органического вещества (ОВ) юрских НГМП, свойства и молекулярный состав нефтей, а также особенности состава биомаркеров в них. Результаты исследований и интерпретации данных показали, что источником нефти зоны Гумуди, впадины Фукан, выступа Байцзяхай и выступа Шацзи были юрские бадаованьские НГМП.

Ключевые слова: Джунгарский нефтегазоносный бассейн, впадина Фукан, юрские продуктивные горизонты, нефтегазоматеринские породы, нефть, биомаркеры, пиролиз, изотопный состав углерода.

In recent years, significant successes have been achieved in the search and exploration of oil and gas reservoirs in the Jurassic deposits on the eastern side of the Fukang depression, which is the least studied part of the Junggar oil and gas Basin. In order to find out the source of hydrocarbon generation, we studied source rocks, oil and oil-bearing sandstones (24 samples from 13 wells) from the Badaowan, Sangonghe, Xishanyao, Toutunhe and Qigu production beds of the Fukang depression research area. Based on these studies, the composition of the organic matter of the Jurassic source rocks, the properties and molecular composition of oils, as well as the characteristics of the composition of biomarkers in them are examined in detail. The results of research and interpretation of the data showed that the mudstones of the Badaowan formation were source rocks of oil from the Gumudi zone, the Fukang depression, the Bajiahai ledge and the Shaqi ledge.

Key words: Junggar oil and gas basin, Fukang depression, Jurassic production beds, source rocks, oil, biomarkers, pyrolysis, carbon isotopic composition.

Введение. Впадина Фукан — один из основных очагов генерации углеводородных флюидов в центральной части Джунгарского нефтегазоносного бассейна (НГБ) (рис. 1) [Zheng et al., 2015]. Нефтегазоматеринские породы (НГМП), находящиеся в осадочном выполнении впадины, обеспечили достаточное количество углеводородных флюидов для нефтяных и газовых залежей, которые расположены в пределах выступов, ограничивающих ее восточную часть [Chen et al., 2016]. Основные продуктивные горизонты этих залежей находятся главным образом в юрских отложениях (рис. 2).

Впадина представляет собой почти изометричную синеклизу, мощность осадочного чехла и входящих в его состав юрских НГМП наибольшая в центральной части, к бортам впадины их мощность постепенно уменьшается. Разломы, в основном это взбросы, имеющие простирание с запада на

восток, осложняют выступы на восточной и юго-восточной перифериях впадины.

Некоторые исследователи считают, что источники нефтей залежей юрских продуктивных горизонтов в восточной части впадин Фукан и Цзэн Цзюнь, зоны разломов Фукан и выступа Бейсаньтай — зрелые пермские НГМП [Zeng et al., 2008]. Эту точку зрения принимают не все исследователи. В связи с увеличением объема геологоразведочных работ в восточной части впадины Фукан в последние годы получены новые данные геохимических исследований нефтей и органического вещества (ОВ) НГМП. Интерпретация этих данных позволила выявить другой вероятный источник нефтей залежей в восточной части впадины Фукан.

Материалы и методы исследований. Всего исследовано 46 образцов юрских НГМП и 23 об-

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; *e-mail*: yanghouqiang@qq.com

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, канд. геол.-минер. н., доцент; *e-mail*: phitan@yandex.ru

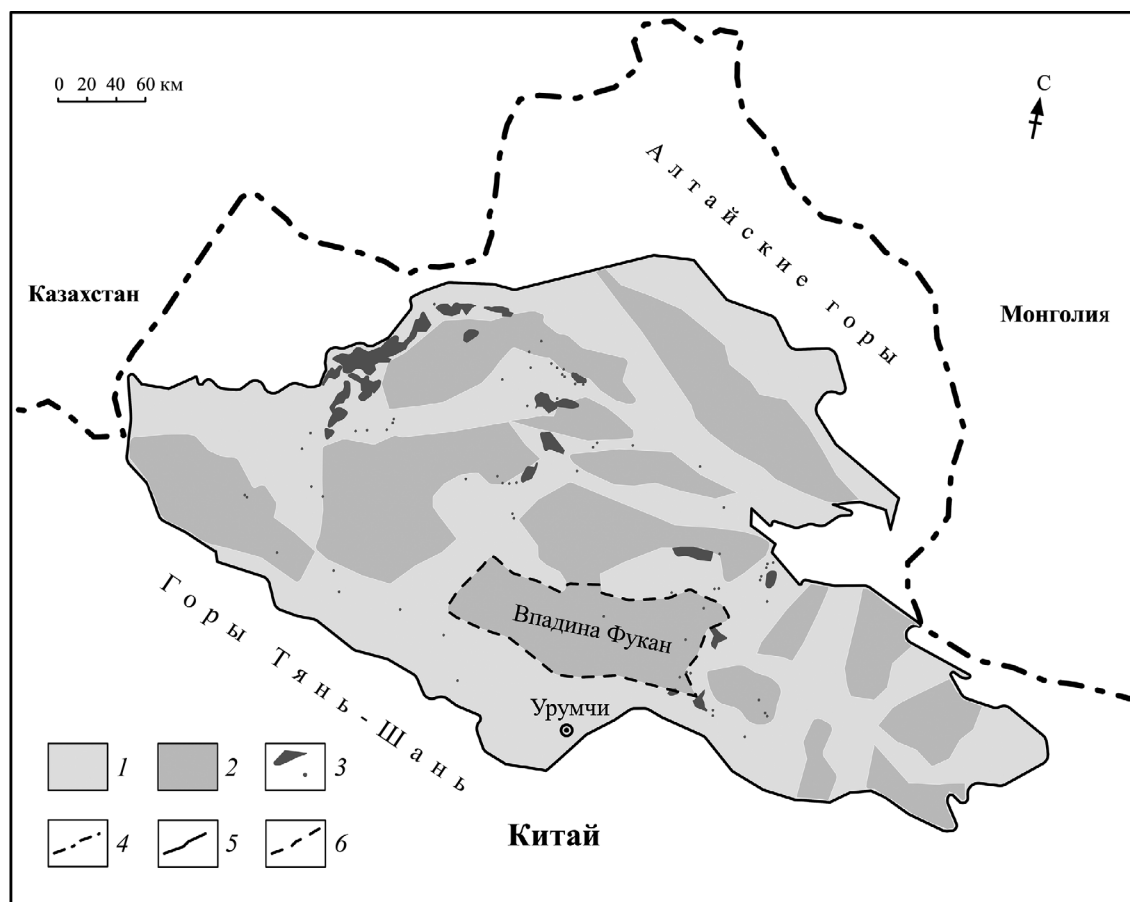


Рис. 1. Расположение и тектонические элементы Джунгарского нефтегазоносного бассейна: 1 — выступы, 2 — впадины, 3 — нефтяные месторождения, 4 — государственные границы, 5 — границы Джунгарского НГБ, 6 — границы впадины Фукан

разца нефтей из юрских залежей и битумоидов из бадаованьских (J_{1b}), саньгунхэских (J_{1s}), сишаньяоских (J_{2x}), тоутунхэских (J_{2t}) и цигуских (J_{3q}) продуктивных свит, которые предоставлены Научно-исследовательским институтом по разведке и разработке (Синьцзянский нефтяной филиал компании «PetroChina»).

Молекулярный состав биомаркеров нефтей и ОВ пород изучен методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Для выявления нефтегазоматеринских свойств пород использовался метод пиролиза Rock-Eval, по параметрам которого определяли содержание и тип ОВ, оценивали его генерационный потенциал и степень зрелости [Гончаров, Харин, 1982].

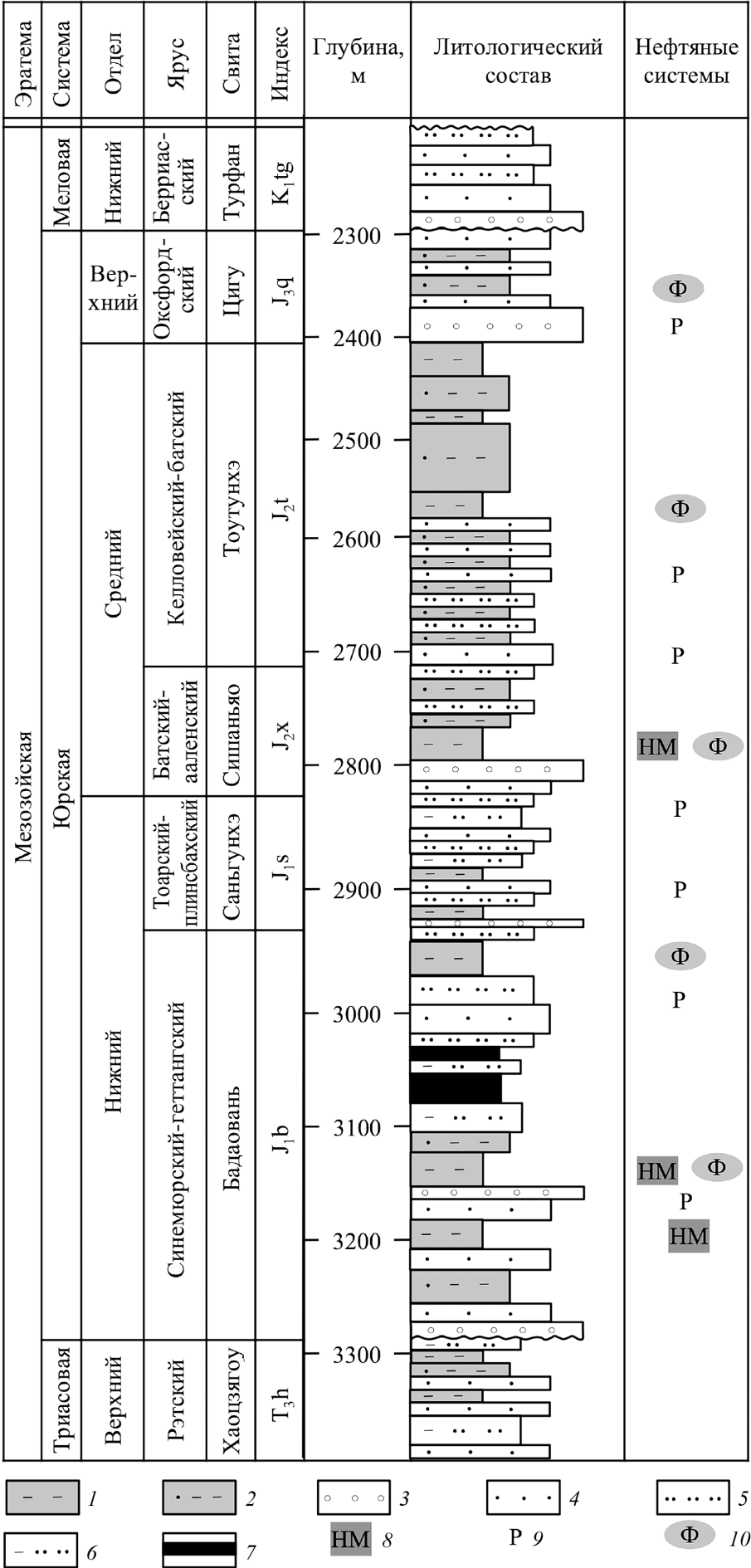
Результаты исследований и их обсуждение.

При выделении НГМП надо учитывать, что они должны обладать неотъемлемым свойством — способностью порождать и отдавать углеводородные флюиды, газообразные и жидкие (микронепть). Это будет выполняться при достаточном количестве, определенном качестве ОВ ($C_{орг}$) и его зрелости. Нижний предел концентрации $C_{орг}$ в породе, с которого начинается отдача микронепти и газа (в случае сапропелевого и/или существенно сапропелевого ОВ), — значение 0,2% на породу при средних градациях мезокатагенеза ($МК_1$ – $МК_3$).

В юрских осадочных отложениях впадины Фукан выделяются все 3 отдела, отложения которых несогласно залегают на триасовых и так же несогласно перекрыты меловыми (рис. 2). Все юрские отложения снизу вверх по разрезу залегают согласно. В нижнеюрских породах выделяются свиты Бадаовань (J_{1b}) синемюр-геттангского возраста, Саньгунхэ (J_{1s}) тоар-плинсбахского, а также аален-батская свита Сишаньяо (J_{2x}) (рис. 2). НГМП в этих свитах представлены черными глинистыми аргиллитами [Fu et al., 1996]. Осадконакопление черных глинистых аргиллитов происходило в обстановке пресноводного озера с относительно окислительными условиями седиментации [Zheng et al., 2015]. Общая мощность юрских НГМП во впадине Фукан увеличивается с севера (от 0 м) на юг в погруженную часть впадины, достигая максимальной толщины 500 м (скважина CS1).

Содержание $C_{орг}$ по данным пиролиза (ТОС) в образцах НГМП варьирует от 0,30 до 3,70%. Среднее содержание ТОС для бадаованьских НГМП составляет 1,33%, для саньгунхэских и сишаньяоских — 0,69%. Вариация значений $S1+S2$ (параметр оценивает генерационный потенциал) весьма широкая: от 0,45 до 7,67 мг УВ/г породы. Среднее значение $S1+S2$ для бадаованьских НГМП составляет 3,00 мг УВ/г породы, для саньгунхэских и сишаньяоских — 0,82 мг УВ/г породы. При-

Рис. 2. Сводная литолого-стратиграфическая колонка юрской системы в пределах впадины Фукан (по данным бурения скв. В28, 2020 г.): 1 — глинистые аргиллиты, 2 — песчанистые аргиллиты, 3 — конгломераты, 4 — песчаники, 5 — алевролиты, 6 — глинистые алевролиты, 7 — угли, 8 — нефтегазоматеринские породы, 9 — резервуары (коллекторы), 10 — флюидоупоры



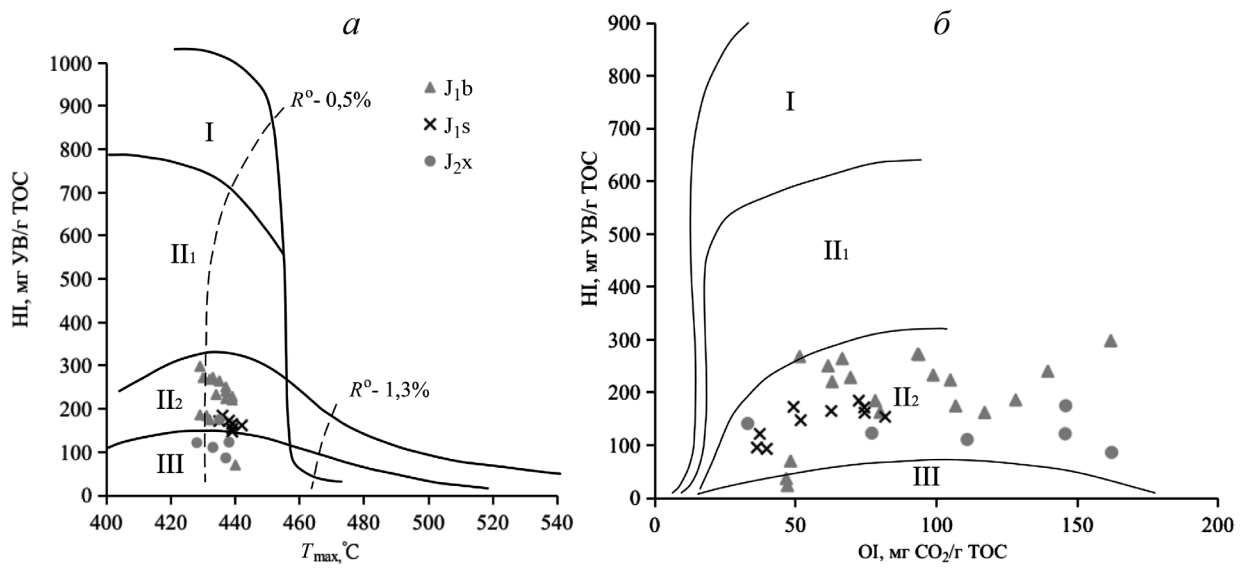


Рис. 3. Определение качества (тип керогена) органического вещества юрских нефтегазоматеринских пород в восточной части впадины Фукан по модифицированной диаграмме Ван-Кревелена с использованием пиролитических параметров HI и T_{max} (a) и HI и OI (б)

веденные данные показывают, что бадаованьские НГМП богаты ОВ ($ТОС > 1\%$) и имеют хороший генерационный потенциал ($S1 + S2 > 2$ мг УВ/г породы), а саньгунхэские и сишаньяоские НГМП характеризуются более низким содержанием ОВ и менее богатым нефтегенерационным потенциалом. Степень зрелости ОВ большинства изученных образцов пород по результатам пиролиза оценивается градациями мезокатагенеза $МК_1 - МК_2$ ($T_{max} = 428 - 445$ °С) (рис. 3, а), что не противоречит выводам о значениях отражательной способности витринита из углистых фрагментов этих пород ($R_o = 0,55 \pm 0,83\%$); таким образом, рассматриваемые породы находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН).

На модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (рис. 3, а, б) образцы расположены в областях двух типов керогена (II_2 и III). Кероген большинства образцов НГМП юрского возраста представлен типом II_2 — смешанным гумусово-сапропелевым. Таким образом, интерпретация данных пиролиза свидетельствует о том, что эти породы можно отнести к НГМ.

Физические свойства нефти. Объектами исследования были нефти и экстракты битумоидов нефтесодержащих песчаников из юрских продуктивных горизонтов восточной части впадины Фукан (рис. 4, таблица). Физические свойства нефти зависят от ее химического состава. Физические свойства и состав нефтей в разных регионах впадины Фукан существенно различаются.

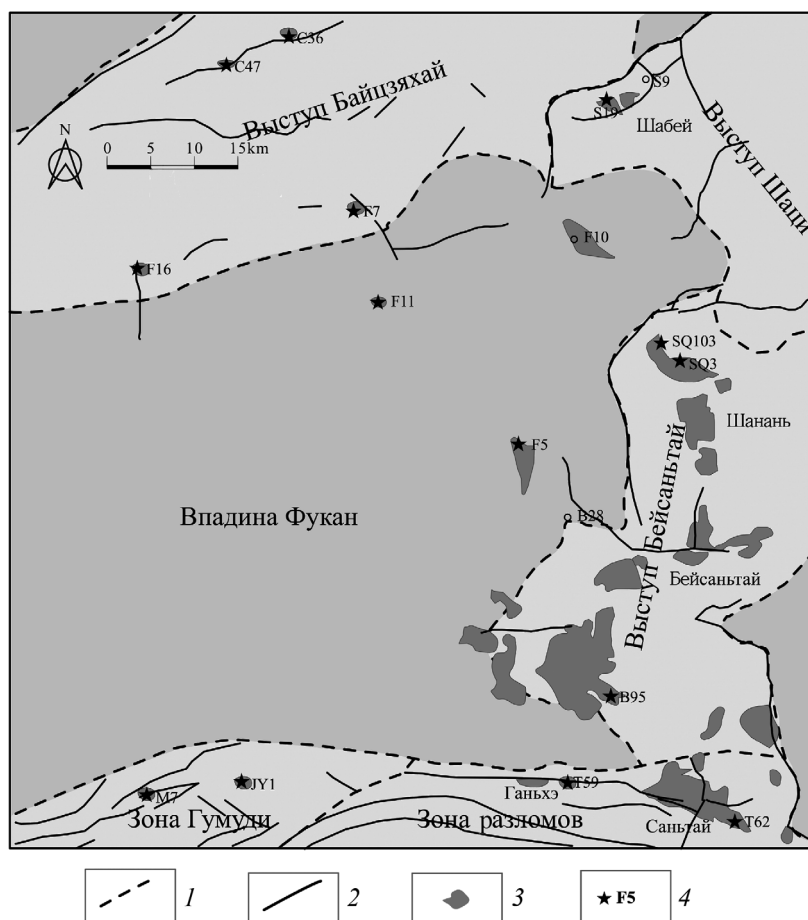
Величина плотности исследованных нефтей варьирует в широких пределах: от низких значений ($< 0,87$ г/см³), которые обычно характерны для легких нефтей, до $> 0,92$ г/см³, что дает возможность классифицировать такие нефти как тяжелые. В соответствии с диапазоном изменения плотности ($0,7459 - 0,8632$ г/см³) легкие нефти в основном

находятся в залежах выступов Байцзяхай и Шаци в северной части впадины Фукан, в зоне Гумуди и в северной части выступа Бейсаньтай. Тяжелая нефть с плотностью $0,8742 - 0,9783$ г/см³ отмечена в основном в зонах разломов на восточной и юго-

Описание исследованных проб нефтей и битумоидов нефтесодержащих песчаников из восточной части впадины Фукан

Скважина	Глубина, м	Свита	Тип образца	Район
F16	4096,84	J _{2t}	экстракт битумоидов	Выступ Байцзяхай
F16	4097,17	J _{2t}		
F7	3233–3245	J _{2t}		
F7	3342–3346	J _{2t}		
C36	2496–2499	J _{2x}		
C47	3160–3166	J _{2x}		
S19	1473–1475,5	J _{2x}		Выступ Шаци
S19	1588,70	J _{1s}	экстракт битумоидов	
F5	3457–3465	J _{1s}		
F11	4114,00	J _{1s}	нефть	
SQ3	1350,51	J _{1b}	экстракт битумоидов	Выступ Бейсаньтай
S103	1199,43–1204,50	J _{1b}		
B95	2295,62	J _{2t}		
B95	2340–2346	J _{2t}	нефть	
B95	2342,88	J _{2t}	экстракт битумоидов	
T59	3101,01	J _{2t}	нефть	
T62	2454–2466	J _{2t}		
M7	4144–4152	J _{2t}		
JY1	4572,95	J _{2t}	экстракт битумоидов	
JY1	4578,88	J _{2t}		
JY1	4581,11	J _{2t}		
JY1	4120,18	J _{3q}		
JY1	4122,64	J _{3q}		

Рис. 4. Схема расположения нефтяных месторождений и скважин отбора проб нефтей из юрских залежей и пород восточной части впадины Фукан: 1 — границы тектонических элементов; 2 — разломы; 3 — нефтяные месторождения; 4 — скважины, из которых отбирали образцы пород и нефтей



восточной перифериях впадины и в южной части выступа Бейсаньтай.

Групповой углеводородный состав нефтей.

Групповой углеводородный состав нефтей юрских залежей в восточной части впадины Фукан значительно различается и имеет неодинаковые характеристики в разных структурных элементах. Состав большинства нефтей: насыщенные углеводороды (УВ) — от 69,67 до 96,22%, ароматические УВ — от 4,27 до 18,41%, гетероатомные в кислых смолах — от 1,31 до 11,28%, асфальтены — от 0,04 до 5,52%. Небольшое количество нефтей в южной части Бейсаньтайского выступа и в зоне разломов выделяется по групповому составу — более низкое содержание насыщенных УВ (в среднем 41,45, вариация 27,52–51,98%) и высокое содержание ароматических (в среднем 17,95, вариация 4,58–39,65%), гетероатомных компонентов в кислых смолах (в среднем 26,95, вариация 9,97–46,58%) и асфальтенов (в среднем 3,74, вариация 0,54–10,15%).

Таким образом, эти особенности группового состава нефтей в южной части выступа Бейсаньтай и зоне разломов определили высокую плотность и вязкость нефти. Глубина их залегания обычно не превышает 2500 м. Потеря насыщенных УВ этих нефтей вызвана длительной тектонической активностью, которую испытали эти два района, и, соответственно, дизъюнктивной нарушенностью

разреза. При этом в течение длительного времени происходила дисмиграция легких углеводородных флюидов. Первичные нефти в залежах претерпели вторичные изменения, такие, как растворение легких УВ при активной гидродинамике пластовых вод, окисление, особенно биохимическое (биодегградация нефти). В процессе воздействия этих факторов нефти становятся тяжелыми и вязкими [Li et al., 2006]. Вероятно, нефти в других рассматриваемых районах не испытали воздействие перечисленных факторов.

Изотопный состав углерода нефти. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) нефти — важный показатель для определения генетического типа исходного ОВ НГМП, особенно для нефтей со значительно отличающимся изотопным составом углерода [Галимов, 1986]. Как правило, нефти, образованные из исходного ОВ преимущественно сапропелевого состава, имеют меньшие значения $\delta^{13}\text{C}$, а нефти из ОВ с большим вкладом гумусовой составляющей имеют большие значения $\delta^{13}\text{C}$ [Фрик, 1997].

Нефти из зоны разлома и выступа Бейсаньтай имеют более легкий изотопный состав углерода $\delta^{13}\text{C}$ от $-30,90$ до $-31,95\text{‰}$; нефти из зоны Гумуду, впадины Фукан, выступов Байцзяхай и Шацзи по изотопному составу углерода несколько тяжелее — $\delta^{13}\text{C}$ варьирует от $-26,25$ до $-28,38\text{‰}$ (рис. 5).

Геолого-геохимическая интерпретация состава биомаркеров очень разносторонняя, с одной сторо-

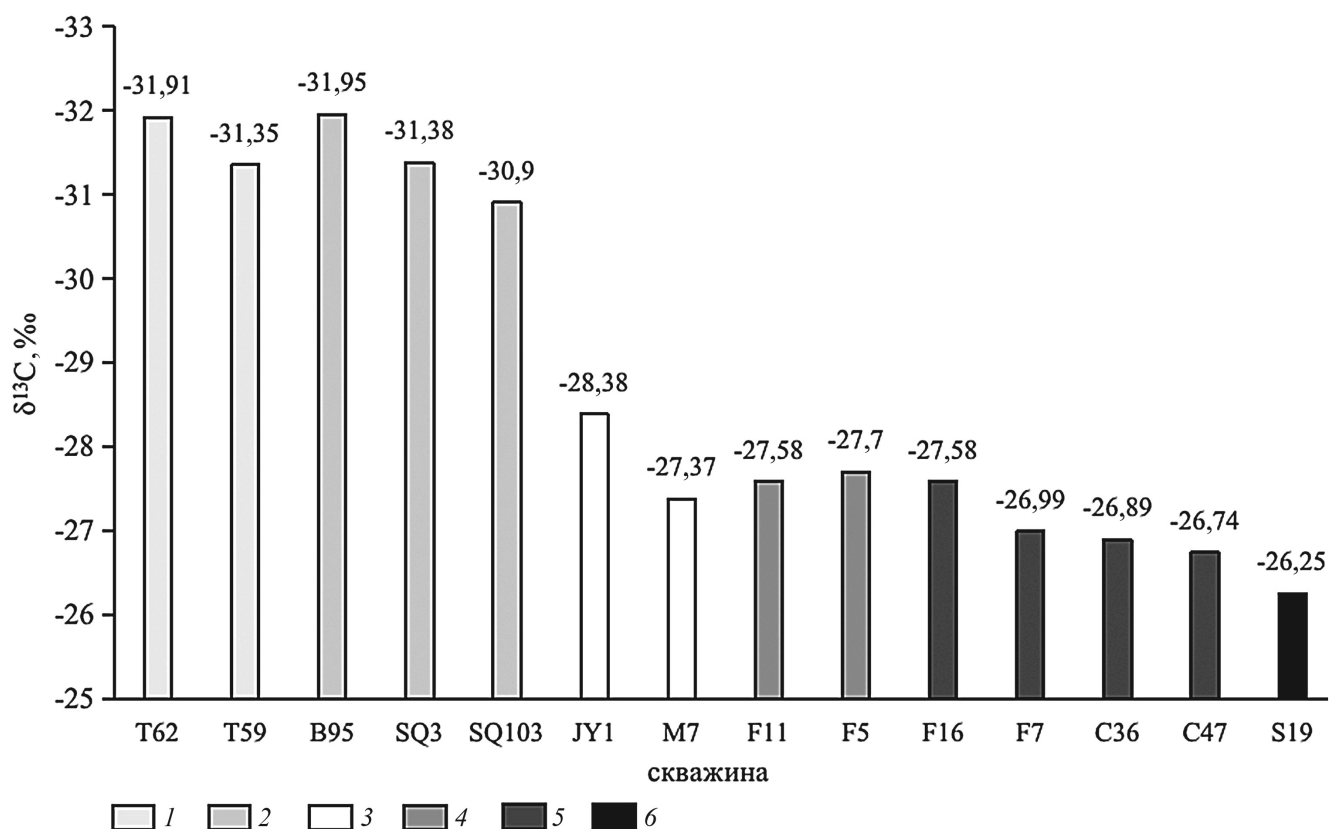


Рис. 5. Изотопный состав углерода нефтей в восточной части впадины Фукан. Районы: 1 — зона разломов, 2 — выступ Бейсаньтай, 3 — зона Гумуди, 4 — впадина Фукан, 5 — выступ Байцзяхай, 6 — выступ Шацзи

ны, по их составу можно судить о типе исходного ОВ НГМП, условиях его накопления, степени зрелости, а с другой — получить информацию о вторичных преобразованиях нефти в залежи, в частности, о биodeградации и процессах третичной миграции нефти.

Соотношение относительной концентрации пристана и фитана. Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) используется для определения условий накопления НГМП и начальной фоссилизации в раннем диагенезе: фитан образуется из фитола, который в свою очередь является частью молекулы хлорофилла зеленых низших и высших растений, в восстановительных условиях седиментогенеза и раннего диагенеза, а пристан в той же зоне литогенеза — из фитола, но в относительно окислительных условиях [Mei, Liu, 1980].

Величина отношения Pr/Ph для нефтей из зоны разлома и выступа Бейсаньтай составляет 0,96–1,43, что указывает на относительно восстановительные условия седиментогенеза и диагенетического преобразования ОВ. Значение отношения Pr/Ph для нефтей из зоны Гумуди, впадины Фукан, выступов Байцзяхай и Шацзи значительно больше единицы и изменяется от 1,94 до 3,61, что свидетельствует об относительно окислительных условиях на этих этапах литогенеза НГМП, что не противоречит геологическим оценкам условий седиментации.

Согласно взаимосвязи между изотопным составом углерода и соотношением фитана и пристана (Pr/Ph) нефти из юрских залежей в восточной части впадины Фукан разделяются на две группы (рис. 6).

Нефти I группы в основном распространены в зоне разломов и в залежах выступа Бейсаньтай. Нефти II группы находятся в пределах зоны Гумуди, впадины Фукан, выступов Байцзяхай и Шацзи. Точно такие же группы нефтей по территориальной приуроченности были выделены по физико-химическим параметрам.

Наличие β-каротана может отражать условия осадконакопления ОВ НГМП: β-каротан — насыщенный бициклический нафтен C₄₀H₇₈, который образуется из липоидов живого вещества (ЖВ) водорослей, существующих в условиях соленого озера с дефицитом растворенного кислорода, поэтому этот биомаркер, по всей вероятности, указывает на озерные условия обитания этих водорослей, и их некрома стала частью исходного ОВ осадков. Если содержание β-каротана высокое, можно утверждать, что седиментогенез будущих НГМП происходил в озере с повышенной соленостью [Yi et al., 2005].

Нефти выделенной I группы имеют высокое содержание β-каротана, относительная концентрация которого даже выше, чем нормального пентоксана (nC₂₅H₅₂), а значение отношения β-каротан/nC₂₅H₅₂ несколько больше единицы —

1,03–1,12, что свидетельствует об озерно-восстановительных условиях накопления ОВ НГМП. Нефти II группы почти не содержат биомаркера β -каротана.

Гаммацеран/ $C_{30}\alpha\beta$ гопан. Гаммацеран (тетрациклический нафтен), так же, как β -каротан, содержится в ЖВ галофильных простейших организмов, а бактериогепанотетрол, из которого образуются гопаны, входит в клеточную мембрану большинства бактерий, оба соединения — биомаркеры, поэтому коэффициент гаммацеран/ $C_{30}\alpha\beta$ гопан также может отражать соленость вод обстановки осадконакопления. Значения этого коэффициента для большинства нефтей I группы составляют 0,1–0,2, что указывает на солонатоводную обстановку, а значение коэффициента для большинства нефтей II группы ниже $0,05 \pm 0,10$, что напрямую зависит от количества гаммацерана. Возможно, исходное ОВ будущих НГМП нефтей II группы накапливалось в более пресноводных условиях (рис. 7).

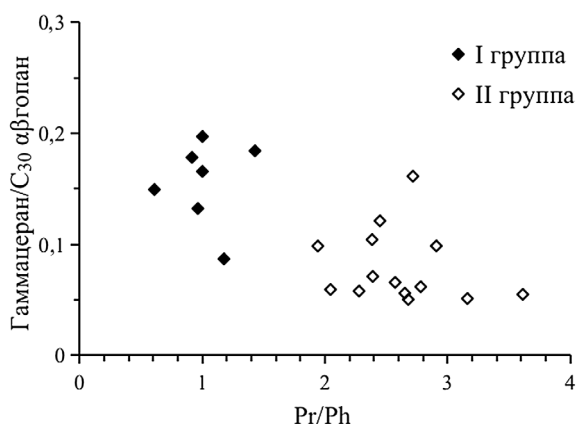


Рис. 7. Выявление среды седиментогенеза по соотношениям пристана и фитана, гаммацерана и геогопана

Соотношение био- и геоэпимеров ситостерана $C_{29}H_{52}$ и гопанов $C_{27}H_{48}$ (Tm и Ts). Соотношение био- и геоэпимеров оптически активных стеранов и гопанов используются для определения относительной зрелости нефти. По мере увеличения степени термических преобразований нефти или ОВ молекулы с биоконфигурацией эволюционируют в геоконфигурации. В геохимической интерпретации из всех стеранов чаще других гомологов используются регулярный ситостеран ($C_{29}H_{52}$), биоситостеран ($5\alpha 14\alpha 17\alpha 20R$ — $\alpha\alpha\alpha 20R$) и геоситостеран ($5\alpha 14\alpha 17\alpha 20R+20S$ — $\alpha\alpha\alpha 20R+20S$). На графике, приведенном на рис. 8, видно, что значения отношения $20R/(20R+20S)$ био- ($20R$) и геостеранов ($20R+20S$) для всех образцов не превышают 0,6; это означает, что нефти этих двух групп зрелые. Напротив, значение отношения Ts ($18\alpha-22,29,30$ -трисноргопан)/ Tm ($17\alpha-22,29,30$ -трисноргопан), не обязательно отражает зрелость

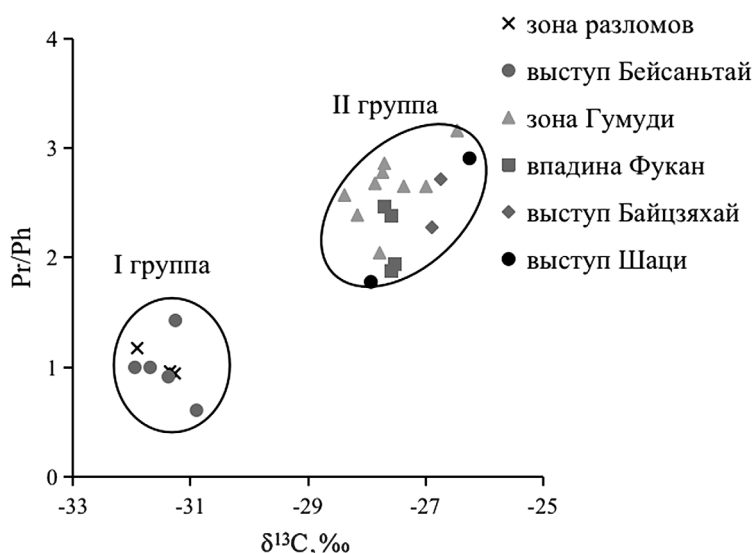


Рис. 6. Выделение групп нефтей по изотопному составу углерода и соотношению пристана и фитана

нефти, значения Ts/Tm образцов нефтей варьируют в широком диапазоне (рис. 8).

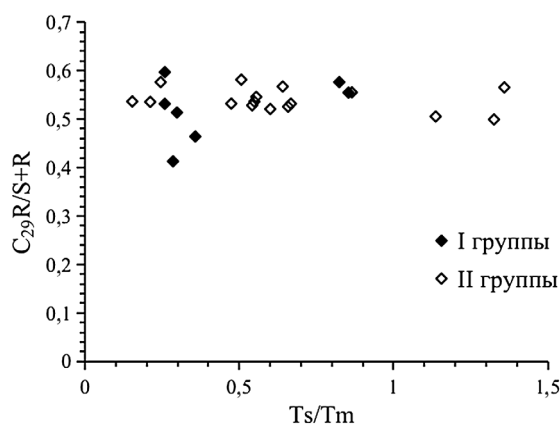


Рис. 8. Выделение групп нефтей по соотношениям гопанов Ts и Tm , биоситостеранов и геоситостеранов

Регулярные стераны. Стероиды с разной величиной углеродного скелета присущи ЖВ разных организмов: C_{27} — животным, C_{28} — простейшим водорослям и C_{29} — высшей растительности и некоторым видам протерозойских цианобактерий. Поэтому содержание регулярных стеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} отражает тип исходного ОВ: регулярные ситостераны C_{29} должны преобладать в нефти, образованной из ОВ с большим вкладом гумусовой составляющей, а регулярные стераны C_{27} , C_{28} преобладают в нефти, сформированной из некромы фито- и зоопланктона. Нефти II группы обогащены регулярными ситостеранами C_{29} . Отношение биостеранов $C_{27}(\alpha\alpha\alpha 20R)/C_{29}(\alpha\alpha\alpha 20R)$ составляет 0,11–0,36, это указывает на то, что вероятный источник нефти II группы — ОВ смешанного, но преимущественно гумусового состава. Содержание ситостеранов C_{29} в нефти I группы невелико (коэффициент $C_{27}(\alpha\alpha\alpha 20R)/C_{29}(\alpha\alpha\alpha 20R)=0,38 \pm 0,75$),

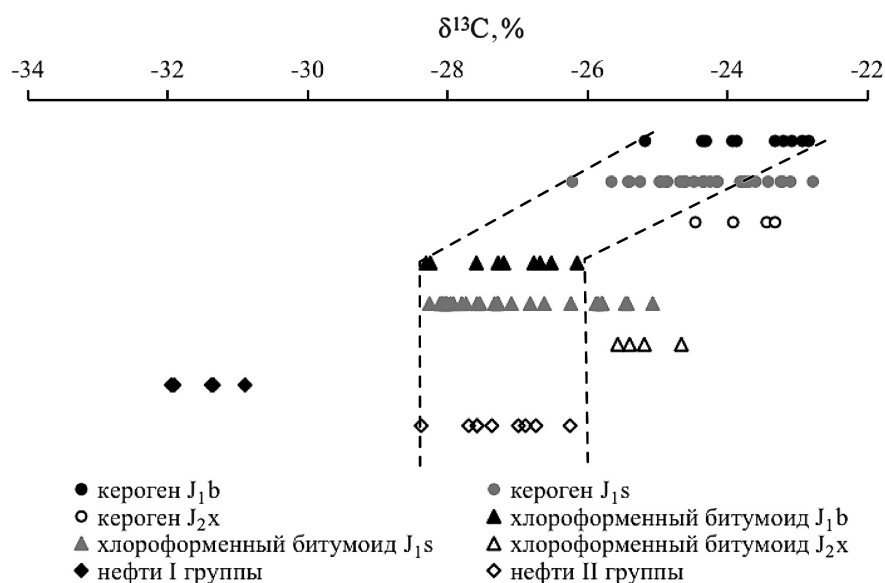


Рис. 9. Изотопный состав углерода керогена, хлороформенного битумоида и выделенных I и II групп нефтей

это указывает на то, что возможным источником нефти I группы также было смешанное ОВ, но в нем преобладало сапропелевое озерное планктонное ОВ.

Корреляция состава выделенных групп нефтей и нефтегазоматеринских пород. При термическом преобразовании керогена в главной зоне нефтеобразования происходит фракционирование изотопов углерода. Фракционирование перераспределяет легкие и тяжелые стабильные изотопы углерода — в керогене должно относительно накопиться больше тяжелого изотопа ^{13}C , а в микро-нефти (в аналитическом смысле в битумоиде) и в нефти в залежи — легкого ^{12}C . Согласно большому количеству статистических данных можно прийти к заключению, что по показателю соотношения изотопов $\delta^{13}\text{C}_{\text{кероген}} > \delta^{13}\text{C}_{\text{битумоид}} \geq \delta^{13}\text{C}_{\text{нефть}}$, в котором разница между $\delta^{13}\text{C}_{\text{кероген}}$ и $\delta^{13}\text{C}_{\text{битумоид}}$ не должна превышать 2–3‰ [Галимов, 1973].

Хлороформенный битумоид бадаованских (J_1b) и большинство саньгунхэских (J_1s) НГМП имеют более тяжелый изотопный состав углерода от –26,15 до –28,31‰, что хорошо коррелирует с нефтями II группы, выделенной по другим показателям. Изотопный состав углерода битумоида и керогена сишаньяоских пород (J_2x) еще более тяжелый — >–25‰ и не совпадает с показателями для нефтей (рис. 9).

Таким образом, нефти I группы имеют более легкий изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C} < -30,90\text{‰}$) и богаты гаммацерами, β -каротанами, регулярными холестеранами C_{27} и эргостанами C_{28} , коэффициент Pr/Ph составляет 0,96–1,43, что характеризует восстановительную обстановку седиментации, поэтому вероятный источник нефти I группы — ОВ НГМП гумусово-сапропелевого типа, накопившегося в солоноватоводном озере с относительно восстановительной обстановкой седиментации. В таких условиях во впадине Фукан накапливались пермские НГМП [Zeng et al., 2008].

Нефти II группы имеют более тяжелый изотопный состав углерода (от –26,25 до –28,38‰), низкую концентрацию гаммацераминов, содержат больше, чем нефти I группы, регулярных ситостеранов C_{29} , почти не содержат β -каротана, Pr/Ph варьирует от 1,94 до 3,61, что свидетельствует об относительно окислительных условиях осадконакопления. Следовательно, источником нефти II группы было ОВ НГМП также континентального генезиса, но с преобладанием гумусовой составляющей, накопившейся в озере с низкой соленостью в относительно окислительной обстановке, что соответствует условиям седиментации бадаованской (J_1b) и саньгунхэской (J_1s) свит. Эти выводы не противоречат геологическим данным об условиях накопления и преобразования выделенных юрских нефтегазоматеринских пород.

Выводы. 1. В юрских залежах в восточной части впадины Фукан выделено две группы нефтей: I группа — нефти залежей зоны разломов и выступа Бейсаньтай и II группа — нефти зоны Гумуди впадины Фукан, выступов Байцзяхай и Шаши.

2. Бадаованские (J_1b) НГМП содержат достаточное для средних градаций мезокатагенеза ($\text{MK}_1\text{--MK}_2$) количество ОВ смешанного гумусово-сапропелевого состава и имеют хороший нефтегенерационный потенциал, они достигли и находятся в главной зоне нефтеобразования и представляют собой основную НГМП для нефтей юрских залежей зоны Гумуди впадины Фукан, выступов Байцзяхай и Шаши.

3. Тяжелые нефти юрских залежей зоны разломов и выступа Бейсаньтай образовались из ОВ пермских НГМП, что подтверждается более легким изотопным составом углерода и молекулярным составом биомаркеров нефтей. Восточные и южные склоны впадины Фукан характеризуются тектонической раздробленностью и активной гидродинамикой, что способствовало биodeградации и химическому окислению нефтей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Галимов Э.М. Изотопный метод выявления нефтематеринских отложений на примере месторождений ряда регионов СССР // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1986. № 4. С. 3–21.

Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 384 с.

Гончаров И.В., Харин В.С. Использование пиролиза в инертной атмосфере при исследовании органического вещества пород // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1982. Вып. 56. С. 8–10.

Фрик М.Г. Влияние процессов литогенеза на распределение биомаркеров в органическом веществе нефтегазоматеринских пород // Геохимия. 1997. № 8. С. 863–871.

Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, Northwest China // Acta Geol. Sin. 2016. Vol. 90, N 1. P. 37–67.

Fu Heng, Liu Qiaohong, Yang Shusheng. Sedimentary environments of the limnic source rocks and their influence on hydrocarbon-generating potentiality: An example from the Jurassic source rocks in the Junggar Basin, Xingjiang // Lithol. Palaeogeography. 1996. Vol. 16, N 5. P. 31–37.

Li Bin, Yang Jun, Wang Gangfen et al. Distribution and formation mechanism of heavy oil in southern Beitaitai of Junggar Basin // J. Oil and Gas Technology. 2006. Vol. 28, N 5. P. 38–40.

Mei Bowen, Liu Xijiang. The distribution of isoprenoid alkanes in China's crude oil and its relation with the geologic environment // Oil & Gas Geol. 1980. Vol. 1, N 2. P. 99–110.

Yi Wei, Zhen Herong, Meng Xianlong. Geochemical behaviors of crude oils in central Junggar basin // Oil & Gas Geol. 2005. Vol. 26, N 4. P. 461–466.

Zeng Jun, Kang Yongshang, Han Jun et al. Analysis on formation of oil and gas pools in the area of southwestern slope of Beisantai, Junggar Basin // J. Southwest Petrol. University (Science and Technology Edition). 2008. Vol. 30, N 5. P. 53–57.

Zheng Jinhai, Xiang Caifu, Wang Xulong et al. Characteristics of the Jurassic source rocks and their shale gas exploration potential in the Fukang Sag of the Junggar Basin // Geol. Rev. 2015. Vol. 61, N 1. P. 217–226.

Поступила в редакцию 12.05.2020

Поступила с доработки 30.06.2020

Принята к публикации 30.06.2020