

## **ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА ФЛЮИДОВ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Т.Д. Островская, Г.С. Федорова, В.Ю. Артемьев,  
А.С. Варягова*

Месторождение Новопортовское приурочено к локальному поднятию в юго-восточной части Новопортовского вала и отличается своеобразным распределением залежей по разрезу: газовые – в сеномане (ПК<sub>1-5</sub>, ПК<sub>10</sub>), газонефтяные – в альбе (ПК<sub>11</sub> и ПК<sub>14</sub>), нефтегазоконденсатные – в готерив-аптском комплексе (ТП<sub>1</sub> и ТП<sub>10</sub>), валанжин-готериве (НП<sub>1</sub>-НП<sub>7</sub>), берриасе (НП<sub>8</sub> и НП<sub>9-10</sub>) и отложениях средней юры (Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>6-7</sub>).

Мощность продуктивной части разреза достигает 1700 м. Выше залегают региональные экранирующие толщи глин турон-датского возраста общей мощностью 220 м. Кроме того, в разрезе продуктивных отложений выделяются несколько маломощных глинистых флюидоупорных толщ, равномерно распределенных в новопортовской и танопчинской свитах и нижней части альбских отложений. Однако мощность экранов составляет 60 % от объема новопортовской свиты, расположенной на глубинах продуктивных горизонтов в разрезе: крупные газовые залежи – в сеноманском янусе под региональной экранирующей толщей турон-дата, одна залежь – в танопчинской свите под ханты-мансийским глинистым флюидоупором и 9 продуктивных пластов – в новопортовской свите.

Аналитическая часть исследований включила определение физико-химических свойств флюидов, структурно-хроматографический анализ с использованием методов инфракрасной спектроскопии (ИКС), ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) и газожидкостной хроматографии (ГЖХ).

Особенности строения и распределения углеводородов флюидов отражены на рис. 1, 2 и в табл. 1, 2.

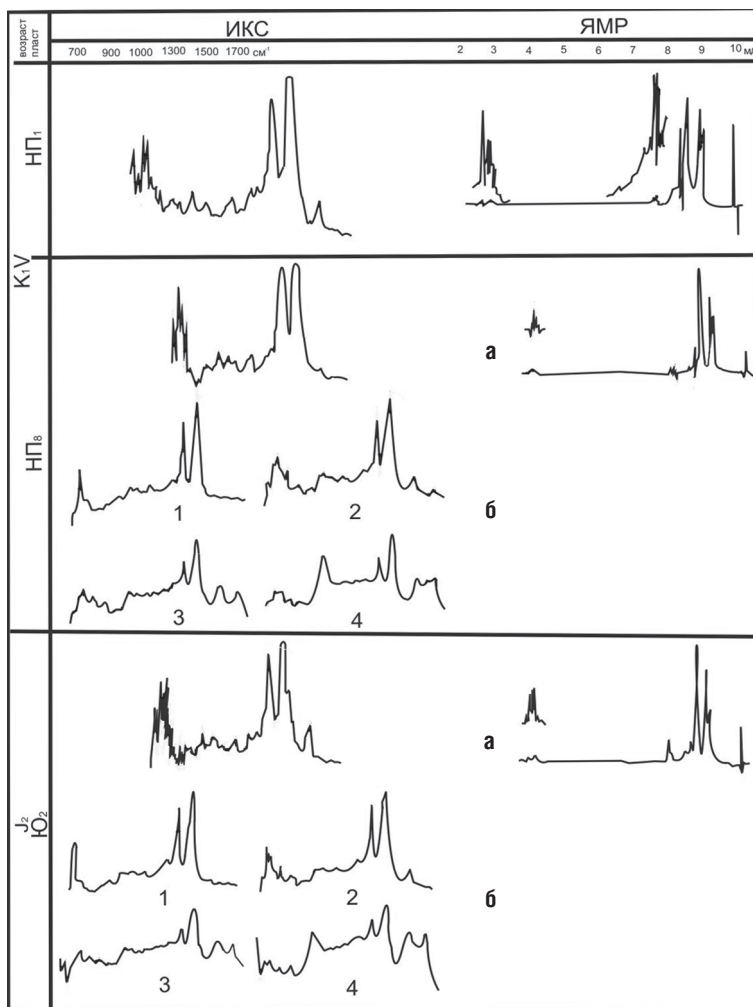


Рис. 1. ИКС и ЯМР-спектры нефтей и конденсатов Новопортовского месторождения: а - фракции до 200 °С; б - фракции выше 200 °С; 1 - метановые углеводороды; 2 - ароматические углеводороды; 3 - бензольные смолы; 4 - спирто-бензольные смолы

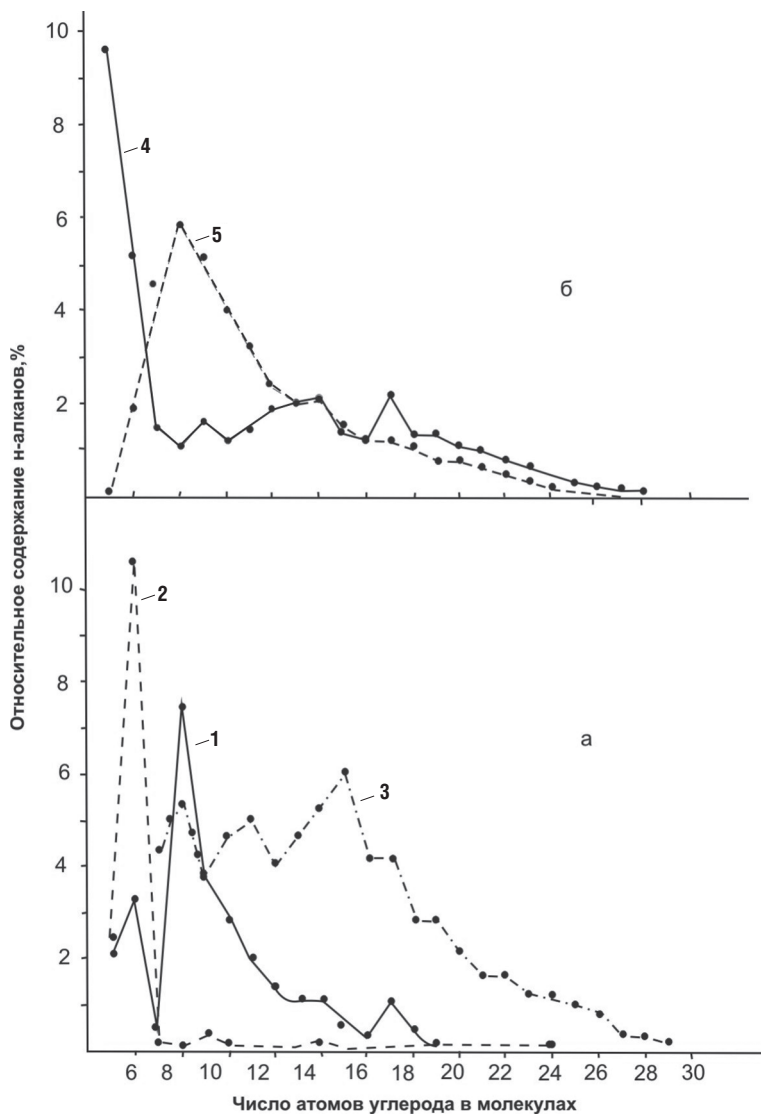


Рис. 2. Распределение n-алканов в нефтях и конденсатах Новопортовского месторождения: а - валанжинские отложения: 1 - конденсат скв. 79 (1796-1802 м), 2 - конденсат скв. 84 (1806-1812 м), 3 - нефть скв. 64 (1949-1954 м); б - среднеюрские отложения: 4 - нефть скв. 108 (2066-2086 м), 5 - конденсат скв. 107 (2625-2633 м)

Таблица 1

**Фракционный и углеводородный состав конденсатов и нефти Новопортовского месторождения**

№ скв.	Интервал перфорации, м	Тип флюида	Пласт	Перегоняется, % масс					Содержание углеводородов во фракции до 200 °С, % масс		
				до 100 °С	до 150 °С	до 200 °С	до 300 °С	до 450 °С	ароматических	нафтеновых	метановых
46	944–947	нефть	ТП <sub>1</sub>	–	–	3,01	33,42	78,22	5,46	94,59	–
79	1828–1835	нефть	НП <sub>4</sub>	7,55	20,57	30,15	53,49	79,52	17,11	56,34	26,55
79	1873–1878	нефть	НП <sub>5</sub>	11,48	24,84	33,45	55,48	83,91	22	42,47	35,53
78	1926–1932	нефть	НП <sub>8</sub>	8,5	25,81	37,91	64,37	88,99	20,59	35,18	44,23
64	2036–2040	нефть	Ю <sub>2</sub>	3,75	7,44	16,05	38,95	73,14	15,77	34,27	49,96
79	1796–1802	конденсат	НП <sub>1</sub>	30,75	48,64	60,32	75,64	91,77	10,85	44,4	44,75
83	1800–1812	конденсат	НП <sub>2</sub>	42,55	77,39	88,73	94,38	–	16,68	35,85	47,47
84	1806–1812	конденсат	НП <sub>3</sub>	34,25	75,32	90,24	98,31	–	7,25	58,68	34,07
85	1848–1856	конденсат	НП <sub>4</sub>	49,5	81,32	92,1	99,41	–	13,64	25,13	61,23
107	2625–2638	конденсат	Ю <sub>2</sub>	23	58,84	74,86	93,66	–	26,23	32,32	41,45

Таблица 2

## Физико-химические свойства конденсатов и нефтей Новопокровского месторождения

№ скв.	Интервал перфорации, м	Тип флюида	Пласт	Молекулярная масса	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость кинематическая при 20 °С, Сст	Фактические смолы, мг/100 мл	Содержание, % масс		
								твердые парафины	сера	асфальт
46	944–947	нефть	ТП <sub>1</sub>	285	0,917	55,31	5,6	0,5	0,11	0,51
79	1828–1835	нефть	НП <sub>4</sub>	183	0,843	4,33	2,13	3,75	0,09	0,18
79	1873–1878	нефть	НП <sub>5</sub>	200	0,855	7,71	2,66	4,84	0,09	0,14
78	1926–1932	нефть	НП <sub>8</sub>	185	0,831	3,58	1,91	3,66	0,06	0,14
64	2036–2040	нефть	Ю <sub>2</sub>	228	0,818	13,91	5,46	5,55	0,15	0,34
79	1796–1802	конденсат	НП <sub>1</sub>	135	0,787	1,15	1,33	2,04	0,06	отс.
83	1800–1812	конденсат	НП <sub>2</sub>	99	0,749	0,646	1,6	следы	0,01	отс.
84	1806–1812	конденсат	НП <sub>3</sub>	100	0,758	0,867	0,9	отс.	0,01	отс.
85	1848–1856	конденсат	НП <sub>4</sub>	99	0,745	0,803	отс.	0,11	0,02	отс.
107	2625–2638	конденсат	Ю <sub>2</sub>	130	0,783	1,102	3,5	1,4	0,03	отс.

Нефти юрских отложений (пласты Ю<sub>5-6</sub>, Ю<sub>2</sub>) обладают общностью физико-химических свойств: плотность – 860–870 кг/м<sup>3</sup>, содержание фракций до 200 °С – 10–20 %, серы до 0,15 %, парафинов 2–7 %, смол селикагелевых не более 5 %, асфальтенов до 0,3 % масс. В групповом углеводородном составе – 50–53 % алканов, 30–34 % нафтенов и 16–18 % масс. аренов. В ряду нормальных алканов фракции, выкипающей до 200 °С, суммарное содержание C<sub>5</sub>–C<sub>8</sub> достигает 70 % (ГЖХ). Судя по наличию полосы поглощения (п.п.) на ИК-спектрах при 970 см<sup>-1</sup>, нафтеновые углеводороды имеют моноциклическое строение и характеризуются преимущественно циклогексановой структурой. Отношение МЦГ/nC<sub>7</sub> не превышает 3,5 (ГЖХ), что указывает на второстепенное значение нафтенов в углеводородном составе этой фракции. Ароматические углеводороды имеют также моноциклическое строение: бензол, ди- и тризамещенные бензолы (п.п. на ИКС-700, 750–800 см<sup>-1</sup>, сигналы на ЯМР-спектрах при х.с. 2,7–3,2 м.д., протоны ароматического кольца и при х.с. 7,5–7,8 м.д. – протоны СН<sub>3</sub> групп в заместителях). Во фракции, кипящей выше 200 °С, ароматические углеводороды в основном представлены нафталинами (п.п. 820 см<sup>-1</sup> и 1030–1050 см<sup>-1</sup>) с заместителями в виде СН<sub>2</sub> и СН<sub>3</sub> групп (п.п. 1460, 1380 см<sup>-1</sup>). Нафтеновые углеводороды присутствуют в ограниченном количестве – малоинтенсивная п.п. при 970 см<sup>-1</sup>. Ряд нормальных алканов нефракционированных нефтей имеет протяженность от C<sub>5</sub> до C<sub>28-30</sub>, содержание C<sub>5</sub>–C<sub>8</sub> в общем балансе нормальных алканов составляет 43–57 %. Основой смол являются углеводородные структуры – это полициклические ароматические группировки (700–900 см<sup>-1</sup>), сопряженные с большим количеством СН<sub>2</sub> и СН<sub>3</sub> групп при ограниченном содержании кислородных структур (п.п. 1720 см<sup>-1</sup>); для спиртобензольных смол характерно повышенное содержание сульфоксидных структур (п.п. 1038–1040 см<sup>-1</sup>). Количество парамагнитных центров в асфальтенах – 40–50·10<sup>17</sup>/г (ЭПР).

Конденсаты юрских отложений, как и нефти, сходны по своим физико-химическим свойствам: плотность – 772–784 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы – 0,02–0,03 %, парафинов – 1,4–1,6 % масс.; фракции до 200 °С – 75–81 %, в групповом углеводородном составе которой 41–53 % алканов, 28–34 % нафтенов, 24–26 % масс. аре-

нов. Отмечается общность структурно-хроматографических параметров низкокипящей фракции нефтей и конденсатов юрских отложений.

В продуктивных пластах валанжинских отложений (НП<sub>10-11</sub>, НП<sub>3</sub>, НП<sub>5-6</sub>, НП<sub>7</sub> до НП<sub>1</sub>) обнаружены как нефтяные, так и газоконденсатные залежи. Рассматривая изменение физико-химических свойств нефтей и конденсатов по разрезу валанжина и сравнивая их со свойствами флюидов юрского комплекса, следует констатировать, что происходит процесс облегчения состава и перераспределение в соотношениях углеводородов. Так, для нефтей уменьшается плотность (до 830–850 кг/м<sup>3</sup>), содержание смолистых компонентов (до 2–3 % масс), асфальтенов (до 0,2 % масс.) с одновременным увеличением выхода как самой низкокипящей фракции (до 20–40 %), так и доли нафтенов в ней (до 56 % масс.). Отметим, что в нижнепродуктивных пластах валанжинского комплекса (НП<sub>3</sub>), по сравнению с юрскими, основные изменения в составе нефтей обнаруживаются в низкокипящей фракции: возрастает до 96 % выход нормальных алканов C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub>, в составе нафтенов увеличивается количество циклогексана (сигнал на ЯМР-спектрах при х.с. 8,6 м.д.). Во фракции выше 200 °С в структуре углеводородных соединений изменений не наблюдается. Ряд нормальных алканов сокращается до C<sub>25-26</sub>. Структурной основой смол являются углеводородные группы, сопряженные с сульфоксидными, количество которых в спиртобензольных смолах достаточно высоко, и кислородосодержащими соединениями, присутствующими в ограниченных количествах. Асфальтены не обладают высоким парамагнетизмом, на что указывает количество парамагнитных центров, соответствующее 25–35·10<sup>17</sup>/г.

В пластах НП<sub>1</sub>, НП<sub>2-3</sub> преимущественно формировались газоконденсатные залежи, очевидно, с нефтяными оторочками. Конденсаты на 90 % состоят из низкокипящих соединений, а в их углеводородном составе до 40–60 % приходится на нафтены, представленные замещенными циклогексана. Количество аренов уменьшается в отдельных пластах до 7 % масс. Ряд нормальных алканов простирается от C<sub>5</sub> до C<sub>15-21</sub>, максимальное содержание приходится на C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub>, сумма которых достигает 97 %. По общей структурной характеристике конденсаты аналогичны низко-

кипящей фракции нефтей, но в большой мере обогащены нафтенами: отношение МЦГ/ $nC_7$  составляет 25–78. Для конденсатов и нефтей пластов НП<sub>3</sub>–НП<sub>5</sub> характерным является низкое содержание нормального гептана (0,1–0,5 % масс.), что приводит к высокому значению отношения МЦГ/ $nC_7$  (до 130). Структура ароматических углеводородов изменений не испытывает – это бензол, ди- и частично тризамещение бензола.

Особую группу флюидов представляют собой апт-альбские отложения, которые характеризуются высокой плотностью (910–918 кг/м<sup>3</sup>), отсутствием низкокипящей фракции, содержанием серы до 0,2 %, парафинов – 0,2–0,8 %, смол – более 5 %, асфальтенов – до 1 % масс. В групповом углеводородном составе 60–95 % нафтенов, до 16–20 % масс. алканов. Хроматографический анализ флюидов показал, что нормальные алканы практически отсутствуют: на хроматограммах фиксируется интенсивный «нафтенный горб». Во фракции выше 200 °С нафтены (970 см<sup>-1</sup>) имеют сложное строение, а арены – бициклическое и более сложное («трезубец» – в области 750–900 см<sup>-1</sup>), циклы сопряжены с большим количеством парафиновых цепей. Своеобразна структура бензольных и спиртобензольных смол; они обогащены кислородными функциональными группами, а в спиртобензольных смолах уменьшается количество сульфоксидных структур. Асфальтены обладают высоким парамагнетизмом: количество парамагнитных центров достигает 200·10<sup>17</sup>/г. Количественное соотношение кислородных и сульфоксидных структур в смолах и высокий парамагнетизм асфальтенов свидетельствует о том, что нефтяные залежи альбских отложений находятся в стадии разрушения [1].

Таким образом, на Новопортовском месторождении по продуктивному разрезу юра-валанжин-апт-альб происходят изменения состава, структуры и характера распределения углеводородов в залежах, представляющих собой сложные углеводородные системы газоконденсатных и нефтяных скоплений.

В конденсатах снизу вверх по разрезу уменьшается плотность, возрастает выход низкокипящей фракции, ряд нормальных алканов сокращается до C<sub>15-20</sub>, возрастает роль нафтенов, ароматические углеводороды представлены моноциклическими соединениями. При максимальном содержании нафтеновых углеводородов



происходит резкое сокращение содержания высококипящих углеводородов в составе и практическое исчезновение углеводородов нормального строения.

Выделяют три типа нефтей:

1) легкие нефти валанжинских отложений. По своим свойствам они близки к конденсатам. Протяженность ряда нормальных алканов – до  $C_{26}$ - $C_{28}$ . Состав нефтей, структурные особенности смолистых соединений (углеводородные группы, сопряженные с сульфоксидными), невысокий парамагнетизм асфальтенов свидетельствуют о высокой сохранности нефтяных скоплений;

2) нефти юрского и нижних пластов валанжинского комплекса, обладающие невысоким содержанием низкокипящей фракции. Ароматические углеводороды в основном представлены бициклическими соединениями, протяженность ряда нормальных алканов достигает  $C_{29}$ - $C_{31}$ , парамагнетизм асфальтенов выше, чем у легких нефтей валанжина. Эти геохимические параметры характерны для нефтей нефтяных месторождений Западной Сибири;

3) тяжелые нефти апт-альбских отложений. Геохимическая характеристика нефтей указывает на имевший место процесс биодеградации залежей: они не содержат низкокипящей фракции, во фракции выше  $200\text{ }^{\circ}\text{C}$  практически отсутствуют нормальные алканы, нафтеновые углеводороды имеют сложное строение; нефти обогащены смолисто-асфальтеновыми компонентами, причем в смолах повышено содержание кислородосодержащих групп при одновременном обеднении их углеводородными и сульфоксидными структурами, а в асфальтенах высокое количество парамагнитных центров свидетельствует о новообразовании их в зоне гипергенеза.

Располагая данными не только по Новопортовскому месторождению, а по региону в целом, представляется возможным высказать следующее предположение: легкие нефти, близкие по своим физико-химическим свойствам к конденсатам, вероятнее всего являются нефтяными оторочками в газоконденсатных залежах; более тяжелые нефти присущи нефтяным залежам; тяжелые нафтеновые нефти, обнаруженные в верхах продуктивного разреза, в силу их глубокой преобразованности могут являться как нефтяными оторочками, так и залежами, не имеющими газовых шапок [2].

В заключение необходимо отметить, что сопоставленный анализ геохимических параметров конденсатов и низкокипящей фракции нефтей для одних и тех же продуктивных пластов показал единство их состава, что является доказательством единства генезиса.

### **Список литературы**

1. *Барташевич О.В.* Нефтегазопроисхождение битуминология. – М.: Недра, 1984. – 242 с.
2. *Гриценко А.И.* Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А.И. Гриценко, И.А. Гриценко, В.В. Юшкин, Т.Д. Островская. – М.: Недра, 1995. – 432 с.