

УДК 622.279.23/4

Л.С. Косякова, Н.М. Парфенова, В.Ю. Артемьев, И.М. Шафиев, М.М. Орман

Геохимические исследования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения

Ключевые слова:

газоконденсат, компонентный состав, бензиновые фракции, геохимические показатели, газожидкостная хроматография, инфракрасная спектроскопия.

Keywords:

gas condensate, component composition, gasoline fractions, geochemical characteristics, gas chromatography, infrared spectrometry.

Южно-Киринское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в пределах Киринского блока проекта «Сахалин-3», который является для ПАО «Газпром» первоочередным объектом освоения восточного шельфа России. Месторождение находится в Охотском море на северо-восточном шельфе о. Сахалин на расстоянии 35 км от берега и в 6 км на юго-восток от Киринского месторождения. Глубина моря в районе месторождения меняется в интервале 110–320 м. Южно-Киринская структура является одной из крупных структур, выявленных с помощью сейсморазведки на Киринском блоке (рис. 1).

В 2010–2014 гг. на этой структуре ООО «Газфлот» были пробурены шесть скважин, установивших промышленную газоконденсатную залежь в дагинском горизонте. Залежь многопластовая. Толщина продуктивных пластов – от 14 до 26 м. В скв. 1 установлены три газоконденсатных объекта, в остальных по два объекта являются газоконденсатными. Все исследуемые конденсаты отобраны с глубин менее 3000 м (2655–2854 м).

Установлено, что современная структура прогиба была сформирована в результате нескольких этапов тектогенеза. Для двух из них – камчатского (поздний мел-палеоген) и сахалинского (плиоцен-четвертичное время) были характерны высокоамплитудные вертикальные подвижки [1].

Методами 3D-сейсморазведки были обнаружены амплитудные аномалии в кровле дагинской толщи в юго-западной части пласта. Аномальная зона обусловлена газонасыщением относительно высокопористого коллектора-песчаника, который выклинивается глинистыми фациями на восток к своду структуры [2].

В связи с наличием аномальных зон в толще дагинского горизонта и очень сложной тектоникой представлялось интересным выявить геохимические особенности компонентного состава конденсатов по площади Южно-Киринского месторождения. Схема расположения скважин приведена на рис. 2.

Кроме того, принимая во внимание, что Южно-Киринское НГКМ в настоящее время находится в стадии не только освоения, но и изучения геолого-технологических

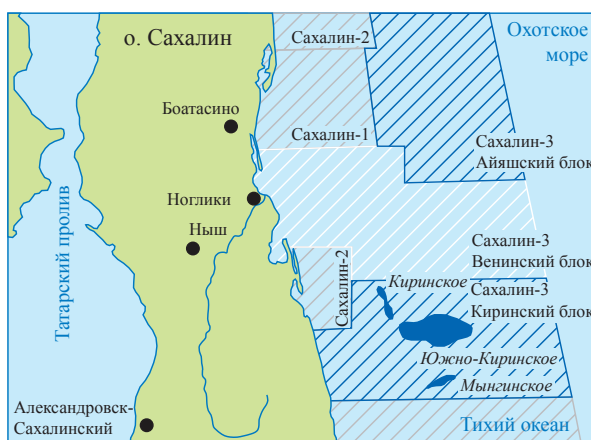


Рис. 1. Расположение Южно-Киринского месторождения в структуре Киринского блока

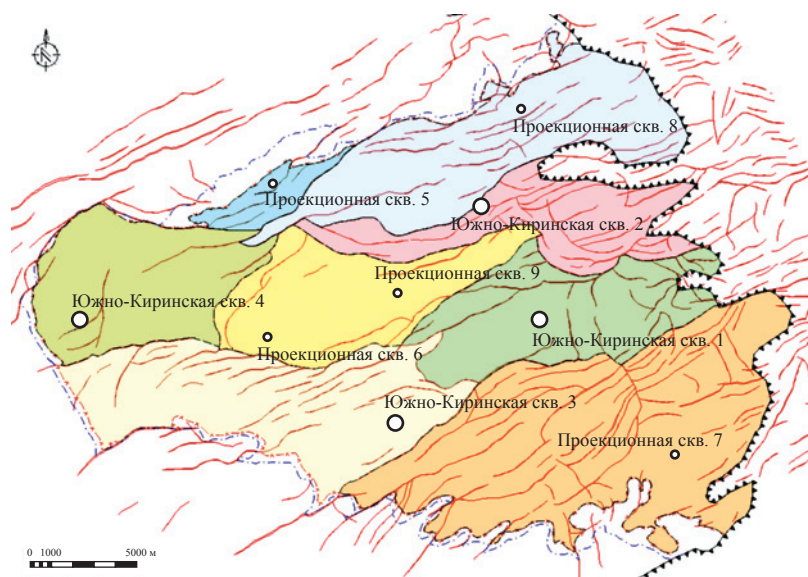


Рис. 2. Схема расположения скважин на Южно-Кириинском месторождении

условий, актуальным представлялось исследование геохимических параметров конденсатов, полученных из поисково-разведочных скважин в их первоначальном состоянии, не измененном в результате промышленной эксплуатации.

В настоящей работе представлены результаты физико-химических и геохимических исследований конденсатов из шести пробуренных скважин, включающие газохроматографические и ИК-спектрометрические методы.

Физико-химические исследования

Физико-химические характеристики стабильных конденсатов определялись экспериментально в процессе лабораторного анализа в соответствии с требованиями действующих ГОСТов и методик. Стабилизация конденсатов проводилась на лабораторной установке дегазации при 50 °С.

В результате физико-химических исследований было установлено, что газоконденсаты Южно-Кириинского НГКМ относятся к конденсатам легкого и среднего типов с величиной плотности 742,0–748,8 кг/м³ (скв. 1–4) и 750,1–754,6 кг/м³ (скв. 5, 6). Конденсаты малопарафинистые (содержание парафина составляет 0,15–0,60 % масс.), малосмолистые (содержание смол силикагелевых – 0,09–0,22 % масс.), с низкими температурами помутнения ((–29)–(–43) °С) и застывания (ниже –60 °С). Отличительной особенностью конденсатов является низкое содержание серы (0,03–0,04 % масс.). Все конденсаты выкипают

в интервале температур НК–300 °С с остатком 5,5–6,4 % масс., однако не являются идентичными по фракционному составу. По групповому углеводородному составу конденсаты относятся к метаново-нафтеновому типу.

Бензиновые фракции НК–200 °С, необходимые для изучения геохимических параметров, были получены разгонкой конденсатов на автоматической установке фракционированной разгонки нефтей фирмы Fisher. Исследования компонентного состава конденсатов проводились на приборах фирмы Varian с использованием капиллярной газожидкостной хроматографии и инфракрасной спектрометрии в средней ИК-области спектра.

Газохроматографические исследования

Результаты газохроматографического исследования представлены в табл. 1 и показывают, что конденсаты как по площади, так и по разрезу месторождения имеют среднюю протяженность ряда нормальных алканов в 26–29 атомов углерода, молекулярно-концентрационный максимум расположен в основном в области низкокипящих углеводородов (УВ) С₅ (в конденсате из скв. 4 он сдвинут в область более тяжелого УВ С₇). Конденсаты легкие. На долю наиболее лабильных, выкипающих до 125 °С УВ С₅–С₈ приходится от 40 до 55 % масс. УВ с температурой кипения, превышающей 125 °С (фракция С₈–С₁₆), обнаруженных в количестве 33–50% масс. Фракция твердых парафинов незначительна (менее 1 % масс.).

Таблица 1

Геохимические показатели конденсатов Южно-Киринского НКГМ

№ скважины (№ объекта)	1 (I)	1 (II)	1 (III)	2 (I)	2 (II)	3 (II)	4 (II)	5 (II)	5 (III)	6 (II)	6 (III)
Интервал, м	2750–2760	2680–2697	2655–2669	2789–2890	2702–2738	2792–2810	2817,5–2848	2829–2848	2797–2815	2838–2854	2777–2797, 2807–2822
Ряд n-алканов	C ₂ –C ₂₆	C ₂ –C ₂₆	C ₂ –C ₂₆	C ₂ –C ₂₈	C ₂ –C ₂₇	C ₂ –C ₂₇	C ₂ –C ₂₈	C ₂ –C ₂₈	C ₂ –C ₂₉	C ₂ –C ₂₈	C ₂ –C ₂₇
Концентрационный максимум	C ₅	C ₅	C ₅	C ₅	C ₅	C ₅	C ₇	C ₅	C ₅	C ₅	C ₅
Параметры по компонентному составу											
• SC ₅ –C ₈ на конденсат	55,31	56,32	53,41	48,83	49,93	46,93	39,18	42,96	42,63	44,77	48,07
• SC ₈ –C ₁₆ на конденсат	34,85	33,46	37,23	42,73	38,86	43,48	50,23	46,63	46,26	44,58	41,84
• SC ₁₆ –C _n на конденсат	2,24	1,58	1,8	2,91	2,49	5,92	7,84	5,96	6,93	5,72	4,71
• SC ₂₅ –C _n на конденсат	0,02	0,02	0,02	0,05	0,03	0,24	0,12	0,09	0,12	0,09	0,06
• SC ₂₀₊ на конденсат	0,21	0,15	0,16	0,35	0,21	0,32	0,56	0,45	0,6	0,37	0,32
• % отн. n-алканов	30,6	30,82	28,58	29,16	29,65	26,45	25,35	27,56	27,83	27,27	27,2
• % ароматических УВ	6,15	5,75	4,67	7,4	7,59	5,43	9,58	6,68	6,46	6,54	8,77
• % нафтенов	10,39	10,69	9,91	9,83	10,28	9,1	8,92	8,97	8,93	9,16	10,43
• % отн. ациклических изопренанов	2,84	2,42	2,74	3,3	2,81	3,37	4,38	3,86	4,06	3,78	3,17
• ациклические изопренаны / нормальные алканы	0,09	0,08	0,1	0,11	0,09	0,13	0,17	0,14	0,15	0,14	0,12
• метилциклогексан (МЦГ) / nC ₇	1,02	1,05	0,99	1,14	1,26	1,07	1,45	1,12	1,11	1,13	1,32
Генетические показатели											
• K _{неф} = nC ₁₅ + nC ₁₇ / 2nC ₁₆	1,03	1,05	1,03	1,04	1,05	1,01	1,02	1,01	1,01	1,02	1,03
• пристан / фитан	1,79	1,67	1,59	1,78	1,89	1,61	1,82	1,74	1,76	1,65	1,8
• пристан / C ₁₇	1,38	1,67	1,92	0,98	1,02	1,38	0,89	0,92	0,9	1,12	0,89
• фитан / C ₁₈	1,05	1,41	1,6	0,75	0,77	1,19	0,66	0,72	0,67	0,92	0,69
• K _i = пристан + фитан / C ₁₇ + C ₁₈	1,24	1,56	1,78	0,88	0,92	1,3	0,79	0,83	0,8	1,04	0,81
Алканные коэффициенты											
• C ₁₃ –C ₁₅ / C ₁₅ –C ₁₉	1,31	1,49	1,47	1,34	1,43	1,29	1,15	1,22	1,11	1,27	1,24
• C ₁₅ –C ₁₉ / C ₁₉ –C ₂₃	3,78	3,85	3,63	3,52	4,66	3,42	3,34	3,44	3,08	3,44	3,75
Тип флюида	Конденсаты газоконденсатонефтяных залежей с большими нефтяными оторочками										
Цвет	Бесцветный Лимонный										

* K_{неф}, K_i – алкановые коэффициенты, рассчитанные по компонентному составу.

Можно отметить, что в конденсатах из скв. 1–3 и 6 содержание низкокипящих УВ выше, чем высококипящих. Для конденсатов из скв. 4 и 5 наблюдается обратная тенденция – доля высококипящих УВ в них на 5–10 % превышает долю низкокипящих.

Компонентный состав УВ в исследуемых конденсатах достаточно близок, но не идентичен. Содержание нормальных алканов изменяется в пределах 26,45–30,82 % масс. Изопреноидные алканы обнаружены в количестве 2,42–4,06 % масс. На долю низкокипящих ароматических и нафтеновых УВ приходится соответственно 4,67–8,77 и 8,92–10,69 % масс.

Несколько отличается конденсат из скв. 4, в котором обнаружено наименьшее содержание н-алканов (25,35 % масс.) и наибольшее содержание изопреноидных алканов (4,38 % масс.). Также для конденсата из скв. 4 можно отметить и самое высокое значение отношения МЦГ / нС₇, равное 1,45, косвенно характеризующее обогащенность конденсата нафтеновыми УВ.

Для характеристики типа конденсатов использовались алкановые коэффициенты, рассчитанные по компонентному составу. Показано, что они изменяются в близких пределах ($K_1 = C_{13} - C_{15} / C_{15} - C_{19} = 1,11 - 1,49$; $K_2 = C_{15} - C_{19} / C_{19} - C_{23} = 3,8 - 4,66$) и позволяют классифицировать данные конденсаты в соответствии с классификацией Тихомирова и Остроухова [3] как конденсаты газоконденсатнонефтяных залежей с большими нефтяными оторочками.

Генетические показатели, такие как коэффициент нечетности (1,01–1,05), отношение «пристан / фитан» (1,59–1,89) исследуемых конденсатов, также достаточно близки и позволяют предположить смешанный тип основного органического вещества.

Однако необходимо отметить, что по величинам отношений «пристан / нС₁₇» и «фитан / нС₁₈» конденсаты Южно-Киринского НГКМ дифференцируются на две группы. Для конденсатов из скв. 1, 3 эти отношения заметно больше 1, для остальных конденсатов – меньше или близки к 1. Такая же тенденция наблюдается и для коэффициента K_p , значения которого свидетельствуют о низкой степени преобразованности флюида.

Наряду с компонентным составом алкановых УВ исследовался индивидуальный состав бензиновых фракций НК-200 °С, и на его основе рассчитывался групповой углеводородный состав бензинов. Результаты представлены в табл. 2.

В групповом составе бензиновых фракций преобладают метановые УВ в количестве 53,59–61,21 % масс. Среди них доминируют изо-алканы (29,75–34,27 % масс.). На нормальные алканы приходится 24,42–29,75 % масс. Нафтеновые УВ обнаружены в количестве 24,42–31,99 % масс. Из них циклогексановые УВ составляют 13,40–16,24 % масс., циклопентановые УВ – 11,31–16,02 % масс. На долю ароматических УВ приходится 7,22–15,98 % масс.

Анализ данных расширенного группового состава бензинов показал их сходство. Но можно отметить, что состав бензиновой фракции конденсата из скв. 4 несколько отличается (как и сам конденсат) от бензинов, полученных из конденсатов других скважин. Так, в нем самое низкое содержание метановых УВ (52,61 % масс.), содержание нафтеновых УВ, напротив, самое высокое – 34,09 % масс. Также заметно преобладание циклогексановых УВ (18,69 % масс.).

По данным исследования индивидуального состава бензиновых фракций рассчитывались углеводородные соотношения, предложенные

Таблица 2

Групповой состав бензиновых фракций

Углеводороды	№ скважины (№ объекта)										
	1 (I)	1 (II)	1 (III)	2 (I)	2 (II)	3 (II)	4 (II)	5 (II)	5 (III)	6 (II)	6 (III)
Метановые:	58,46	58,87	59,64	55,07	53,59	59,00	52,61	55,06	55,11	61,21	57,88
• изо-алканы	33,33	33,56	34,27	30,65	29,75	33,15	28,73	30,32	30,42	33,50	31,85
• н-алканы	25,13	25,31	25,37	24,42	29,75	25,85	23,88	24,74	24,69	27,71	26,03
Нафтеновые:	26,64	27,41	27,50	24,42	26,29	26,97	34,09	26,78	26,53	31,57	31,99
• циклогексановые	13,40	13,72	13,62	14,07	14,32	13,72	18,69	14,26	14,21	15,30	16,24
• циклопентановые	12,85	13,03	13,15	11,95	11,31	12,62	15,24	11,79	11,67	16,02	15,33
Ароматические	11,29	10,51	9,27	14,75	15,98	10,82	13,30	14,71	14,78	7,22	10,13

В.А. Чахмахчевым [4], определяющие генетическую зональность углеводородных систем (первичные, промежуточной зоны и вторичные). Установлено [4], что для вторичных конденсатов предложенные соотношения в численном выражении являются наименьшими, для первичных – наибольшими.

В табл. 3 представлены углеводородные соотношения бензиновых фракций для конденсатов Южно-Киринского НГКМ в сравнении с обобщенными данными по о. Сахалину (месторождения Одоптинское, Пильгун-Астохское, Чайвинское, Лунское, Киринское) [5]. Данные, полученные в результате изучения конденсатов Южно-Киринского НГКМ, хорошо коррелируют с данными по шельфу северо-восточного

Сахалина. Численные значения углеводородных соотношений бензиновых фракций конденсатов Южно-Киринского НГКМ позволяют отнести исследуемые флюиды к вторичным конденсатам.

Для определения степени катагенетической преобразованности флюидов Южно-Киринского НГКМ были использованы коэффициенты, рассчитанные по индивидуальному составу бензинов, предложенные В.А. Чахмахчевым, Т.Л. Виноградовой, К. Томпсоном и др. [6]. Численные значения коэффициентов представлены в табл. 4.

Можно заметить, что значения коэффициентов термической зрелости для исследуемых флюидов Южно-Киринского НГКМ

Таблица 3

Углеводородные соотношения бензиновых фракций

Соотношения	№ скважины						Залежи		
	1	2	3	4	5	6	Н*, ГК** (вторичные)	Н (переходного состояния), ГК (промежуточной зоны)	ГК (первичные)
н-алканы/ изо-алканы	0,75	0,8	0,78	0,81	0,82	0,80	0,72–0,85	0,74–1,18	0,90–0,98
$\sum \text{ЦГ}^{****} / \sum \text{ЦП}^{*****}$	1,05	1,21	1,09	1,39	1,21	1,20	1,29–1,36	1,45–2,05	1,64–2,76
ЦГ/МЦП ^{*****}	0,75	0,83	0,76	0,92	0,84	0,83	0,86–0,92	0,92–1,03	0,96–1,43
ЦГ/нС ₆	0,55	0,66	0,57	0,86	0,65	0,67	0,57–0,67	0,81–1,53	0,72–1,91
Цикланы/алканы	0,47	0,49	0,46	0,55	0,49	0,49	0,48–0,60	0,55–0,95	0,75–1,08
Бензол/нС ₆	0,14	0,25	0,18	0,56	0,23	0,29	0,07–0,29	0,14–0,35	0,70–1,07
Толуол/нС ₇	0,67	1,03	0,67	1,52	0,87	1,05	0,28–1,43	0,90–1,99	2,74–4,37

* Нефтяные.

** Газоконденсатные.

*** Циклогексан.

**** Циклопентан.

***** Метилциклопентан.

Таблица 4

Коэффициенты термической зрелости флюидов

Параметр	№ скважины					
	1	2	3	4	5	6
T_1	1,75	1,82	1,79	1,87	1,83	1,78
T_2	0,43	0,42	0,43	0,41	0,44	0,43
$K_{м6}$	0,47	0,45	0,46	0,44	0,47	0,46
$K_{м7}$	0,41	0,38	0,41	0,35	0,41	0,40
$\sum \text{ЦГ} / \sum \text{ЦП}$	1,05	1,21	1,09	1,39	1,21	1,20
н-алканы / изо-алканы	0,75	0,80	0,78	0,81	0,82	0,80
H (гептановый индекс)	27,83	28,04	27,93	27,46	29,18	28,30
I (изогептановый индекс)	1,31	1,34	1,32	1,37	1,35	1,32

Здесь:

$$T_1 = (2\text{МГ} + \text{МГ}) / (1,2\text{ДМЦП}_t + 1,3\text{ДМЦП}_c);$$

$$T_2 = \text{нС}_7 / (\text{ЦГ} + 1,3 \text{ДМЦП}_t + 1,3\text{ДМЦП}_c + 1,2\text{ДМЦП}_t + 1,2\text{ДМЦП}_c + 1,1,3\text{ТМЦП});$$

$$K_{м6} = \text{нС}_6 / (\sum i\text{-C}_6 + \text{ЦГ} + \text{МЦП});$$

$$K_{м7} = \text{нС}_7 / (\sum i\text{-C}_7 + \text{МЦП});$$

$$H = \text{нС}_7 / (\text{УВ от ЦГ до МЦП}) 100 \%;$$

$$I = (2\text{МГ} + 3\text{МГ}) / (1,3\text{ДМЦП}_c + 1,3\text{ДМЦП}_t + 1,2\text{ДМЦП}_t);$$

ДМЦП – диметилциклопентан; ТМЦП – тетраметилциклопропан.

достаточно близки и соответствуют зоне слабого мезокаатагенеза (МК₁–МК₂).

Инфракрасные исследования

При исследовании флюидов Южно-Киринского НГКМ в комплексе физико-химических методов применялась инфракрасная спектроскопия (ИКС), позволяющая судить о химическом составе и получать экспресс-информацию о структурных группах и связях, их относительном содержании в составе флюида. Для характеристики полученных спектров использовался набор спектральных коэффициентов, представленных в табл. 5.

Исследовались флюиды скважин 1–6. Данные обрабатывались по схеме, основанной на анализе полос поглощения (п.п.) в диапазоне волновых чисел 450–1800 см⁻¹ и сравнении их с реперными полосами. Работа проводилась

на ИК-спектрометре с Фурье-преобразованием NE 3100 Excalibur фирмы Varian.

По виду ИК-спектров конденсаты характеризуются индивидуальными признаками, анализ которых показал следующее (рис. 3):

- на спектре конденсатов фиксируется большое число полос поглощения;
- п.п. 1607 см⁻¹, оценивающая содержание ароматической фракции в конденсатах, выражена интенсивно;
- п.п. 675 (бензол), 463 и 427 (толуол), 741 (п-ксилол), 767 (м-ксилол) см⁻¹ четко фиксируются в спектрах, что указывает на значимое содержание в составе ароматической фракции конденсатов данных индивидуальных соединений;
- п.п. 727 см⁻¹ сильно перекрывается п.п. 720–724 см⁻¹, связанной с колебаниями метиленовых групп парафиновых цепей. Данный

Таблица 5

Спектральные коэффициенты

Коэффициент	Описание
$A_1 = D_{1607} / D_{722}$	Условное отношение ароматических структур к парафиновым
$A_6 = D_{1607} / D_{1460}$	Условное содержание ароматических структур
$H_1 = D_{967} / D_{722}$	Условное отношение нафтеновых структур к парафиновым
$H_2 = D_{967} / D_{1460}$	Условное содержание нафтеновых структур
$P = D_{1379} / D_{1460}$	Коэффициент разветвленности структур
$\Pi_2 = D_{722} / D_{1460}$	Условное содержание парафиновых структур
$A_{13} = D_{761} / D_{741}$	Условное отношение моно- к сумме моно- и бициклической ароматики
$K = D_{805-810} / D_{1608}$	Условное отношение бицикло- и выше ароматики по отношению к суммарной ароматической фракции

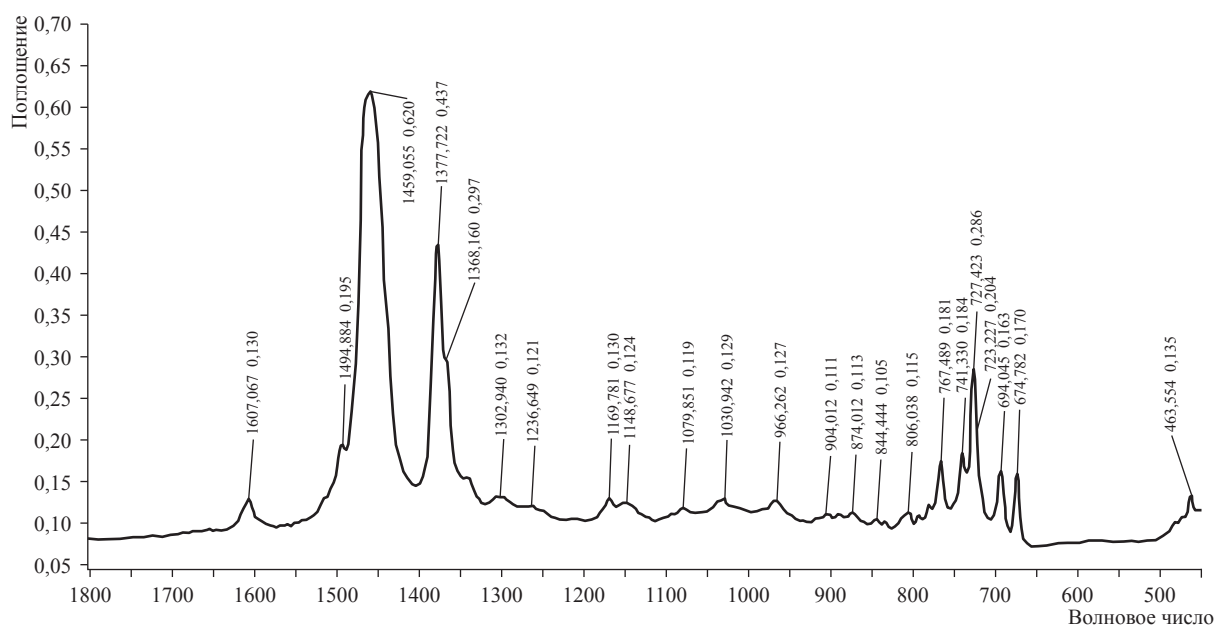


Рис. 3. Характерный инфракрасный спектр конденсатов Южно-Киринского НГКМ

Таблица 6

Спектральные коэффициенты конденсатов

№ скв. (№ об.)	A_{13}	K	A_1	P	H_1	A_6	H_2	P_2
1 (III)	0,99	0,89	0,73	0,75	0,69	0,18	0,18	0,24
1 (II)	1,02	0,86	0,72	0,73	0,68	0,19	0,19	0,26
1 (I)	1,00	0,90	0,73	0,66	0,65	0,19	0,18	0,26
2 (II)	1,02	0,86	0,68	0,65	0,69	0,21	0,19	0,30
2 (I)	1,03	0,84	0,67	0,62	0,74	0,22	0,21	0,33
3 (II)	1,00	0,84	0,68	0,63	0,68	0,18	0,18	0,26
4 (II)	1,03	0,87	0,67	0,62	0,58	0,21	0,18	0,31
5 (III)	1,00	0,88	0,64	0,67	0,61	0,19	0,18	0,30
5 (II)	1,01	0,89	0,65	0,67	0,63	0,19	0,19	0,30
6 (III)	1,01	0,85	0,65	0,64	0,59	0,20	0,19	0,31
6 (II)	1,01	0,90	0,67	0,72	0,65	0,21	0,20	0,31

факт приводит к снижению точности определения положения максимумов полос поглощения, характерных для $(CH_2)_n$ -групп. Несмотря на это, условно рассчитанная полоса 723 см^{-1} позволяет говорить о высоком содержании в составе длинноцепочечных (количество звеньев CH_2 более 6) парафиновых структур;

- наличие четких п.п. $965\text{--}970$ и $1030\text{--}1032\text{ см}^{-1}$, характеризующих циклопарафиновые (нафтеновые) структуры, указывает, что данный класс соединений представлен значительным числом гомологов как в виде изолированных, так и конденсированных ($1160\text{--}1170\text{ см}^{-1}$).

Анализ спектров в диапазоне п.п. $4400\text{--}450\text{ см}^{-1}$ показал, что нафтены представлены как циклопентановыми (2926 см^{-1}), так и циклогексановыми (2956 см^{-1}) структурами, причем шестичленные превалируют над пятичленными. Основными структурами, зафиксированными в составе изученных проб, являются линейные парафиновые структуры.

Спектральные коэффициенты, представленные в табл. 6, указывают на высокое сходство составов изученных углеводородных систем. Отмечается и некоторый разброс значений величин спектральных коэффициентов для параметров A_1 , P , P_2 .

Таким образом, данные инфракрасной спектроскопии показали высокое сходство составов конденсатов Южно-Киринского НГКМ при наличии определенных специфических различий.

Оценка типа исследованных флюидов по величине спектральных коэффициентов A_{13} и K ($A_{13} > 1$; $K < 1$) и контрольных п.п. $1458\text{--}1459$, 806 , 727 см^{-1} позволяет отнести все исследованные пробы к группе конденсатов.

Анализ физико-химических и геохимических данных по составу конденсатов Южно-Киринского НГКМ позволяет сделать следующие выводы.

1. Конденсаты из шести разведочных скважин Южно-Киринского месторождения схожи по фракционному и компонентному составам, но не идентичны, образованы из органических веществ смешанного типа.

2. По групповому углеводородному составу конденсаты относятся к метаново-нафтеновому типу.

3. По алкановым коэффициентам флюиды Южно-Киринского НГКМ относятся к конденсатам газоконденсатнонефтяных залежей с нефтяными оторочками.

4. По соотношениям углеводородов бензиновых фракций флюиды Южно-Киринского НГКМ являются вторичными конденсатами.

5. Конденсат из скв. 4 имеет некоторые отличия от других конденсатов месторождения, что возможно связано с расположением данной скважины на западной оконечности структуры.

6. Полученные выводы будут дополнены исследованиями конденсатов из пробуренных в 2015 г. скв. 7 и 8.

Список литературы

1. Дзюбло А.Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Киринского блока шельфа о. Сахалин / А.Д. Дзюбло, О.А. Шнип, К.Э. Халимов // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 3.
2. Парасына В.А. Южно-Киринское месторождение – перспективная база газодобычи на Дальнем Востоке России / В.А. Парасына, М.Л. Цемкало, Г.Н. Гогоненков // Геология нефти и газа. – 2012. – № 3.
3. Чахмахчев В.А. Геохимические и палеогеотермические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности / В.А. Чахмахчев, Т.П. Волкова // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6.
4. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983.
5. Попович Т.А. Углеводородные показатели – основа прогноза фазово-генетических типов газоконденсатных скоплений на шельфе северо-восточного Сахалина / Т.А. Попович // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. – М.: Научный мир, 1997.
6. Виноградова Т.Л. Углеводородные и гетероатомные соединения – показатели термической зрелости органического вещества пород и нефтидов / Т.Л. Виноградова, В.А. Чахмахчев, З.Г. Агафонова и др. // Геология нефти и газа. – 2001. – № 6.