

К ВОПРОСУ КОНТРОЛЯ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ III ОБЪЕКТА УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

*Л.С. Косякова, И.М. Шафиев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
О.А. Шигидин (ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой»)*

Нижнемеловые залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) разрабатываются с 1985 г. На протяжении всего периода разработки осуществляется контроль компонентного состава добываемого флюида методами газожидкостной хроматографии. Газохроматографические исследования компонентного состава нормальных и изопреноидных алканов, легкокипящих нафтеновых (циклопентан, метилциклопентан, циклогексан и метилциклогексан) и ароматических углеводородов (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы, изопропилбензол) проводятся на газовых хроматографах фирмы *Perkin-Elmer* и *Varian*.

Особый интерес представляет исследование флюидов III эксплуатационного объекта, включающего залежи пластов БУ₁₀, БУ₁₁, БУ_{12/1}. В геологическом плане III объект характеризуется наличием нефтяных оторочек, приближение к которым будет вызывать изменение компонентного состава добываемого конденсата.

В процессе разработки месторождения при падении пластового давления высококипящие углеводороды вследствие ретроградных явлений выпадают в пласте и компонентный состав добываемого конденсата облегчается. Его можно оценить количественно по изменению ряда коэффициентов, рассчитанных на основе компонентного состава.

В качестве примера рассмотрим динамику компонентного состава конденсата скв. 1379 III объекта Уренгойского НГКМ (интервал перфорации 2807–2927, пласты БУ₁₀, БУ₁₁, БУ_{12/1}) (табл. 1). Такая динамика характерна для основного массива исследованных валанжинских конденсатов (более 70 скв.).

Пластовое давление за последние 8 лет исследований скв. 1379 снизилось с 15,40 до 12,36 МПа. Вследствие этого протяженность ряда нормальных алканов сократилась с 22 до 19 атомов углерода, молекулярно-концентрационный максимум переместился из области углеводородов C₆ на C₅. Содержание фракции низкокипящих углеводородов выросло с 62,44 до 69,38 % мас., а высококипящих, напротив, сократилось с 0,81 до 0,26 % мас. Начиная с 2005 г. фракция C₂₀₊, коррелируемая

с содержанием твердых парафинов, выделяемых по ГОСТ 11851-85, отсутствует (т.е. идет стабильное облегчение добываемого конденсата). Потенциальное содержание УВ C₅₊ в процессе разработки снизилось со 100,8 до 82,0 г/м³.

Таблица 1

Динамика компонентного состава конденсата скв. 1379

$P_{пл}$, МПа	15,40	14,52	13,60	13,26	12,64	12,39	12,36
PC ₅₊ , г/м ³	100,8	96,0	88,8	89,4	87,1	85,0	82,0
Год отбора	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Ряд n-алканов	C ₃ -C ₂₂	C ₃ -C ₂₀	C ₃ -C ₂₀	C ₃ -C ₁₉	C ₃ -C ₂₀	C ₃ -C ₁₉	C ₃ -C ₁₉
Молекулярно-концентрационный максимум	C ₅	C ₅	C ₆	C ₅	C ₇₋₈	C ₆	C ₅
Параметры компонентного состава							
ΣC_{5-8} , % мас.	62,44	66,03	65,73	67,37	62,53	69,77	69,38
ΣC_{16-32} , % мас.	0,81	0,45	0,47	0,30	0,69	0,26	0,26
ΣC_{20+} на конденсат, % мас.	0,03	0,00	0,01	0	0,01	0	0
% n-алканов	26,89	26,70	25,86	27,51	22,13	26,68	28,02
% ароматических УВ	4,58	4,05	4,00	3,77	5,28	4,35	4,25
% нафтеновых УВ	17,10	18,06	17,77	18,25	17,87	18,84	18,72
% изопреноидных алканов	0,70	0,53	0,63	0,48	0,82	0,49	0,49
Коэффициенты Остроухова и Тихомирова							
C_{13-15} / C_{15-19}	2,33	2,76	2,78	2,96	2,76	3,10	2,87
C_{15-19} / C_{19-23}	6,63	9,38	9,75	13,75	12,3	13,0	11,75
Тип конденсата	легкий						
Цвет	бесцветный						

Динамику компонентного состава можно оценить с помощью алкановых коэффициентов [1], предложенных С.Б. Остроуховым и В.И. Тихомировым для характеристики типа изучаемого флюида:

$$K_I = C_{13-15} / C_{15-19}; K_{II} = C_{15-19} / C_{19-23}.$$

Классификация конденсатов и нефтей, созданная С.Б. Остроуховым и В.И. Тихомировым на основе анализа более 250 проб различных регионов, представлена в табл. 2.

Коэффициенты K_I и K_{II} учитывают пластовое давление и температуру и равны:

$$K_I = K_{I1} P_{пл} T_{пл} 10^{-3}; K_{II} = K_{II1} P_{пл} T_{пл} 10^{-3}.$$

В соответствии с приведенной классификацией облегчение добываемого конденсата можно оценить по возрастанию алкановых коэффициентов и переходу исследуемого флюида из группы тяжелых в легкие. Так, для добываемого конденсата скв. 1379 наблюдается стабильный рост коэффициентов: K_1 – с 2,26 до 2,87; K_2 – с 6,63 до 11,75.

Таблица 2

Классификация нефтей и конденсатов по алкановым коэффициентам

Тип флюида	Индекс типа и подтипа	Значения геохимических коэффициентов			
		K_1	K_2	K_I	K_{II}
Нефти тяжелые нафтеновые	1а	< 0,5	<1,0	< 0,2	< 0,3
Нефти средней плотности	1б	0,4–1,0	0,8–1,8	0,2–1,8	0,3–1,5
Нефти легкие, конденсатоподобные	1в	0,5–1,3	1,7–2,4	1,0–2,5	2–5
Конденсаты очень тяжелые, нефтеподобные	IIа	0,5–1,3	1,7–2,4	2,2–3,5	5–8,5
Конденсаты тяжелые	IIб	0,6–2	2,3–5	2–7	8,5–15
Конденсаты легкие	IIв	1–5	5–15	4–11	15–22
Конденсаты очень легкие	IIг	2–10	> 15	> 7	> 22

В некоторых скважинах III объекта, напротив, наблюдается утяжеление добываемого конденсата. В качестве примера рассмотрим изменение параметров компонентного состава конденсата скв. 1312, вскрывшей пласты БУ₁₀, БУ₁₁, БУ_{12/1} в интервале перфорации 2754–2870 м (табл. 3).

За последние 7 лет наблюдений за составом добываемого конденсата скв. 1312 в нем произошли следующие изменения. Конденсат из светло-желтого стал лимонно-желтым. Содержание высококипящих углеводородов во фракции C₁₆–C₃₂ увеличилось с 1,36 до 1,77 % мас., соответственно, возросла доля твердых парафинов – с 0,10 до 0,19 % мас. Потенциал C₅₊ до 2005 г. монотонно снижался, а затем вырос до 87,1 г/м³. Алкановые коэффициенты уменьшились: K_1 с 1,91 до 1,22; K_2 – с 3,19 до 1,86. Конденсат из группы тяжелых перешел в группу очень тяжелых.

Мониторинг компонентного состава добываемых конденсатов III объекта Уренгойского НГКМ выявил скважины (скв. 5325, 5362 и 834), в продукции которых наблюдается дисбаланс алкановых коэф-

фициентов. В табл. 4–6 приведена динамика компонентного состава конденсатов этих скважин.

Конденсаты окрашены в желтый цвет. На текущий период пластовое давление снизилось до 11 МПа. Протяженность ряда нормальных алканов высокая и составляет 31–33 атома углерода. Доля высококипящих углеводородов (фракция C_{20+}) в добываемых конденсатах в течение 9 последних лет разработки либо оставалась на прежнем уровне – 0,28–0,30 % мас. (для скв. 5325 и 5362), либо выросла с 0,39 до 0,66 % мас. (скв. 8349). Алкановые коэффициенты уменьшились, что указывает на утяжеление конденсатов, но между коэффициентами K_1 и K_2 наблюдается дисбаланс.

Таблица 3

Динамика компонентного состава конденсата скв. 1312

$P_{пл}$, МПа	15,08	14,64	14,30	13,37	13,06	12,56	12,24
PC_{5+} , г/м ³	96,7	92,3	90,3	85,5	84,2	87,1	87,1
Год отбора	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ряд n-алканов	C_3-C_{25}	C_3-C_{27}	C_3-C_{26}	C_3-C_{26}	C_3-C_{25}	C_3-C_{26}	C_3-C_{26}
Молекулярно-концентрационный максимум	C_6	C_6	C_6	C_6	C_6	C_6	C_6
Параметры компонентного состава							
$\sum C_5-C_8$, % мас.	66,74	63,62	66,80	66,72	64,00	67,32	67,42
$\sum C_{16}-C_{32}$, % мас.	1,36	2,42	1,68	2,04	1,21	1,79	1,77
$\sum C_{20+}$ на конденсат, % мас.	0,10	0,23	0,14	0,18	0,12	0,18	0,19
% n-алканов	24,68	26,66	24,97	25,03	27,42	26,65	27,44
% ароматических УВ	4,48	3,91	3,67	3,85	3,48	3,85	3,78
% нафтеновых УВ	17,89	17,34	17,71	18,15	17,52	17,81	18,38
% изопреноидных алканов	0,73	0,80	0,73	0,72	0,65	0,66	0,58
Коэффициенты Остроухова и Тихомирова							
$C_{13}-C_{15} / C_{15}-C_{19}$	1,91	1,42	1,66	1,45	1,66	1,29	1,22
$C_{15}-C_{19} / C_{19}-C_{23}$	3,19	2,44	2,56	2,35	2,30	1,99	1,86
Тип конденсата	тяжелый					очень тяжелый, нефтеподобный	
Цвет	светло-желтый					лимонно-желтый	

Начиная с 2005 г. по K_1 флюид из скв. 5325 можно отнести к тяжелым конденсатам, по K_2 – к конденсатам нефтеподобным, а образец 2009 г. отбора по K_2 – это уже нефть средней плотности. Можно отметить, что при падении давления с 14,16 (2003 г.) до 12,93 МПа (2005 г., когда отмечен дисбаланс коэффициентов) отмечается незначительное снижение потенциального содержания УВ C_{5+} .

В продукции скв. 5362 дисбаланс отмечен в 2005 г. Пластовое давление снизилось с 14,36 (2004 г.) до 13,20 МПа, а PC_{5+} вырос с 72,7 до 75,0 г/м³.

Для флюида из скв. 8349 дисбаланс алкановых коэффициентов наблюдается уже с 2002 г.: по K_1 – это конденсат тяжелый, по K_2 до 2004 г. – конденсат тяжелый, нефтеподобный (PC_{5+} увеличился с 57,6 до 61,8 г/м³), с 2006 г. – нефть средней плотности (PC_{5+} увеличился с 52,8 до 54,6 г/м³).

Таблица 4

Динамика компонентного состава конденсата скв. 5325
(интервал 2812–2858, пласты БУ₁₀₋₁₁)

$P_{пл}$, МПа	16,72	14,16	12,93	12,74	11,58	11,69	11,03
PC_{5+} , г/м ³	71,2	60,7	60,0	58,4	53,7	56,4	55,7
Год отбора	2001	2003	2005	2006	2007	2008	2009
Ряд n-алканов	C_3-C_{31}	C_3-C_{31}	C_3-C_{31}	C_3-C_{31}	C_3-C_{31}	C_3-C_{31}	C_4-C_{31}
Молекулярно-концентрационный максимум	C_6	C_7	C_7	C_6	C_6	C_6	C_6
Параметры компонентного состава							
$\sum C_5-C_8$, % мас.	60,30	61,91	64,04	66,76	66,02	64,16	68,71
$\sum C_{16}-C_{32}$, % мас.	2,01	2,04	1,80	1,63	1,59	1,27	2,16
$\sum C_{20+}$ на конденсат, % мас.	0,26	0,28	0,25	0,25	0,26	0,24	0,30
% n-алканов	26,89	26,54	26,06	26,98	26,98	29,27	24,04
% ароматических УВ	5,93	5,32	5,69	6,03	6,12	5,17	6,39
% нафтеновых УВ	16,65	17,28	17,98	18,59	18,57	18,89	20,32
% изопреноидных алканов	0,81	0,77	0,70	0,59	0,54	0,58	0,74
Коэффициенты Остроухова и Тихомирова							
$C_{13}-C_{15} / C_{15}-C_{19}$	2,01	1,95	2,01	1,85	1,93	1,89	1,71
$C_{15}-C_{19} / C_{19}-C_{23}$	2,73	2,36	2,00	1,83	1,75	1,48	1,6
Тип конденсата	тяжелый		дисбаланс коэффициентов: по K_1 –тяжелый; по K_2 – очень тяжелый, нефтеподобный				
Цвет	желтый						

Таким образом, снижение коэффициента K_2 происходит быстрее, чем K_1 , т.е. отсутствует закономерное изменение алкановых коэффициентов, как это наблюдалось при исследовании конденсатов скв. 1379 и 1312.

Аналогичный дисбаланс алкановых коэффициентов отмечен нами при исследовании искусственно созданных смесей конденсатов и нефтей (табл. 7).

Некоторые исследователи полагают [2], что взаиморастворимость нормальных алканов в сопряженных газовом и жидком флюидах приводит к закономерному изменению алкановых коэффициентов. Перемещение флюида из области тяжелых конденсатов в область легких свидетельствует о нормальном ретроградном процессе в пласте. Это подтверждают исследования компонентного состава конденсатов более 70 скважин Уренгойского НГКМ на протяжении более 10 лет, проводимые авторами настоящей статьи.

Обратное перемещение – из области тяжелых конденсатов в область очень тяжелых – может свидетельствовать о появлении в продукции скважины нефти (см. табл. 3). Аналогичный процесс наблюдается и в скв. 1356 IV объекта Уренгойского НГКМ. Анализ продукции скв. 1312 и 1356 показал, что содержание нефти в конденсатах этих скважин на текущий момент составляет соответственно 0,42 и 4,57 % мас. (содержание нефти определено по [3]).

Дисбаланс алкановых коэффициентов, обнаруженный для конденсатов ряда скважин Уренгойского НГКМ (скв. 5325, 5362 и 8349), позволяет предположить, что продукцией этих скважин является смесь газового конденсата и ретроградного конденсата, выпавшего ранее в призабойной зоне пласта.

Таким образом, на примере III объекта Уренгойского НГКМ показана возможность контролировать тип продукции скважины (конденсат, нефть, нефтегазоконденсатная смесь, смесь добываемого и ретроградного конденсата).

Таблица 5

Динамика компонентного состава конденсата скв. 5362
(интервал 2779–2845; пласты БУ10-11)

$P_{пл}$, МПа	16,85	16,01	15,49	14,90	14,36	13,20	11,71
PC_{5+} , г/м ³	88,7	82,8	80,1	79,6	72,7	75	66,9
Год отбора	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2009
Ряд n-алканов	C ₃ –C ₃₁	C ₃ –C ₃₁	C ₃ –C ₃₁	C ₃ –C ₃₁	C ₃ –C ₃₂	C ₃ –C ₃₁	C ₄ –C ₃₁
Молекулярно-концентрационный максимум	C ₈	C ₈	C ₇	C ₆	C ₇	C ₆	C ₅
Параметры компонентного состава							
$\sum C_5-C_8$, % мас.	49,03	52,98	62,91	62,52	59,85	66,3	64,15
$\sum C_{16}-C_{32}$, % мас.	3,12	2,71	1,92	1,71	2,62	2,20	1,70
$\sum C_{20+}$ на конденсат, % мас.	0,27	0,24	0,22	0,22	0,32	0,29	0,28
% n-алканов	23,58	22,8	24,75	26,78	24,59	26,05	29,74
% ароматических УВ	5,87	4,5	5,01	4,72	5,32	5,28	5,02
% нафтеновых УВ	12,97	15,01	17,05	16,83	16,13	17,41	17,82
% изопреноидных алканов	1,38	1,18	0,85	0,74	0,95	0,75	0,67
Коэффициенты Остроухова и Тихомирова							
$C_{13}-C_{15} / C_{15}-C_{19}$	2,	1,98	2,04	1,97	1,81	1,72	1,45
$C_{15}-C_{19} / C_{19}-C_{23}$	3,44	3,51	2,82	2,58	2,29	2,17	1,72
Тип конденсата	тяжелый					дисбаланс коэффициентов: по K_1 – тяжелый; по K_2 – очень тяжелый, нефтеподобный	
Цвет	желтый						

Таблица 6

Динамика компонентного состава конденсата скв. 8349
(интервал 2787–2800; пласты БУ₁₀₋₁₁)

$P_{пл}$, МПа	14,83	14,70	14,07	12,71	12,31	11,54	11,54
ПС ₅₊ , г/м ³	57,6	61,8	54,6	53,3	52,8	54,6	51,6
Год отбора	2001	2002	2004	2006	2008	2009	2010
Ряд n-алканов	C ₃ –C ₃₃	C ₃ –C ₃₁	C ₃ –C ₃₂	C ₃ –C ₃₃	C ₃ –C ₃₅	C ₃ –C ₃₃	C ₄ –C ₃₃
Молекулярно-концентрационный максимум	C ₇	C ₇	C ₈	C ₇	C ₇	C ₇	C ₇
Параметры компонентного состава							
ΣC_5-C_8 , % мас.	57,56	59,63	53,82	59,85	53,01	59,22	60,14
$\Sigma C_{16}-C_{32}$, % мас.	3,04	2,55	3,51	3,60	6,68	4,70	4,13
ΣC_{20+} на конденсат, % мас.	0,39	0,34	0,44	0,52	1,11	0,77	0,66
% n-алканов	25,14	25,37	23,99	24,46	26,99	26,83	26,59
% ароматических УВ	6,65	6,18	6,59	6,55	7,02	7,10	6,71
% нафтеновых УВ	17,97	18,65	17,03	18,92	16,9	19,88	20,27
% изопреноидных алканов	0,81	0,70	0,89	0,72	1,10	0,75	0,73
Коэффициенты Остроухова и Тихомирова							
C ₁₃ –C ₁₅ / C ₁₅ –C ₁₉	1,75	1,8	1,78	1,51	1,12	1,04	1,05
C ₁₅ –C ₁₉ / C ₁₉ –C ₂₃	2,36	2,11	2,11	1,57	1,39	1,34	1,38
Тип конденсата	тяжелый	дисбаланс коэффициентов					
Цвет	желтый						

Таблица 7

Изменение алкановых коэффициентов искусственной смеси
конденсата в зависимости от количества добавленной в него нефти

Нефть, % мас.		0	1,13	5,10	10,07	14,99	20,52	25,02	100
K ₁		2,82	2,43	1,75	1,35	1,19	1,03	0,96	0,65
K ₂		19,00	4,08	1,90	1,58	1,44	1,35	1,28	1,12
Тип флюида	по K ₁	конденсат очень легкий	конденсат легкий	конденсат тяжелый	конденсат тяжелый	конденсат очень тяжелый	нефть легкая, конденсато- подобная	нефть сред- ней плотно- сти	
	по K ₂	очень легкий	конденсат тяжелый	конденсат очень тяжелый	нефть средней плотности				

Список литературы

1. Тихомиров В.И. Распознавание типов пластовых флюидов по составу нормальных алканов / В.И. Тихомиров // Геохимия нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 20–23.
2. Петренко В.И. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ / В.И. Петренко, В.В. Зиновьев, В.Я. Зленко и др. – М.: Недра, 2003. – С. 139–140.
3. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефти в продукции газоконденсатных скважин Уренгойского НГКМ. – Новый Уренгой: ОФХИ ИТЦ Газпром Уренгой, 2000. – 14 с.