

# **ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ ЧУГОРЬЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Г.С. Федорова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев*

На п-ве Ямал за последние годы открыты ряд газонефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений. Одним из перспективных является Чугорьяхинское месторождение, расположенное в зоне сочленения Обской и Тазовской губ и приуроченное к Чугорьяхинскому прогибу, выделяемому в южной части Ямало-Гыданской синеклизы. Месторождение было открыто в 2002 г. поискской скв. 1, которая вскрыла сеноманские залежи на глубине 1170 м. В 2005 г. на глубине 2447–2633 м были обнаружены еще три газоконденсатные залежи в отложениях баррема танопчинской свиты. Залежи приурочены к пластам ТП<sub>20</sub>, ТП<sub>22</sub> и ТП<sub>23</sub>.

Геохимические исследования базировались на результатах газохроматографического исследования и инфракрасной спектроскопии (ИКС). Использование полученных данных по компонентному составу флюидов позволило рассчитать ряд геохимических показателей, с помощью которых определяется тип флюида (конденсат, нефть), выявляется примесь нефти в конденсате, устанавливается генезис флюида и проводится типизация флюидов с последующей корреляцией продуктивных пластов [1].

## **Газохроматографические исследования**

### **Исследование газовой фазы**

Известно, что между составом конденсата и газа существуют определенные зависимости, которые отражаются хорошо известными качественными и количественными газовыми показа-

телями и широко применяются для решения различных геолого-геохимических вопросов. В табл. 1 представлен состав пластового газа рассматриваемых месторождений.

Таблица 1

## Состав пластового газа, % мол.

Залежь	ТП <sub>20</sub>	ТП <sub>22</sub>	ТП <sub>23</sub>
Интервал перфорации	2451–2460	2518–2545	2627–2633
CH <sub>4</sub>	88,61	88,9	88,16
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,66	6,06	5,63
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,09	1,77	1,66
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,57	0,48	0,45
<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,58	0,43	0,44
<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,26	0,20	0,22
<i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,21	0,14	0,17
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,31	0,31	0,49
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,28	0,3	0,55
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,16	0,18	0,35
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,15	0,16	0,35
C <sub>10</sub> H <sub>22+</sub>	0,22	0,26	0,47
N <sub>2</sub>	0,61	0,44	0,62
CO <sub>2</sub>	0,29	0,36	0,36
He	0	0,01	≤ 0,01
H <sub>2</sub>	0		0,01
Ar	0	0,0029	0,058

Согласно данным табл. 1 газ рассматриваемых залежей на 88,16–88,9 % состоит из метана. Содержание его газообразных гомологов (C<sub>2</sub>–C<sub>4</sub>, C<sub>2+</sub>) – 8,18–8,9 % мол. На долю парообразных углеводородов C<sub>5+</sub> приходится 1,55–2,6 % мол. По содержанию азота, диоксида углерода и гелия они характеризуются как низкоазотные (содержание азота меньше 5 % мол.), низкоуглекислые (содержание диоксида углерода меньше 2 % мол.) и низкогелиевые (содержание ниже 0,1 % мол.). В табл. 2 показаны количественные и качественные геохимические показатели пластового газа залежей ТП<sub>20</sub>, ТП<sub>22</sub>, ТП<sub>23</sub>.

По коэффициенту жирности ( $100 \cdot (C_{2+}/C_1)$ ) газы относятся к полужирным. Уменьшение концентрации от этана к пропану и

Таблица 2

## Газогеохимические показатели пластового газа

Залежь	ТП <sub>20</sub>	ТП <sub>22</sub>	ТП <sub>23</sub>
$100 \cdot (C_2/C_1)$	6,39	6,82	6,39
$C_2-C_4$	8,90	8,40	8,18
$C_{5+}$	1,59	1,55	2,60
$C_1/C_{2+}$	8,45	8,64	8,18
$C_2/C_3$	2,60	3,43	3,39
$iC_4/nC_4$	0,98	1,12	1,02
$iC_5/nC_5$	1,23	1,43	1,29

от пропана к бутанам, а также значения отношений  $C_2/C_3$  (находящегося в пределах от 2,60 до 3,43) и  $i-C_4/nC_4$  (пределы – 0,98–1,12) указывают не только на принадлежность газов к газоконденсатным системам, но и на отсутствие связи этих газов с нефтяной оторочкой. Низкое содержание УВ  $C_{5+}$  определило невысокий выход конденсата [2, 3]. Потенциальное содержание углеводородов  $C_5H_{12+в}$  в пластовом газе – 67 г/м<sup>3</sup> (ТП<sub>20</sub>), 69 г/м<sup>3</sup> (ТП<sub>22</sub>) и 122 г/м<sup>3</sup> (ТП<sub>23</sub>).

## Исследование жидкой фазы

Данные по компонентному составу флюидов и геохимическим показателям, полученные методом газожидкостной хроматографии, представлены в табл. 3.

Интерпретация приведенного фактического материала также подтверждает, что все исследованные флюиды относятся к группе конденсатов. На это указывает целый ряд геохимических показателей, значения которых типичны для конденсатных систем:

- при содержании нормальных алканов 22,41–31,36 % масс. протяженность ряда не превышает  $C_{25}$  и составляет  $C_3-C_{22-25}$ ;
- молекулярно-концентрационный максимум (МКМ) конденсатов находится в области легкокипящих УВ ( $C_5-C_7$ );
- низкомолекулярные УВ  $\Sigma n(C_5-C_8)$  значительно преобладают над более высокомолекулярными  $\Sigma n(C_{16}-C_{25})$  – соответственно 43,99–53,32 и 6,61–1,91 % масс.;
- содержание ациклических изопреноидов невысокое – 0,99–1,17 % масс., и, как следствие, низкая величина их отношения к нормальным алканам, составляющая сотые доли – 0,03–0,08.

Таблица 3

## Геохимические показатели флюидов

Залежь	ТП <sub>20</sub>	ТП <sub>22</sub>	ТП <sub>23</sub>
Интервал перфорации	2451–2460	2537–2543	2627–2633
Ряд нормальных алканов	C <sub>3</sub> –C <sub>22</sub>	C <sub>3</sub> –C <sub>25</sub>	C <sub>3</sub> –C <sub>23</sub>
Концентрационный максимум	C <sub>5</sub>	C <sub>7</sub>	C <sub>7</sub>
$\Sigma n-(C_5-C_8)$ на фр. алканов	53,32	43,99	45,24
$\Sigma n-(C_{16}-C_{25})$ на фр. алканов	1,91	6,19	4,99
$\Sigma C_{20+}$ на конденсат	0,06	0,26	0,14
% масс. нормальных алканов	31,36	24,19	22,41
% масс ароматических УВ	5,95	9,75	11,04
% масс нафтеновых УВ	13,98	15,52	16,07
% масс ацикл. изопреноидов	0,99	1,17	1,08
Ацикл. изопреноид./ <i>n</i> -алканы	0,03	0,05	0,05
Ароматика/нафтены	0,43	0,63	0,69
Нафтены/ <i>n</i> -алканы	0,45	0,64	0,72
Ароматика/ <i>n</i> -алканы	0,19	0,40	0,49
$K_I = P_{nl} T_{nl} (C_{13}-C_{15}/C_{15}-C_{19})$	2,78	2,39	2,94
$K_{II} = P_{nl} T_{nl} (C_{15}-C_{19}/C_{19}-C_{23})$	12,3	8,31	11,96
МЦГ/ <i>n</i> C <sub>7</sub>	1,50	2,37	2,38
Бензол/ <i>n</i> C <sub>6</sub>	0,09	0,25	0,28
Толуол/ <i>n</i> C <sub>7</sub>	0,54	1,26	1,41
ЦП/ <i>n</i> C <sub>6</sub>	0,06	0,10	0,10
ЦГ/МЦП	0,82	1,15	1,16
$K_{III} = \Sigma S(\text{МЦГ}-C_9)/\Sigma S(C_9-C_{11}) < 1,3$ – нефть	2,27	2,17	2,21
Генетические показатели			
$K_{неч} = nC_{15} + nC_{17}/2nC_{16}$	1,03	1,03	1,06
пристан/фитан	3,30	3,87	4,26
пристан/ <i>n</i> C <sub>17</sub>	0,42	0,32	0,31
фитан/ <i>n</i> C <sub>18</sub>	0,21	0,12	0,11
$K_f = p + f/nC_{17} + nC_{18}$	0,36	0,27	0,28

Коэффициенты  $K_I = P_{nl} T_{nl} (C_{13}-C_{15}/C_{15}-C_{19})$ ,  $K_{II} = P_{nl} T_{nl} (C_{15}-C_{19}/C_{19}-C_{23})$  [4] и  $K_{III}$ , позволяющие определить тип исследуемого флюида, также характеризуют их как конденсаты (см. табл. 3).

Выполненные на молекулярном уровне исследования флюидов показали, что значения качественных и количественных геохими-

ческих показателей по разрезу многопластового Чугорьяхинского месторождения имеют определенную тенденцию к изменению.

Так, содержание легкой фракции  $C_5-C_8$  в составе нормальных алканов возрастает от 43,99 (залежь ТП<sub>23</sub>) до 53,32 % масс. (залежь ТП<sub>20</sub>), более тяжелой фракции  $C_{16}-C_{25}$  снижается от 6,19 до 1,91 % масс. Молекулярно-концентрационный максимум при этом смещается в сторону более легкого углеводорода  $C_5$ .

Концентрация нормальных алканов в конденсатах возрастает с 22,41 до 31,36 % масс., а моноароматических УВ уменьшается с 11,04 (залежь ТП<sub>23</sub>) до 5,95 % масс. (залежь ТП<sub>20</sub>). В меньшей степени проявляется снижение содержания легких нафтеновых УВ (с 16,07 % масс. в пласте ТП<sub>23</sub> до 13,98 % масс. в пласте ТП<sub>20</sub>). Соответственно снижается величина отношения МЦГ/ $nC_7$ , которое косвенным образом характеризует степень обогащения конденсата нафтенами, с 1,5 (ТП<sub>20</sub>) до 2,38 % масс (ТП<sub>23</sub>). Аналогичную тенденцию в изменении проявили и другие показатели, рассчитанные по компонентному составу: ациклические изопреноиды/ $n$ -алканы, ароматические УВ/нафтеновые УВ, нафтеновые УВ/ $n$ -алканы (см. табл. 3).

Выявленные изменения компонентного состава по разрезу Чугорьяхинского месторождения, очевидно, явились следствием перераспределения углеводородов в газоконденсатной системе, обусловленного рядом факторов, таких как селективная адсорбция и избирательная растворимость в различных термобарических условиях. Результатом этого явилось уменьшение от нижних к верхним продуктивным объектам доли аренов с одновременным ростом нормальных алканов, в основном их легкой фракции  $C_5-C_8$ . Последнее обстоятельство способствовало обогащению конденсата низкомолекулярными углеводородами и снижению плотности от 0,7624 г/см<sup>3</sup> (ТП<sub>23</sub>) до 0,7215 г/см<sup>3</sup> (ТП<sub>20</sub>), т.е. облегчению конденсата.

Одним из направлений исследования компонентного состава конденсатов является качественный прогноз нефтегазоносности по составу низкокипящих углеводородов. С этой целью были рассчитаны углеводородные соотношения, нахождение которых в следующих диапазонах является признаком наличия нефтяной оторочки [5, 6]: МЦГ/ $nC_7$  – 0,20–1,80; бензол/ $nC_6$  – 0,01–0,20;

толуол/ $nC_7$  – 0,01–0,20; ЦП/ $nC_6$  – 0,10–0,80 и ЦГ/МЦП – 0,10–1,70. По большинству из вышеприведенных соотношений (см. табл. 3) залежи Чугорьяхинского месторождения являются газоконденсатными без нефтяной оторочки.

Близость в компонентном составе конденсатов, а также значения генетических показателей пристан/фитан ( $> 3$ ), пристан/ $nC_{17}$ , фитан/ $nC_{18}$ , Кнч/ч свидетельствуют о едином происхождении конденсатов всех рассматриваемых залежей из рассеянного органического вещества континентального типа.

### **Типизация углеводородных флюидов и корреляция продуктивных пластов**

В настоящее время для решения корреляции продуктивных пластов наряду с промыслово-геологическими и геофизическими методами привлекаются и геохимические. Углеводородные флюиды, приуроченные к одному резервуару, обычно характеризуются сходством состава по сравнению с флюидами разных резервуаров, в которых имеются определенные различия. Выявить это с помощью физико-химических характеристик не всегда удастся, так как различия могут быть незначительными в связи с тем, что в пределах одного месторождения углеводородные флюиды генерированы одинаковым по типу и степени катагенетической преобразованности рассеянным органическим веществом.

С этой целью применяется метод, разработанный компанией «Шеврон» для оценки вертикальной и горизонтальной флюидосообщаемости вмещающих резервуаров [7]. Данный метод заключается в сравнении соотношений высот парных пиков, выбранных в двух диапазонах хроматограмм. Результаты представляются в виде диаграмм. Совпадение диаграмм по двум диапазонам свидетельствует о принадлежности флюидов к общему вмещающему резервуару, расхождение диаграмм – к разным резервуарам.

На рис. 1 приведены диаграммы, построенные по соотношениям высот парных пиков в двух интервалах хроматограмм  $C_8$ – $C_{11}$  и  $C_{11}$ – $C_{16}$  для конденсатов рассматриваемых залежей.

Согласно рис. 1 в двух интервалах хроматограмм совпали диаграммы, построенные по соотношениям высот парных пиков для конденсатов из пластов ТП<sub>22</sub> и ТП<sub>23</sub>.

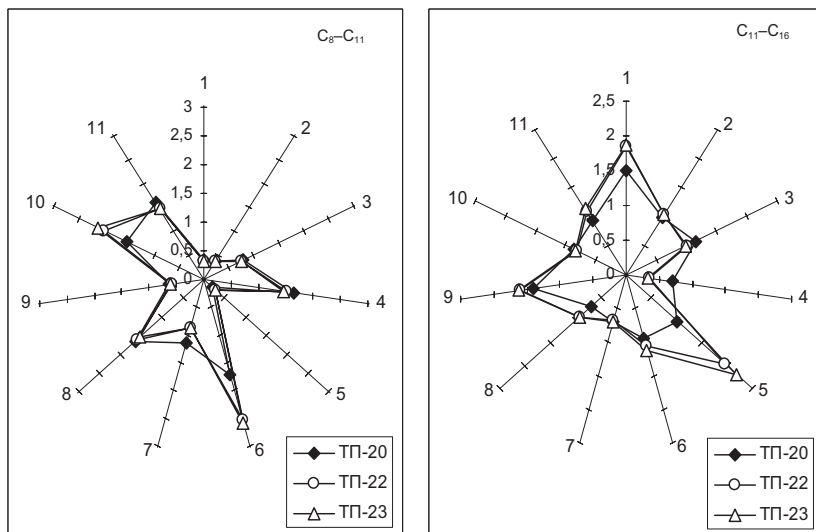


Рис. 1. Диаграммы, построенные по соотношениям высот парных пиков на хроматограмме

Диаграммы для конденсата из пласта ТП<sub>20</sub> имеют явные отличия. Таким образом, полученные диаграммы позволили выделить два типа флюидов: конденсат залежи ТП<sub>20</sub> и конденсаты залежей ТП<sub>22</sub> и ТП<sub>23</sub>.

Совпадение диаграмм для конденсатов из пластов ТП<sub>22</sub> и ТП<sub>23</sub> указывает на их принадлежность к единой флюидодинамической системе общего вмещающего резервуара.

## ИКС-исследования

Обработка данных ИКС включала расчет спектральных коэффициентов, которые определялись как отношение оптических плотностей основных полос поглощения (п.п.) и реперной полосы 1457–1463 см<sup>-1</sup>. Основное внимание уделено диапазону 1800–450 см<sup>-1</sup>, так как в этой области лежат все наиболее информативные полосы, включающие функциональные группы, входящие в состав углеводородных флюидов.

Для характеристики флюидов использовались следующие коэффициенты:

$P = D_{1377}/D_{1458}$  – коэффициент разветвленности структур;

$H_1 = D_{966}/D_{722}$  – отношение условного содержания нафтеновых и парафиновых структур;

$H_2 = D_{966}/D_{1458}$  – условное содержание нафтеновых структур;

$P_2 = D_{722}/D_{1458}$  – условное содержание парафиновых структур;

$A_1 = D_{1608}/D_{722}$  – отношение условного содержания ароматических и парафиновых структур;

$A_6 = D_{1608}/D_{722}$  – условное содержание ароматических структур;

$A_{13} = D_{767}/D_{741}$  – отношение условного содержания моноциклической ароматики (моно- и дизамещенная) к сумме моноциклической (ди- и более замещенная) и бициклической ароматики;

$K = D_{806}/D_{1608}$  – отношение условного содержания полиароматики к общему содержанию ароматических УВ.

Названия флюида – метановый, нафтеновый, ароматический – определялись исходя из доминирующей структурной группы ( $A_6$ ,  $P_2$ ,  $H_2$ ). В том случае, когда не наблюдается явной выраженности, для уточнения названия используется дополнительный параметр  $H_1$ .

Для оценки типа, полученного из скважины углеводородного флюида, применены спектральные коэффициенты  $A_{13}$  и  $K$  [8,9]:

$A_{13} > 1$ ,  $K < 1$  – конденсат;

$A_{13} > 1$ ,  $K > 1$  – конденсат с примесью нефти;

$A_{13} < 1$ ,  $K < 1$  – смесь нефти и конденсата;

$A_{13} < 1$ ,  $K > 1$  – нефть.

Анализ ИК-спектров (рис. 2, табл. 4) показывает, что исследованные флюиды характеризуются значительным сходством наборов спектральных полос и спектральных коэффициентов.

На ИК-спектрах фиксируется широкий набор полос поглощения, относимых к ароматическим структурам, – 1607, 805, 768, 697  $\text{см}^{-1}$ , что указывает на присутствие в составе аренов, в первую очередь соединений бензола различной степени замещенности. В подтверждение этого следует отметить, что при появлении в составе флюида тяжелых ароматических компонентов





Рис. 2. Характерный ИК-спектр конденсатов пластов ТП<sub>20</sub>-ТП<sub>23</sub> Чугорьяхинского месторождения

Таблица 4

Спектральные коэффициенты

Пласты	Спектральные коэффициенты							
	Р	Н <sub>1</sub>	Н <sub>2</sub>	П <sub>2</sub>	А <sub>1</sub>	А <sub>6</sub>	А <sub>13</sub>	К
ТП <sub>20</sub>	0,51	0,56	0,1	0,18	0,63	0,11	1,21	0,9
ТП <sub>22</sub>	0,49	0,53	0,1	0,19	0,76	0,14	1,22	0,88
ТП <sub>23</sub>	0,49	0,5	0,1	0,2	0,74	0,15	1,24	0,9

(полиароматики) в спектре происходит замена полосы 804–806 см<sup>-1</sup> на полосу 809–812 см<sup>-1</sup>.

В исследованных образцах этого не отмечено, что позволяет говорить об отсутствии влияния нефтяного вещества. Учитывая интенсивность полос поглощения, флюиды залежей ТП<sub>22</sub> и ТП<sub>23</sub> характеризуются более высоким содержанием легкой ароматики по сравнению с флюидом верхней залежи ТП<sub>20</sub>. На это указывают и значения спектральных коэффициентов А<sub>13</sub>, А<sub>6</sub>, А<sub>1</sub>.

Наличие четкой полосы 966 см<sup>-1</sup> (нафтеновые структуры) показывает, что данный класс соединений представлен значительным числом гомологов. Это подтверждается присутствием полосы 1032–1035 см<sup>-1</sup> (циклогексан и его гомологи).

Значения коэффициентов ароматизированности  $A_1$ , а также  $\Pi_2$  и  $H_1$ ,  $H_2$  позволяют их включить в группу преимущественно метаново-нафтеновых.

Сравнительный анализ спектральных коэффициентов залежей ТП<sub>20</sub>, ТП<sub>22</sub> и ТП<sub>23</sub> (см. табл. 4) показывает устойчивую тенденцию роста с глубиной относительного содержания ароматических ( $A_{13}$ ,  $A_6$ ) и парафиновых структур ( $\Pi_2$ ) при одновременном снижении содержания нафтеновых ( $H_2$ ) и разветвленных структур (P).

Дополнительно можно отметить, что в диапазоне 1500–1800 см<sup>-1</sup> не фиксируются полосы поглощения, указывающие на наличие в составе флюида гетероциклических ароматических соединений, карбонильных группировок кислот, эфиров, альдегидов, кетонов, наличие которых можно рассматривать как косвенный признак окислительного воздействия пластовой воды.

На основе геохимических показателей, полученных при выполнении структурно-хроматографического анализа конденсатов Чугорьяхинского месторождения, можно заключить следующее:

- конденсаты залежей ТП<sub>20</sub>, ТП<sub>22</sub>, ТП<sub>23</sub> близки по компонентному составу и имеют единый генезис;
- по групповому углеводородному составу конденсаты относятся к метаново-нафтеновому типу;
- залежи Чугорьяхинского месторождения являются газоконденсатными без нефтяной оторочки;
- по приуроченности к вмещающему резервуару выделено два типа конденсата: конденсат залежи ТП<sub>20</sub> и конденсат залежей ТП<sub>22</sub>, ТП<sub>23</sub>;
- использованный комплекс исследований позволяет оперативно получать информацию, необходимую при проведении поисковых работ.

## Список литературы

1. Проведение комплекса экспериментальных физико-химических, термодинамических и геохимических исследований для подсчета запасов, проектирования, анализа и контроля за разработкой месторождений ОАО «Газпром»: отчет по договору № 0072-06016. – М.: ВНИИГАЗ, 2008.

2. *Старобинец И.С.* Газогеохимические показатели нефтегазонасыщенности и прогноз состава углеводородных скоплений / И.С. Старобинец. – М.: Недра, 1986. – 198 с.

3. *Тер-Саркисов Р.М.* Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 1999.

4. *Тихомиров В.И.* Распознавание типов пластовых флюидов по составу нормальных алканов // Геохимия нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 20–23.

5. *Киченко В.Е.* Нефтеносность ниже-среднеюрских отложений севера Западной Сибири: дис. канд. геол.-минер. наук. – М., 2004.

6. *Чахмахчев В.А.* Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмахчев. – М.: Недра, 1983.

7. *Kaufman R.L.* A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations / R.L. Kaufman, A.S.Ahmed, W.B.Hempkins // Proceedings Indonezian Petroleum Association. – 16<sup>th</sup> Annual Convention. – 1987.

8. *Артемьев В.Ю.* Экспрессный метод определения типа флюида по данным инфракрасной спектроскопии с Фурье-преобразованием (ИКС ФП) / В.Ю. Артемьев, Т.Д. Островская // Материалы геол.-техн. совещания «Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны». – Тюмень, 1999. – С. 268–273.

9. *Артемьев В.Ю.* Метод определения типа флюида по данным инфракрасной спектроскопии // Изучение углеводородных систем сложного состава. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 127–134.