

## ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТИ ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*И.А. Зинченко (ООО «Газпром нефть шельф»),  
Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, И.М. Шафиев, Е.Б. Григорьев  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в пределах центральной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области между Талаканским и Среднеботуобинским нефтегазовыми месторождениями (Республика Саха (Якутия)). В истории открытия и разведки Чаяндинского НГКМ можно выделить два основных этапа. На первом этапе (1979–1988 гг.) на территории месторождения проводилось поисково-разведочное бурение, в результате которого было открыто несколько небольших по запасам месторождений в продуктивных ботуобинском, хамакинском и талахском горизонтах. Второй этап (начиная с 1989 г.) характеризуется проведением более масштабных геологоразведочных работ на территории единого Чаяндинского НГКМ. К настоящему времени на Чаяндинском НГКМ пробурено более 100 скважин, многие из которых дали промышленные притоки нефти и газа.

Выводы, изложенные в настоящей статье, получены в результате исследования данных разведочной скв. 321-40, вскрывшей нефтяную оторочку ботуобинского горизонта Северного блока Чаяндинского НГКМ.

### **Физико-химические свойства и фракционный состав нефти**

Физико-химические свойства нефти приведены в табл. 1.

Нефть из скв. 321-40 имеет плотность 872,4 кг/м<sup>3</sup> и в соответствии с классификацией по ГОСТ Р 51858-2002 относится к типу тяжелых, является сернистой (содержание серы 0,71 % мас.), высокосмолистой (содержание смол силикагелевых 18,76 % мас., асфальтенов 2,42 % мас.), парафинистой (содержание парафина с температурой плавления 50 °С составляет 3,35 % мас.). Вязкость нефти уменьшается с 33,0 до 20,2 мм<sup>2</sup>/с при повышении температуры от 20 до 50 °С. Температура застывания нефти –39 °С, потеря текучести наблюдается при –2 °С.

Фракционный состав нефти определен на автоматической установке фракционированной разгонки нефтей фирмы *i-Fisher* в соответ-

ствии с *ASTM 2892* и *ASTM 5236* с построением кривой истинных температур кипения (ИТК).

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти

Показатели	Значения	Стандарт / метод исследования
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	872,4	<i>ASTM D 5002</i>
Молярная масса, г/моль	280	Криоскопический метод ОСТ 152-39.2-048-2003
Показатель преломления, $n_D^{20}$	1,4849	ГОСТ 18995.2-73
Температура застывания, °С	-39	ГОСТ 20287-91
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с:		ГОСТ 33-2000
при 20 °С	33,0	ГОСТ 33-2000
40 °С	22,0	ГОСТ 33-2000
50 °С	20,2	ГОСТ 33-2000
Содержание, % мас.:		
твердых парафинов	3,35	ГОСТ 11851-85
смола силикагелевых	18,76	Адсорбционный метод ОСТ 152-39.2-048-2003
асфальтенов	2,42	ОСТ 152-39.2-048-2003
серы	0,71	ГОСТ Р 50442-92
воды в пробе	0,14	ГОСТ 2477-65

График атмосферно-вакуумной разгонки нефти до 540 °С приведен на рис. 1.

Фракционный состав нефти характеризуется широким температурным интервалом выкипания и довольно высоким выходом остатка с температурой выше 540 °С – 34,79 % мас. Нефть содержит растворенные газы в количестве 1,29 % мас. и легкие углеводороды (УВ) с температурой кипения до 60 °С в количестве 1,7 % мас. Максимальный выход пятидесятиградусных фракций приходится на следующие интервалы температур: 300–350 и 350–400 °С.

Потенциальное содержание в нефти товарных фракций, определенное по кривой ИТК, следующее:

*Бензиновые:*

НК–120 °С – 6,54 % мас.;

60–160 °С – 8,5 % мас.;

НК–200 °С – 14,83 % мас.

*Керосиновые:*

легкий керосиновый дистиллят 120–230 °С – 11,9 % мас.;  
авиакеросин 150 – 250 °С – 12,0 % мас.

*Фракции дизельного топлива:*

140–320 °С – 23,93 % мас.;  
140–350 °С – 30,5 % мас.;  
180–350 °С – 25,41 % мас.

*Фракция масел:*

350–500 °С – 21,2 % мас.

*Фракция вакуум-дистиллята:*

500–540 °С – 4,0 % мас.  
остаток с температурой выше 350 °С (мазут) – 60,1 % мас.;  
остаток с температурой выше 540 °С (гудрон) – 34,79 % мас.

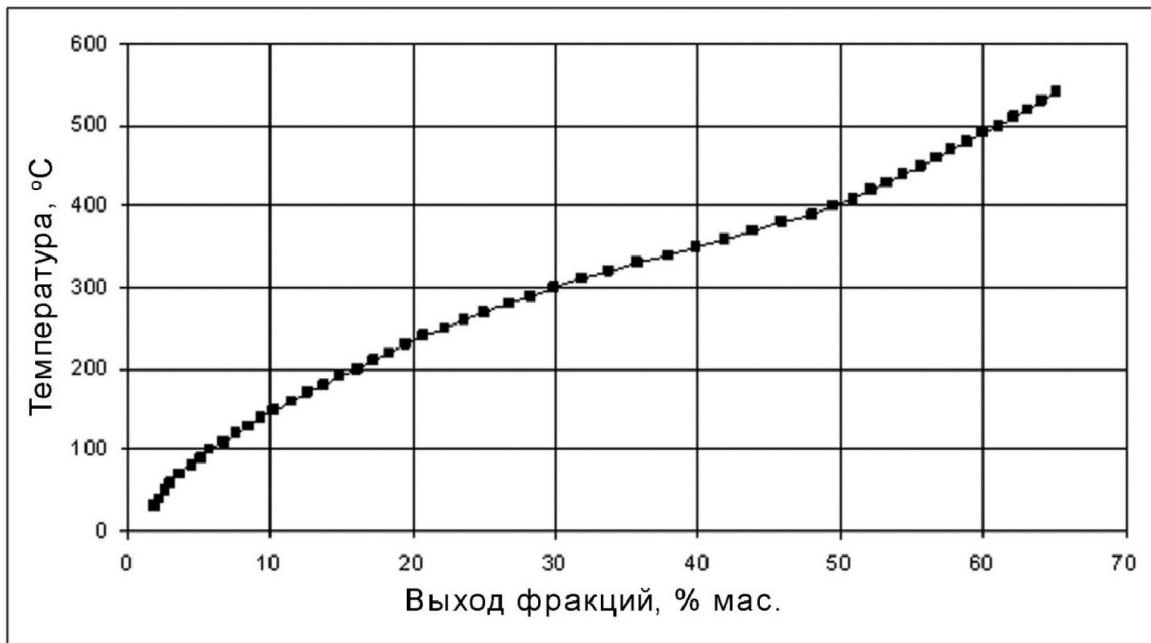


Рис. 1. Фракционный состав нефти

Содержание фракций, выкипающих до 200 °С, в нефти низкое. Легкая бензиновая фракция НК–120 °С содержится в количестве 6,54 % мас., на долю бензиновой фракции 60–160 °С, которая является базовой для получения автомобильных бензинов, приходится всего 8,5 % мас., выход широкой бензиновой фракции НК–200 °С – 14,83 % мас. Выход керосиновых дистиллятов также низкий – в пределах 12 % мас. Выходы фракций дизельного топлива достаточно значительные: широкие фракции 140–350 и 180–350 °С составляют 30,5 и 25,41 % мас., дистиллят облегченного фракционного состава 140–320 °С содержится в количестве 23,93 % мас.

В нефти в значительном количестве (60,1 % мас.) содержится фракция мазута (выше 350 °С). Выход масляных фракций, получаемых из мазута и выкипающих в интервале 350–500 °С, довольно большой – 21,2 % мас. Гудрон, содержащийся в количестве 34,79 % мас., наиболее рационально использовать в качестве дорожных покрытий.

### Физико-химическая характеристика топливных фракций нефти

На основании полученной кривой ИТК стабильной нефти выбраны бензиновые и дизельные товарные фракции со следующими температурными интервалами выкипания:

- бензиновые фракции: НК–120 °С, НК–180 °С и НК–200 °С;
- дизельные фракции: 140–320 °С и 180–350 °С.

#### Бензиновые фракции

Бензиновые фракции характеризуются низкой плотностью (700,8–729,5 кг/м<sup>3</sup>), отсутствием механических примесей, выдерживают испытание на медной пластинке, но обладают низкой детонационной стойкостью. Октановое число бензинов невысокое: во фракции до 120 °С оно составляет 63,3 пункта (по исследовательскому методу), во фракции до 180 °С – 59,0 пункта и во фракции до 200 °С – 54,7 пункта. Содержание серы в бензиновых фракциях, выкипающих при различных температурных интервалах, составляет 0,130–0,148 % мас., что превышает требования, предъявляемые к бензинам различных марок (0,5–0,12 % мас.). По этой причине использование бензиновых фракций в качестве добавок или компонентов возможно в процессах получения автомобильных бензинов различных марок с предварительной гидроочисткой фракций.

Физико-химические свойства бензиновых фракций приведены в табл. 2.

Таблица 2

Физико-химические свойства бензиновых фракций

Фракция, °С	Выход, % мас.	Показатель преломления, $n_D^{20}$	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	Содержание серы, % мас.	Октановое число (рассчитанное по ASTM D 6729)	Испытание на медной пластинке	Механические примеси
НК-120	6,54	1,3964	700,8	0,56	0,130	60,9 (М) 63,3 (И)	выдерживает	отсутствуют
НК-180	12,61	1,4084	723,3	1,13	0,140	56,9 (М) 59,0 (И)	выдерживает	отсутствуют
НК-200	14,83	1,4124	729,5	1,52	0,148	57,5 (М) 54,7 (И)	выдерживает	отсутствуют

*Фракции дизельного топлива*

Физико-химические свойства фракций дизельного топлива приведены в табл. 3.

Таблица 3

Характеристика фракций дизельного топлива

Показатели	Фракции		Норма для марок дизтоплива (ГОСТ 305-82)	
	140–320 °С	180–350 °С	Л	З
Выход, % мас.	23,93	25,41	-	-
Цетановое число (рассчитанное по ГОСТ 27768-88), ед.	54,00	54,60	> 45	> 45
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	805,1	825,0	< 860	< 840
Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	808,7	828,5	-	-
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	2,63	4,69	3,0–6,0	1,8–5,0
Массовая доля серы, %	0,162	0,131	< 0,5	< 0,5
Испытание на медной пластинке	выдерживает	выдерживает	выдерживает	выдерживает
Фракционный состав:				
50 % перегоняется при температуре, °С	236,1	267,3	< 280	< 280
90 % перегоняется при температуре, °С	286,8	320,9	< 360	< 340
конец кипения, °С	305,3	342,1	-	-
остаток в колбе, % об.	1,3	1,4	-	-
остаток + потери, % об.	1,6	2,1	-	-
Температура помутнения, °С	-30	-17	< -5	< -25
Температура застывания, °С	-34	-23	< -10	< -35
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	68	83	> 40	> 35

Обе фракции дизельного топлива по всем показателям соответствуют требованиям ГОСТ 305-82 на летнее дизельное топливо марки Л-0,5-6,1 и не соответствуют требованиям, предъявляемым к зимним дизельным топливам, только по значениям температур помутнения и застывания.

### Компонентный состав нефти

Исследование компонентного состава нефти проводилось на газовом хроматографе *Varian CP-3800*, снабженном высокоэффективной 50-метровой капиллярной колонкой с нанесенной неподвижной фазой *CP-Sil 5 CB*, пламенно-ионизационным детектором и автодозатором. Анализ проводился в режиме программирования температуры. При обработке результатов использовался пакет прикладных программ *Galaxie*.

Результаты молекулярно-массового распределения нормальных и изопреноидных алканов в нефти представлены на рис. 2, 3.



Рис. 2. Молекулярно-массовое распределение нормальных алканов

Протяженность ряда нормальных алканов составляет  $C_2-C_{37}$ . На кривой молекулярно-массового распределения нормальных алканов отмечается несколько концентрационных максимумов, находящихся в области УВ  $C_6$ ,  $C_{11}$ ,  $C_{15}$ ,  $C_{17}$ ,  $C_{19}$  и  $C_{31}$ . Сумма относительно легких нормальных алканов в области  $C_{11}-C_{18}$  более чем в два раза превышает сумму средних и тяжелых алканов в области  $C_{19}-C_{35}$  ( $C_{11}-C_{18} / C_{19}-C_{35} = 2,23$ ). В связи с этим коэффициент  $\Sigma_n - (C_{13}-C_{15}) / \Sigma_n - (C_{25}-C_{27})$ , являющийся косвенным показателем «зрелости» нефти, достаточно велик (4,85), что наряду с изопреноидным коэффициентом  $K_i$ , находящимся в области значений 0,1–0,6, может являться свидетельством катагенетического преобразования нефтяного флюида [1].

По характеру распределения алканов (см. рис. 2, 3) нефть Чайнинского НГКМ из скв. 321-40 относится к нефтям типа  $A^1$  — метанового или нафтенометанового основания, поскольку наблюдается существенное (примерно в 8 раз) преобладание нормальных алканов (30,57 % мас.) над изопреноидными (3,96 % мас.). Кроме того, изопреноидный коэффициент для таких нефтей  $K_i = \Sigma(\text{пристан} + \text{фитан}) /$

$\Sigma n-(C_{17}+C_{18}) < 1$  [2]. Для исследуемого образца Чаяндинской нефти этот коэффициент равен 0,62.

Поскольку различия в распределении высокомолекулярных алканов в нефтях обусловлены особенностями исходного органического вещества (ОВ), от которого зависит и количество продуцируемых жидких и газообразных УВ (сапропелевое ОВ продуцирует жидкие и газообразные УВ в соотношении 1 : 0,01–0,1, а гумусовое – в соотношении 1 : 4–10) [3], в процессе исследования был установлен тип исходного ОВ.

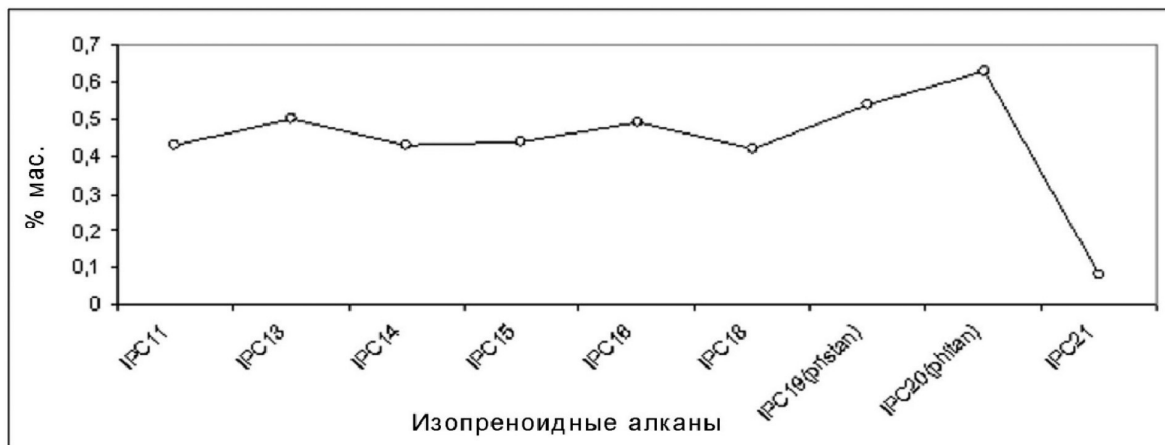


Рис. 3. Молекулярно-массовое распределение изопреноидных алканов в нефти

Для определения типа исходного ОВ и условий его преобразования авторами настоящей статьи использовались коэффициенты, рассчитанные на основании компонентного состава нефти и широко применяемые в геохимической практике (табл. 4).

Таблица 4

Геохимические коэффициенты

Коэффициенты	Нефти морского происхождения	Чаяндинская нефть скв. 321-40
$K_{\text{неч.}} = (C_{15}-C_{17}) / 2C_{16}$	> 1,10	1,19
$\Sigma(\text{пристан} + \text{фитан}) / \Sigma n-(C_{17}+C_{18})$	0,2–1,0	0,62
$\Sigma n-(C_{13}-C_{15}) / \Sigma n-(C_{23}-C_{25})$	> 2,0	3,62
$\Sigma n-(C_{27}-C_{29}) / \Sigma n-(C_{17}-C_{18})$	< 1,5	0,37
Пристан / фитан	< 1,0	0,87

Как видно из представленных данных, геохимические коэффициенты, рассчитанные по компонентному составу, указывают на преобладание в исходном ОВ материнского вещества морского генезиса. Кроме того, преобладание фитана над пристаном указывает на происхождение этой нефти из морского ОВ сапропелевого типа в относительно более восстановительных условиях преобразования ОВ.

Индивидуальный состав широкой бензиновой фракции НК–200 °С Чаяндинской нефти изучался на газовом хроматографе *Varian CP-3800*. Исследование проводилось согласно *ASTM D-6729* на 100-метровой капиллярной колонке в режиме программирования температуры. Использование пакетов прикладных программ *Galaxie* и *DNA* позволило получить количественные данные об индивидуальном составе широкой бензиновой фракции НК–200 °С и рассчитать ее групповой углеводородный состав (табл. 5).

Таблица 5

Групповой углеводородный состав  
широкой бензиновой фракции НК–200 °С

Число атомов углерода	Содержание на фракцию НК–200 °С, % мас.					
	всего	нафтеновые	метановые		ароматические	неизвестные
			изо-	нормальные		
C <sub>3</sub>	0,13			0,13		
C <sub>4</sub>	2,78		0,40	2,38		
C <sub>5</sub>	8,20	0,38	2,73	5,07		0,02
C <sub>6</sub>	14,35	2,64	4,92	5,25	1,43	0,12
C <sub>7</sub>	16,69	3,87	4,26	5,53	3,00	
C <sub>8</sub>	16,40	3,95	4,51	4,95	2,68	0,31
C <sub>9</sub>	16,83	2,71	5,47	4,64	2,44	1,56
C <sub>10</sub>	18,63	0,95	6,07	4,36	4,87	2,38
C <sub>11</sub>	5,71		0,77	3,16	0,43	1,35
C <sub>12</sub>	0,28			0,11	0,16	0,02
C <sub>13</sub>	0,00			0,00		
Всего	100,00	14,50	29,14	35,57	15,01	5,77

В исследованной широкой бензиновой фракции НК–200 °С идентифицировано 196 индивидуальных УВ от пропана (0,13 % мас.) и н-бутана (2,38 % мас.) до додекана (0,11 % мас.). В ней также содержится 64,71 % метановых УВ, из которых количество нормальных алканов заметно преобладает над разветвленными (35,57 против 29,14 % мас.). Среди метановых УВ изостроения бóльшая доля прихо-



дится на монозамещенные структуры – 18,71 % мас., дизамещенных алканов обнаружено в три раза меньше. На долю тризамещенных алканов приходится чуть более 1 % мас. В группе нафтеновых УВ содержание циклогексановых вдвое превышает содержание циклопентановых (9,42 против 4,27 % мас.). Причем циклогексан и метилциклогексан составляют 50 % циклогексановых УВ, а на долю циклопентана и метилциклопентана приходится около 40 % циклопентановых УВ. Среди ароматических УВ на долю толуола приходится 3,00 % мас., бензола – 1,43 % мас. и ксилолов – 2,13 % мас.

Полученные данные по индивидуальному углеводородному составу широкой бензиновой фракции НК–200 °С позволили рассчитать ее групповой состав (см. табл. 5), который представлен следующими УВ: метановые – 64,71 % мас., нафтеновые – 14,50 % мас., ароматические – 15,01 % мас.

Наличие значительного количества метановых и небольшого нафтеновых и ароматических УВ повлияло на эксплуатационные характеристики широкой бензиновой фракции НК–200 °С (табл. 6).

Таблица 6

Основные эксплуатационные характеристики  
широкой бензиновой фракции НК–200°С

Характеристика	Значение
Октановое число (моторный метод)	54,7
Октановое число (исследовательский метод)	57,5
Давление насыщенных паров, кПа	0,85
Теплота сгорания низшая, кДж/кг	43600
Теплота сгорания высшая, кДж/кг	47200
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	735,3

Октановое число по моторному методу составляет 54,7 пункта, по исследовательскому – 57,5, что на 10 пунктов выше, чем в среднем для прямогонных бензинов. Давление насыщенных паров, связанное с фракционным составом нефти, очень низкое и составляет всего 0,85 кПа (нижний предел давления насыщенных паров, при котором возможен запуск двигателя, составляет 35 кПа).

Теплота сгорания (43600–47200 кДж/кг) и низкая плотность (735,3 кг/м<sup>3</sup>) бензиновой фракции нефти находятся в допустимых пределах качества бензина.

Полученные результаты позволяют рекомендовать два варианта использования широкой бензиновой фракции НК–200°С:

- топливный – в качестве сырья для каталитического риформинга с целью получения высокооктанового бензина;
- нефтехимический – для получения ароматического сырья (бензола, толуола, ксилолов).

### **Заключение**

1. Нефть Чаяндинского НГКМ из скв. 321-40 относится к типу тяжелых, парафинистых, сернистых, высокосмолистых. Для нее характерно низкое содержание фракции, выкипающей до 120 °С (6,54 % мас.) и значительное содержание фракций дизельного топлива (25,4–30,5 % мас.) и масел (21,2 % мас.). Геохимические коэффициенты, рассчитанные по компонентному составу, указывают на преобладание в исходном органическом веществе материнского вещества морского генезиса.

2. Эксплуатационные характеристики широкой бензиновой фракции НК–200 °С в целом не отвечают требованиям к качеству бензина, вследствие чего эта фракция может быть рекомендована в качестве сырья для каталитического риформинга, а также для получения ароматического сырья (бензола, толуола, ксилолов).

### **Список литературы**

1. Сафонова Г.И. Реликтовые структуры в углеводородах нефтей различных стратиграфических подразделений / Г.И. Сафонова. – М.: Недра, 1980. – С. 346.

2. Петров А.А. Углеводороды нефти / А.А. Петров. – М.: Наука, 1984. – С. 427.

3. Максимов С.П. Дифференцированная оценка перспектив нефте- и газоносности Западной Сибири по комплексу геолого-геохимической информации / С.П. Максимов, Т.А. Ботнева, М.К. Калинин, А.М. Бриджинский // Геология нефти и газа. – 1977. – № 11. – С. 31–38.