



## ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ

УДК 665.612.003

**С. Х. АЙГИСТОВА, А. Н. САДЫКОВ, Д. Ф. ФАЗЛИЕВ,  
В. А. ХАРЛАМОВ, Л. Н. ОРЛОВА, А. Г. АХМАДУЛЛИНА,  
М. М. ГИБАДУКОВ (ВНИИУС)**

# СОСТАВ ГАЗОКОНДЕНСАТОВ АСТРАХАНСКОГО И КАРАЧАГАНАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Приведенные данные по содержанию в конденсате сероводорода, меркаптанов и других сернистых соединений необходимы в качестве исходной информации для проектирования полного комплекса по переработке газа и конденсата на базе Астраханского и Карачаганакского месторождений.**

Рациональная добыча и переработка газоконденсата зависит в основном от его физико-химической характеристики. В данной работе приведены результаты исследования астраханского и карачаганакского нестабильных конденсатов, отобранных соответственно в марте и сентябре 1981 г. Пробы конденсатов отбирались после предварительной сепарации (астраханский при давлении 7 МПа, карачаганакский — 6 МПа) в специальный пробоборник объемом 0,92 л, рассчитанный на давление 30 МПа.

Пробы исследуемых конденсатов были дегазированы при нормальных условиях:  $T=20^{\circ}\text{C}$ ,  $p=0,1$  МПа. В результате дегазирования 0,482 кг астраханского нестабильного конденсата получено 0,22 кг газа, 0,25 кг конденсата, 0,012 кг воды. При дегазировании 0,641 кг карачаганакского конденсата получено 0,047 кг газа, 0,594 кг конденсата.

Выделяющийся газ последовательно пропускался через водные растворы 3 %-ного углекислого натрия, 5 %-ного хлористого кадмия и 20 %-ную гидроксид калия.

Потенциометрическое и объемное титрование соответствующих поглотительных растворов по ГОСТ 22985—78 показало, что в газе дегазации астраханского нестабильного конденсата содержание сероводорода составляет 43,4 мас.%, меркаптановой серы — 0,003 мас.%, а в газе дегазации ка-

рачаганакского нестабильного конденсата соответственно 14,3 и 0,033 мас.%.

Полученные конденсаты перегонялись с использованием насадки Видмара ( $L=0,25$  м) на типовые промышленные фракции. Характеристики конденсатов и их фракции приведены в таблице.

В ИК-спектрах астраханского и карачаганакского конденсатов и их фракциях наблюдаются полосы средней интенсивности (при толщине поглощающего слоя  $d=0,25$  мм) в области  $1700\text{ см}^{-1}$ , обусловленные поглощением карбонильной группы кислородсодержащих соединений.

Детальный анализ контуров этих полос для астраханского конденсата показывает, что они имеют сложный вид и при оптимальных условиях регистрации удается разрешить до 5—6 максимумов. Судя по интенсивности главных максимумов ( $1730\text{ см}^{-1}$ ), наибольшее количество карбонильных соединений содержится в остатке  $>350^{\circ}\text{C}$ . В остальных фракциях интенсивности существенно не отличаются между собой. Для фракций 62—85 и 85—120  $^{\circ}\text{C}$  главный максимум имеет частоту  $1720\text{ см}^{-1}$ , а для фракций 120—140, 140—180 и 180—350  $^{\circ}\text{C}$  —  $1740\text{ см}^{-1}$ .

Сложность спектра в других областях не позволяет отнести наблюдаемые полосы к определенным типам карбонильных соединений. Во фракциях 62—85 и 85—120  $^{\circ}\text{C}$  карачаганакского конденсата, по сравнению с соответствующими фракциями астраханского конденсата, содержание карбонильных соединений меньше.

Содержание индивидуальных ароматических углеводородов в конденсатах определялось методом ИК-спектроскопии поглощения. Для расчета содержания бензола, толуола, этилбензола и *n*-ксилола в качестве аналитических выбраны полосы 670, 465, 560 и  $483\text{ см}^{-1}$ . Для *o*- и *m*-ксилолов использовалась суммарная интенсивность полос 432 и  $436\text{ см}^{-1}$ , так как их коэффициенты поглощения близки.

Калибровочные графики, построенные в виде зависимости оптических плотностей от концентрации поглощающего вещества, представляют во всех случаях прямую линию, что подтверждает выполнение закона Ламберта-Бера при исследуемых значениях концентраций. Толщина поглощающего слоя подбиралась так, что значения оптических плотностей находились в пределах 0,25—0,80. В результате получено, что содержание ароматических углеводородов в астраханском конденсате составляет: бензола — 0,16; толуола — 1,03; этилбензола — 0,35; *n*-ксилола — 0,50; *o*- и *m*-ксилола — 2,70 мас.%. В карачаганакском конденсате соответственно — 0,40, 0,98, 0,28, 0,46, 2,50 мас.%.

Исследование группового состава сернистых соединений и их распределение по фракциям астраханского и карачаганакского конденсатов (см. таблицу) показывает, что астраханский конденсат и его фракции отличаются высоким содержанием сернистых соединений (до 1,7 мас.%). Содержание общей серы в карачаганакском конденсате достигает 0,67 мас.%.

В обоих конденсатах и их фракциях присутствуют коррозионно-активные сернистые соединения: сероводород, меркаптановая и элементарная сера. Последняя была обнаружена качественно по характеру кривых потенциометрического титрования.

В процессе фракционирования астраханского конденсата наблюдается интенсивное выделение сероводорода, свидетельствующее о низком пороге термостабильности содержащихся в нем сернистых соединений. При разгонке ка-

**Характеристика астраханского (числитель) и карачаганакского (знаменатель) конденсатов и их фракций**

Фракция, °С	Выход на конденсат, мас. %	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Содержание серы, мас. %				Содержание ароматических углеводородов, мас. %*
			сероводорода	меркаптановой	сульфидной	общей	
Конденсат	—	827,5/787,8	0,10/0,08	0,27/0,16	0,21/0,13	1,70/0,67	—
н. к.—62	4,9/9,4	—/633	1,96/0,84	0,30/0,72	—/0,011	—	—
62—85	4,9/5,4	693,0/693,6	0,44/отс.	0,23/0,32	—/0,042	0,82/0,36	4,2/6,8
85—120	10,1/8,6	746,9/729	0,81/0,005	0,29/0,18	—/0,022	1,71/0,23	10,5/11,5
120—140	9,4/9,6	769,9/752,5	0,09/0,007	0,31/0,15	—	1,15/0,18	25,9/16,5
140—180	11,1/11,8	799,5/773,3	0,008/0,005	0,33/0,16	—/0,040	0,70/0,20	29,1/20,7
180—350	38,9/38,1	853,4/825	отс.	0,15/0,10	0,30/0,130	1,45/0,60	28,4/21,5
>350	20,7/17,1	946,1/894,2	отс.	—	—	1,76/1,60	—

\* Включая и сернистые соединения.

рачаганакского конденсата также имеет место разложение сернистых соединений с выделением сероводорода, но в значительно меньшей степени.

Учитывая низкий порог термостабильности сернистых соединений, необходимо принимать специальные меры для защиты от коррозии оборудования блока предварительного фракционирования конденсата.

Как видно из приведенных в таблице данных, бензино-

вые и дизельные фракции исследованных конденсатов не удовлетворяют требованиям ГОСТ на соответствующие товарные нефтепродукты по содержанию сернистых соединений и подлежат очистке. В этой связи астраханский и карачаганакский конденсаты предлагается подвергать разделению на фракции н. к. —350 °С и 350 °С — к.к. с последующей гидроочисткой и ректификацией фракции н. к. —350 °С.

УДК 622.279.23/4 (516.22+661.97+545.17)

**Т. Д. ОСТРОВСКАЯ, И. А. ГРИЦЕНКО**  
[ВНИИгаз]

## ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ, СОДЕРЖАЩИХ Н<sub>2</sub>, S, CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub>

На основании лабораторных исследований получены поправки к величинам коэффициента конденсатоотдачи и давления начала конденсации.

Неуглеводородные компоненты оказывают существенное влияние на фазовые превращения пластовых газоконденсатных систем и, следовательно, на основные газоконденсатные параметры.

Определить газоконденсатные характеристики месторождений позволяет введение поправочных коэффициентов за счет влияния негорючих компонентов на фазовые превращения в ранее разработанные графоаналитические методы определения газоконденсатных характеристик.

С целью изучения характера и степени влияния кислых компонентов и азота на газоконденсатную характеристику в бомбу РВТ загружались рекомбинированные пробы газа, содержание азота в котором изменялось от 0,7 до 58 % и углекислого газа от 0,7 до 78 %.

На основе опытов были получены кривые дифференциальной конденсации пластовых систем и установлено, что характер влияния азота и углекислого газа на величину давления начала конденсации и коэффициент конденсатоотдачи неидентичен.

Присутствие азота в количестве 58 % увеличивает давление начала конденсации от 35,2 до 57 МПа, но снижает коэффициент конденсатоотдачи с 0,57 до 0,45.

Присутствие же углекислого газа в количестве 78 %, наоборот, снижает давление начала конденсации с 35,2 до 22,4 МПа, а коэффициент конденсатоотдачи увеличивает от 0,57 до 0,75.

Поправки (в %) к величине коэффициента конденсатоотдачи за счет влияния азота и углекислого газа соответственно имеют вид:

$$\Delta\alpha_{N_2} = -\sqrt{\frac{n_{N_2}}{0,123}}; \quad (1)$$

$$\Delta\alpha_{CO_2} = \sqrt{\frac{n_{CO_2}}{0,08081}}; \quad (2)$$

где  $n_{CO_2}$  и  $n_{N_2}$  — соответственно процентное содержание углекислого газа и азота в пластовом газе. Поправки (в %) к величине давления начала конденсации за счет влияния азота и углекислого газа следующие:

$$\Delta p_{н.к. N_2} = \sqrt{\frac{n_{N_2}}{0,015}}; \quad (3)$$

$$\Delta p_{н.к. CO_2} = -0,471 CO_2. \quad (4)$$

Накопленный фактический материал по фазовому поведению пластовых газов газоконденсатных месторождений позволил выявить ряд закономерностей в фазовом поведении газоконденсатной системы в зависимости от группового углеводородного состава конденсата, его плотности и молекулярной массы, а также термобарических условий и потенциального содержания углеводородов  $C_{2+}$  в пластовом газе.

Давление начала конденсации  $p_{н.к.}$  газоконденсатных систем — один из необходимых параметров при разработке газоконденсатных месторождений. На стадии проектирования величина этого параметра используется для планирования момента перехода от режима истощения к режиму поддержания пластового давления, а также для расчетов сайклинг-процесса. При разработке месторождений на истощение  $p_{н.к.}$  газовой фазы непрерывно меняется и соответствует текущему пластовому давлению.