

March 2024

RESEARCH OF THE PROPERTIES OF GAS CONDENSATE MAYMANAK FIELD

Tulkun SAMUKOV

Institute of General and Inorganic Chemistry, Tashkent, Uzbekistan, tsamukov@gmail.com

Follow this and additional works at: <https://cce.researchcommons.org/journal>

Recommended Citation

SAMUKOV, Tulkun (2024) "RESEARCH OF THE PROPERTIES OF GAS CONDENSATE MAYMANAK FIELD," *CHEMISTRY AND CHEMICAL ENGINEERING*: Vol. 2023: No. 1, Article 9.

DOI: 10.34920/cce202319

Available at: <https://cce.researchcommons.org/journal/vol2023/iss1/9>

This Article is brought to you for free and open access by Chemistry and Chemical Engineering. It has been accepted for inclusion in CHEMISTRY AND CHEMICAL ENGINEERING by an authorized editor of Chemistry and Chemical Engineering. For more information, please contact zuchra_kadirova@yahoo.com.

RESEARCH OF THE PROPERTIES OF GAS CONDENSATE MAYMANAK FIELD

Tulkun SAMUKOV (tsamukov@gmail.com),
Institute of General and Inorganic Chemistry, Tashkent, Uzbekistan

The aim of the work is to conduct gas condensate studies of the Maimanak field, to obtain complete physical and chemical characteristics of gas condensate. A set of laboratory works was carried out to study gas condensate and its fractions in accordance with the current regulatory documents. The group composition of the hydrocarbon fraction of gas condensate from this field was studied for the first time. The optimal fractions of gas condensate hydrocarbons for the production of petrochemical products have been determined.

Keywords: gascondensate; chromatography; hydrocarbon composition; technology; fraction

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАЙМАНАК

Тулкун САМУКОВ (tsamukov@gmail.com)
Институт общей и неорганической химии, Ташкент, Узбекистан

Целью работы является проведение газоконденсатных исследований месторождения Майманак, получение полных физико-химических характеристик газового конденсата. Осуществлен комплекс лабораторных работ по изучению газового конденсата и его фракций в соответствии с действующими нормативными документами. Впервые изучен групповой состав фракции углеводородов газового конденсата этого месторождения. Определены оптимальные фракции углеводородов газового конденсата для получения продуктов нефтегазохимии.

Ключевые слова: газовый конденсат, хроматография, углеводородный состав, фракции

MAYMANAK KONI GAZ KONDENSATI XUSUSIYATLARINI TEKSHIRISH

Tulkun SAMUKOV (tsamukov@gmail.com)
Umumiy va noorganik kimyo instituti, Toshkent, O'zbekiston

Ishdan maqsad Maymanak konida gaz kondensatini o'rganish, gaz kondensatining to'liq fizik-kimyoviy xususiyatlarini olishdir. Gaz kondensati va uning fraksiyalarini amaldagi me'yoriy hujjatlariga muvofiq o'rganish bo'yicha bir qator laboratoriya ishlari olib borildi. Bu kondan olingan gaz kondensatining uglevodorod fraksiyasining guruh tarkibi birinchi marta o'rganildi. Neft-kimyo mahsulotlarini ishlab chiqarish uchun gaz kondensati uglevodorodlarining optimal fraksiyalari aniqlangan.

Kalit so'zlar: gaz kondensati, xromatografiya, uglevodorod tarkibi, texnologiya, fraksiya

DOI: 10.34920/cce202319

Введение

За последние 20 лет стремительно увеличивается добыча природного газа и газового конденсата. При общих запасах газа 130–140 трлн м³ мировая добыча в 2005 г. составила 2 871,8 млрд м³ /год, при этом в России – 627,5 млрд м³, в США – 516,6 млрд м³, в Канаде – 187,2 млрд м³ (21,8; 18,0 и 6,5% от мирового производства соответственно). Наиболее крупными месторождениями природного газа в России и странах СНГ являются газовые и газоконденсатные месторождения Западной Сибири, Заполярья, Оренбургской и Астраханской областей, Туркмении, Узбекистана и др. За рубежом крупные месторождения газа имеются в странах Ближнего Востока, Китае, США, Канаде, Франции, Норвегии и др. В связи с быстрым ростом добычи природного газа меняется структура потребления энергии. Так, в 1973 г. доля природного газа в общем объеме потребляемой энергии составляла 10%, в 1985 г. – 15,3%, в 1995 г. – 16,3%, в 2000 г. – 20,0%.

Согласно прогнозам, доля газа в мировом потреблении первичных энергоресурсов к 2050 г. достигнет 26,4% [1]. Газ многих месторождений имеет в своем составе жидкую фазу – газовый конденсат, содержащий углеводороды от C₅H₁₂ до C₂₀H₄₂ в количестве 5–400 г/м³ газа. [2]. Газовые конденсаты являются существенным ресурсом жидкого углеводородного сырья, так только в России их суммарная добыча достигает 25–28 млн т в год, что в среднем составляет примерно 40 г на 1 м³ добываемого газа. Газовые конденсаты различных месторождений существенно различаются по фракционному и групповому углеводородному составам. Если одни конденсаты соответствуют бензиновым фракциям, то другие содержат в своем составе не только бензиновые, но также керосиновые, дизельные и более высококипящие фракции. Общим для газовых конденсатов является то, что содержание светлых продуктов составляет в них 80–100%, в то время как в обычных нефтях содержание светлых не пре-

вышает 30-40% [2, 3].

Физико-химическими характеристиками конденсатов определяются их товарные свойства. Для установления определенного подхода к оценке составов и свойств исходных газовых конденсатов введена их технологическая классификация [4, 5]. Классификационными признаками служат следующие показатели: содержание общей серы, ароматических и нормальных парафиновых углеводородов и фракционный состав. По содержанию общей серы конденсаты подразделяют на три класса: I. Бессернистые и малосернистые с содержанием общей серы не более 0,05% мас. Эти конденсаты и получаемые из них в процессе переработки нефтепродукты не нуждаются в очистке от сернистых соединений. II. Сернистые с содержанием общей серы в пределах от 0,05 до 0,8% мас. Необходимость сероочистки этих конденсатов и получаемых из них нефтепродуктов определяется требованиями к качеству последних по содержанию сернистых соединений. III. Высокосернистые с содержанием общей серы более 0,8% мас. При переработке этих конденсатов обязательно применение процессов обессеривания для получения товарных нефтепродуктов. По массовому содержанию ароматических углеводородов конденсаты делят на три типа: – А1 – высокоароматизированные (содержание аренов более 20% мас.); – А2 – среднеароматизированные (содержание аренов находится в пределах от 15 до 20% мас.); – А3 – низкоароматизированные (содержание аренов не превышает 15% мас.) [6-10].

Майманакское газоконденсатное месторождение расположено в Кашкадарьинской

области Республики Узбекистан. Газоносные пласты установлены в пределах Мубарекской свиты. Все газоносные горизонты являются промышленными. Конденсатный фактор составляет в среднем 35,364 г/м³ по стабильному конденсату [11].

Целью работы является проведение газоконденсатных исследований месторождения Майманак, получение полных физико-химических характеристик газового конденсата.

Методы исследования

В лабораторных условиях выделены фракции с температурой кипения от 120-160 °С и 160-220 °С и определены их потенциальное содержание и качество [12-14].

Для определения потенциального содержания дистиллятов проведены разгонки на аппарате (АРН-2) на предмет определения истинного содержания светлых фракций [15-24].

В лаборатории ХАЛ №3 ИП «SANEG» физико-химические исследования и углеводородный компонентный состав газового конденсата определялись методом газ адсорбционной хроматографии в соответствии с [18, 19] на приборе марки «ХРОМОС» [25-30].

Результаты и обсуждение

Разработанный температурный режим получения светлых фракций из газового конденсата, приведен в таблице 1.

Качество сырья газового конденсата по физико-химическим показателям предоставлено в таблице 2.

Данные по физико-химическим показателям фракций газового конденсата месторождения Майманак представлены в таблице 3.

Таблица 1

Температурный режим получения светлых фракций из газового конденсата

Температурный режим АРН-2	Фр. 120-160 °С,	Фр. 160-220 °С,
Температура куба, °С	190	256
Температура колонны 23-30 тарелки, °С	164	224
Температура верха колонны, К	120	160
Отбор целевой фракции, % на исходную массу газового конденсата	26	22
Флегмовое число при соответствующем орошении верха колонны на 23 тарелку	3	3

Таблица 2

Физико-химические показатели газового конденсата

Наименование показателей	Фактические результаты	НД
Плотность при 20 °С, кг/м ³	774	ГОСТ3900
Массовая доля серы, %	0,057	ГОСТ 1437
Содержание воды, %	отс.	ГОСТ 2477
Кислотность, мг КОН на 100 см ³ топлива	0,86	ГОСТ 5985
Вязкость кинематическая, мм ² /с, при 20 °С	1,03	ГОСТ31391
Фракционный состав:		ГОСТ 2177
Температура начала перегонки, °С	80	
10% выкипает при температуре, °С	108	
20% выкипает при температуре, °С	122	
30% выкипает при температуре, °С	130	
40% выкипает при температуре, °С	136	
50% выкипает при температуре, °С	151	
60% выкипает при температуре, °С	163	
70% выкипает при температуре, °С	181	
80% выкипает при температуре, °С	202	
90% выкипает при температуре, °С	230	
Конец кипения, °С	285	

Таблица 3

Физико-химические показатели фракций

Наименование показателей	Фракция			НД
	Н.К. -120 °С,	120-160 °С,	160-220 °С,	
Потенциал, %	29,6	26,10	28,09	ГОСТ 11011
Плотность при 20 °С, кг/м ³	741	778	791	ГОСТ 3900
Фракционный состав:				ГОСТ 2177
Температура начала перегонки, °С	69	120	158	
10% выкипает при температуре, °С	83	132	166	
20% выкипает при температуре, °С	88	136	171	
30% выкипает при температуре, °С	93	137	178	
40% выкипает при температуре, °С	94	138	180	
50% выкипает при температуре, °С	97	139	182	
60% выкипает при температуре, °С	100	140	186	
70% выкипает при температуре, °С	103	142	191	
80% выкипает при температуре, °С	106	144	196	
90% выкипает при температуре, °С	111	146	204	
Конец кипения, °С	135	156	219	

Потери от аппарата разгонки АРН-2 составили 1,76%, а остаток от разгонки на аппарате АРН-2 – 14,45%. Углеводородный состав фракции 160-220 °С представлен в таблице 4.

Таблица 4

Углеводородный состав фракции 160-220 °С

Сп \ Группы	Парафины	Изопарафины	Ароматические	Нафтены	Олефины	Сумма
С4	0,003	0	0	0	0	0,003
С5	0	0	0	0	0,009	0,009
С7	0	0	0,041	0,004	0	0,045
С8	0	0	0	0,021	0,054	0,074
С9	0,158	0,158	0,571	0,396	0,014	1,299
С10	0	8,709	11,547	0,607	0,963	21,826
С11	6,428	3,208	11,378	0,591	0	21,607
С12	0,265	0,591	1,811	0	0	2,669
С13	0,116	0	0	0	0	0,116
Сумма	6,973	12,668	25,350	1,619	1,040	47,649

Таблица 5

Компонентный состав фракции 160-220 °С

Концентрации по компонентам:				
№	Компонент	Масс., %	Об., %	Моль., %
1	n-бутан	0,003	0,005	0,003
2	1.4-пентадиен	0,004	0,005	0,004
3	t-пентен-2	0,004	0,006	0,005
4	метилциклогексан	0,004	0,004	0,006
5	толуол	0,041	0,038	0,055
6	1с-этил-3-метилциклопентан	0,005	0,005	0,009
7	1t-этил-3-метилциклопентан	0,015	0,016	0,024
8	t-октен-3	0,022	0,024	0,035
9	t-октен-2	0,032	0,036	0,052
10	4.4-диметилгептан	0,009	0,010	0,016
11	2.6-диметилгептан	0,009	0,010	0,017
12	1.1.4-триметилциклогексан	0,033	0,034	0,060
13	2.3.4-триметилгексан	0,038	0,044	0,071
14	3.4-диметилгептан	0,004	0,005	0,008
15	i-c9-2	0,012	0,013	0,023
16	3-этилгептан	0,041	0,045	0,075
17	3.3-диэтилпентан	0,045	0,048	0,083
18	1t-этил-4-метилциклогексан	0,063	0,065	0,116
19	t-метилоктен-3	0,013	0,016	0,024
20	n-нонан	0,159	0,177	0,294
21	i-пропилбензол	0,017	0,016	0,030

Продолжение таблицы 5

22	2,2-диметиллоктан	0,083	0,093	0,171
23	n-бутилциклопентан	0,042	0,043	0,076
24	sec-бутилциклопентан	0,259	0,263	0,472
25	o-c10-5	0,591	0,650	1,196
26	3-метил-5-этилгептан	2,071	2,080	4,253
27	o-c10-6	0,328	0,330	0,665
28	2,3-диметиллоктан	0,121	0,132	0,249
29	4-метилнонан	1,053	1,159	2,163
30	3,3,4-триметилгептан	0,177	0,197	0,365
31	3-этилоктан	0,943	1,024	1,937
32	o-c10-2	0,044	0,051	0,090
33	i-c10-3	3,600	3,910	7,396
34	1,2,4-триметилбензол	0,555	0,507	0,963
35	i-c10-5	0,647	0,591	1,330
36	i-c10-8	0,014	0,015	0,028
37	i-бутилбензол	5,177	4,895	10,033
38	i-c11-5	0,267	0,290	0,602
39	sec-бутилциклогексан	0,341	0,338	0,691
40	n-c11-1	0,592	0,594	1,198
41	n-бутилциклогексан	0,266	0,267	0,538
42	1,3-диэтилбензол	0,261	0,243	0,505
43	1-метил-3-n-пропилбензол	0,961	0,898	1,862
44	1,4-диэтилбензол	0,294	0,274	0,569
45	1-метил-4-n-пропилбензол	1,091	1,019	2,114
46	3,5-диметил-1-этилбензол	0,591	0,540	1,145
47	a-c10-2	0,988	0,993	1,915
48	1-метил-2-n-пропилбензол	0,346	0,320	0,671
49	a-c10-4	0,494	0,497	0,958
50	5-метилдекан	0,744	0,808	1,680
51	i-c11-10	0,939	1,007	2,120
52	3-метилдекан	0,759	0,814	1,714
53	1,2-диметил-4-этилбензол	0,102	0,095	0,198
54	i-c11-12	0,185	0,201	0,417
55	i-c11-13	0,088	0,096	0,199
56	i-c11-14	0,226	0,245	0,509
57	1-метил-4-tret-бутилбензол	4,026	3,807	8,618
58	n-ундекан	6,428	6,982	14,509

59	i-c12-1	0,592	0,634	1,455
60	1-метил-2-и-бутилбензол	0,420	0,379	0,899
61	1.2.3.5-тетраметилбензол	0,511	0,462	0,991
62	a-c11-2	0,133	0,120	0,285
63	a-c11-3	0,113	0,102	0,241
64	1-tret-бутил-2-метилбензол	0,377	0,341	0,807
65	4-метилиндан	0,257	0,232	0,498
66	a-c11-6	0,385	0,348	0,825
67	1.2.3.4-тетраметилбензол	0,474	0,428	1,014
68	1.3-di-i-пропилбензол	0,384	0,347	0,900
69	n-пентилбензол	0,259	0,234	0,555
70	a-c11-11	0,910	0,822	1,948
71	1-tret-бутил-3.5-диметилбензол	0,500	0,536	1,173
72	1.6-диметилиндан	0,242	0,219	0,511
73	1-этилиндан	0,153	0,138	0,322
74	этил-1.3.5-триметилбензол	0,075	0,068	0,161
75	этил-1.2.4-триметилбензол	3,093	2,793	6,620
76	n-додекан	0,266	0,285	0,654
77	a-c11-15	0,136	0,123	0,292
78	1.3.5-триэтилбензол	0,205	0,185	0,480
79	a-c11-14	0,459	0,415	0,983
80	2.4-диметилиндан	0,161	0,145	0,339
81	1-tret-бутил-4-этилбензол	0,053	0,048	0,125
82	1.2.4-триэтилбензол	0,041	0,037	0,096
83	4.7-диметилиндан	0,216	0,195	0,457
84	5.6-диметилиндан	0,219	0,198	0,462
85	a-c12-2	0,111	0,100	0,260
86	n-гексилбензол	0,305	0,275	0,714
87	c6-бензол-3	0,212	0,191	0,496
88	n-тридекан	0,116	0,123	0,309

Таблица 6

Октановое число

Октановое число			Октановое число		
Компонент	Исследовательский метод	Мотоный метод	Компонент	Исследовательский метод	Моторный метод
Парафины	6,260	5,658	Нафтены	1,451	1,282
Изопарафины	11,304	10,348	Олефины	0,921	0,833
Ароматика	22,829	20,850	Оксигенаты	0,000	0,000
Сумма				42,765	38,972

На основе проведенных выше анализов были получены следующие параметры фракции 160-220 °С:

Молекулярная масса смеси - 69,26 г/моль

Плотность смеси - 387,177 кг/м³

Давление насыщенных паров - 0,301кПа

Общее число известных компонентов: 88

Данные по определению группового углеводородного состава (табл. 4) показывают, что в фракциях 160-220 °С преобладают ароматические углеводороды при значительном их содержании до 25,35% масс.

Закключение

Подобраны оптимальные условия разделения фракций углеводородов на АРН-2. Определены физико-химические характеристики, групповой и индивидуальный состав фракций газового конденсата Майманакского месторождения. На основании группового углеводородного состава установлено, что конденсат имеет парафино-ароматический характер. Отмечено, что исследуемый конденсат по физико-химическим свойствам и составу может быть использован как сырье для нефтегазохимии.

REFERENCES

1. Mishuk Ye.S. Osnovnyye tendentsii razvitiya energetiki v mire [The main trends in the development of energy in the world]. *Akademiya energetiki*, 2006, 6, 4-11.
2. Nurakhmedova A.F. *Razrabotka tekhnologii glubokoy pererabotki gazokondensatnykh ostatkov*. Diss. kand. tekhn. nauk. [Development of technology for deep processing of gas condensate residues. PhD diss.]. Moscow, 2022. 169.
3. Safiyeva R.Z. *Fizikokhimiya nefiti. Fiziko-khimicheskiye osnovy tekhnologii pererabotki nefiti* [Physical chemistry of oil. Physical and chemical bases of oil refining technology]. Moscow, 1998. 448.
4. Tarakanov, G.V. *Glubokaya pererabotka gazovykh kondensatov* [Deep processing of gas condensates]. Astrakhan', Fakel Publ., 2007. 276.
5. Demidenko K.A., Barsukova V.V., Krylova S.M. *Nefiti i gazovyye kondensaty Rosii* [Oil and gas condensates of Russia]. Moscow, V. 1, 2000. 192.
6. Tarakanov G.V., Manovyan A.K. *Osnovy tekhnologii pererabotki prirodnogo gaza i kondensata* [Fundamentals of Natural Gas and Condensate Processing Technology] 2th ed. Astrahan, 2010. 192.
7. *Izmeneniya v neftepererabatyvayushchey promyshlennosti Zapadnoy Yevropy* [Changes in the Western oil refining industry]. Express information: ser. Pererabotka nefiti i neftekhimiya. [Express information: ser Oil refining and petrochemistry], 1987, 16, 3-9
8. Bekirov T.M. *Pervichnaya pererabotka prirodnnykh gazov* [Primary processing of natural gases]. Moscow, Khimiya Publ., 1987. 256.
9. Manovyan, A.K. *Tekhnologiya pervichnoy pererabotki nefiti i prirodnogo gaza* [Technology of primary processing of oil and natural gas]. Moscow, Khimiya Publ., 1999. 568.
10. Leffler D. Uil'yam. *Pererabotka nefiti* [Oil refining]. Moscow, Olimp-Business Publ., 2004. 224.
11. Hamidov B.N., Samukov T.I. Gascondensate of the Shurtan field is raw material for petrochemicals. *International Bulletin of Engineering and Technology*, 2022, 2/12, 85-89. DOI: 10.5281/zenodo/7461062
12. Grigor'yev B.A., Gerasimov A.A., Lanchakov G.A. *Teplofizicheskiye svoystva i fazovyye ravnovesiya gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy* [Thermophysical properties and phase equilibrium of gas condensates and their fractions]. Moscow, 2007. 344.
13. O'zDSt 2978-2015. Kondensat gazovyy stabil'nyy. Tashkent, UzStandart Publ., 2015. 20. (In Russ.).
14. GOST 11011-85 (ISO 2892). Method for determination of fraction composition by apparatus APH-2. Moscow, Standartinform Publ., 1986. 23. (In Russ.)
15. Krivtsova N.I. *Khimiya nefiti i gaza. Laboratornyy praktikum: uchebno-metodicheskoye posobiye* [Chemistry of oil and gas. Laboratory workshop:textbook guidance]. Tomsk, Tomsk polytechnic University Publ., 2018. 127.
16. GOST 3900-85 Method for determination of density. Standartinform Publ., 1986. 36. (In Russ.)
17. GOST 2177-99 (ISO 3405-88). Method for determination of fraction composition. Minsk. Standart. Publ., 1999. 25 (In Russ.)
18. GOST 31370-2008 (ISO 10715:1997). Natural gas-sampling guidance. Moscow, Standartinform Publ., 2009. 46. (In Russ.)
19. GOST 31371.7-2020. Natural gas-sampling guidance. Moscow, Standartinform Publ., 2020. 45. (In Russ.)
20. Tarakanov G.V. *Osnovy tekhnologii podgotovki i glubokoy pererabotki neftyanogo syr'ya*. Dis. dokt. tekhn. nauk. [Fundamentals of technology for the preparation and deep processing of petroleum raw materials. Dr. tekhn, sci, diss.]. Moscow, VNIINP Publ., 1998. 247.
21. Karpov A.B., Kozlov A.M., Zhagfarov F.G. *Sovremennyye metody analiza gaza i gazokondensata* [Modern methods of analysis of gas and gas condensate]. Moscow. Russian State University of Oil and Gas Publ., 2012. 238.
22. ASTM D1298 Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method.
23. ASTM D4052 – 11 Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Liquids by Digital Density Meter.
24. ISO 3993:1984 Liquefied petroleum gas and light hydrocarbons – Determination of density or relative density – Pressure hydrometer method.
25. ASTM D2427-06(2011) Standard Test Method for Determination of C2 through C5 Hydrocarbons in Gasolines by Gas Chromatography.
26. ASTM D4420-94(1999) Standard Test Method for Determination of Aromatics in Finished Gasoline by Gas Chromatography.
27. Tsarev H.I., Tsarev V.I., Katrakov I.B. *Prakticheskaya gazovaya khromatografiya* [Practical gas chromatography]. Barnaul, 2000. 156.
28. Yashin Ya.I., Yashin Ye.Ya., Yashin A.Ya. *Gazovaya khromatografiya* [Gas chromatography]. Moscow, Translit Publ., 2009. 512.
29. Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N. *Uglevodorody nefiti i ikh analiz metodom gazovoy khromatografii* [Petroleum hydrocarbons and their analysis by gas chromatography]. Moscow, 2010. 321.
30. Yegazar'yants S.V. *Khromatograficheskiye metody analiza nefteproduktov*. Vestnik Moskovskogo universiteta. [Chromatographic methods for the analysis of petroleum products]. *Vestnik Moskovskogo universiteta*, Ser. 2, 2009, 50/2, 75-99.