

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.27-54>

EDN NPAREA

УДК 553.98.061.17(575.1)

## **Геохимия нефтей, конденсатов и газов мезозойских отложений Ферганской межгорной впадины**

<sup>1</sup>Жураев Ф.Ф., <sup>1</sup>Шоймуротов Т.Х., <sup>2</sup>Хакимзянов И.Н., <sup>1</sup>Халикулова Ф.Т.

<sup>1</sup>ГУ «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений»

Министерства горнодобывающей промышленности и геологии

Республики Узбекистан, Ташкент, Узбекистан

<sup>2</sup>Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,

Альметьевск, Россия

## **Geochemistry of oils, condensates and gases of the Mesozoic deposits of the Fergana intermountain depression**

<sup>1</sup>F.F. Zhuraev, <sup>1</sup>T.Kh. Shoimurotov, <sup>2</sup>I.N. Khakimzyanov, <sup>1</sup>F.T. Khalikulova

<sup>1</sup>State Institution «Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» of  
the Ministry of Mining and Geology of the Republic of Uzbekistan, Tashkent, Uzbekistan

<sup>2</sup>TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, Almetievsk, Russia

**E- mail: [igirnigm@ing.uz](mailto:igirnigm@ing.uz)**

**Аннотация.** В статье изложены результаты изучения геохимических особенностей углеводородов мезозойских отложений Ферганской впадины, а также их нефтегазоносности. Приведена геохимическая и физико-химическая характеристика нефтей, конденсатов и газов отдельных месторождений и разведочных площадей, установлены основные закономерности изменения качества нефтей, конденсатов и состава газов в недрах впадины как в пространстве, так и в осадочном покрове территории.

В связи с возрастающим в последнее время интересом недропользователей к перспективам нефтегазоносности мезозойских отложений Ферганской депрессии детально рассмотрены закономерности изменения качественного состава нефти (плотность, вязкость, содержание серы, парафина, смол, асфальтенов, бензина) и газов (гомологов метана, содержание углекислого газа, азота, сероводорода, гелия) и их перспективы. Представлены результаты сравнительного анализа физико-химических ха-

рактических нефть, конденсатов и природных газов. Построены карты изменения физико-химических показателей нефти и газов юрских и меловых отложений впадины. Дан прогноз качества нефтей, конденсатов и газов на разведочных площадях, а также геохимическое обоснование дальнейших геологоразведочных работ в пределах исследуемой территории.

**Ключевые слова:** геохимия, нефть, конденсат, газ, флюид, залежь, месторождения, юра, мел, горизонт, гомологи метана, Фергана

**Для цитирования:** Жураев Ф.Ф., Шоймуротов Т.Х., Хакимзянов И.Н., Халикулова Ф.Т. Геохимия нефтей, конденсатов и газов мезозойских отложений Ферганской межгорной впадины // Нефтяная провинция.-2026.-№1(45).-С. 27-54. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.27-54>. - EDN NPAREA

**Abstract.** This article presents the results of a study of the geochemical properties of oils, condensates, and gases in Mesozoic deposits of the Fergana Depression, as well as their petroleum potential. It presents the geochemical and physicochemical characteristics of oils, condensates, and gases from individual fields and exploration areas, and identifies the key patterns of variation in the quality of oils, condensates, and gas composition within the depression, both spatially and within the sedimentary cover of the area.

In response to the recent growing interest of subsoil users in the oil and gas potential of the Mesozoic deposits of the Fergana Depression, this article examines in detail the patterns of change in the qualitative composition of oils (density, viscosity, sulfur, paraffin, resin, asphaltene, and gasoline content) and gases (methane homologues, carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and helium content) and their prospects. The article presents the results of a comparative analysis of the physicochemical characteristics of oils, condensates, and natural gases. Maps of changes in the physicochemical parameters of oils and gases in the Jurassic and Cretaceous deposits of the depression have been constructed. A forecast of the quality of oils, condensates, and gases in exploration areas is provided, along with a geochemical justification for further geological exploration within the study area.

**Key words:** geochemistry, oil, condensate, gas, fluid, deposit, fields, Jurassic, Cretaceous, horizon, methane homologues, Fergana

**For citation:** F.F. Zhuraev, T.Kh. Shoimurotov, I.N. Khakimzyanov, F.T. Khalikulova Geokhimiya neftey, kondensatov i gazov mezozoyskikh otlozheniy Ferganskoy mezhgornoy vpadiny [Geochemistry of oils, condensates and gases of the Mesozoic deposits of the Fergana intermountain depression]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 27-54. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.27-54>. EDN NPAREA (in Russian)

**Введение.** Методы исследования геохимии нефти, газа и конденсата способствуют решению ряда теоретических проблем нефтегазовой геологии, особенно успешно разработаны, в том числе и в последние годы, специалистами ГУ “ИГИРНИГМ” (А.М.Акрамходжаев, И.С.Старобинец, Д.Сиражиддинов, С.Р.Рамазанов, Н.М.Акрамова и др.), экспериментально доказавшими генетическую связь углеводородов (УВ) с органическим веществом осадочных пород. В связи с этим авторы данной работы попытались определить прогнозные качества УВ-флюидов на новых разведочных площадях и стратиграфических комплексах и проследить их изменения при латеральной и вертикальной миграции под воздействием гипергенных и катогенных факторов.

Решение этих задач может способствовать выявлению нефтегазоносности тех или иных участков или новых стратиграфических комплексов нефтегазоносных регионов Узбекистана.

В работе использованы материалы многолетних исследований авторов по флюидам, выполненных в лаборатории геохимии нефти и газа ГУ “ИГИРНИГМ”, результаты анализов нефтей и конденсатов, полученных при выполнении научных, научно-производственных тематических исследований по УВ флюидам Ферганской впадины.

**Методика исследований.** В нефтях и отдельных фракциях в лабораторных условиях установлены физико-химические показатели: плотность, кинематическая вязкость, показатели преломления, содержание серы, асфальтенов, смол и парафина, групповой УВ состав бензиновых (метановые, нафтеновые и ароматические углеводороды) и структурно-групповой состав фракций выше 200 °С.

Плотность нефти и конденсатов определялась пикнометрическим методом, сера – в легких фракциях, в нефти и конденсатах определялась ламповым методом, в более тяжелых фракциях – путем сжигания в трубчатой печи, молекулярный вес – криоскопическим методом, основанным

на понижении температуры замерзания раствора вещества по сравнению с температурой замерзания чистого растворителя (в качестве растворителя использовался бензол), показатель преломления-рефрактометрическим методом [1, 2].

Отбензинивание на две широкие фракции до и выше 200 °С проводилось в условиях атмосферной перегонки на масляной бане или в лабораторном автомате для разгонки светлых продуктов (ЛАФС) с определением выхода фракций и начала кипения бензинов. Использование аппарата ЛАФС дает возможность получить номограммы, содержащие сведения о составе наиболее узких температурных фракций, получаемых при отгонке нефти при температуре до 200 °С.

Определение группового углеводородного состава отбензиненных конденсатов с определением процентного содержания групп парафино-нафтеновых и ароматических УВ, бензольных и спиртобензольных смол и асфальтенов выполнен методом адсорбционной хроматографии, а структурно-кольцевого состава парафино-нафтеновой фракции УВ отбензиненных конденсатов – расчетным способом по двум показателям, а ароматических УВ – по трем.

Определение углеводородных компонентов (от C<sub>1</sub> до C<sub>6</sub>) и неуглеводородных (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> и O<sub>2</sub>) газов осуществлялось на хроматографе марки «Кристалл люкс 4000М» (Россия) с пламенно-ионизационным детектором и программным обеспечением. Режим работы: температура – от 80 до 180 °С, скорость повышения температуры – 17 °С/мин., время анализа 25 минут, газ-носитель – гелий

Определение неуглеводородных компонентов (водород, гелий) проводилось в следующем режиме работы: температура – от 50 до 150 °С, скорость повышения температуры – 15 °С/мин., время анализа 25 минут, газ-носитель – аргон. При наличии в газах кислорода состав пересчитывали с учетом примеси воздуха [3, 4].

**Результаты исследования.** Обзор свойств и геохимических показателей нефтей и конденсатов дается в порядке расположения разведочных площадей, структур и месторождений Ферганской впадины с запада на восток, где представлены результаты сравнительного анализа физико-химических характеристик УВ. На этой основе построены карты изменения физико-химических показателей нефтей в пределах юрских и меловых отложений исследуемой территории.

Физико-химическая характеристика *нефтей юрских* отложений Ферганской впадины приводится по следующим месторождениям: Северный Риштан, Сарыкамыш, Палванташ, Бостон, Ходжиосмон, Хартум, Шарихан-Ходжиабат, Южный Аламышик, Майлису IV, Кызылалма, Избаскент (Табл. 1).

Северный Риштан (скв. №45, инт. перф. 2600 м, XXV горизонт) – нефть, согласно физико-химической классификации, легкая ( $0,850 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,23%), смолистая (5,9%), высокопарафинистая (8,3%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , среднебензиновая (18%).

Сарыкамыш (скв. №1-Р, инт. перф. 1641-1645 м) – нефть среднетяжелая ( $0,850 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,24%), высокосмолистая (15,3%), парафинистая (1,1%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , высокобензиновая (45%) метано-нафтеново-ароматического типа (M=80%; H=13%; A=7%).

Палванташ (скв. №273, инт. перф. 2544-2574 м) – нефть легкая ( $0,834 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,2%), смолистая (9,84%), высокопарафинистая (5,12%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , низкобензиновая (6,4%), ароматико-нафтено-метаного типа (A=42,8%; H=33,2%; M=23,8 %).

Бостон (скв. №716, инт. перф. 2600 м, XXX горизонт) – нефть легкая ( $0,839 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,17%), смолистая (7,6%), парафинистая

(3,3%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, среднебензиновая (17 %).

Ходжиосмон (скв. №10, инт. перф 752-720 м, XXIII горизонт) – нефть легкая (0,839 г/см<sup>3</sup>), низкосернистая (0,42%), смолистая (7%), парафинистая (3,2%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, бензиновая (26%).

Хартум (скв. №18, инт. перф 4216-4266 м) – нефть среднетяжелая (0,874 г/см<sup>3</sup>), высокосмолистая (24,4%), высокопарафинистая (22,2%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, низкобензиновая (7,0%).

Таблица 1

**Физико-химическая характеристика нефтей и конденсатов месторождений в юрских отложениях Ферганской впадины**

Месторождение	№ скважин	Горизонт	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание, %				Выход б.ф. до 200 °С, %	Групповой УВ состав, %			Тип нефти и конденсата по ГУВС
					сера	смола	ас-фальт	парафин		А	Н	М	
<b>Нефти</b>													
Сев. Риштан	45	XXV	2600	0,850	0,23	5,9	0,1	8,3	18	-	-	-	-
Сарыкамыш	1-р	юра	1641-1645	0,850	0,24	15,3	2,2	1,1	45	7	13	80	МНА
Палванташ	273	J	2544-2574	0,834	0,2	9,84	6,9	5,12	6,4	42,8	33,2	23,8	АНМ
Палванташ	273	J	2648-2574	0,822	0,37	17,2	1,23	1,82	6,6	24,1	53,1	22,7	НАМ
Бостон	716	XXX	2600	0,839	0,17	7,6	1,3	3,3	17	-	-	-	-
Ходжиосмон	10	XXIII	752-720	0,839	0,42	7,0	0,03	3,2	26	-	-	-	-
Хартум	18	J	4216-4266	0,874	-	24,4	1,5	22,2	7,0	-	-	-	-
Хартум	18	J	4250-4270	0,863	0,25	25,1	-	15,7	7,0	-	-	-	-
Шарихан-Ходжиабд	688	J	2404-2416	0,823	0,03	7,6	0,13	6,35	22	17	15	68	МАН
Шарихан-Ходжиабд	746	J	2434-2425	0,851	0,46	2,4	1,04	3,8	15	-	-	-	-
Южный Аламышик	696	XXIII	1524-1540	0,846	0,20	5,50	-	3,0	10,45	7,2	20,5	72,3	МНА
Майлису IV	57	XXIII	-	0,870	0,27	15,2	2,9	15,5	12,0	-	-	-	-
Кызылалма	-	XXIII	2863	0,830	0,15	3,6	0,95	16,2	21,0	21,8	14,3	63,9	МАН
Избаскент	17	XXIII	3700	0,873	0,10	8,94	1,47	-	12,0	-	-	-	-
<b>Конденсаты</b>													
Шарихан-Ходжиабд	688	XXVIII	2446-2404	0,741	0,04	-	-	-	77	-	-	-	-
Чакар	4	XXIII	2143-2106	0,732	0,03	-	-	-	78	-	-	-	-

Примечание: прочерк – компонент отсутствует

Шарихан-Ходжибад (скв. №688, инт. перф. 2404–2416 м) – нефть легкая ( $0,823 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,03%), смолистая (7,6%), высокопарафинистая (6,35%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, бензиновая (22%), метано-ароматико-нафтенового типа (М=68%; А=17%; Н=15%). То же по скв. №746 (инт. перф. 2434–2425 м) – нефть легкая ( $0,851 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,46%), малосмолистая (2,4%), парафинистая (3,8%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, среднебензиновая (15%).

Южный Аламышик (скв. №696, инт. перф. 1524–1540 м, XXIII горизонт) – нефть легкая ( $0,846 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,20%), смолистая (5,50%), парафинистая (3%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, среднебензиновая (10,45%), метано-нафтеново-ароматического типа (М=72,3%; Н=20,5%; А=7,2%).

Майлису IV (скв. №57, XXIII горизонт) – нефть среднетяжелая ( $0,870 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,27%), высокосмолистая (15,2%), высокопарафинистая (15,5%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, среднебензиновая (12%).

Кызылалма (скв. №688, инт. перф. 2863 м, XXIII горизонт) – нефть легкая ( $0,830 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,15%), малосмолистая (3,6%), высокопарафинистая (16,2%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, бензиновая (21,0%), метано-ароматико-нафтенового типа (М=63,9%; А=21,8%; Н=14,3%).

Избаскент (скв. 17, инт. перф. 3700 м, XXIII горизонт) – нефть среднетяжелая ( $0,873 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,10%), малосмолистая (8,94%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, среднебензиновая (12%).

Физико-химическая характеристика *конденсата юрских* отложений Ферганской впадина по месторождениям Шарихан-Ходжибад и Чакар (см. Табл. 1).

Шарихан-Ходжиабд (скв. №688, инт. перф. 2446–2404 м, XXVIII горизонт) конденсат, по физико-химической классификации, легкий ( $0,741 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистый (0,04%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , высокобензиновый (77,0%).

Чакар (скв. №4 инт. перф. 2143–2106 м, XXIII горизонт) конденсат, согласно физико-химической классификации, легкий ( $0,732 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистый (0,03%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , высокобензиновый (78,0%).

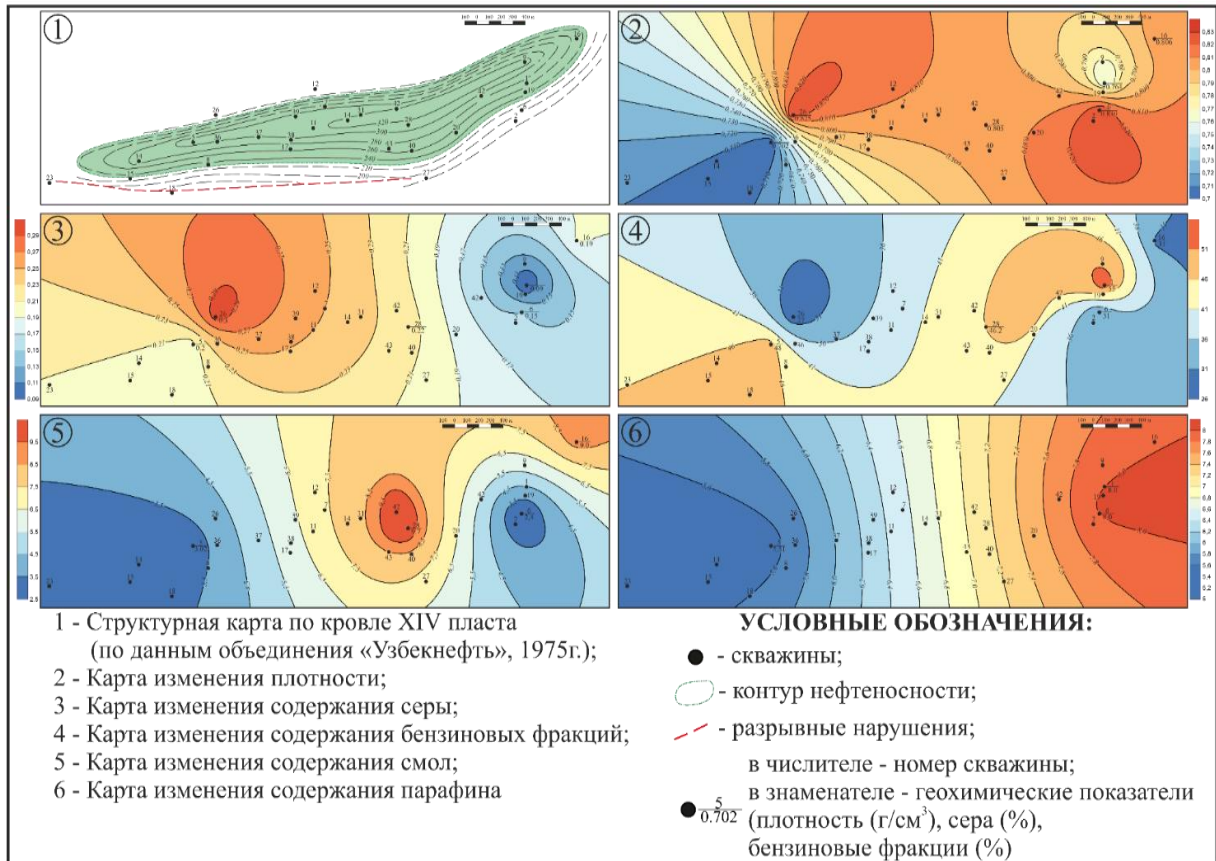
Физико-химическая характеристика *нефтей* и *конденсата меловых* отложений Ферганской впадины охарактеризованы по следующим месторождениям (Табл. 2): нефть (Северный Риштан, Сарыкамыш, Палванташ, Бостон, Ходжиосмон, Хартум, Шарихан-Ходжиабд, Южный Аламышик, Учтепа, Сузак, Майлису IV, Избаскент и Гарбий Ходжиосмон); конденсат (Северный Сох, Марказий Авваль, Ходжиосмон и Шарихан-Ходжиабд).

Нефть месторождения Северный Риштан (скв. №1, инт. перф. 844–827 м, XIV горизонт) – легкая ( $0,764 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,09%), высокопарафинистая (8,0%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , высокобензиновая (55,0%). То же по XXII горизонту (скв. №28, инт. перф. 738–751 м,) – нефть легкая ( $0,805 \text{ г/см}^3$ ) – низкосернистая (0,22%), смолистая (9,7%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , высокобензиновая (46,2%), метано-ароматико-нафтенового типа (Рис. 1).

Сарыкамыш (скв. №1, инт. перф. 754–744 м, XXII горизонт) – нефть легкая ( $0,765 \text{ г/см}^3$ ), малосмолистая (3,2%).

Палванташ (скв. №202, инт. перф. 2256–2258 м, XX горизонт) – нефть легкая ( $0,812 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,13%), смолистая (7,0%), высокопарафинистая (10,8%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , высокобензиновая (43,0%). То же по XXI горизонту (скв. №252

инт. перф. 2296–2300 м) – нефть легкая ( $0,817 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,15%), высокопарафинистая (12,1%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, бензиновая (34,0%) (Рис 2).



**Рис. 1. Геохимические параметры нефти меловых отложений месторождения Северный Риштан**

Ходжаосмон (скв. №17, инт. перф. 520–590 м, XVIII горизонт) – нефть, по физико-химической классификации, легкая ( $0,803 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,10%), высокопарафинистая (5,6%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, бензиновая (29%) (Рис. 3).

Хартум (скв. №18, инт. перф 4047–4090 м, XXII гориз.) – нефть легкая ( $0,837 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,03%), высокосмолистая (13,7%), высокопарафинистая (14,3%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, бензиновая (28,0%).

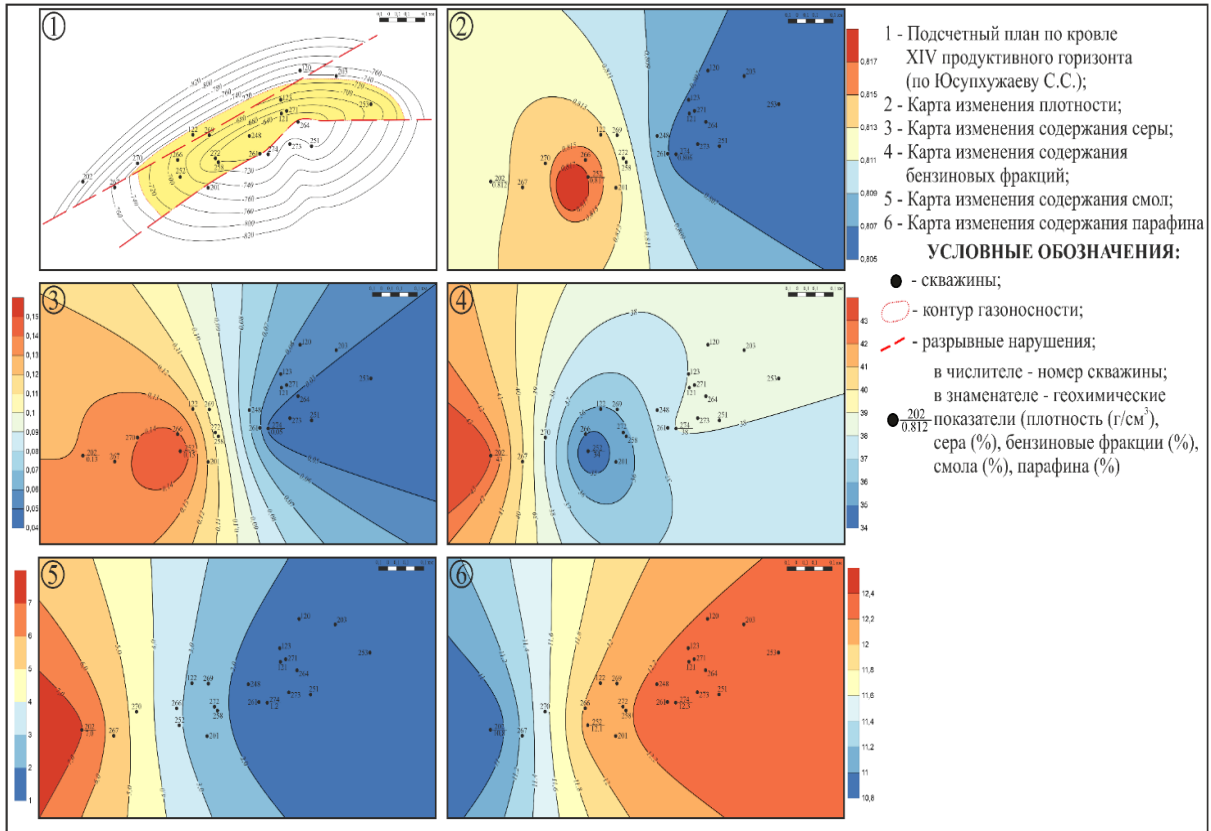
Таблица 2

**Физико-химическая характеристика нефтей и конденсата месторождений в меловых отложениях Ферганской впадины**

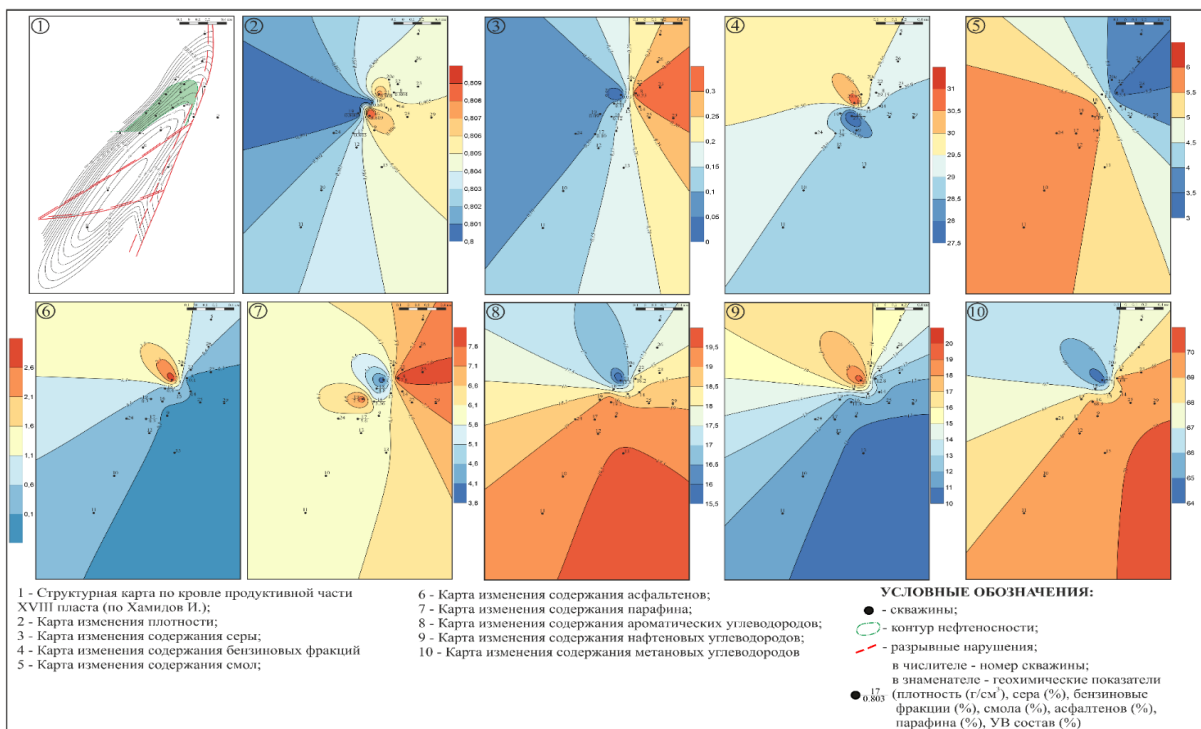
Месторождение	№ сква- жин	Горизонт	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание, %				Выход б.ф. до 200 °С, %	Групповой УВ состав, %			Тип неф. и кон. по ГУВС
					сера	смола	асфальт	па- ра- фин		А	Н	М	
<i>Нефти</i>													
Сев. Риштан	1	XIV	844-827	0,764	0,09	-	0,1	8,0	55	-	-	-	-
Сев. Риштан	5	XIV	782	0,702	0,2	3,02	0,28	5,51	48	16	13	71	МАН
Сев. Риштан	6	XIV	610-678	0,830	0,15	2,4	сл	8,0	31	-	-	-	-
Сев. Риштан	16	XIV	710-681	0,806	0,19	9,0	0,1	-	31	-	-	-	-
Сев. Риштан	28	XXII	738-751	0,805	0,22	9,7	0,69	-	46,2	19,5	8,0	72,5	МАН
Сев. Риштан	26	XXII	514-522	0,825	0,3	-	0,03	-	27	-	-	-	-
Сарыкамьш	1	XXII	754-744	0,765	-	3,2	-	-	-	-	-	-	-
Палванташ	202	XX	2256-2258	0,812	0,13	7,0	0,76	10,8	43	-	-	-	-
Палванташ	274	XX	2173-2140	0,806	0,05	1,2	1,1	12,3	38	-	-	-	-
Палванташ	252	XXI	2296-2300	0,817	0,15	-	0,04	12,1	34	-	-	-	-
Бостон	456	XX	2395-2411	0,786	0,02	-	-	6,10	40	-	-	-	-
Ходжаосмон	17	XVIII	520-590	0,803	0,10	-	0,3	5,6	29	-	-	-	-
Ходжаосмон	21	XVIII	572-584	0,808	0,03	4,8	2,8	3,7	29,95	15,8	20,1	64,1	МНА
Ходжаосмон	16	XVIII	584-604	0,809	0,12	5,89	-	5,36	27,87	19,2	11,9	68,9	МАН
Ходжаосмон	8	XVIII	603-614	0,804	0,33	3,4	0,1	7,8	29,15	18,2	12,8	69	МАН
Ходжаосмон	18	XVIII	641-652	0,801	0,11	-	0,4	4,8	31	-	-	-	-
Ходжаосмон	19	XVIII	686-694	0,800	0,09	-	0,3	7,5	-	-	-	-	-
Харгум	18	XXII	4047-4090	0,837	0,03	13,7	0,1	14,3	28	-	-	-	-
Шарихан-Ходжаабд	501	XX	2132-2141	0,806	0,05	-	-	7,0	52	-	-	-	-
Шарихан-Ходжаабд	747	XXI	2073-2087	0,829	-	8,06	0,2	5,0	34	-	-	-	-
Шарихан-Ходжаабд	658	XXI	2171-2220	0,844	0,10	6,5	0,3	5,5	26	-	-	-	-
Шарихан-Ходжаабд	530	XXI	2175-2189	0,844	0,10	6,71	0,5	4,7	22	-	-	-	-
Шарихан-Ходжаабд	635	XXI	-	0,839	-	4,6	0,48	-	28	22	25	53	МНА
Южный Аламышик	496	XVIII	973-977	0,867	0,08	6,9	0,8	5,2	10	-	-	-	-
Южный Аламышик	534	XVIII	980-990	0,894	0,14	9,2	0,5	4,8	7,0	-	-	-	-
Южный Аламышик	716	XVIII	990-1008	0,874	0,14	5,8	0,3	8,5	14	-	-	-	-
Южный Аламышик	773	XVIII	994-1003	0,867	0,25	10,6	0,2	8,2	20	-	-	-	-
Южный Аламышик	717	XVIII	998-1012	0,863	0,13	5,5	0,1	7,7	18	-	-	-	-
Южный Аламышик	536	XVIII	998-1008	0,861	0,20	6,0	0,7	9,0	14	-	-	-	-
Южный Аламышик	379	XVIII	1000-1008	0,865	0,14	3,6	0,4	3,9	16	-	-	-	-
Южный Аламышик	775	XVIII	1005-992	0,874	0,26	10,4	0,2	8,3	17	-	-	-	-
Южный Аламышик	708	XVIII	1016-1033	0,875	0,18	5,7	0,2	3,8	22	-	-	-	-
Южный Аламышик	720	XVIII	1020-1028	0,870	0,11	5,0	0,26	4,5	16	-	-	-	-

Южный Аламышик	257	XVIII	1020-1028	0,870	0,25	5,6	0,1	5,0	17	-	-	-	-
Южный Аламышик	714	XVIII	1028-1044	0,848	0,22	5,7	0,1	8,4	18	-	-	-	-
Южный Аламышик	378	XVIII	1110-1134	0,831	0,25	9,65	2,27	-	20,35	16,3	34,9	48,8	МНА
Южный Аламышик	713	XX	1167-1186	0,820	-	5,1	0,4	9,6	32	-	-	-	-
Южный Аламышик	723	XX	1468-1477	0,824	0,13	5,5	0,9	18,3	24	-	-	-	-
Южный Аламышик	726	XXI	1239-1262	0,808	0,1	6,56	0,42	21,06	19,77	20,1	18,8	61,1	МАН
Южный Аламышик	548	XXI	1380-1390	0,819	0,28	8,7	2,5	14,9	31	-	-	-	-
Южный Аламышик	257	XXII	1477-1476	0,806	0,05	-	0,5	9,6	37	-	-	-	-
Южный Аламышик	258	XXII	1351-1383	0,809	0,04	-	0,7	-	34	-	-	-	-
Южный Аламышик	270	XXII	1374-1388	0,809	0,05	-	-	-	29	11,7	21,4	66,9	МНА
Учтепа	5	XX	1250-1205	0,817	0,03	8,59	-	1,90	58,11	5,25	85,4	9,35	НМА
Гарбий Ходжаосмон	5	XX, XXI, XXII	910-656	0,820	0,13	7,90	0,33	2,60	38,11	12,8	18,7	68,5	МНА
Сузак	10	XX	2711-2695	0,862	0,2	8,1	0,35	8,5	13	-	-	-	-
Майлису IV	309	XIV	1525-1535	0,862	0,47	9,25	0,46	12,7	24	-	-	-	-
Майлису IV	238	XXII	2013-2020	0,840	0,09	8,34	0,42	23,4	24,5	-	-	-	-
Майлису IV	239	XXII	2017-2020	0,857	0,08	8,43	0,43	26,5	19,5	-	-	-	-
Избаскент	148	XIX	3301-3310	0,887	0,5	4,82	0,42	-	16	-	-	-	-
<b>Конденсаты</b>													
Северный Сох	67	XVIII мел	1902-1923	0,742	0,23	-	-	-	86	19	22	59	МН
Марказий Авваль	1П	XVIII мел	1712-1705	0,781	0,04	-	-	-	65	23	24	53	НМ
Ходжаосмон	8	XVIII мел	608-614	0,805	0,3	-	-	-	32	18	13	69	М
Шарихан-Ходжаабд	367	XIX мел		0,749	0,02	-	-	-	93	-	-	-	-

Примечание прочерк – компонент отсутствует



**Рис. 2. Геохимические параметры нефти меловых отложений месторождения Палванташ**



**Рис. 3. Геохимические параметры нефти меловых отложений месторождения Ходжаосмон**

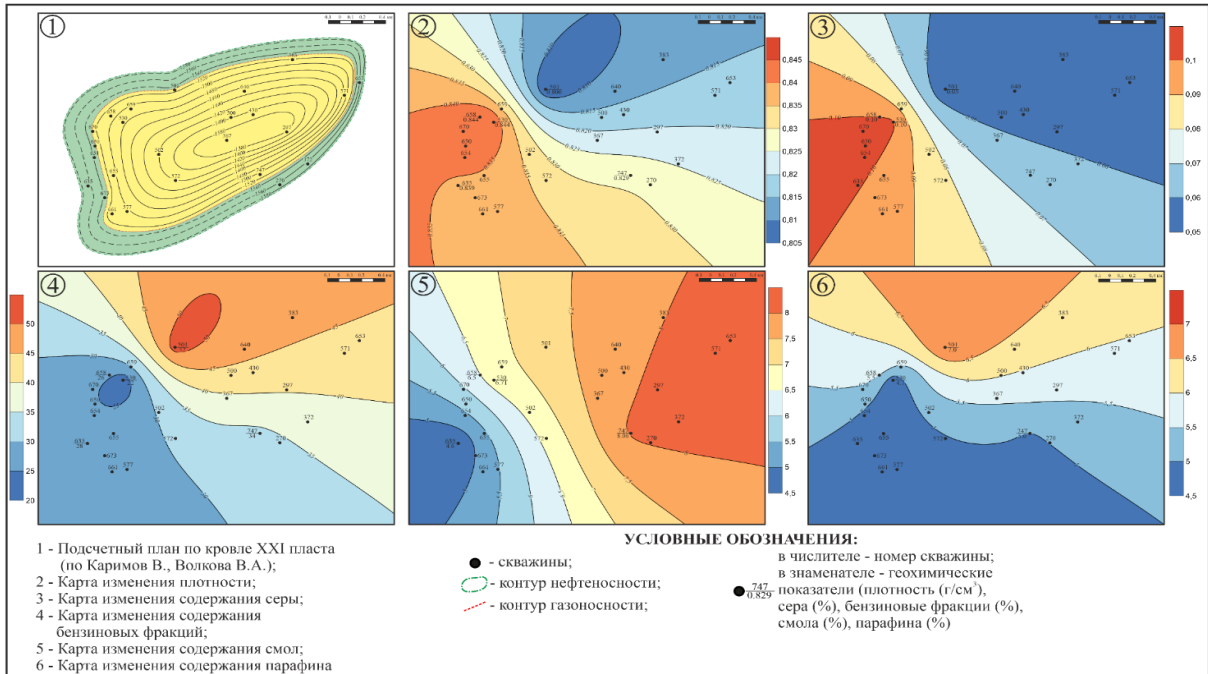
Гарбий Ходжаосмон (скв. №5, инт. перф. 910–656 м, XX, XXI, XXII горизонты) – нефть легкая ( $0,820 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,13%), смолистая (7,90%), по выходу бензиновых фракций выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , бензиновая (38,31%), метано-нафтено-ароматического типа ( $M=68,54\%$ ;  $H=18,65\%$ ;  $A=12,81\%$ ).

Учтепа (скв. №5, инт. перф. 1250–1205 м, XX гориз.) – нефть легкая ( $0,817 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,03%), смолистая (8,59%), парафинистая (1,9%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , высокобензиновая (58,11%), нафтено-метаново-ароматического типа ( $H=85,4\%$ ;  $M=9,35\%$ ;  $A=5,25\%$ ).

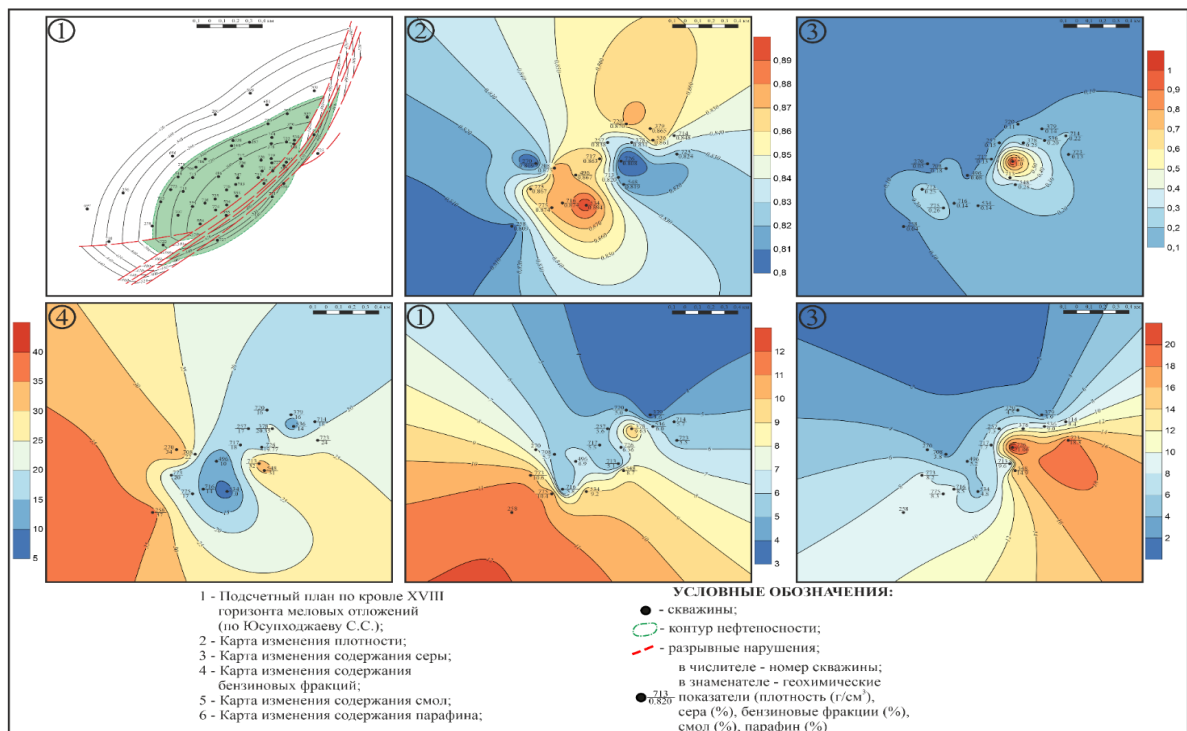
Шарихан-Ходжаабд (скв. № 501, инт. перф. 2132–2141 м. XX гориз.) – нефть легкая ( $0,806 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,05%), высокопарафинистая (7,0%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , высокобензиновая (52,0%). Также по XXI горизонту (скв. №635) – нефть легкая ( $0,839 \text{ г/см}^3$ ), малосмолистая (4,6%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , бензиновая (28,0%), метано-нафтено-ароматического типа ( $M=53\%$ ;  $H=25\%$ ;  $A=22\%$ ) (Рис. 4).

Южный Аламышик: нефть по XVIII горизонту (скв. №496, инт. перф. 973–977 м,) – нефть среднетяжелая ( $0,867 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,08%), смолистая (6,9%), высокопарафинистая (5,2%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , среднебензиновая (10%); по XX горизонту (скв. №713, инт. перф. 1167–1186 м) – нефть легкая ( $0,820 \text{ г/см}^3$ ), смолистая (5,1%), высокопарафинистая (9,6%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , бензиновая (32%); по XXI горизонту (скв. №726, инт. перф. 1239–1262 м) – нефть легкая ( $0,808 \text{ г/см}^3$ ), низкосернистая (0,1%), смолистая (6,56%), высокопарафинистая (21,06%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , среднебензиновая (19,77%), метано-ароматико-нафтенового типа ( $M=61,1\%$ ;  $A=20,1\%$ ;  $H=18,8\%$ ); по XXII горизонту (скв. №257, инт.

перф. 1477–1476 м) – нефть легкая (0,806 г/см<sup>3</sup>), низкосернистая (0,05%), высокопарафинистая (9,6%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, бензиновая (37%) (Рис. 5).



**Рис. 4. Геохимические параметры нефти меловых отложений месторождения Шарихан-Ходжаабад**



**Рис. 5. Геохимические параметры нефти меловых отложений месторождения Южный Аламышик**

Сузак (скв. №10, инт. перф. 2711-2695 м, XX горизонт) – нефть среднетяжелая (0,862 г/см<sup>3</sup>), низкосернистая (0,2%), смолистая (8,1%), высокопарафинистая (8,5%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, среднебензиновая (13%).

Майлису IV (скв. №309, инт. перф. 1525-1535 м, XIV горизонт) – среднетяжелая (0,862 г/см<sup>3</sup>), низкосернистая (0,47%), смолистая (9,25%), высокопарафинистая (12,7%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, - бензиновая (24%). То же по XXII горизонту (скв. №238, инт. перф. 2013–2020 м) – легкая (0,840 г/см<sup>3</sup>), низкосернистая (0,09%), смолистая (8,34%), высокопарафинистая (23,4%) по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, - бензиновая (24,5%).

Избаскент (скв. №148 инт. перф. 3301–3310 м, XIX горизонт) – нефть среднетяжелая (0,887 г/см<sup>3</sup>), низкосернистая (0,5%), малосмолистая (4,82%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, среднебензиновая (16%).

**Конденсат** месторождения Северный Сох (скв. №67, инт. перф. 1902–1923 м, XVIII горизонт) по физико-химической классификации легкий (0,742 г/см<sup>3</sup>), высокосернистый (0,23%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, высокобензиновый (86,0%), по групповому УВ составу – метано-нафтенового-типа М=59%; Н=22%; А=19%.

Марказий Аввал (скв. №1П, инт. перф. 1712-1705 м, XVIII горизонт) – конденсат среднетяжелый (0,781 г/см<sup>3</sup>), низкосернистый (0,04%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, бензиновый (65,0%), нафтено-метанового типа (НМ) (М=53%; Н=24%; А=23%).

Ходжаосмон (скв. №8, инт. перф. 608–614 м, XVIII горизонт) – конденсат тяжелый (0,805 г/см<sup>3</sup>), высокосернистый (0,3%), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, низкобензиновый (32,0%), метанового типа (М=69%; Н=13%; А=18%).

Шарихан-Ходжибад (скв. №367, XIX горизонт) – легкий ( $0,749 \text{ г/см}^3$ ), сернистый ( $0,02\%$ ), по выходу бензиновых фракций, выкипающих до  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , высокобензиновая ( $93,0\%$ ).

Следует отметить, что проведенные исследования показывают, что при всем своем разнообразии состава и свойств изученных нефтей и конденсатов Ферганской впадины отмечены определенные признаки, характерные для нефтей каждого стратиграфического комплекса.

Геохимические характеристики природных газов юрских и меловых отложений Ферганской впадины изучены по данным месторождений: Северный Сох, Ханкыз, Авваль, Марказий Авваль, Палванташ, Ходжаосмон, Гарбий Ходжаосмон, Андижан, Бостон, Шарихан-Ходжибад, Чакар, Учтепа, Южный Аламышик (Табл. 3).

Газы юрских отложений месторождения Северный Сох (скв. №111,113,123, XXIV, XXV горизонты) более легкие, чем в отложениях мела, с меньшим содержанием гомологов метана ( $\text{C}_{2+\text{высшие}}$   $3,54\text{--}13,58\%$ ,  $\text{C}_{5+\text{высшие}}$  – от следовых количеств до  $1,4\%$ ) и обогащены углекислым газом ( $1,7\text{--}6,5$ ). В газах также присутствует легкий глубинный подвижный газ - гелий  $0,050\text{--}0,055\%$ . При переходе к меловым отложениям отмечается возрастание содержания метана ( $85,3\text{--}91,6\%$ ), уменьшение количества  $\text{C}_{2+\text{высшие}}$  ( $7,1\text{--}9,9\%$ ) и отсутствие сероводорода. Данное явление предыдущие исследователи объясняют ступенчатым выделением газов из газонефтяных залежей по мере снижения давления при формировании залежей. Изменение по разрезу содержания  $\text{H}_2\text{S}$  на Шорсу и Северном Сохе может быть объяснено максимальной активностью вод алайского яруса до и после формирования залежей [3, 4].

На месторождении Ханкыз для газов меловых отложений XVII горизонта (газовая залежь), в отличие от нефтяных газов палеогена, характерно высокое содержание метана ( $80,2\%$ ) и меньше его гомологов ( $17,0\%$ ) и азота ( $2,7\%$ ).

Таблица 3

## Геохимическая характеристика природных газов юрских и меловых отложений Ферганского нефтегазоносного региона

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст, горизонт	Тип залежи	Состав газа, %								Сумма гомологов метана, %
				СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5+в</sub>	Н <sub>2</sub> S	СО <sub>2</sub>	Н <sub>2</sub>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Месторождение Северный Сох</b>												
65	1372-1409	XII (K <sub>2</sub> )		73,0	10	3,7	2	1,7	н.о.	2	6,0	17,0
100		XIV (K <sub>2</sub> )		69,0	11	2	1	1	н.о.	2	12,0	15,0
27	1675-1692	XV (K <sub>2</sub> )		88,6	5,59	1,39	0,57	0,05	н.о.	0,5	3,2	7,6
126	1805-1774	XV (K <sub>2</sub> )		88,5	5,81	1,67	0,67	0,07	не опр	0,51	2,7	8,2
67	1923-1902	XVIII (K <sub>1</sub> )		72,5	8,4	3	1,5	1,2	н.о.	4	5,6	14,1
	1902-1923			86,7	3,8	1,8	0,7	1,6	н.о.	2,2	4,2	7,9
	1902-1923			88,5	1,45	0,45	0,7	1,25	0,5	0,877	1,7	3,9
	2002-2011			91,6	4	1,55	0,7	0,85	н.о.	н.о.		7,1
	2103-2094			86,4	6,8	1,3	0,9	0,9	н.о.	0,92	2,8	9,9
94	1948-2020	XVIII (K <sub>1</sub> )		84,3	5,6	2,2	0,65	2,1	н.о.	1,65	3,5	10,6
95	2055-2078	XVIII (K <sub>1</sub> )		90,0	1,85	0,6	0,3	0,8	н.о.	4,03	2,4	3,6
110	2200-2147	XXIV (J <sub>3</sub> )		85,5	3,03	0,38	0,13	сл.	не опр	4,58	6,4	3,5
111	2232-2201	XXV (J <sub>3</sub> )	Г	77,5	5	3,5	1	сл.	н.о.	4	8,3	9,5
	2232-2201	XXV (J <sub>3</sub> )		83,0	5,2	0,7	0,2	0,7	н.о.	1,7	8,5	6,8
	2232-2201	XXV (J <sub>3</sub> )		87,1	2,9	0,5	0,25	1,4	н.о.	3,6	4,3	5,1
	2250-2249	XXV (J <sub>3</sub> )		88,4	4,85	0,65	0,3	1,1	н.о.	1,25	3,5	6,9
113*	2162-2151	XXIV (J <sub>3</sub> )		74,0	9	3,5	1,3	сл.	н.о.	6,5	5,1	13,8
123*	2282-2255	XXV (J <sub>3</sub> )		73,5	3,8	2,4	1,3	1	н.о.	6,5	11,0	8,5
<b>Месторождение Ханкыз</b>												
15	2386-2465	XVIIг (K <sub>2</sub> )	Г	80,2	11,7	3,4	0,7	1,2	отс	0,1	2,7	17
<b>Месторождение Аввал</b>												
32	1740-1764	XVII (K <sub>2</sub> )	Г	79,7	8	2	1,2	3,9	не опр.		5,2	15,1
	1795-1839	XVIII (K <sub>1</sub> )	Г	84,8	7,2	2,3	0,4	1,1	не опр.		4,4	11,0
<b>Месторождение Марказий Аввал</b>												
1	1619-1616	XVII (K <sub>2</sub> )	НГ	79,2	11,7	3,72	1,59	0,63		1,04	1,93	17,7
1П	1621-1617	XVIIв (K <sub>2</sub> )		83,4	2,69	1,8	0,83	1,09		4,05	6,4	6,5
<b>Месторождение Палванташ</b>												
	1348-1484	XIII (K <sub>2</sub> )	Г	78,3	9,4				сл	0,1	12,2	9,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1258-1436	XIV (K <sub>2</sub> )	Г	79,0	10,2	2,2	0,3	0,1	сл	0,2	7,3	12,8
<b>Месторождение Бостон</b>												
176	2295-2308	XIX (K <sub>1</sub> )	Г	89,8	2,4	1,2	0,7	1,2	отс	0,1	4,6	5,5
	2392-2410	XX (K <sub>1</sub> )	Г	65,3	12,2	10,4	6	0,7	отс	0,4	5	29,3
476	2461-2480	XXI (K <sub>1</sub> )	Г. но	42,1	23,8	19,1	8,2	2,5	отс	0,8	3,5	53,6
475	2523-2552	XXII (K <sub>1</sub> )	Г	76,7	9,2	3,8	3,3	1,7	отс	0,3	5	18,0
<b>Месторождение Ходжаосмон</b>												
4	689-686 680-673 668-664	XX (K <sub>1</sub> )	НГ	92,7	3,47	0,82	0,23	0,18	отс	0,62	1,7	4,86
	93,2			3,51	0,66	0,22	0,43			1,56	4,72	
<b>Месторождение Гарбий Ходжаосмон</b>												
5	810-656 (откр. ствол)	XX–XXI (K <sub>1</sub> )	НГ	83,2	5,99	3,32	1,99	1,71	отс	0,51	1,42	14,72
				83,7	6,8	2,37	1,71			0,75	1,69	13,77
<b>Месторождение Шарихан-Ходжибад</b>												
	985-1112			67,7	14	8,1	3,3	5,6	0,1	1	0,2	31,0
	1901-2095	XX (K <sub>1</sub> )	Г	82,9	5,8	2	0,5	2	отс	0,2	6,6	10,3
	2078-2179	XXI (K <sub>1</sub> )	Г но	85,4	6,2	1,9	0,7	1,2	отс	0,1	4,4	10,0
	2083-2210			80,3	6,6	1,9	1,5	2	отс	0,3	7,4	12,0
	2083-2210	XXII (K <sub>1</sub> )	Г но	66,6	15,6	8,1	3,5	2,9	отс	не опр	3,3	30,1
	2070-2255			85,5	4,5	1,8	0,9	1,2	отс	0,2	5,9	8,4
	2089-2430			81,4	7,5	3,2	1,6	2,2	отс	0,3	3,8	14,5
570	2270	XXII (K <sub>1</sub> )	Г но	79,1	6,9	4,8	1,7	3,2	не опр		4,3	16,6
<b>Месторождение Чакар</b>												
2	1710-1630	XVIII (K <sub>1</sub> )	Г	86,6	4,16	1,66	0,31	0,40	отс	0,26	5,80	7,25
4	2106-2143	XXIII (J <sub>3</sub> )	Г	84,2	9,47	3,35	0,50	0,38	отс	0,10	1,11	14,5
<b>Месторождение Учтепа</b>												
3	1181-1177 1053-1047	XX (K <sub>1</sub> ) - XVIII (J <sub>3</sub> )	Г	93,7	3,7	0,26	0,44	0,19	отс	0,85	0,21	5,2
4	1266-1258	XXI (K <sub>1</sub> )	Г	96,7	0,66	0,2	0,19	0,13	отс	0,11	1,92	1,2
4	1134-1128	XXI (K <sub>1</sub> )	Г	91,4	4,83	0,99	0,49	0,25	отс	0,14	2,13	6,6
5	1250-1205	XX (K <sub>1</sub> )	НГ	74,3	14,9	5,73	3,01	0,89		0,07	1	24,5
<b>Месторождение Южный Аламышик</b>												
	1110-1134	XIX (K <sub>1</sub> )	Г но	70,9	9,7	6,7	4,8	4,9	0,02	2,2	0,8	26,1
378	1200-1470	XX (K <sub>1</sub> )	Г	80,7	8,1	8,1			отс	0,3	10,9	16,2
257	1477-1576	XXII (K <sub>1</sub> )	Г	74,0	8,5	8,5			отс	0,2	17,3	17,0

**Примечание:** НГтш – нефтегазовая с газовой шапкой; Н – нефтяная; Г.но – газовая с нефтяной оторочкой; непром. газ – непромышленный газ; не опр. – компонент не определен; отс. – компонент отсутствует

В месторождение Авваль газы не большой залежи в кызылпиляль-ской и ляканской свитах мела (XVII, XVIII горизонты) также имеют сходство с одновозрастными газами Ханкыза. Количество метана составляет 79,7%–84,8%, его гомологи –  $C_{2+выс.}$  – 11,0–15,1%,  $C_{5+выс.}$  – 1,1–3,9%.

Месторождение Марказий Авваль расположено между месторождениями Авваль и Восточный Авваль, где из меловых отложений (скв. 31, инт. 1624-1616 м) получен газ с дебитом  $Q_{газ}$  10 тыс м<sup>3</sup>/сут. Газ содержит 79,2% метана, 17,6% гомологов метана. По содержанию метана и сумме гомологов метана  $C_{2+высшие}$  близки к меловым газам Ханкыза и Авваля, отличаются меньшим содержанием жидких УВ ( $C_{5+высшие}$ ) и азота, повышенным -углекислого газа (Табл. 4).

Таблица 4

*Характеристика природных газов меловых отложений  
по профилю Ханкыз-Авваль-Марказий Авваль*

Параметры	Наименования месторождений, номера скважин и интервал перфорации		
	Ханкыз, (скв. 15, инт. 2386-2465 м)	Авваль (скв. 32, инт. 1740-1764, 1795-1839 м)	Марказий Авваль (скв. 1, инт. 1619-1616 м)
Содержание, % метана	80,2	79,7-84,8	79,2
$C_{2+высшие}$	17,0	11,0-15,1	17,7
$C_{5+высшие}$	1,2	1,1-3,9	0,63
CO <sub>2</sub>	0,1	не опр.	1,04
N <sub>2</sub>	2,7	4,4-5,2	1,93

Следует отметить, что газы, приуроченные к меловым отложениям месторождения Марказий Авваль (скв. №1П, XXII горизонт) резко отличаются от одноименных газов скв. №1 (мел) значительно низким (6,5%) содержанием гомологов метана (при этом бутанов, паров бензина меньше) и высоким углекислого газа (4,1%).

В отложениях верхнего мела (XIII, XIV горизонты) месторождения Палванташ обнаружены залежи газа, обогащенные метаном (78,3–79,0%) и

меньшим количеством его гомологов (9,4%), также отличающиеся высоким содержанием азота (7,3–12,2%).

Газы газовых залежей нижнего мела месторождения Шарихан-Ходжибад (XX, XXI и XXII горизонты) более легкие, обогащены метаном (66,6–85,5%) и характеризуются сравнительно меньшим содержанием гомологов метана ( $C_{2+\text{высшие}}$  – 10,0–16,6%,  $C_{5+\text{высшие}}$  – 1,2–3,2%).

Газы газонефтяных залежи меловых отложений месторождения Южный Аламышик имеют более облегченный состав. Количество метана изменяется от 70,9 до 80,7%, его гомологи:  $C_{2+\text{высшие}}$  – 16,2–26,1%. Газы отличаются от газов третичных пластов скачкообразным уменьшением гомологов метана  $C_{2+\text{высшие}}$  даже для залежей с нефтяной оторочкой. Характерным для нижнемеловых газов является повышенное количество азота (10,9–17,3%).

На месторождении Бостон из нижнемеловых отложений получен газонефтяной фонтан (XXI, XXII) и газ – XIX-XX горизонты. При переходе к меловым отложениям (газовая залежь) здесь также отмечается облегчение газа. Содержание метана возрастает 65,3–89,8% с резким уменьшением содержания жидких углеводородов  $C_{5+\text{высшие}}$  (0,7–1,7%) и  $C_{2+\text{высшие}}$  (5,5–29,3%).

В месторождение Учтепе в отложениях нижнего мела (XX, XVIII горизонты) при испытании скв. №3 (инт. 1181–1177 м и 1053–1047 м) получен промышленный приток газа дебитом 385 тыс.м<sup>3</sup>/сут. При испытании скв. №4 (инт. 1128-1134 м) также получен промышленный приток газа. При открытом стволе в скв. №5 (инт. 1205-1250 м) получены газ и нефть с дебитом  $Q_{\text{газ}}=4,5-6,5$  тыс.м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{\text{нефть}}=24-96$ тыс.м<sup>3</sup>/сут.

По химическому составу газы (газовой залежи) скважин №3, 4 и 5 из меловых отложений отличаются между собой. Газы скважин №3 и №4 обогащены метаном (91,4–96,7%) и обеднены его гомологами ( $C_{2+\text{высшие}}$  – 1,17–6,57%). Газ из скв. №5 характеризуется меньшим количеством мета-

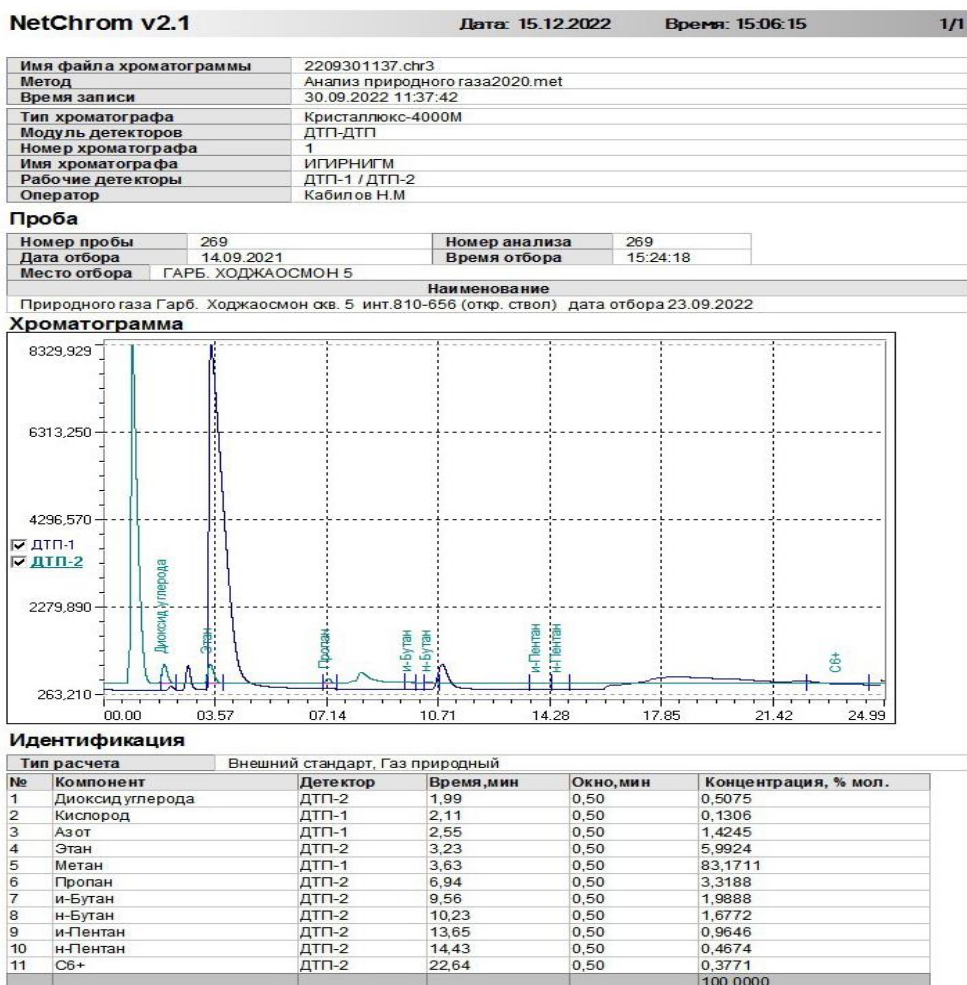
на (74,35%) и высоким  $C_{2+высшие}$  (24,55%). Высокое содержание гомологов метана в газе скв. №5 связано с наличием жидких УВ. По составу эти газы идентичны с меловыми газами Ханкыза, Авваля, Марказий Авваля, но отличается от них низким содержанием жидких УВ ( $C_{5+высшие}$  – 0,89%). Из неуглеводородных компонентов в составе газов Учтепе присутствуют азот (0,21–2,13%), углекислый газ (0,07–0,85 %), водород (0,01–0,03%) и гелий (0,004–0,02%).

В составе проанализированных газов месторождения Ходжаосмон (скв. №4, инт. 689–686, 680–673, 668–664 м) обнаружены следующие компоненты газа: метан (92,7–93,2%), этан (3,47–3,51%), пропан (0,66–0,82%), изобутан (0,22–0,23%), нормальный бутан (0,15–0,16%), пентан (0,14–0,16%) и гексан (0,02–0,04%). Содержание гомологов метана  $C_{2+высшие}$  – 4,72–4,86%. Из неуглеводородных компонентов присутствует азот (1,56–1,7%) и углекислый газ (0,43–0,62%).

Геохимические показатели – отношение гомологов метана к метану (коэффициент жирности  $K_{ж} = C_{2+высшие} \times 100 / C_1$ ) равен 5,15; изобутана к нормальному бутану (бутановый коэффициент –  $iC_4/nC_4$ ) – 1,45; этана к пропану (этановый коэффициент  $C_2/C_3$ ) – 4,77. Газы классифицируются как сухие, низкоазотные и низкоуглекислые.

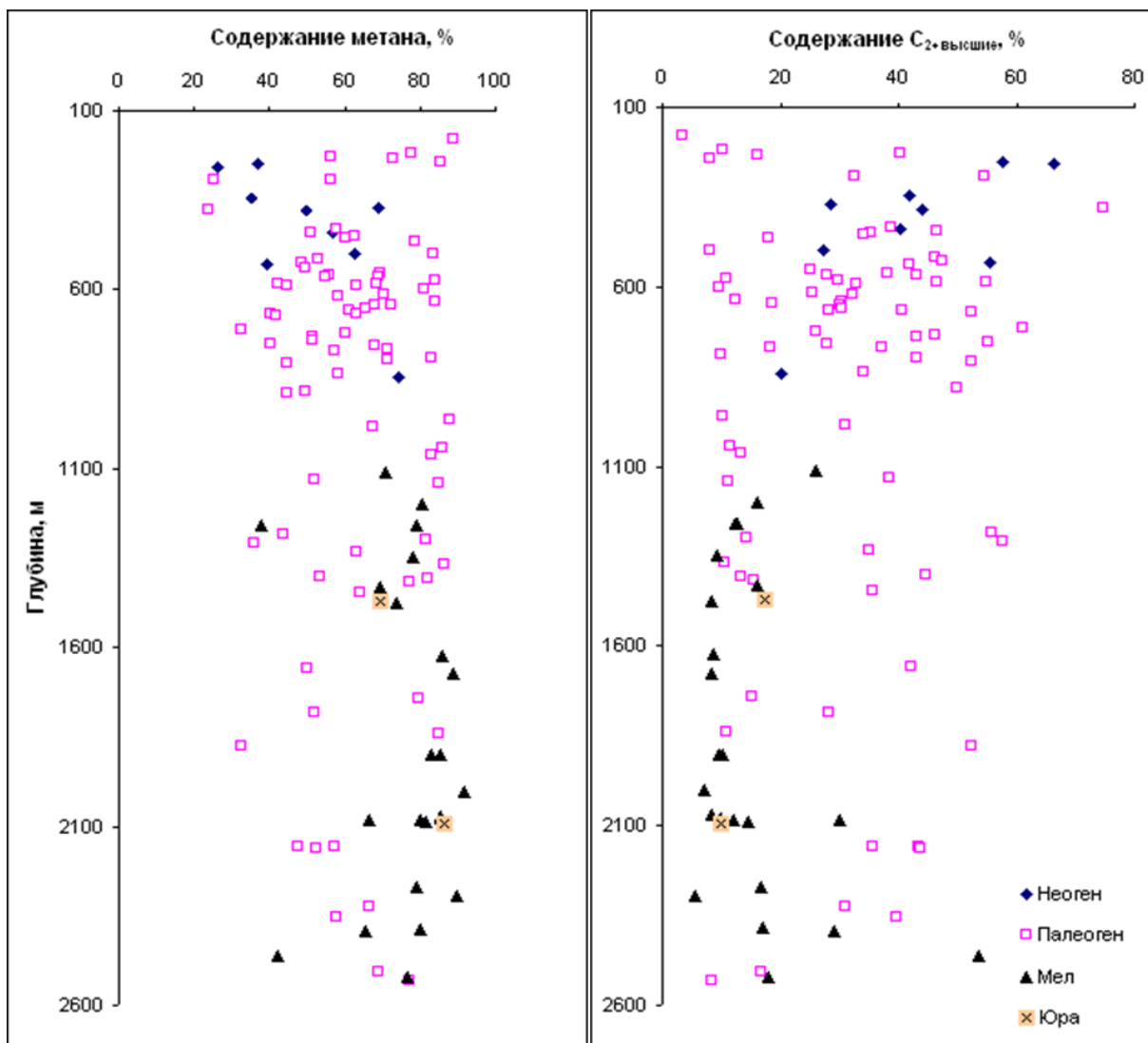
В газах месторождения Гарбий Ходжаосмон (скв. №5 инт. 810–656 м, XX–XXI-горизонты) обнаружены следующие компоненты и примеси газа: метан (83,2–83,7%), этан (5,9–6,8%), пропан (2,37–3,32%), изобутан (1,71–1,99%), нормальный бутан (1,22–1,68%), пентан (1,17–1,36%), гексан (0,38–0,5%), азот (1,42–1,69%) и углекислый газ (0,51–0,75%). Содержание гомологов метана – 13,7–14,7%. Расчетное содержание газового бензина в газах составляет 61,38 г/м<sup>3</sup>.

Геохимические показатели:  $K_{ж} = 17,07$ ;  $iC_4/nC_4 = 1,29$ ;  $C_2/C_3 = 2,34$ . Расчетное содержание газового бензина – 61,38 г/м<sup>3</sup>. Газы – полужирные, низкоазотные и низкоуглекислые (Рис. 6).



**Рис. 6. Геохимические показатели газа месторождения Гарбий Ходжаосмон (скв. №5, инт. 810–656 м)**

Следует отметить, что при сопоставлении геохимические параметры природных газов мезозойских отложений с кайнозойским выявляются определенные особенности – со стратиграфической глубиной преобладает общая тенденция к уменьшению коэффициента жирности (гомологи метана), причем при переходе от палеогеновых к меловым отложениям отмечается резкий скачок (Рис. 7). Необходимо, однако, учесть преобразование нефтяных залежей в третичных отложениях и газовых в мезозойских, а также возможность увеличенной дегазации верхних пластов палеогена под влиянием древних и современных эрозионных процессов [4, 5].



*Рис. 7. Распределения содержания метана и его гомологов ( $C_{2+}$  выше) с глубиной в пределах Ферганской впадины (по данным Н.М. Акрамовой, 2022 г.)*

**Выводы.** На основе анализа закономерностей распространения УВ-флюидов с различными фазовыми соотношениями, геохимическими показателями по разрезу мезозойских отложений, в пределах структур, месторождений и в региональном плане можно сделать следующие выводы.

1. В юрских отложениях северной, северо-восточной и центральной зонах Ферганской впадины в основном распространены нефти легкие и среднетяжелые, среднебензиновые, смолистые, высокопарафинистые, малосернистые. В пределах Южной ступени впадины (южной, юго-восточной и юго-западной зон) юрские отложения являются наименее распространенными. По своим физико-химическим свойствам нефти юры в

данной территории относятся к легким, бензиновым, смолистым, высокопарафинистым, малосернистым нефтям.

2. В нефтях меловых отложений в изменении состава прослеживается некоторая закономерность. В северной, северо-восточной и центральных зонах происходит облегчение нефти к окраинным частям впадины. Так, в юго-восточной зоне по направлению к ее периферийной части нефти несколько утяжеляются, уменьшается выход бензиновых фракций, содержание асфальтово-смолистых веществ остается на том же уровне. Следовательно, утяжеление нефти происходит за счет потери легких фракций, что связано с геохимическими факторами (окислительные процессы – окисление и осмоление нефти) за счет сульфатов вод, происходящее в верхних горизонтах, где воды, как правило, более подвижны и более сульфатные. Осмоление нефти приводит к росту их плотности. По содержанию серы нефти меловых отложений относятся к малосернистым

3. Нефти юрского и мелового возраста исследуемой территории, в целом, резко отличаются по всем показателям от традиционных «палеогеновых». Они более легкие, малосернистые, малосмолистые с низким содержанием асфальтенов и высоким содержанием метановых УВ и парафина, особенно в меловых отложениях преобладающими являются легкие нефти с высоким содержанием бензиновых фракций и смолисто-асфальтеновых веществ.

4. Природные газы верхней юры практически не отличаются от газов нижнего мела (месторождения Северный Сох, Южный Аламышик).

Газы нижнемеловых отложений являются легкими с более высоким содержанием метана. В пределах газоносных горизонтов под влиянием глубинных факторов наблюдается незначительное облегчение УВ состава газа  $C_{2+высшие}$  от 26,1% до 8,5% (при переходе от неокома к верхней юры). В низах XXIII горизонта (келловей?) появляется, хотя и в незначительных

количествах, нефть (месторождение Южный Аламышик), газы утяжеляются (до 16,0%).

Газы верхнемеловых отложений, как правило, не связаны с нефтяными залежами (месторождения Палванташ, Авваль), а газы нижнемеловых отложений в некоторых случаях (месторождения Ходжибад, Учтепа) связаны с газоконденсатными залежами с нефтяной оторочкой. Однако существенного различия между газами нижнего и верхнего мела не отмечается, как вообще не наблюдается какой-либо закономерности для газов в пределах меловых отложений.

5. Учитывая такие обстоятельства, как близость свойств нефтей, конденсатов и газов юрских отложений к соответствующим флюидам меловых отложений, отсутствию явных закономерностей в изменении свойств УВ при переходе от мела к юре и значительные отличия свойств нефтей и газов мела, следует предположить наличие единого цикла нефтегазонакопления в мезозойских отложениях, что позволяет предположить вероятность перспективы на нефть и юрских отложений.

6. При всем своем разнообразии состава и свойств изученных природных газов юрских и меловых отложений исследуемой территории отмечены определенные признаки, характерные для газов не только мезозойского, но и вышележащего кайнозойского стратиграфического комплекса. Следовательно, перспективность поиска газовых залежей юрских и меловых отложений в пределах Ферганской межгорной впадины высокая, особенно в меловых.

### Список литературы

1. Старобинец И.С., Сагидова Ф.З. Геохимия нефти и газов Ферганской депрессии // Ташкент, Изд-во Академии Наук Узбекистана, 1973. -С. 7-8.
2. Сиражиддинов Ж. Геохимия углеводородных флюидов мезо-кайнозойских отложений Узбекистана // Ташкент, Изд-во Академии Наук Узбекистана, 1982. -С. 7-8.
3. Парпиев М.В., Жураев Ф.Ф., Инатов Н.К., Анваров Р.Г. Физико-химические характеристики нефтей неогеновых и палеогенных отложений месторождения Гумхана // Матер. междунауч. конф. “Наука и Инновация”. Ташкент, 2021. - С. 379.
4. Жураев Ф.Ф., Имомкариев Б.М. Физико-химические характеристики нефтей палеогенных отложений месторождения Палванташ // Матер. XIV междунауч. конф. молодых ученых и студентов “Современные техника и технологии в научных исследованиях”. Ташкент, 2022. -С. 39.
5. Парпиев М.В., Алиев У.Б., Жураев Ф.Ф. и др. Развитие геохимических исследований нефти и газа в Узбекистане // Матер. междунауч.-практ. конф. “Нефтегазоносность активизированных областей Туранской платформы и ее горного обрамления”. Ташкент, 2025. -С. 299-303.
6. Жураев Ф.Ф. Геохимические особенности природных газов юрских и меловых отложений Ферганской депрессии // Геология и минеральные ресурсы. Ташкент, 2026, №1. -С. 12-21.

### References

1. Starobinets I.S., Sagidova F.Z. Geochemistry of oils and gases of the Fergana depression // Tashkent, Publishing house of the Academy of Sciences of Uzbekistan, 1973. - Pp. 7-8. (in Russian)
2. Sirazhiddinov J. Geochemistry of hydrocarbon fluids of Mesozoic-Cenozoic deposits of Uzbekistan // Tashkent, Publishing house of the Academy of Sciences of Uzbekistan, 1982. - P. 7-8. (in Russian)
3. Parpiev M.V., Zhuraev F.F., Inatov N.K., Anvarov R.G. Physicochemical characteristics of oils from Neogene and Paleogene deposits of the Gumkhana field // Proc. int. scientific conference. “Science and Innovation”. Tashkent, 2021. - P. 379. (in Russian)
4. Zhuraev F.F., Imomkariev B.M. Physicochemical characteristics of oils from the Paleogene deposits of the Palvantash field // Materials of the XIV Int. Conf. of Young Scientists and Students “Modern Engineering and Technology in Scientific Research”. Tashkent, 2022. - P. 39. (in Russian)
5. Parpiev M.V., Aliyev U.B., Zhuraev F.F., et al. Development of geochemical studies of oil and gas in Uzbekistan // Proc. int. scientific-practical. conf. “Oil and gas potential of activated areas of the Turan platform and its mountainous framework”. Tashkent, 2025. - Pp. 299-303. (in Russian)
6. Zhuraev F.F. Geochemical features of natural gases of Jurassic and Cretaceous deposits of the Fergana Depression // Geology and mineral resources. Tashkent, 2026, No. 1. – Pp. 12-21. (in Russian)

### Сведения об авторах

*Жураев Фаррух Фарход угли*, старший научный сотрудник Государственное учреждение «ИГИРНИГМ» Министерства горнодобывающей промышленности и геологии Республики Узбекистан  
Узбекистан, 100069, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Олимлар, 64  
E-mail: farruxgeolog@mail.ru

*Шоймуротов Туйчи Халикулович*, доктор геолого-минералогических наук, главный научный советник Государственное учреждение «ИГИРНИГМ» Министерства горнодобывающей промышленности и геологии Республики Узбекистан  
Узбекистан, 100069, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Олимлар, 64  
E-mail: igirnigm@ing.uz, tuychi@ing.uz

*Хахимзянов Ильгизар Нургизарович*, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник управления разработки отдела проектирования разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина; профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» Филиал УГНТУ в г. Октябрьском  
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а  
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

*Халикулова Фаеза Туйчиевна*, младший научный сотрудник Государственное учреждение «ИГИРНИГМ» Министерства горнодобывающей промышленности и геологии Республики Узбекистан  
Узбекистан, 100069, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Олимлар, 64  
E-mail: igirnigm@ing.uz

#### **Authors**

*F.F. Zhuraev*, senior researcher, State Institution "IGIRNIGM" of the Ministry of Mining Industry and Geology of the Republic of Uzbekistan  
64 Olimlar St., Mirzo- Ulugbek dist., Tashkent, 100069, Uzbekistan  
E- mail: farruxgeolog@mail.ru

*T.Kh. Shoimurotov*, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Scientific Advisor of the State Institution "IGIRNIGM" of the Ministry of Mining Industry and Geology of the Republic of Uzbekistan  
64 Olimlar St., Mirzo- Ulugbek dist., Tashkent, 100069, Uzbekistan  
E- mail: igirnigm@ing.uz, tuychi@ing.uz

*I.N. Khakimzyanov*, Doctor of Technical Sciences, Professor, Chief Researcher of the Development Department of the Oil Field Development Design Department, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft; Professor of the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technical University Branch in Oktyabrsky  
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation  
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

*F.T. Khalikulova*, junior researcher, State Institution "IGIRNIGM" of the Ministry of Mining Industry and Geology of the Republic of Uzbekistan  
64 Olimlar St., Mirzo- Ulugbek dist., Tashkent, 100069, Uzbekistan  
E- mail: igirnigm@ing.uz

*Статья поступила в редакцию 09.01.2026*

*Принята к публикации 27.03.2026*

*Опубликована 30.03.2026*