

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МАНАВСКОЙ НЕФТИ

¹Натела Хецуриани, doctor

²Есма Ушараули, PhD

³Мадлена Чхаидзе, MS

⁴Тамар Шатакишвили, MS

⁵Мака Копалеишвили, MS

Тбилиси, Грузия, ТГУ, Институт физической и органической химии им. Петре Меликишвили, Лаборатория химия нефти

¹Заведующий лаборатории, главный научный сотрудник;

²Старший научный сотрудник;

³научный сотрудник;

⁴научный сотрудник;

⁵научный сотрудник;

DOI: https://doi.org/10.31435/rsglobal_ws/31102018/6179

ARTICLE INFO

Received: 18 August 2018

Accepted: 10 October 2018

Published: 31 October 2018

KEYWORDS

crude oil,
naphtha,
diesel fraction,
IR –spectrometry,
gas-chromatography.

ABSTRACT

An investigation of oils from new wells of Manavi oil deposit was carried out. Physical and chemical and geochemical parameters, as well as functional groups were determined by IR spectrometry. Using simulative chromatographic distillation of oil from the #12 well naphtha 35-180 °C and diesel fractions were obtained. Individual paraffinic, naphthenic and aromatic hydrocarbons were identified in naphtha by gas chromatographic method and distribution of individual n-paraffinic hydrocarbons in urea concentrate was determined in diesel fraction. The results of the investigation show that due to low content of sulfur, tar-asphaltenic compounds and high yield of light fractions the Manavi oil can be recognized as a high quality paraffinic type of oil. Physical and chemical characteristics, chemical nature and high yield of light fractions outline a good perspective for usage of Manavi deposit oil as a raw material for production of commodity petroleum products like high quality organic solvents, aviation and diesel fuels and various petroleum oils.

Citation: Натела Хецуриани, Есма Ушараули, Мадлена Чхаидзе, Тамар Шатакишвили, Мака Копалеишвили (2018) Issledovanie Skvajin Novih Mestorojdenii Manavskoi Nefti. *World Science*. 10(38), Vol.1. doi: 10.31435/rsglobal_ws/31102018/6179

Copyright: © 2018 Натела Хецуриани, Есма Ушараули, Мадлена Чхаидзе, Тамар Шатакишвили, Мака Копалеишвили. This is an open-access article distributed under the terms of the **Creative Commons Attribution License (CC BY)**. The use, distribution or reproduction in other forums is permitted, provided the original author(s) or licensor are credited and that the original publication in this journal is cited, in accordance with accepted academic practice. No use, distribution or reproduction is permitted which does not comply with these terms.

Введение. Основным энергоносителем в мировой экономике является нефть, продукция которой используется всеми другими отраслями промышленности, и которая обеспечивает 1/3 мирового спроса на энергоресурсы. Мировые запасы нефти по данным 2018 года составляют 7471,5млрд баррелей на суше и 160млрд баррелей на морском дне.

В 21-м веке одной из главнейших проблем среди стоящих перед человечеством вызовов является решение вопроса энергобезопасности. Страны, которые имеют достаточные ресурсы нефти и газа, могут обеспечить свою энергобезопасность, развитие экономики и упрочить свою независимость. Грузия по своему геологическому строению одновременно принадлежит к двум нефтегазосодержащим территориям: к черноморской области и к каспийской провинции. По расчетам иностранных и грузинских специалистов прогнозные ресурсы нефти в Грузии составляют

2млрд 350млн тонн, а газа – 180млрд м³. Даже в случае освоения 40-50% этого потенциального ресурса бюджет страны получит прибыль в несколько сотен миллиардов долларов.

Исследованиями установлено, что по физико-химическим показателям нефти Грузии принадлежат к уникальным, малосернистым, высококачественным, и с точки зрения переработки являются довольно интересным сырьем. Исследования этой нефти показали, что в Грузии встречаются нефти почти всех известных типов отличающиеся друг от друга по своей химической природе (парафиновые, нафтеновые, нафтеноароматические, ароматический и т. д.). Посредством изучения нефти и их физико-химических и геохимических показателей едиными комплексными методами можно планировать производство товарных нефтепродуктов энергетического назначения для местной промышленности и сельского хозяйства, чему придаётся огромное значение для установления энергетических ресурсов страны и рационального управления ими [1-5].

Целью работы являлось исследование новых скважин Манавской нефти для их паспортизации. Указанные месторождения находятся южнее Кахетинского хребта на расстоянии 60 км от Тбилиси. Они расположены к севера- югу от купола Ниноцминдского нефтеносного антиклина с соответствующими осадочным структурами, состоящих из нефтесодержащих верхнемеловых палеогенных осадков. Добычу нефти на скважинах №11 и №12 осуществляет компания „Canargo Energy Corporation”. Запасы скважины составляют 130млн баррелей нефти и 59млрд футов газа 2С (NSA). Интервал перфорации 4680–4953м. Физико-химические характеристики сырой нефти месторождения Манави приведены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-химические характеристики нефти Манави

Показатели	Скважина манавской нефти		Метод исследования
	№ 11	№ 12	
Плотность 20 ⁰ С, кг/м ³	826,0	822,5	ASTM D052
Плотность 15 ⁰ С, кг/м ³	829,6	826,5	ASTM D4052
⁰ API	39,6	40,0	ASTM D1298-12b
Температура застывания, ⁰ С	3	0	ASTM D 5853
Кинематическая вязкость, ССт	3,4	3,15	ASTM D 445
Содержание серы, %	0,18	0,17	ASTM D 4294
Смолы, %	7,07	8,12	ASTM D 2007
Асфальтены, %	1,86	2,7	ASTM D 3279
Содержание парафинов, %	6,5	6,2	ASTM UOP46
Содержание механических примесей, %	0,02	0,01	ASTM D 473
Температура вспышки, ⁰ С			
В открытом тигеле	-3	-2	ASTM D 92
В закрытом тигеле	-6	-8	ASTM D 93
Выход светлых фракций 360 ⁰ С, %	65,0	67,4	ASTM D 2892

Исследуемая нефть характеризуется средней плотностью, высоким выходом легких фракций (68%) и низким содержанием серы и смолисто-асфальтеновых соединений (8,92%), содержание парафинов – 6,1%. Имитационная полная перегонка нефти выполнена на хроматографе Sim Dis, Auto System XL, фирма Perkin Elmer соответственно ASTM D 2887 стандартом [6]. Исследуемая нефть характеризуется высоким содержанием легкой фракции, остаток свыше 500⁰С составляет 12,5%. На рисунке 1 приведена кривая перегонки Манавской нефти.

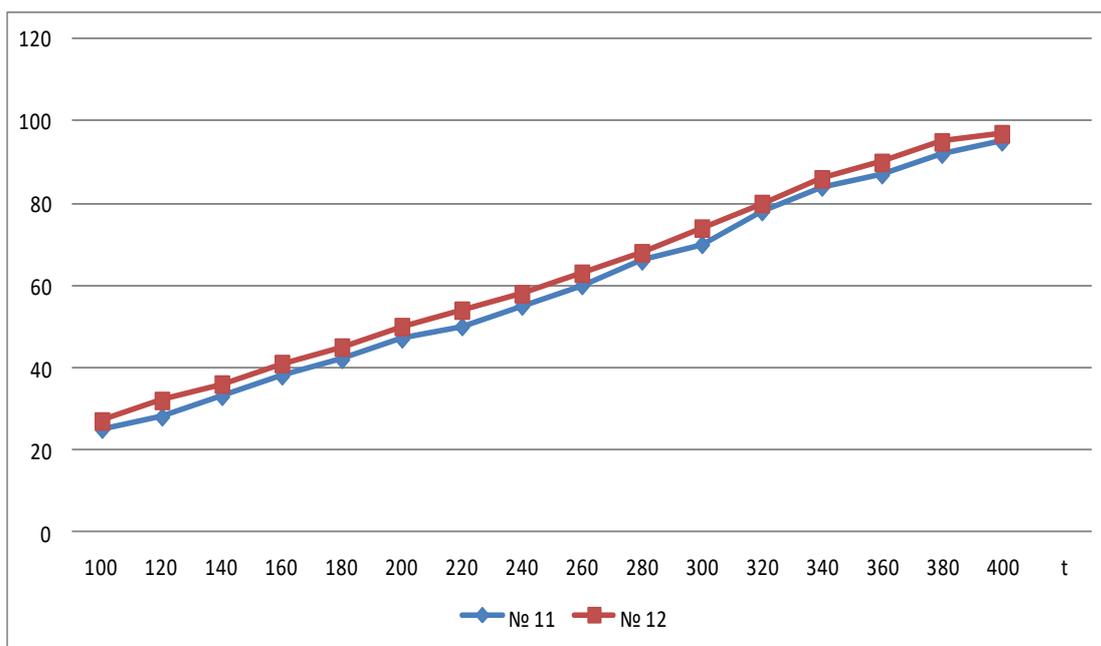


Рис. 1. Кривые разгонки Манавской нефти скв. №11 и скв.№12

ИК-спектрометрический анализ нефти новых скважин, проведенный на спектрометре Perkin Elmer Spectrum, модель 10.4.2., показал, что ИК-спектры скважин практически идентичны. Интенсивность полос поглощения $721,4 \text{ см}^{-1}$ и 1377 см^{-1} характеризует содержание метильных и метиленовых групп парафиновых углеводородах, 2924 см^{-1} и 2852 см^{-1} (метиленая) и 2854 см^{-1} и 2924 см^{-1} (метиленовая). Наличие в спектре полосы 1600 см^{-1} характеризует содержание ароматических углеводородов в нефти. Такой результат, вместе с физико-химическими показателями исследуемой нефти, говорит о том, что нефти новых скважин Манавского месторождения имеют одинаковый химический состав. Данная нефть относится к парафинистому типу.

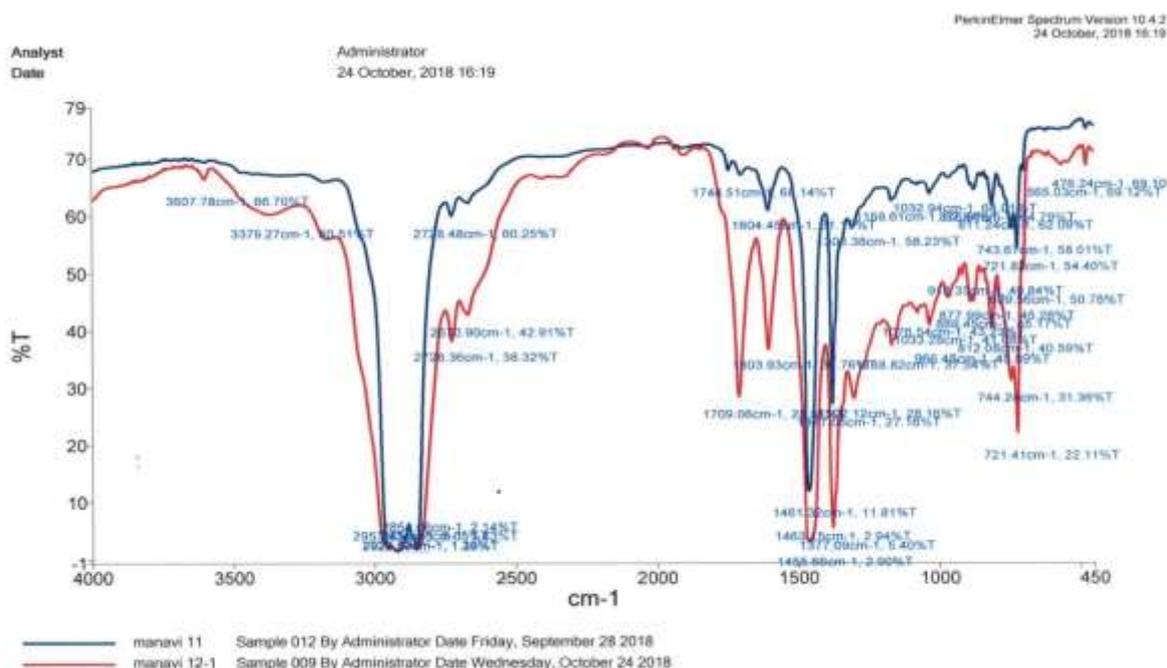


Рис. 2. ИК-спектры Манавской нефти

Из результатов исследования выясняется, что благодаря низкому содержанию серы, смолисто-асфальтеновых соединений и высокому выходу легких фракций Манавская нефть представляет собой высококачественную нефть парафинового типа.

Выделенная из Манавской нефти фракция нефти (35–180°C) была изучена газохроматографическим методом – "PON A"[7]. Было определены элементный и групповой углеводородный состав, молекулярная масса, относительная плотность, давление насыщенных паров и октановое число (таблица 2).

Таблица 2. Характеристика фракции нефти

Характеристики		Величина				Групповой состав		
Плотность, кг/м ³		736,0				Виды групп	Выход, массовые %	Выход, объемные %
Молекулярная масса		101,998				Парафин	24,027	25,972
Давление насыщенного пара, psi		1,7				н-Парафин	27,531	29,344
Октановое число		73,51				Олефины	-	-
Перегонка	н.к.	10%	50%	90%	к.к.	Нафтенy	32,231	30,932
	31 ⁰ C	70 ⁰ C	110 ⁰ C	156 ⁰ C	200 ⁰ C			
Содержание С		86,118				Неизвестно	0,459	0,399
Содержание Н		13,882				Сумма	100,0	100,0

Октановое число нефти-75,5, является высоким показателем для исходной фракции, что вызвано оптимальным соотношением парафиновых, изопарафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Идентифицированы также индивидуальные парафиновые, нафтеновые и ароматические углеводороды и их производные (таблица 3).

Таблица 3. Идентифицированные соединения

RT,min	Index	Component	Mass.%	Vol%	Mol%
1	2	3	4	5	6
8.221	359.7	n-butane	0.689	0.880	1.215
9.547	407.7	i-pentane	1.531	1.826	2.174
10.267	427.5	n-pentane	2.472	2.917	2.174
11.624	456.4	2,2-dimethylbutane	0.159	0.182	0.190
13.136	480.0	2,3-dimethylbutane	0.946	1.057	1.125
14.229	484.0	2-methylpentane	2.090	2.365	2.485
15.331	494.0	3-methylpentane	1.440	1.602	1.712
17.173	511.7	n-hexane	4.201	4.707	4.995
17.401	539.5	2,2-dimethylpentane	0.255	0.279	0.260
17.696	543.8	methylcyclopentane	3.133	3.093	3.815
20.072	546.6	2,4-dimethylpentane	0.245	0.289	0.250
20.709	574.9	Benzene	2.391	2.010	3.137
21.539	581.6	cyclohexane	4.085	3.877	4.973
21.763	590.0	2-methylhexane	1.632	1.778	1.669
22.600	592.1	2,3-dimethylpentane	0.554	0.589	0.567
23.475	596.0	3-methylhexane	0.523	0.512	0.546
23.848	600.0	1c,3-dimethylcyclopentane	1.852	1.991	1.893
24.216	609.8	1t,3-dimethylcyclopentane	0.810	0.804	0.846
25.981	613.8	3-ethylpentane	0.949	0.937	0.991
29.381	617.6	n-heptane's	1.355	1.434	1.385
29.744	635.2	Methylcyclohexane	5.096	5.507	5.211
31.317	664.4	2,2-dimethylhexane	8.754	8.408	9.136
31.712	667.7	ethylcyclopentane	0.565	0.601	0.507
31.712	682.7	2,4-dimethylhexane	0.721	0.695	0.752
32.895	690.0	1c, 2t,4-trimethylcyclopentane	0.320	0.338	0.287
34.187	700.0	1t,2c,3-trimethylcyclopentane	0.553	0.536	0.505
36.344	712.6	Toluene	0.555	0.532	0.506

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
36.819	715.3	2,3-dimethylhexane	4.711	4.015	5.239
37.032	716.5	2-methyl-3-ethylpentane	0.240	0.249	0.215
38.061	722.0	2-methylheptane	0.324	0.336	0.291
38.331	723.5	4-methylheptane	2.160	2.287	1.937
39.539	729.8	heptane's	0.560	0.558	0.503
39.901	731.5	1c,2t,,3-trimethylcyclopentane	1.387	1.452	1.244
40.253	733.4	3-methylheptane	2.393	2.295	2.185
41.347	738.7	3-ethylhexane	0.952	0.986	0.854
42.035	742.0	2,2,5-trimethylhexane	0.395	0.375	0.361
42.477	744.1	3c-ethylmethylcyclopentane	0.181	0.189	0.145
42.747	745.4	3t-ethylmethylcyclopentane	0.387	0.375	0.355
43.765	750.0	2t-ethylmethylcyclopentane	1.216	1.166	1.110
45.077	755.9	n-octane	5.058	5.320	4.537
45.339	757.0	1c,4-dimethylcyclohexane	0.667	0.630	0.609
50.256	777.1	2,2,3-trimethylhexane	0.223	0.207	0.204
50.512	778.1	2,4-dimethylheptane	0.360	0.368	0.288
51.835	783.1	4,4- dimethylheptane	2.817	2.696	2.287
53.051	787.5	1,1,3- dimethylcyclohexane	0.738	0.763	0.590
53.608	789.5	ethylbenzene	0.601	0.621	0.480
56.629	800.0	4,4-dimethylheptane	0.216	0.223	0.173
57.120	801.8	1,3-dimethylbenzene	0.490	0.460	0.398
57.611	803.5	1,3-dimethylbenzene	0.800	0.682	0.772
59.413	809.8	#12Benzene	0.720	0.682	0.584
60.245	812.6	1,3-dimethylbenzene	2.922	2.499	2.820
60.485	813.4	1,4-dimethylbenzene	0.757	0.649	0.730
60.691	814.1	1c, 2t,4t-trimethylcyclohexane	0.288	0.273	0.234
61.688	817.3	4-methyloctane	0.547	0.561	0.437
61.976	818.3	2-methyloctane	0.748	0.774	0.597
63.371	822.8	3-ethylheptane	0.255	0.259	0.204
63.672	823.7	3-methyloctane	0.883	0.906	0.705
65.965	830.8	1,2- dimethylbenzene	1.254	1.053	1.211
70.197	843.2	n-nonane	3.753	3.864	2.998
70.715	844.7	1,1- methylethylcyclohexane	0.457	0.419	0.371
73.789	853.1	i-propylcyclohexane	0.166	0.153	0.135
75.195	856.8	2,4-dimethyloctane	0.871	0.886	0.627
75.947	858.8	2,6- dimethyloctane	0.290	0.295	0.209
76.693	860.8	2,5- dimethyloctane	0.640	0.648	0.461
77.901	863.8	3,3- dimethyloctane	0.304	0.304	0.219
79.565	868.0	1,3-methylethylbenzene	0.462	0.395	0.394
79.864	868.7	1,4-methylethylbenzene	0.300	0.257	0.256
80.816	871.0	1,3,5-trimethylbenzene	0.243	0.208	0.207
81.232	872.1	2,3-dimethyloctane	0.322	0.322	0.232
82.328	874.7	1,2- methylethylbenzene	0.197	0.165	0.168
82.616	875.4	2-methylnonane	0.388	0.395	0.280
84.088	878.8	3-methylnonane	0.180	0.181	0.130
84.579	880.0	1,2,4-tr methylethylbenzene	0.925	0.780	0.789
84.579	880.0	1,2,4-trimethylbenzene	1.872	1.895	1.348
86.739	884.9	n-decane	0.247	0.204	0.211
88.440	888.7	1,2,3-trimethylbenzene	0.367	0.317	0.281
89.861	891.8	1,4-methyl-i-propylbenzene	0.218	0.188	0.166
98.643	923.3	n-undecane	0.886	0.880	0.581
116.779	1000.0	2-methylnaphthalene	0.175	0.127	0.125

В таблице 4 представлены физико-химические показатели дизельных фракций с разной температурой кипения.

Таблица 4. Физико-химические показатели дизельных фракций

Фракция	Выход, %	n_D^{20}	Плотность 20 ⁰ С, кг/м ³	Кинематическая вязкость, сСт	Дизельный индекс	Цетановое число
Манавская нефть, скважина № 11						
140-320 ⁰ С	42.1	1.4528	814.2	2.61	64.4	57,0
140-350 ⁰ С	47.0	1.4560	820.8	3.2	63.3	55,0
180-320 ⁰ С	33.0	1.4542	816.7	3.0	63.6	56.0
180-350 ⁰ С	37.0	1.4650	834.3	4.5	64.7	50,6
Манавская нефть, скважина № 12						
140-320 ⁰ С	42.0	1.4580	819.2	2.8	64.7	58.0
140-350 ⁰ С	49.0	1.4640	822.3	3.3	63.5	55.60
180-320 ⁰ С	34.1	1.4633	817.0	3.2	63.8	56.4
180-350 ⁰ С	40.0	1.4682	835.0	4.6	61.6	51.8

Исследование показало, что с повышением температуры кипения дизельной фракции повышается показатель преломления, плотность и кинематическая вязкость. Фракции характеризуются высоким дизельным индексом и цетановым числом. Карбамидных концентратах дизельных фракции газожидкостным хроматографическим методом изучено распределение n-парафиновых углеводородов во фракции 180–320⁰С (таблица 5).

Таблица 5. Парафиновые углеводороды

Наименования углеводорода		Молекулярная масса, г/моль	Относительная концентрация	
			Манави №11	Манави №12
Nonane	C ₉ H ₂₀	164.40	0.14	1.33
Decane	C ₁₀ H ₂₂	142.29	2.34	3.80
Undecane	C ₁₁ H ₂₄	156.31	5.86	7.60
Dodecane	C ₁₂ H ₂₆	170.34	8.61	8.33
Tridecane	C ₁₃ H ₂₈	184.40	1,87	9.00
Tetradecane	C ₁₄ H ₃₀	198.39	1.40	10.77
Pentadecane	C ₁₅ H ₃₂	212.42	10.37	9.88
Hexadecane	C ₁₆ H ₃₄	226.41	8.77	7.26
Heptadecane	C ₁₇ H ₃₆	240.48	7.80	7.05
Octadecane	C ₁₈ H ₃₈	254.5	6.61	6.73
Nonadecane	C ₁₉ H ₄₀	268.52	5.70	4.87
Eicosane	C ₂₀ H ₄₂	282.55	4.78	4.24
Heneicosane	C ₂₁ H ₄₄	296.58	4.21	4.76
Docosane	C ₂₂ H ₄₆	310.60	3.98	4.33
Tricosane	C ₂₃ H ₄₈	324.38	3.88	3.70
Tetracosane	C ₂₄ H ₅₀	338.65	2.65	2.73
Pentacosane	C ₂₅ H ₅₂	352.69	1.20	1.70
Hexacosane	C ₂₆ H ₅₄	366.72	0.79	1.36

В таблице представлены C₉–C₂₆ n-парафиновые углеводороды, в которой относительно высокой концентрацией отличаются алканы C₁₁–C₁₇ (7,8–10,8%), в максимальном количестве содержится тетрадекан (C₁₄H₃₀).

Изучено также распределение микроэлементов V, Fe, Ni, Co, Mo, Cu, Pb, Sn, Zn, Sr, Ba, Ti. Микроэлементы выделены разработанным в лаборатории химии нефти методом “Фотохимическим способом выделения концентрата зольных элементов из нефтей и нефтепродуктов”, который нашел широкое применение и в других научно-исследовательских организациях. Сравнение физико-химических характеристик и выходов легких фракций нефти новых скважин показывает, что они практически идентичны. Распределение микроэлементов и полученное соотношение V/Ni < 1 показывают, что эти нефти относятся к третичным типам нефти, что объясняется условиями накопления исходного органического вещества и соответствующим геохимическим происхождением[8].

Результаты исследования. Исследовались нефти новых скважин манавского месторождения. Были определены физико-химические и геохимические показатели, а также функциональные группы ИК-спектрометрическим методом. Имитационной хроматографической разгонкой нефти скважины 12 выделены нефть 35-180°C и дизельные фракции. Газохроматографическим методом в нефти идентифицированы индивидуальные углеводороды парафинового, нафтенового и проматического рядов и установлено распределение индивидуальных n-парафиновых углеводородов в карбамидном концентрате дизельной фракции. Результаты исследования показывают, что благодаря низкому содержанию серы, смолисто-асфальтеновых соединений и высокому выходу легких фракций манавская нефть представляет собой высококачественную нефть парафинового типа. Физико-химические характеристики, химическая природа и высокий выход светлых фракций намечает хорошую перспективу использования нефти Манавского месторождения как сырья для получения товарных нефтепродуктов энергетического назначения – бензины, качественные органические растворители, авиационные и дизельные топлива и различные нефтяные масла для местной промышленности и сельского хозяйства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Химия нефти и газа. А. И. Богомолов, А. А. Гайле и др., Издание: Химия, 1995, 448с. ISBN: 5-7245-1023-5.
2. Современные методы исследования нефтей, Ленинград «Недра», 1984, 430с.
3. N. Khetsuriani, E. Usharauli, E. Topuria, I. Mchedlishvili. Use of mass-spectrometry for investigation of aromatic structure of high-boiling compounds of oil. IX International massspectrometry conferece in Petrochemistry, ecology and food Chemistry "Petromass2011". Moscow, 2011, pp.128-131.
4. James G. Speight. Handbook of Petroleum Analysis. First published: February 2015, 368 pages. ISBN 978-1118369265. DOI: 10.1002/9781118986370.
5. V.G.Tsitsishvili, N.T.Khetsuriani. Georgian Crude Oil and Bitumen Deposits. Proceedings of the International Mass Spectrometry Conference on Petrochemistry and Environmental "PETROMASS2014", 2014, 1-4 September, Tbilisi, Georgia, pp.13-14.
6. ASTM D2887. Standard Test for Boiling Range Distribution of Petroleum Fraction by Gas-Chromatography.
7. ASTM D 3710 Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Gasoline and Gasoline Fractions by Gas-Chromatography.
8. N.Khetsuriani, E.Usharauli, K.Goderdzishvili, E.Topuria, M.Chchaidze, V.Tsitsishvili. Investigation of new Wells of SatskhenisiGrude Oil. Proceedings of the Georgian Natinal Academy of Sciences, 2016, #4, v.42, pp.501-503.