

УДК 550.4:552.578.2

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-45-52

Месторождение нефти Локбатан

© 2022 г. | Г.С. Мартынова, О.П. Максакова, Р.Г. Нанаджанова, Н.И. Велиметова

Институт геологии и геофизики Национальной академии наук Азербайджана, Баку, Азербайджан; martgs@rambler.ru; olya4747@mail.ru; raxile_scorpion@inbox.ru; v.naida.v@gmail.com

Поступила 28.07.2021 г.

Доработана 30.11.2021 г.

Принята к печати 17.12.2021 г.

Ключевые слова: нефть месторождения Локбатан; УВ-состав; биомаркеры; микроэлементы.

Аннотация: Приведены результаты геохимических исследований нефти одного из старейших месторождений Азербайджана — Локбатан — современными инструментальными методами анализа: хромато-масс-спектрометрией, синхронным термическим анализом, элементным анализом, масс-спектроскопией с индукционно связанной плазмой. На месторождении наиболее высокопродуктивными являются горизонты VI–VIa, залегающие на глубине 500–700 м, хотя в пределах собственно Локбатанской складки все горизонты от I до VIII нефтеносны. Высота залежи горизонтов VI–VIa равна 300 м. Исследования потенциального фракционного состава проб нефти месторождения Локбатан проводились на синхронном термическом анализаторе. Углеводородный и биомаркерный составы нефтей определялись методом хромато-масс-спектрометрии. Показано, что нефть является парафинонафтеновой с содержанием ароматики $\approx 13\text{--}20\%$. Показатель Pr/Ph и отсутствие трициклических терпанов $T_{19}\text{--}T_{26}$ характеризуют бассейн седиментации и определяют источник органического вещества, судя по олеанановому индексу, свидетельствующему о большом вкладе наземной растительности и сапропелево-гумусовом генезисе нефти. Расчеты отношений: олеанан/ $H_{30} = 0,48$ и регулярных стеранов $St_{27} / St_{28} / St_{29} = 26/25/49$ также свидетельствуют о преобладании высших наземных растений. Подсчитан коэффициент нечетности — CPI = 1,12–1,75, указывающий на высокое содержание нечетных *n*-алканов, что связано с окислительной обстановкой осадконакопления, свидетельствующей о зарождении органического вещества в мелководном бассейне. Все анализируемые пробы нефти месторождения Локбатан являются железистыми; предложен концентрационный ряд микроэлементов, содержащихся в исследуемых пробах нефти. Преобладающими микроэлементами, помимо железа, являются титан и никель.

Для цитирования: Мартынова Г.С., Максакова О.П., Нанаджанова Р.Г., Велиметова Н.И. Месторождение нефти Локбатан // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 45–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-45-52.

Lokbatan oil field

© 2022 | G.S. Martynova, O.P. Maksakova, R.G. Nanadzhanova, N.I. Velimetova

Institute of Geology and Geophysics of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan Republic; martgs@rambler.ru; olya4747@mail.ru; raxile_scorpion@inbox.ru; v.naida.v@gmail.com

Received 28.07.2021

Revised 30.11.2021

Accepted for publication 17.12.2021

Key words: Lokbatan oil; hydrocarbon composition; biomarkers; trace elements.

Abstract: The authors present the results of oil geochemical studies in one of the oldest Azerbaijan field Lokbatan. Following modern instrumental analytical methods were used in the studies: chromatography-mass spectrometry; simultaneous thermal analysis; elemental analysis; and inductively coupled plasma mass spectrometry. The better reservoir horizons in the field are VI–VIa occurring at the depth 500 to 700 m; although, all the horizons from I to VIII within the Lokbatan Fold are oil-bearing. Hydrocarbon column of VI–VIa horizons is 300 m. Studies of possible fractional composition of oil in the samples taken from the Lokbatan field were carried out using simultaneous thermal analyser. Hydrocarbon and biomarker composition of oil was carried out using chromatography-mass spectrometry method. It is shown that oil is paraffin-naphthene with aromatics content about 13–20%. Pr/Ph indicator and absence of tricyclic terpanes $T_{19}\text{--}T_{26}$ characterise the sedimentation area and determine the Organic Matter source according to oleanane index that is indicative of substantial contribution of ground vegetation and sapropel-humic genesis of oil. Estimation of the ratios oleanane/ $H_{30} = 0.48$ and regular steranes $St_{27} / St_{28} / St_{29} = 26/25/49$ is also indicative of predominance of higher land plants. The calculated oddity coefficient — CPI = 1.12–1.75 suggestive of high odd *n*-alkanes content is associated with oxidizing settings of sedimentation, which is indicative of the Organic Matter generation in a shallow-water basin. All the analysed oil samples taken from the Lokbatan field are iron-bearing; the authors propose a concentration range of trace elements found in the studied oil samples. In addition to iron, titanium and nickel dominate among the trace elements.

For citation: Martynova G.S., Maksakova O.P., Nanadzhanova R.G., Velimetova N.I. Lokbatan oil field. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):45–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-45-52. In Russ.



Введение

Интерес к флюидам старых месторождений Апшерона еще не исчерпан, так как знание УВ-состава и особенно биомаркеров, сохранивших характерные черты строения исходных биоорганических соединений, дают возможность реконструкции условий образования и превращений нефти [1].

Целью данной статьи является геохимическое исследование одного из старейших месторождений нефти Азербайджана — Локбатан — современными инструментальными методами анализа.

История и геология месторождения

Восточная периклиналильная часть Локбатанской брахиантиклинали и юго-западное погружение Аташкинской складки представляют собой одно тектоническое поле, приуроченное к двум смежным структурам — Аташкинской и Локбатанской складкам (рис. 1, 2).

Рис. 1. Профиль Локбатан — Аташка — Шубаны [2]

Fig. 1. Lokbatan – Atashkya – Shubany section [2]

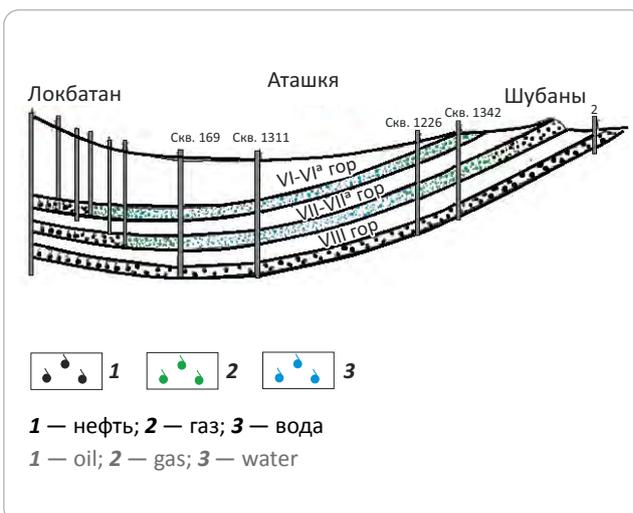
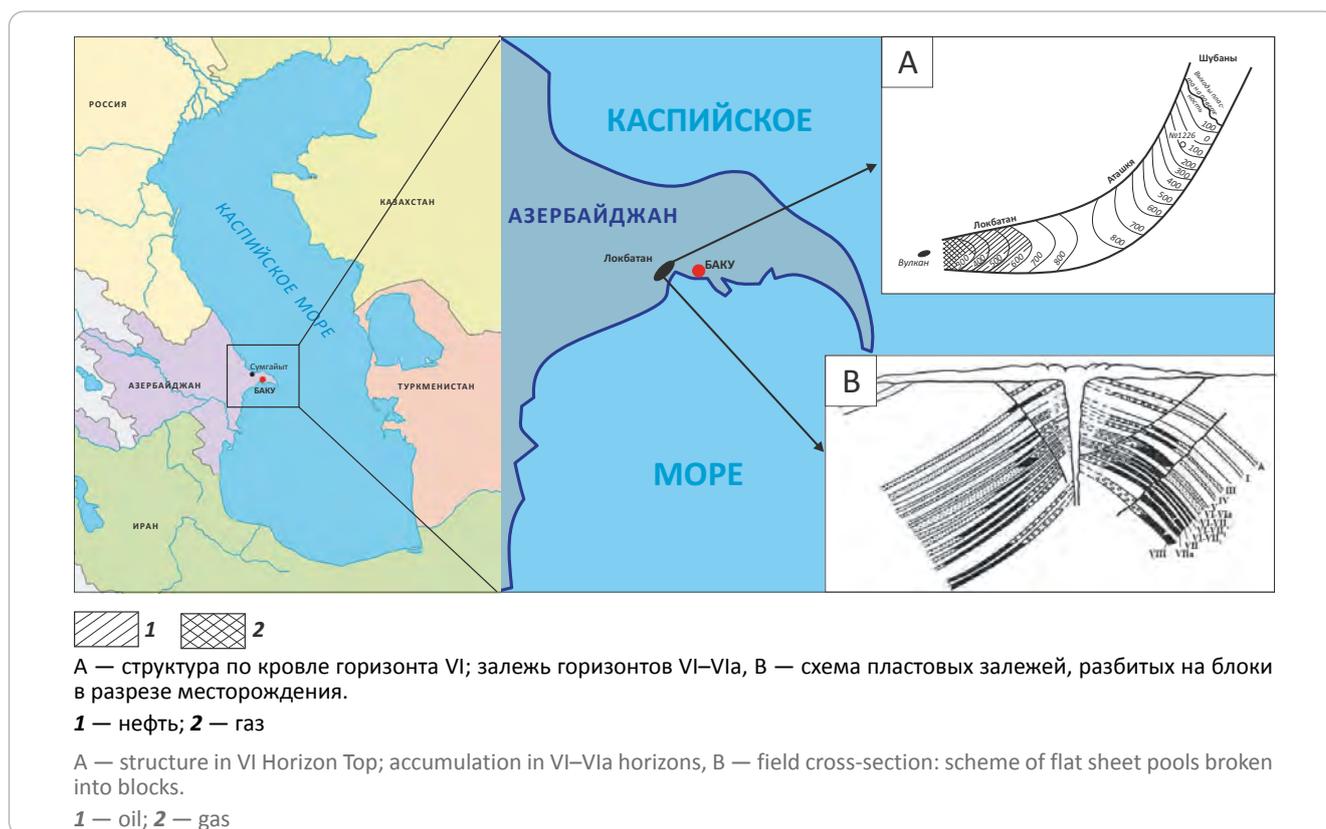


Рис. 2. Схема локации месторождения нефти Локбатан

Fig. 2. Location map of the Lokbatan field



Это поле отделяется от крыльев двумя крупными продольными нарушениями, амплитуда которых непостоянна и колеблется по простиранию от 150 до 550 м. Относительно погруженной частью поля является его локбатанская половина, где в сводовой части на поверхности обнажается подошва сураханской свиты. В сводовой части Аташкинской складки, в Шубанах, наблюдается весь разрез продуктивной толщи до кирмакинской свиты включительно. Шабандаг-Аташкинский хребет является областью питания песков продуктивной толщи

рассматриваемых месторождений атмосферными водами.

В результате разведочных работ на Локбатанской и Аташкинской структурах было установлено [2], что в пределах собственно Локбатанской складки все горизонты от I до VIII нефтеносны и имеют относительно большие газовые шапки, особенно горизонты VII–VIIª и VIII. На месторождении Локбатан наиболее высокопродуктивными оказались горизонты VI–VIª, залегающие на глубине

Рис. 3. Хроматограмма нефти месторождения Локбатан

Fig. 3. Chromatogram of oil from Lokbatan field

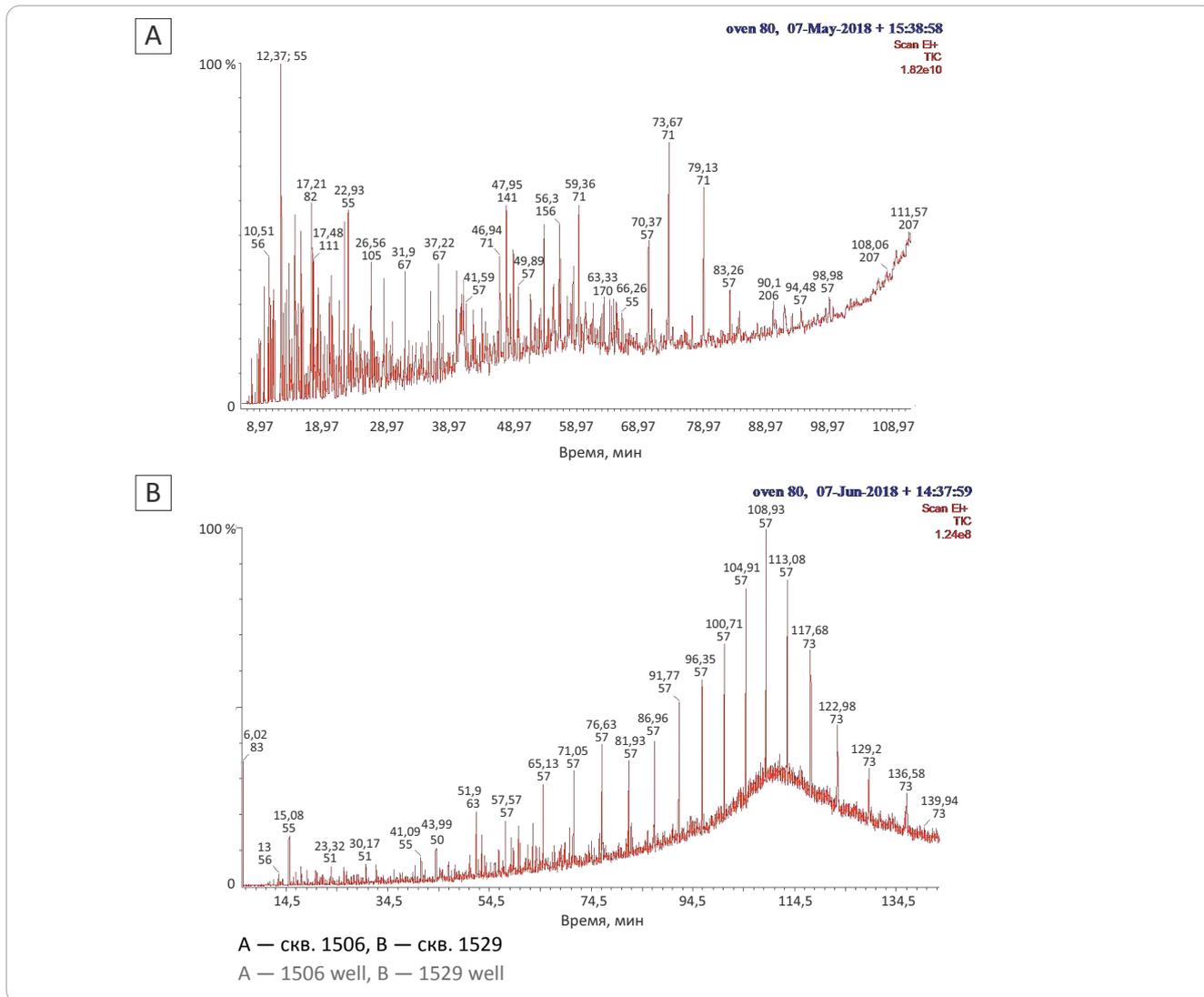


Табл. 1. УВ-состав месторождения Локбатан по данным хромато-масс-спектрометрии

Tab. 1. HC composition of oil in Lokbatan field: data of chromatography-mass spectrometry

Номер скважины	n-алканы, %	Изо-алканы, %	Изо-преноиды, %	Σ алканов	Нафтеновые					Σ нафтенов	Арены			Σ аренов
					моно	би	три	тетра	пента		моно	би	три	
1506	7,91	21,32	0,87	29,23	43,8	6,79	–	–	–	50,29	10,38	8,94	0,87	20,19
1529	44,09	13,04	4,37	57,13	41,01	–	–	–	–	41,01	1,26	0,61	–	1,58

500–700 м (см. рис. 2). Эти горизонты представлены пачкой песков мощностью 60–70 м, состоящей из чередования средне- и крупнозернистых песков с прослоями слабосцементированных песчаников. В песках этих горизонтов встречаются окатанные куски глины. Прослой глины здесь наблюдаются редко, их максимальная мощность достигает 2 м.

При наличии мощной пачки песков горизонтов VI–VIa они разбуривались самостоятельными сетками скважин 75 × 125 м на нижнюю (горизонт VIa) и верхнюю (горизонт VI) части.

Высота залежи горизонтов VI–VIa равна 300 м, в подошве залежь имеет газовую шапку. Начальное пластовое давление достигает 7,7 МПа.

В 1933–1934 гг. разбуривались VI–VIa горизонты. Начальные дебиты скважин составляли от 70 до 200 т/сут.

Аналитические исследования

Исследования нефтей месторождения Локбатан проводились современными инструментальными методами, включающими хромато-масс-спектро-

Табл. 2. Элементный CHNS-анализ проб нефти месторождения Локбатан, %

Tab. 2. CHNS elemental analysis of oil samples from Lokbatan field, %

Номер скважины	C	H	N	S
1111	76,22	10,28	–	0,84
1788	78,62	10,51	–	0,84
1506	77,61	10,59	–	0,84
498	79,97	10,5	–	0,83
333	79,23	10,47	–	0,77
1510	46,82	10,37	–	1,15
1527	63,99	8,54	–	0,74
1490	72,05	9,56	–	0,82
1806	78,62	10,4	–	1,09
1543	73,02	10,15	–	0,84
1529	75,25	10,28	–	0,89
1493	76,02	10,2	–	0,76

метрию, элементный анализ (CHNS/O), совмещенный термический анализ, масс-спектроскопию с индукционно связанной плазмой (ИСП/МС).

Хромато-масс-спектрометрия. Хромато-масс-спектрометрические исследования нефтей проводились на хромато-масс-спектрометре Perkin-Elmer на системе, включающей хромато-масс-спектрометр Clarus 680, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором Clarus SQ8T. Хроматограммы УВ были получены по общему ионному току (TIC) и характеристическим фрагментным ионам (SIR). Идентификацию индивидуальных УВ проводили посредством компьютерного поиска в библиотеке Национального института стандартов NIST-08, по литературным данным и с помощью реконструкции структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе.

Для проведения анализов на хромато-масс-спектрометре чаще всего используются растворители: сернистый углерод CS_2 , хлороформ, четыреххлористый углерод, бензол, толуол, гексан, изооктан и др. Хроматограф снабжен кварцевой капиллярной колонкой длиной 60 м, диаметром 0,25 мм, импрегнированной фазой Rtx-1MS. Газ-носитель — гелий, скорость потока 1 мл/мин. Температура испарителя 300 °С; программирование подъема температуры от 80 до 300 °С со скоростью 2 °С/мин с последующей изотермой в течение 70 мин. Ионизирующее напряжение источника 70 эВ, температура источника 250 °С.

Данные хромато-масс-спектрометрических исследований нефтей месторождения Локбатан скважин 1506 и 1529 приведены на рис. 3, а расчет УВ-состава — в табл. 1.

Для нефти из скв. 1506 подсчитан коэффициент нечетности — CPI = 1,75. Значение CPI от 0,91 до 2,03 указывает на высокое содержание нечетных *n*-алканов, что связано с окислительной обстановкой

осадконакопления, свидетельствующей о зарожении ОВ в мелководном бассейне.

По данным хромато-масс-спектрометрии были определены такие геохимические коэффициенты [3, 4], как терпановый индекс T_9/T_m — отношение более стабильного трисноргеогопана к менее стабильному трисноргопану, определяющему зрелость, условия отложения осадков и характеризующего степень катагенетической преобразованности нефти, в данном случае менее зрелой. Определены индексы: $T_9/T_m = 0,69$; $H_{29}/H_{30} = 0,35$; отношение олеанан/ $H_{30} = 0,48$ показывает, что в состав исходного ОВ входили остатки покрытосеменных растений, отлагавшихся в бассейне (часто дельтовом) не старше мелового возраста. Расчет регулярных стеранов показал следующие отношения: $St_{27}/St_{28}/St_{29} = 26/25/49$, где St_{29} — ситостан, морские водоросли, богатые стеролами ряда St_{29} , также свидетельствующими о преобладании высших наземных растений [5].

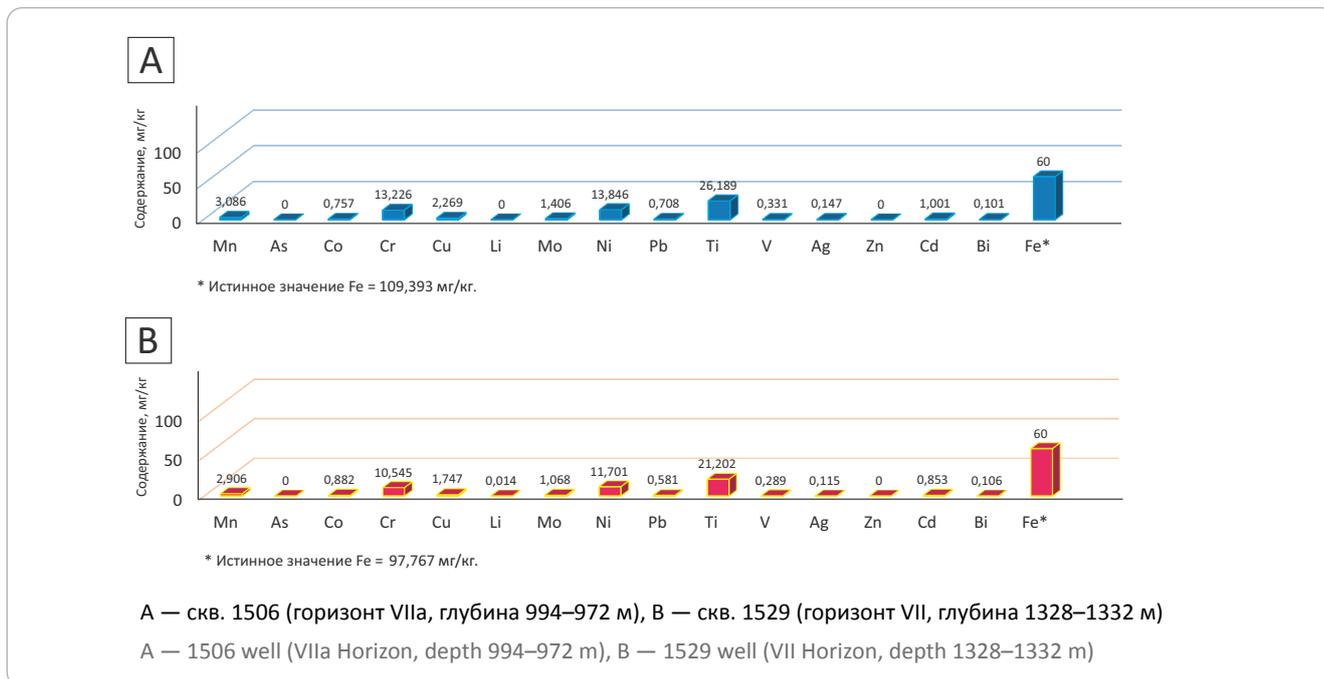
Для нефти из скв. 1529 были рассчитаны коэффициенты изопреноидности $K_i = 0,24$ и нечетности — CPI = 1,12. В пробе отмечено также преобладание *n*-алканов над изоалканами. Показано, что трициклические терпаны от T_{19} до T_{26} отсутствуют; как и в предыдущей пробе присутствует только трициклический терпан T_{30} . В пробе нефти из скв. 1529 месторождения Локбатан, в отличие от пробы нефти из скв. 1506, регулярные стераны не идентифицированы; пимараны отсутствуют.

Элементный CHNS-анализ проб нефти Локбатан. Элементный анализ на углерод и водород основан на беззатратном сжигании органической массы нефтепродукта в токе кислорода до диоксида углерода и воды. Анализ проводился на приборе фирмы Perkin Elmer Series II CHNS/O Analyser 2400 при температуре 850 °С (табл. 2).

Микроэлементный состав (ИСП/МС). Проведена предварительная пробоподготовка нефти для уста-

Рис. 4. Гистограмма микроэлементного состава нефти месторождения Локбатан

Fig. 4. Histogram of trace elements composition in oil of Lokbatan field



новления элементного анализа на масс-спектрометре с индукционно связанной плазмой. Для этого пробы нефти озольались в микроволновой печи BERGHOF. Данные по микроэлементному анализу нефтей представлены на гистограммах (рис. 4).

Совмещенный термический анализ проб нефти месторождения Локбатан. Исследования потенциального фракционного состава проб нефти месторождений Локбатан проводились на синхронном термическом анализаторе STA 6000 фирмы Perkin Elmer в температурном интервале 20–750 °С.

Фракционный состав по данным совмещенного термического анализа представлен термограммами на примере нефтей месторождения Локбатан из скважин 1506 и 1529 (рис. 5), T_1 – T_2 — температурный интервал выхода фракции, $\delta\gamma$, % — потенциальное содержание фракций (табл. 3).

Нагревание такой сложной многокомпонентной системы, как нефть, приводит к последовательному испарению сначала летучих: бензиновой, лигроиновой, керосиновой и газойлевой фракций (Б, Л, К, Г) с интервалами испарения, равными соответственно н. к. — 140; 140–180; 180–240 и 240 °С. Затем следуют парафины и масла (Р + М), смолы и асфальтены (См + Асф). Температуры испарения/окисления компонентов тяжелого остатка определяют по характерным точкам на кривой дифференциальной сканирующей калометрии [6, 7].

Заключение

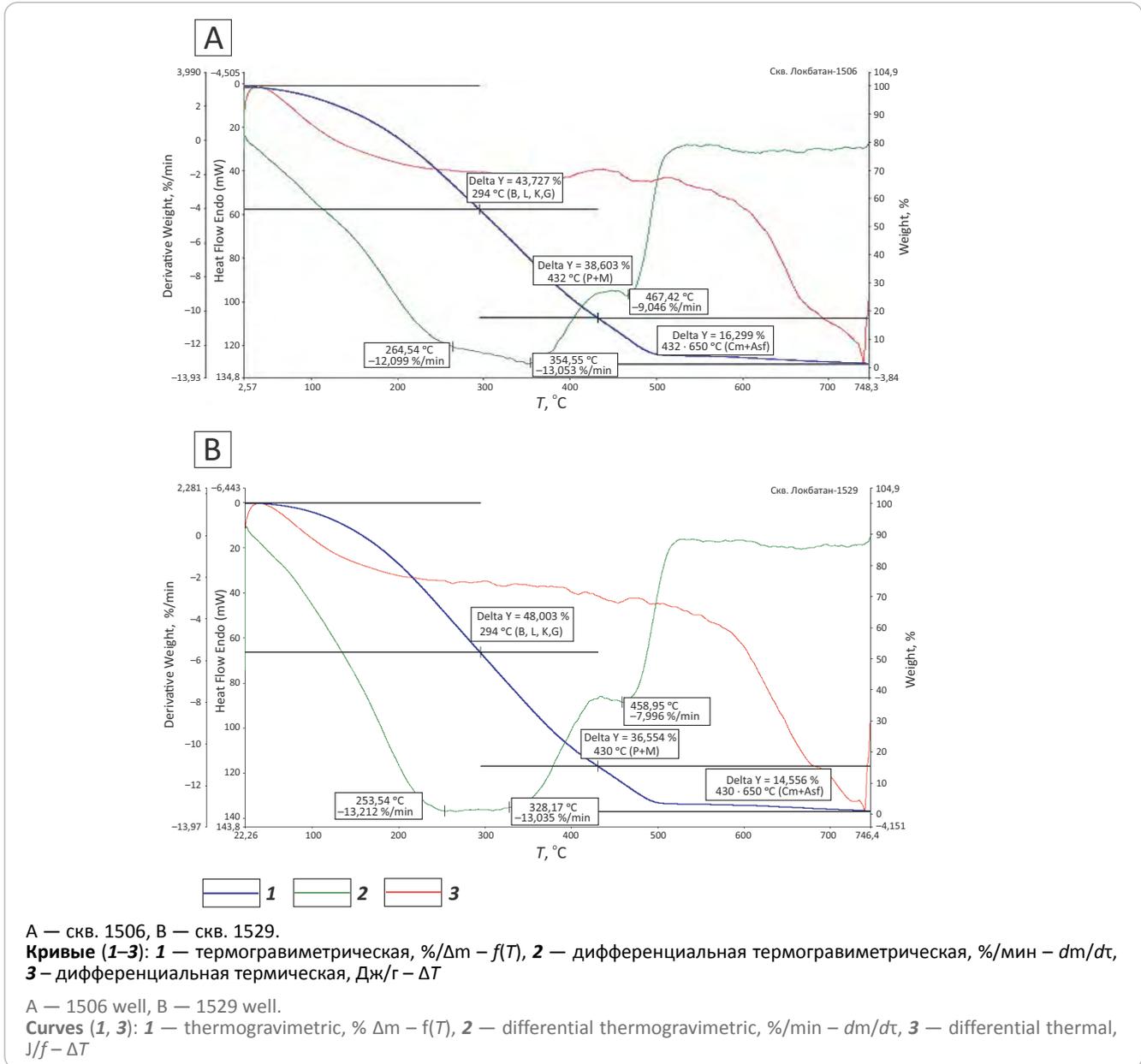
Исследования нефтей месторождения Локбатан современными инструментальными методами анализа позволили сделать следующие выводы.

Судя по УВ-составу, нефть является парафино-нафтеновой с содержанием ароматики \approx 13–20 %. Проба нефти из скв. 1506 (глубина 872 м, горизонт VIII) содержит вдвое меньше алканов, а *n*-алканов — в 5 раз меньше, что свидетельствует о биодегградации нефти; в пробе отсутствуют Pr и Ph, что характерно для генезиса нефти в прибрежной зоне. В нефти из скв. 1529 (глубина 1328 м, горизонт VII) отношение Pr/Ph = 1,35 свидетельствует о большом вкладе наземной растительности и сапропелево-гумусовом генезисе нефти. Подтверждением данных заключений является максимальное содержание УВ C_{25} : в пробе нефти скв. 1529 — 4,67 % и в пробе нефти из скв. 1506 — 1,78 %. Значение CPI, близкое к 1, указывает на зрелую нефть (скв. 1529), CPI = 1,75 (скв. 1506) — низкую зрелость, нефть биодегградирована. Значение CPI от 0,91 до 2,03 указывает на высокое содержание нечетных *n*-алканов, что связано с окислительной обстановкой осадконакопления, свидетельствующей о зарождении ОБ в мелководном бассейне.

В обеих пробах отмечается отсутствие трициклических терпанов T_{19} – T_{26} , эти УВ характеризуют бассейн седиментации и определяют источник ОБ. Судя по олеанановому индексу, остатки покрытосеменных растений, отлагавшихся в бассейне (часто дельтовом), не старше мелового возраста.

Наблюдается большой разброс содержания пентациклических терпанов $C_{30}H_{52}$ — гопанов: в скв. 1506 — 25,1 % и в скв. 1529 — 3,19 %. В нефти скв. 1506 при сопоставлении с нефтью из скв. 1529 наблюдается двухкратное преобладание стерана C_{29} , отвечающего за высшую наземную растительность. Все анализируемые пробы нефти место-


Рис. 5. Термограмма нефти месторождения Локбатан

Fig. 5. Thermogram of oil from the Lokbatan field

Табл. 3. Потенциальный фракционный состав нефтей месторождения Локбатан, %

Tab. 3. Possible fractional composition of oil from Lokbatan field, %

Номер скважины	Б, Л, К, Г	P + M	Cm + Asf
1788	68,796	18,493	11,331
1493	43,828	32,075	22,928
1806	38,166	40,467	19,812
1543	51,131	34,811	13,46
1529	48,003	36,554	14,556
1510	38,456 (H ₂ O ≈ 45,296)	10,632	4,505
1506	43,727	38,603	16,299
1498	43,916	35,666	19,12
1490	38,425	41,012	19,651
333	51,131	29,884	15,898
1111	42,219	38,42	16,127

рождения Локбатан являются железистыми; предложен концентрационный ряд микроэлементов, содержащихся в исследуемых пробах нефти:

Fe > Ti > Ni > Cr > Mn > Cu > Mo > Pb > V > Cd > Vi > Ag > Li.

Преобладающими микроэлементами в пробах, помимо железа, являются титан и никель; содержание (мг/кг) Fe во всех пробах нефти находится в пределах 83,374–187,723; Ti ≈ 21,202–27,337; Ni ≈ 11,701–42,263; Cr ≈ 10,545–14,028; Mn ≈ 2,230–3,638; Cu ≈ 1,554–3,452.

Литература

1. Гулиев И.С., Алиев Ад.А., Бабаев Ф.Р. Геохимическая характеристика нефтей месторождений Южно-Каспийской впадины // Геология нефти и газа. – 2012. – № 4. – С.79–83.
2. Жемерев В.С. Изменение характера вод в процессе эксплуатации нефтяных горизонтов в Локбатане // Геология нефти – 1958. – № 11. – С.45–50.
3. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Углеводороды нефти и их анализ методом газовой хроматографии. М. : Москва-Пресс, 2010. – 240 с.
4. Мартынова Г.С., Максакова О.П., Агаева Э.Т., Ханбутаева З.С. Структура биомаркеров. Основные геохимические показатели нефти. Учебное пособие. – Баку: Изд-во Элм, 2018. – 127 с.
5. Петров Ал.А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России // Нефтехимия. – 1995. – Т. 35. – № 1. – С. 25–35.
6. Шишкин Ю.Л. Абсолютная сканирующая калориметрия в химии нефти. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 119 с.
7. Shishkin Yu.L. Fractional and component analysis of crude oils by the method of dynamic microdistillation — differential scanning calorimetry coupled with thermogravimetry // Thermochemica Asta. – 2006. – V. 441. – № 2. – p. 162–167.

References

1. Guliev I.S., Aliev Ad.A., Babaev F.R. Geochemical characteristics of oils of South-Caspian depression deposits. *Geologiya nefiti i gaza*. 2012;(4):79–83. In Russ.
2. Jemerev V.S. The changes of the character of waters by development of the oil bearing horizons in Lokbatan. *Geologiya nefiti*. 1958;(11): 45–50. In Russ.
3. Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N. Uglevodorody nefiti i ikh analiz metodom gazovoi khromatografii [Oil hydrocarbons and their analysis using gas chromatography]. M. : Moskva-Press; 2010. 240 p. In Russ.
4. Martynova G.S., Maksakova O.P., Agaeva E.T., Khanbutaeva Z.S. Struktura biomarkerov. Osnovnye geokhimicheskie pokazateli nefiti. Uchebnoe posobie [Structure of biomarkers. Main geochemical indices of oil. Tutorial]. Baku : Izd-vo Elm; 2018. 127 p. In Russ.
5. Petrov Al.A. Biometki i geokhimicheskie usloviya obrazovaniya neftei Rossii [Biomarkers and geochemical settings of oil generation in Russia]. *Neftekhimiya*. 1995;35(1):25–35. In Russ.
6. Shishkin Yu.L. Absolyutnaya skaniruyushchaya kolorimetriya v khimii nefiti [Differential Scanning Calorimetry in petroleum chemistry]. LAP LAMBERT Academic Publishing; 2012. 119 p. In Russ.
7. Shishkin Yu.L. Fractional and component analysis of crude oils by the method of dynamic microdistillation — differential scanning calorimetry coupled with thermogravimetry. *Thermochemica Asta*. 2006;441(2):162–167.

Информация об авторах

Мартынова Галина Сергеевна

Доктор физико-математических наук,
заведующая лабораторией

Институт геологии и геофизики
НАН Азербайджана,

AZ1143 Баку, пр. Г. Джавида, д. 119

e-mail: martgs@rambler.ru

Максакова Ольга Петровна

Старший научный сотрудник

Институт геологии и геофизики
НАН Азербайджана,

AZ1143 Баку, пр. Г. Джавида, д. 119

e-mail: olya4747@mail.ru

Information about authors

Galina S. Martynova

Doctor of Physical and Mathematical Sciences,
Head of laboratory

Institute of Geology and Geophysics
of Azerbaijan National Academy of Sciences,

119, pr. G. Dzhavida, Baku, AZ1143, Azerbaijan

e-mail: martgs@rambler.ru

Olga P. Maksakova

Senior Researcher

Institute of Geology and Geophysics
of Azerbaijan National Academy of Sciences,

119, pr. G. Dzhavida, Baku, AZ1143, Azerbaijan

e-mail: olya4747@mail.ru

Нанаджанова Рахила Гюльали гызы

Старший научный сотрудник лаборатории

Институт геологии и геофизики
НАН Азербайджана

AZ1143 Баку, пр. Г. Джавида, д. 119

e-mail: raxile_skorpion@inbox.ru

Велиметова Наида Искендер гызы

Инженер лаборатории

Институт геологии и геофизики
НАН Азербайджана

AZ1143 Баку, пр. Г. Джавида, д. 119

e-mail: v.naida.v@gmail.com

Rakhilya G. Nanadzhanova

Senior researcher of laboratory

Institute of Geology and Geophysics
of Azerbaijan National Academy of Sciences,

119, pr. G. Dzhavida, Baku, AZ1143, Azerbaijan

e-mail: raxile_skorpion@inbox.ru

Naida Iskender gyzy Velimetova

Engineer of laboratory

Institute of Geology and Geophysics
of Azerbaijan National Academy of Sciences,

119, pr. G. Dzhavida, Baku, AZ1143, Azerbaijan

e-mail: v.naida.v@gmail.com