



Состав углеводородов-биомаркеров битумоидов разновозрастных месторождений Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций

Л. Х. Галиахметова, Р. А. Маркелов, Р. Э. Мухаматдинова, И. И. Мухаматдинов, А. В. Вахин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
gal-lilia@mail.ru

Приводятся результаты изучения углеводородов-биомаркеров в битумоидах, выделенных из пород эйфельского яруса среднего девона Ярегского месторождения, и пермокаменноугольных отложений Усинского месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, а также в битумоидах, выделенных из пород уфимского яруса верхней перми Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, комплексом геохимических исследований. Группа изученных биомаркеров включает в себя нормальные и изопренOIDные алканы, ароматические соединения, циклические изопреноиды – стераны, тритерпаны. Рассмотрены основные геохимические параметры, полученные по парафиновым, ароматическим, стерановым и гопановым углеводородам. Сравнительный анализ показал сходные условия осадконакопления и однотипность исходного органического вещества изученных объектов, что позволило предположить морское происхождение исходного органического вещества рассмотренных месторождений, которое накапливалось и претерпевало диагенетическое преобразование в восстановительной обстановке. Термическая зрелость органического вещества соответствует главной фазе нефтеобразования.

Ключевые слова: битумоид, хемофоссилии, биомаркеры, гопаны, стераны, углеводороды

Composition of hydrocarbons-biomarkers of bitumoids of different-aged deposits of the Timan-Pechora and Volga-Ural oil and gas provinces

L. Kh. Galiakhmetova, R. A. Markelov, R. E. Mukhamatdinova, I. I. Mukhamatdinov, A. V. Vakhin

Kazan Federal University, Kazan, Russia

The study presents the results of hydrocarbon biomarker analysis in bitumoids extracted from Middle Devonian Eifelian rocks of the Yarega field and Permian-Carboniferous deposits of the Usinsk field in the Timan-Pechora petroleum province. It also examines bitumoids from Upper Permian Ufimian rocks of the Ashalcha and Mordovo-Karmal fields in the Volga-Ural petroleum province using a comprehensive geochemical approach. The analyzed biomarker group includes normal and isoprenoid alkanes, aromatic compounds, and cyclic isoprenoids such as steranes and triterpanes. Key geochemical parameters were determined on the basis of paraffinic, aromatic, sterane, and hopane hydrocarbons. A comparative analysis revealed similar sedimentary environments and a consistent type of original organic matter across the studied deposits. This suggests a marine origin of the original organic material, which accumulated and underwent diagenetic transformation under reducing conditions. The thermal maturity of the organic matter corresponds to the main phase of oil generation.

Keywords: bitumoid, chemofossils, biomarkers, hopanes, steranes, hydrocarbons

Введение

В последнее время в нефтяной промышленности наблюдается стойкий интерес к нетрадиционным источникам углеводородного сырья – тяжелым высоковязким нефтям и природным битумам, что обусловлено, с одной стороны, истощением запасов традиционных залежей нефти, а с другой – внушительными объемами разведанных запасов нетрадиционного УВ-сырья (Бахтизина, 2013; Калмыков и др., 2017). Относительно небольшая глубина залегания залежей природных битумов делает их разработку еще более привлекательной.

Важнейшими критериями оценки перспектив нефтебитуминозности территории служат условия образования месторождений горючих полезных ископаемых, в том числе природных битумов (Успенский

и др., 2008). При реконструкции условий формирования нафтидов существенная роль отводится составу и распределению молекул-биомаркеров, унаследовавших в каустобиолитах основные черты строения исходных биологических веществ (Баженова и др., 2004; Каширцев, 2003).

Нефть и экстракти горных пород являются одними из самых сложных смесей в природе, и стремление понять их состав подталкивает исследователей изучать его на молекулярном уровне. Благодаря новейшему оборудованию были достигнуты идентификация и количественное определение всех основных и второстепенных видов углеводородов в геологических образцах, а также множества следовых компонентов (Walters et al., 2018). Многие из этих соединений являются биомаркерами – соединениями, которые сохра-

Для цитирования: Галиахметова Л.Х., Маркелов Р.А., Мухаматдинова Р.Э., Мухаматдинов И.И., Вахин А. В. Состав углеводородов-биомаркеров битумоидов разновозрастных месторождений Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций // Вестник геонаук. 2025. 3(363). С. 3–10. DOI: 10.19110/geom.2025.3.1

For citation: Galiakhmetova L. Kh., Markelov R. A., Mukhamatdinova R. E., Mukhamatdinov I. I., Vakhin A. V. Composition of hydrocarbons-biomarkers of bitumoids of different-aged deposits of the Timan-Pechora and Volga-Ural oil and gas provinces. Vestnik of Geosciences, 2025, 3(363), pp. 3–10, DOI: 10.19110/geom.2025.3.1



нили достаточную структурную информацию для корреляции с одним или несколькими биологическими предшественниками (например, терпеноиды, стероны и стероиды), которые широко используются для характеристики биотического поступления, условий осадконакопления, термической зрелости, процессов изменения и корреляций (Peters et al., 2005). Для обнаружения и характеристики биомаркеров на уровне мг/л и ниже широко используются методы газовой хроматомасс-спектрометрии (GX-MC) (Gil, 2005; Richard et al., 2006; Solevic et al., 2008).

В данной работе представлены результаты изучения биомаркерных углеводородов насыщенных и ароматических фракций битумоидов Ярегского и Усинского месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, а также Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Группа изученных хемофоссилий включает в себя нормальные и изопреноидные алканы, ароматические соединения, циклические изопреноиды — стераны, тритерпаны, которые могут нести информацию об исходном материнском веществе нефти.

Изучение и сравнительный анализ состава насыщенных и ароматических биомаркеров стеранового и гопанового рядов битумоидов различных месторождений двух крупных нефтегазоносных провинций России проводился для реконструкции условий осадконакопления, для определения диагностических обстановок и степени катагенетической преобразованности и зрелости органического вещества.

Для Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций основными нефтематеринскими породами считаются битуминозные глинистые, глинисто-кремнистые известняки и доломиты доманиковой формации, которые протягиваются широкой полосой вдоль Уральской складчатой системы (Заграновская и др., 2021). Многие исследователи отмечают большое сходство доманиковых пород Урала, Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов по литологии, геохимии и палеоэкологии фауны, что свидетельствует о единой доманиковой фации, образовавшейся в схожих условиях (Завьялова и др., 2018; Кирюхина и др., 2013). Вышележащие коллекторы различного возраста и литологического состава через транзитные толщи могли стать резервуаром для мигрировавших углеводородов, генерированных доманиковыми нефтегазоматеринскими толщами (Аверьянова, 2016).

Материалы и методы

Объекты исследований

Объектами исследований послужили образцы керна, отобранные из нефтебитуминозных осадочных пород Ярегского, Усинского месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Ашальчинского, Мордово-Кармальского месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Образец 1, представленный кварцевым песчаником с незначительным содержанием мусковита и каолинита, отобран на Лыаельской площади Ярегского месторождения с интервала глубины 184–186 м. Ярегское нефтяное месторождение Тимано-Печорской провинции, открытое в 1932 году, расположено в пределах Восточно-Тиманского мегавала и приурочено к

крупной брахиантиклинали юго-восточного погружения Тимана, которая является наиболее гипсометрически приподнятой структурой Тимано-Печорской провинции. Нефтеносные отложения пласта III эйфельского яруса мощностью 30 м, представленные кварцевыми песчаниками, непосредственно залегают на рифейских метаморфических сланцах и перекрываются туффито-диабазовой толщей мощностью около 40 м. Пласт содержит значительную залежь очень вязкой и тяжелой нефти (0.933–0.947 г/см³). Небольшие глубины залегания, составляющие 120–160 м в своде структуры и 200–250 м на погружениях, позволили разрабатывать залежь термошахтным способом.

Образец 2, представленный органогенно-обломочным известняком, отобран из Усинского месторождения с интервала глубины 1303–1306 м. Усинское нефтяное месторождение Тимано-Печорской провинции, открытое в 1963 году, относится к одноимённой антиклинальной структуре, осложняющей южную часть Колвинского мегавала — самой восточной структуры второго порядка в пределах Печоро-Колвинского авлакогена. Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения относится к числу самых крупных и является одним из наиболее сложных объектов. Залежь находится на глубине 1100–1500 м и содержит тяжелую нефть плотностью от 0.954 до 0.968 г/см³ в карбонатах трещинно-кавернозно-порового типа нижней перми, верхнего и среднего карбона. Залежь сводовая массивная, покрышкой является толща верхнепермских алевролитов, аргиллитов и глин.

Образец 3, представленный средне- и мелкозернистым песчаником, отобран из Ашальчинского месторождения с интервала глубины 69–84 м. Ашальчинское месторождение природных битумов Волго-Уральской провинции, открытое в 1960 году, приурочено к брахиантиклинальной структуре северо-западного простирания, расположенной на западном склоне Южно-Татарского свода в пределах Черемшано-Ямашинской структурной зоны второго порядка. Основная залежь битумов связана с верхней песчаной пачкой уфимского яруса верхней перми, слагающей ядро Ашальчинской антиклинали. Битумы Ашальчинского месторождения характеризуются высокими значениями плотности (от 951 до 1070 кг/м³) и вязкости (до 44027 мПа×с), имеют в своем составе значительное количество гетероатомов, основную часть которых составляет сера. При разработке залежи используется парогравитационная технология воздействия через парные горизонтальные скважины.

Образец 4, представленный слабосцементированным песчаником, отобран из Мордово-Кармальского месторождения с интервала глубины 87.5–100.5 м. Мордово-Кармальское месторождение природных битумов Волго-Уральской провинции, открытое в 1970 году, расположено в пределах западного склона Южно-Татарского свода, в юго-восточной части Черемшано-Ямашинской структурной зоны второго порядка. Промышленно-битуминозными являются отложения уфимского яруса верхней перми, литологически представленные рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками. Природные битумы Мордово-Кармальского месторождения характеризуются высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ и серы.



Далее по тексту под образцами 1, 2, 3 и 4 подразумеваются образцы, отобранные из Яргского, Усинского, Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений соответственно.

Методы исследований

Битумоиды извлекали из породы методом горячей экстракции в аппарате Сокслета с использованием следующих растворителей, отличающихся различной полярностью: хлороформ, бензол, изопропиловый спирт в соотношении 1:1:1.

Компонентный состав экстрактов определялся методом SARA-анализа согласно методике ASTM D 4124-09 и ГОСТ 32269-2013. Асфальтены осаждались под действием 40-кратного количества алифатического растворителя — гексана. Мальтены разделялись на фракции при помощи стеклянной хроматографической колонки, заполненной прокаленным при 450 °C оксидом алюминия. Разделение на фракции насыщенных, ароматических углеводородов и смол производилось последовательным элюированием подходящими растворителями. Растворение насыщенных углеводородов осуществлялось н-гексаном, ароматических углеводородов — толуолом, а смолы смывались с адсорбента смесью из толуола и метанола в соотношении 3:1.

ГХ-МС-анализ фракций насыщенных и ароматических углеводородов исследованных образцов проводился на хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.2» («Хроматэк», Йошкар-Ола, Россия) с масс-спектрометрическим детектором 214.2.840.083-10 (источник ионов ADVIS) с использованием компьютерной обработки данных по полному ионному току, а также по ионам m/z 57 для алканов, m/z 191 — для гопанов, m/z 217–218 — для стеранов; m/z 178, 192, 206 — для фенантренов, m/z 184, 198 — для дибензотиофенов. Использована капиллярная колонка CR-5ms (длина 30 м, внутренний диаметр 0.25 мм, толщина неподвижной фазы 0.25 мкм, газ-носитель — гелий). Хроматографирование осуществляли в режиме линейного программирования от 100 до 310 °C. Режим работы масс-спектрометра: энергия ионизации 70 эВ, температура источника ионов 270 °C, сканирование в диапазоне 50–500 Да со скоростью 0.2 скан/с. Затем выполнялась компьютерная реконструкция хроматограмм по характерным для различных групп УВ осколочным ионам. Идентификация отдельных углеводородных соединений производилась на базе библиотеки NIST, а также с помощью литературных данных. Относительную распространенность каждого отдельного соединения оценивали как отношение его содержания к суммарному содержанию всех идентифицированных соединений.

Результаты и обсуждение

Выход хлороформенного битумоида образца 1 составил 11.2 %, образца 2 — 7.1 %, образца 3 — 10.9 % и образца 4 — 9.4 %. Полученные после экстракции битумоиды были разделены на 4 фракции с помощью SARA-анализа, результаты которого представлены в табл. 1. По компонентному составу битумоиды изученных месторождений относятся к ароматико-смешанному типу (классификации Б. Тиссо и Д. Вельте) (Баженова и др., 2004).

Далее полученные с помощью SARA-анализа насыщенные и ароматические фракции были проанализированы методом газовой хромато-масс-спектрометрии. На рис. 1, а и 2 представлены хроматограммы насыщенных фракций исследуемых образцов и относительное содержание идентифицированных соединений соответственно. В насыщенной фракции образца 1 преобладают моно-, ди- и полициклические алканы, что подтверждается сильно выраженным нафтено-ным горбом, также в небольшом количестве присутствуют алканы нормального и изопренOIDного строения. В образце 2 преобладают циклические алканы, в особенности гопановые углеводороды, алканы содержатся в значительно меньшем количестве. Хроматограмма образца 3 представлена в основном алканами нормального и изопренOIDного строения, также присутствуют моноциклоаны и гопановые УВ. В насыщенной фракции образца 4 преобладают алканы изопренOIDного строения (относительное содержание более 60 %), н-алканы содержатся в значительно меньшем количестве: алканов состава C_{20} – C_{36} больше, чем алканов с более короткой цепью.

На рис. 1, б и 3 представлены хроматограммы ароматических фракций исследуемых образцов и относительное содержание идентифицированных соединений соответственно. Состав ароматической фракции исследованных образцов значительно отличается по содержанию в них различных групп соединений. Так, в ароматической фракции образца 1 преобладают фенантрены и гидрофенантрены — более 46 %, а также серосодержащие углеводороды, представленные алкилбензотиофенами и алкилдибензотиофенами. Алкилбензолы и нафталиновые углеводороды в данном образце идентифицированы в небольшом количестве. В образце 2 относительное содержание алкилбензолов также низкое, наибольшее содержание приходится на алкилнафталины и алкилтетралины — более 45 %, также присутствуют фенантреновые и серосодержащие ароматические УВ. Ароматическая фракция образцов 3 и 4 представлена преимущественно серосодержащими ароматическими соединениями (более 42 и 35 % соответственно), такими как алкилбензо- и алкилдибензотиофены, алкилнафтотиофены, также были идентифицированы алкилбензолы (более 28 и 35 % соответственно), нафталиновые УВ и около 10 % фенантреновых УВ. Полученные данные расширяют представление о составе исследованных образцов и будут способствовать улучшению понимания механизма формирования залежей нефти.

В таблице 1 представлены геохимические характеристики ОВ исследуемых образцов.

Биомаркерные соотношения насыщенных УВ. По отношению пристана и фитана (Pr/Ph) можно предположить, что ОВ всех образцов генерировалось в морской среде при восстановительных условиях. Коэффициент изопренOIDности ($K_{изо}$) также подтверждает морской генезис ОВ для образцов 2 и 3, для образцов 1 и 4 данное значение существенно выше, причиной этому может быть незрелость ОВ.

Коэффициент нечетности (CPI) соответствует числовому представлению преобладания «четных» н-алканов над «нечетными» в конкретном диапазоне углеродной цепи и может использоваться как параметр зрелости при очевидном преобладании «четных» над



«нечетными» н-алканами. Для исследуемых образцов CPI определялся по следующей формуле (Peters et al., 2005):

$$CPI = \frac{2 \cdot (C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29})}{C_{22} + 2 \cdot (C_{24} + C_{26} + C_{28}) + C_{30}}.$$

С увеличением зрелости коэффициент CPI стремится к единице. Данный показатель для образца 1 равен 1.41, что также может служить признаком незрелости ОВ.

Индекс TAR (terrigenous/aquatic ratio) показывает соотношение алканов с длиной цепи C_{27} — C_{31} к алканам с более короткой цепью состава C_{15} — C_{19} . С помо-

щью данного индекса можно установить генезис исходного ОВ: для морского ОВ значение TAR < 1.

На рис. 4 представлена диаграмма соотношений биомаркерных углеводородов насыщенной фракции. Значения биомаркерных соотношений для образцов 2 и 3 очень близки и совпадают в некоторых точках. Для образцов 1—3 значение индекса TAR меньше единицы, что совместно с низкими значениями Pr/Ph подтверждает морской генезис исходного ОВ. В насыщенной фракции образца 4 были обнаружены парафины, и следовательно, значения TAR = 2.76, что может свидетельствовать о вкладе высших растений в формирование органического вещества исследуемого образца.

Таблица 1. Характеристика битумоидов по данным хромато-масс-спектрометрии, экстракции и SARA-анализа
Table 1. Characteristics of bitumoids according to chromatograph mass spectrometry, extraction and SARA analysis

Биомаркерные соотношения / Biomarker ratios	Характеристики Features	Номер образца (название месторождения) Sample number (deposit)			
		1 (Яргское Yaregskoe)	2 (Усинское Usinskoe)	3 (Ашальчинское Ashaltchinskoe)	4 (Мордово- Кармальское Mordovo-Karmalskoe)
парафиновых УВ of paraffinic hydrocarbons	Pr/Ph	1.46	0.48	0.48	0.68
	Pr/C ₁₇	7.01	0.56	0.47	3.36
	Ph/C ₁₈	5.23	0.97	0.94	5.62
	K _{н30}	6.16	0.78	0.74	4.42
	CPI	1.41	1.02	1.04	0.94
	TAR	0.54	0.85	0.92	2.76
ароматических УВ of aromatic hydrocarbons	DBT/P	0.05	0.63	1.88	1.36
	4-MDBT/P	0.05	0.80	3.45	5.84
	MPI-I	0.48	0.54	0.81	0.66
	Rc	0.69	0.72	0.89	0.80
стерановых УВ of sterane hydrocarbons	$\alpha\beta\beta$ -стераны / steranes C ₂₇ :C ₂₈ :C ₂₉	30:22:48	31:19:50	32:19:49	33:17:50
	C ₂₉ $\beta\beta$ (20S + 20R)/ C ₂₉ $\alpha\alpha$ 20R	4.40	3.90	3.80	3.91
	стераны/прегнаны Steranes/pregnanes	8.72	5.42	6.04	6.04
	DIA/REG	0.12	0.12	0.07	0.07
	стераны/терпаны Steranes/terpanes	0.40	0.24	0.20	0.09
гопановых УВ of hopane hydrocarbons	Ts/Tm	2.32	3.28	3.19	3.22
	Ts/(Ts + Tm)	0.70	0.77	0.76	0.76
	C ₂₉ /C ₃₀	0.73	0.84	1.35	1.40
	31S/(31S + R)	0.61	0.57	0.57	0.57
	C ₃₅ /C ₃₄	0.67	0.67	1.10	1.05
Выход битумоида, мас. % / Bitumen yield, wt. %		11.20	7.13	10.91	9.4
Групповой состав, % Group composition, %	насыщенные УВ Saturated HC	40.70	44.10	20.10	29.51
	ароматические УВ Aromatic HC	28.40	29.50	32.70	31.83
	смолы / Resins	27.30	19.10	35.30	32.97
	асфальтены Asphaltenes	3.6	7.4	11.9	5.69

Примечание / Note: K_{н30} = (Pr + Ph)/(C₁₇ + C₁₈); TAR = (C₁₇ + C₁₈ + C₁₉)/(C₂₆ + C₂₇ + C₂₈);
MPI-I = 1.5 × (2MP + 3MP)/(P + 1MP + 9MP); Rc = 0.60*(MPI-I) + 0.40.

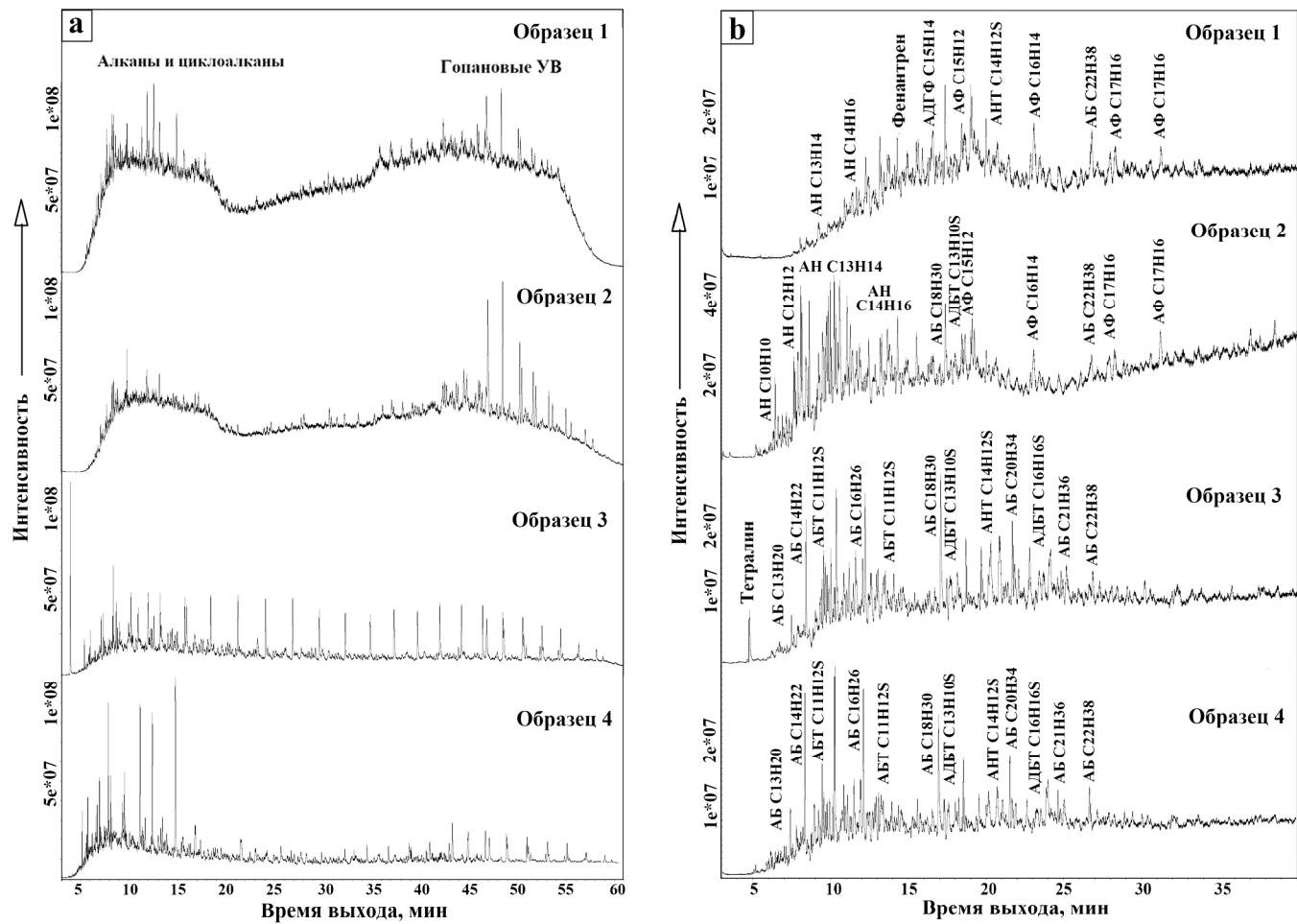


Рис. 1. Хроматограммы насыщенной (а) и ароматической (б) фракций (АБ – алкилбензолы, АН – алкилнафталины, АБТ – алкилбензотиофены, АДБТ – алкилдibenзотиофены, АНТ – алкилнафтотиофены, АФ – алкилфенантрены, АДГФ – алкилдигидрофенантрены)

Fig. 1. Chromatograms of saturated (a) and aromatic (b) fractions (АБ – alkylbenzenes, АН – alkylnaphthalenes, АБТ – alkylbenzothiophenes, АДБТ – alkylidibenzothiophenes, АНТ – alkynaphthothiophenes, АФ – alkylphenanthrenes, АДГФ – alkyl-dihydrophenanthrenes)

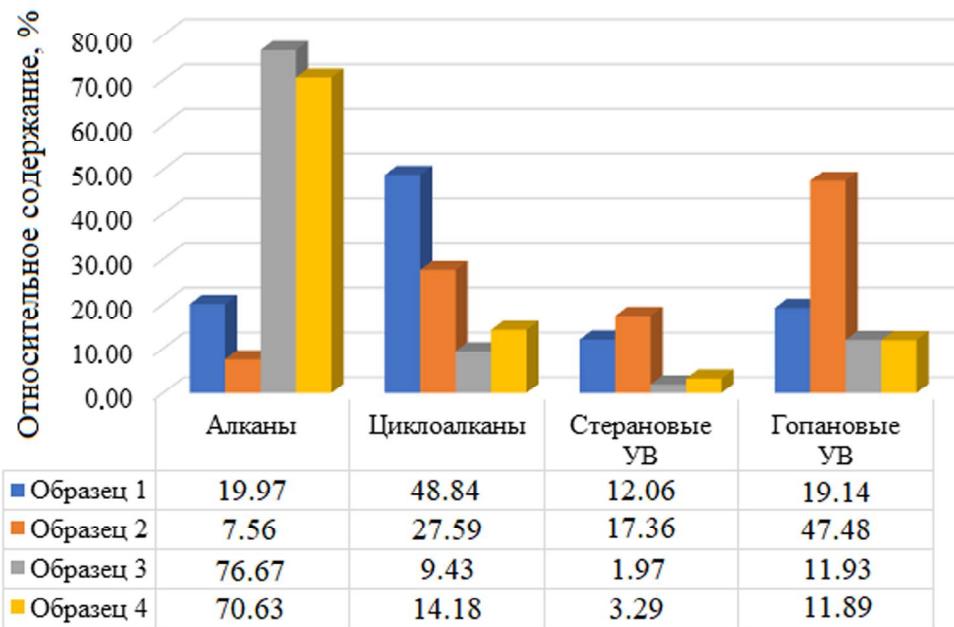


Рис. 2. Относительное содержание идентифицированных соединений в насыщенной фракции, %

Fig. 2. Relative content of identified compounds in the saturated fraction, %

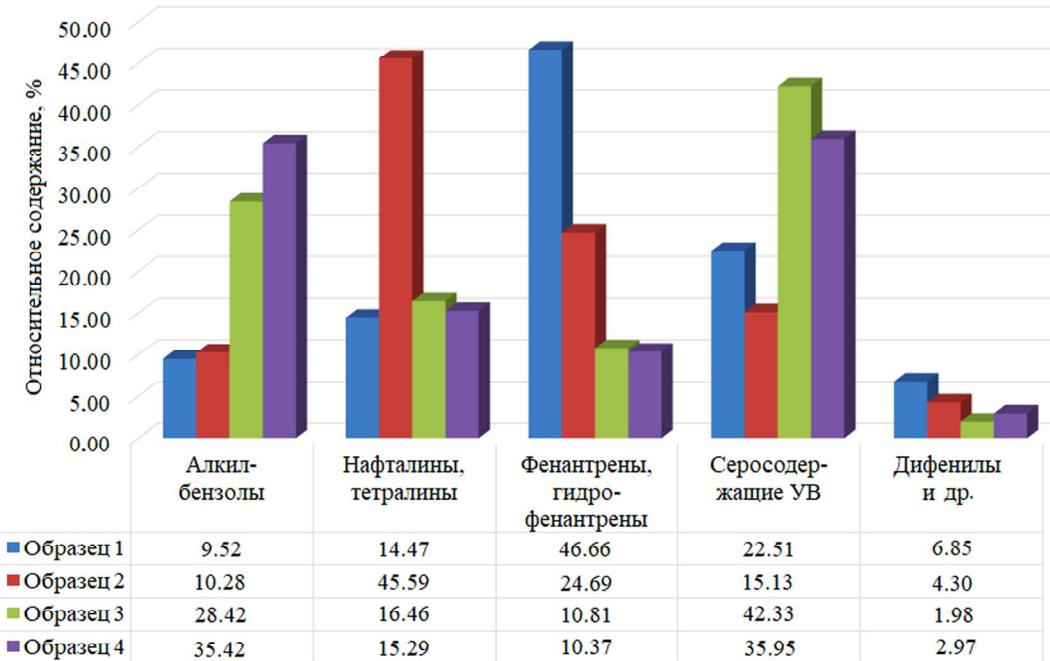


Рис. 3. Относительное содержание идентифицированных соединений в ароматической фракции, %

Fig. 3. Relative content of identified compounds in the aromatic fraction, %

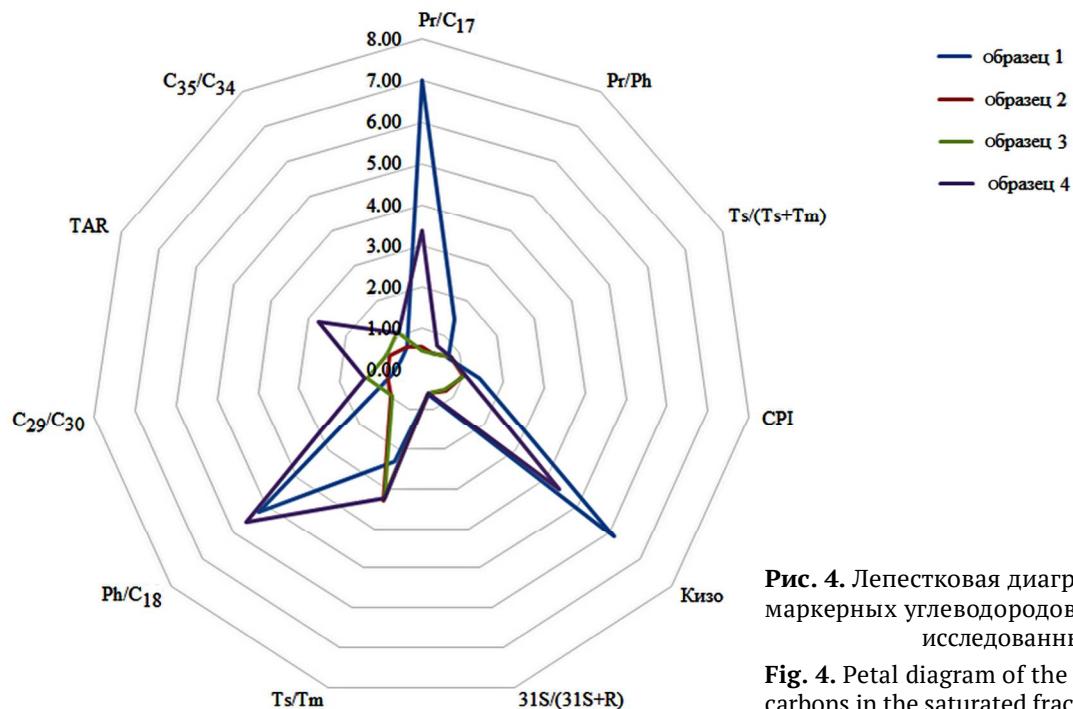


Рис. 4. Лепестковая диаграмма соотношений биомаркерных углеводородов в насыщенной фракции исследованных образцов

Fig. 4. Petal diagram of the ratios of biomarker hydrocarbons in the saturated fraction of the studied samples

Биомаркерные соотношения стеранов и гопанов. Гопаны идентифицированы на хроматограммах всех образцов, пики с высокой интенсивностью соответствуют адиантану C₂₉ и гопану C₃₀. Для всех образцов значения соотношений гопанов совпадают или отличаются незначительно (рис. 4). Так, в образцах 3 и 4 адиантана (C₂₉) по относительному содержанию больше, чем гопана (C₃₀), что свидетельствует о присутствии богатых органикой карбонатов в генерирующей породе. Также наблюдается преобладание гомогопана C₃₅ над C₃₄, это может быть признаком окислительных условий осадконакопления. Соотношения

18 α H-22,29,30-триисорнеогопана к 17 α H-22,29,30-триисоргопану — Ts/Tm и Ts/(Ts+Tm) являются показателями «зрелости» в пределах градации ПК-МК₃. С ростом катагенеза значение C₃₁S/(S + R) увеличивается с 0 до 0.6 (равновесие наступает при 0.57—0.62). Если значение данного соотношения находится в пределах 0.57—0.62, то степень катагенеза ОВ достигла главной фазы нефтеобразования (ГФН) (Фомин, 1982). Соотношение Ts/Tm для зрелых нефтей, как правило, больше или равно 1. Значения Ts/(Ts + Tm) = 0.6—1.0 соответствуют стадии ГФН. По полученным биомаркерным данным можно сделать предположение, что



ОВ всех исследованных образцов является «зрелым» и находится на стадии ГФН.

Биомаркерные соотношения стерановых углеводородов для образцов 1–4 $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ представлены в таблице 1. Состав стеранов исследованных образцов очень схож, что свидетельствует об однотипности исходного органического вещества. Все битумоиды генерированы из морского органического вещества в карбонатных породах в условиях открытого моря (рис. 5). Стерановые УВ в исследуемых образцах представлены преимущественно регулярными стеранами, но также идентифицированы и диастераны, соотношение DIA/REG составляет 0.07–0.12, это может быть доказательством того, что исходное ОВ изученных образцов формировалось преимущественно в карбонатных породах морского бассейна (Peters et al., 2005).

Биомаркерные соотношения ароматических УВ. С помощью соотношений дibenзотиофена/фенантрена (DBT/P) и пристана/фитана можно выполнить реконструкцию условий седиментогенеза и раннего диагенеза (рис. 6) (Гусева и др., 2010). По данному графическому методу установлено, что для ОВ всех образцов характерен морской генезис. Формирование ОВ образца 1 осуществлялось в морских глинах и других озерных отложениях (зона 3), образца 2 — в озерных, бедных серой отложениях (зона 2), образцов 3 и 4 — в морских карбонатах и мергелях, озерных отложениях, богатых серой (зона 1Б).

Согласно авторам (Чахмачев и др., 1998), по соотношению 4-метилдibenзотиофена к фенантрену (4-MDBT/P) можно сделать предположение о составе нефтематеринских пород. Так, значение 4-MDBT/P ≤ 0.38 характерно для глинистых пород, для образца 1 этот показатель равен 0.05. Если 4-MDBT/P = 0.3–1.8, породу можно отнести к кремнистым, для образца 2 это значение равно 0.8. Для карбонатных нефтематеринских пород 4-MDBT/P = 4.2–8.3, можем предположить, что нефтематеринская порода образца 3 со значением 3.45 является смешанной карбонатно-кремнистой породой. Значение 5.84 для образца 4 соответствует карбонатным нефтематеринским породам.

Метилфенантреновый индекс MPI-I является оценкой изомеризации фенантренов и коррелирует с отражательной способностью витринита (R_0) (Peters, 2005). С помощью данного индекса можно получить расчетное значение отражательной способности витринита R_c . Для исследованных образцов величина $R_c = 0.69–0.89$, что соответствует мезокатагенезу стадий МК1–МК3 и главной зоне нефтеобразования.

Выводы

По данным хромато-масс-спектрометрии установлено, что углеводородные составы насыщенных и ароматических фракций всех исследованных образцов существенно отличаются друг от друга. Однако при расчете биомаркерных коэффициентов и соотношений установлены сходства условий осадконакопления и генерации исходного ОВ, что позволило предположить морское происхождение исходного органического вещества изученных месторождений, которое накапливалось и претерпевало диагенетическое преобразование в восстановительной обстановке. В настоя-



Рис. 5. Стерановая диаграмма

Fig. 5. Sterane diagram

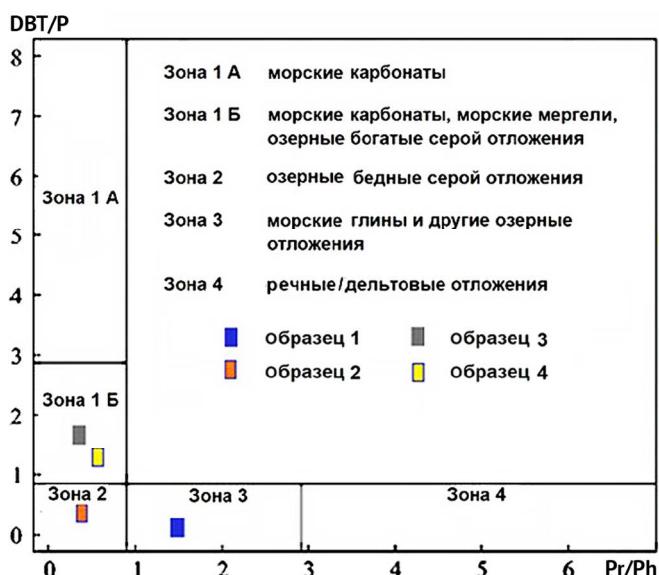


Рис. 6. Графический метод реконструкции условий седиментогенеза и раннего диагенеза

Fig. 6. Graphical method for reconstructing the conditions of sedimentogenesis and early diagenesis

щее время изученные образцы имеют высокую степень катагенетического преобразования и находятся в главной фазе нефтеобразования.

Полученные в работе данные и рассчитанные геохимические индексы свидетельствуют о том, что битумоиды, экстрагированные из коллекторов различного литологического состава географически отдаленных друг от друга месторождений двух крупных нефтегазоносных провинций России, имеют схожий набор биомаркеров. Особенно это касается стеранов исследованных образцов, что свидетельствует об однотипности исходного органического вещества.

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета «ПРИОРИТЕТ-2030».



Литература / References

- Аверьянова О. Ю. Нефтегазовые системы доманикового типа Тимано-Печорского осадочного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. 11 (1). С. 11. Averyanova O. Yu. Oil and gas systems of the Domanik type of the Timan-Pechora sedimentary basin. Oil and Gas Geology. Theory and Practice, 2016, No. 11 (1), p. 11. (in Russian)
- Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хайн В. Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2004. 384 с. Bazhenova O. K., Burlin Yu. K., Sokolov B. A., Khain V. E. Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Moscow University Publishing House, 2004, 384 p. (in Russian)
- Бахтизина Н. В. Освоение мировых ресурсов нетрадиционной нефти: вызовы для России // Нац. интересы: приоритеты и безопасность. 2013. № 35. С. 30–35. Bakhtizina N. V. Development of world resources of unconventional oil: challenges for Russia. Nat. interests: priorities and security, 2013, No. 35, pp. 30–35. (in Russian)
- Гусева А. Н., Соболева Е. В. Химия горючих ископаемых. М.: Изд-во Московского ун-та, 2010. 312 с. Guseva A. N., Soboleva E. V. Chemistry of fossil fuels. Moscow: Moscow University Publishing House, 2010, 312 p. (in Russian)
- Завьялова А. П., Чупахина В. В., Ступакова А. В. и др. Сравнение разрезов доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов в местах их естественного выхода на дневную поверхность // Вестник Моск. ун-та. Серия 4: Геология. 2018. № 6. С. 57–73. Zavyalova A. P., Chupakhina V. V., Stupakova A. V. et al. Comparison of sections of domanik deposits of the Volga-Ural and Timan-Pechora basins in places of their natural outcrop on the day surface. Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology, 2018, No. 6, pp. 57–73. (in Russian)
- Заграновская Д. Е., Исаева С. И., Вилесов А. П. и др. Строение протяженных резервуаров отложений доманиковой формации и методы их петрофизической интерпретации // Вестник Моск. ун-та. Серия 4: Геология. 2021. № 6. С. 120–132. Zagranovskaya D. E., Isaeva S. I., Vilesov A. P. et al. The structure of extended reservoirs of Domanik formation deposits and methods of their petrophysical interpretation. Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology, 2021, No. 6, pp. 120–132. (in Russian)
- Калмыков А. Г., Бычков А. Ю., Калмыков Г. А., Бугаев И. А., Козлова Е. В. Генерационный потенциал керогена баженовской свиты и возможность его реализации // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 165–172. Kalmykov A. G., Bychkov A. Yu., Kalmykov G. A., Bugaev I. A., Kozlova E. V. Generation potential of kerogen of the Bazhenov formation and its possibility. Georesources, 2017, Special issue, Part 2, pp. 165–172. (in Russian)
- Каширцев В. А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. 160 с. Kashirtsev V. A. Organic geochemistry of naphthides of the east of the Siberian platform. Yakutsk: Yakutsk Branch of the Siberian Branch RAS, 2003, 160 p. (in Russian)
- Кирюхина Т. А., Фадеева Н. П., Ступакова А. В. и др. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76–87. Kiryukhina T. A., Fadeeva N. P., Stupakova A. V. et al. Domanik deposits of the Timan-Pechora and Volga-Ural basins. Geology of oil and gas, 2013, No. 3, pp. 76–87. (in Russian)
- Успенский Б. В., Валеева И. Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань: ПФ Гарт, 2008. 349 с. Uspensky B. V., Valeeva I. F. Geology of natural bitumen deposits in the Republic of Tatarstan. Kazan: PF Gart, 2008, 349 p. (in Russian)
- Фомин А. Н. Катагенез и перспективы нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, 1982. 104 с. Fomin A. N. Catagenesis and oil and gas potential prospects of the Paleozoic in the southeast of the West Siberian Plate. Novosibirsk: Nauka, 1982, 104 p. (in Russian)
- Чахмачев А. В., Сузуки М., Чахмачев В. А. Геохимия нефти кремнистых отложений кайнозоя бассейнов Тихоокеанского пояса (на примере нефтегазоносных бассейнов России, Японии и США) // Геохимия. 1998. № 6. С. 576–588. Chakhmachev A. V., Suzuki M., Chakhmachev V. A. Geochemistry of oils from Cenozoic siliceous deposits of the Pacific Belt basins (using oil and gas basins of Russia, Japan and the USA as an example). Geochemistry, 1998, No. 6, pp. 576–588. (in Russian)
- Gil O. Fingerprinting and age-dating of gasoline release: A case study / O. Gil // Env. Forens. 2005. Vol. 6. P. 91–99.
- Peters K. E. The Biomarker Guide, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History / K. E. Peters, C. C. Walters, J. M. Moldowan, 2005. 1155 p.
- Richard B. G. Chemometric determination of target compounds used to fingerprint unweathered diesel fuels / B. G. Richard, J. H. Gregory, S. F. Glenn, R. G. Wayne, L. J. Kristy // Env. Forens. 2006. Vol. 7. P. 77–87.
- Solevic T. Origin of oils in the Velebit oil-gas field, SE Pannonian basin, Serbia-Source rocks characterization based on biological marker distributions / T. Solevic, K. Stojannovic, J. Bojesen-Koefoed, H. P. Nytoft, B. Jovancicevic, D. Vitorovic // Org. Geochem. – 2008. Vol. 39. P. 118–134.
- Walters C. C. Universal Biomarker Analysis: Aromatic hydrocarbons / C. C. Walters, F. C. Wang, M. B. Higgins, M. E. Madine // Organic Geochemistry. 2018. Vol. 124. P. 205–214.

Поступила в редакцию / Received 10.02.2025