

АНАЛИЗ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ И ЕГО ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

© 2021 г. Е. С. Охотникова^{1,2,*}, Т. Н. Юсупова¹, Е. Е. Барская^{1,2},
Ю. М. Ганеева^{1,2}, Р. З. Мухаметшин^{2,3}

¹ Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, ФИЦ Казанский научный центр РАН,
Казань, 420088 Татарстан, Россия

² Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, 420008 Татарстан, Россия

³ Уральский государственный горный университет, Екатеринбург, 620008 Россия

*E-mail: okhotnikova@iopc.ru

Поступила в редакцию 16 марта 2021 г.

После доработки 15 мая 2021 г.

Принята к публикации 4 июня 2021 г.

В ходе исследования проанализированы физико-химические свойства (плотность, вязкость и содержание фракции НК-200°C) и углеводородный состав нефтей из 21 месторождения Калининградской области, сосредоточенных в Куршском нефтегазоносном районе. Анализ геохимических показателей углеводородного состава показал, что нефти месторождений, находящихся на востоке Калининградской области (прежде всего в пределах Дружбинского выступа и Горинской ступени) испытали процессы биодegradации, что проявилось в повышении значений таких показателей как плотность и вязкость.

Ключевые слова: Калининградская область, нефть, геохимические параметры, деградация

DOI: 10.31857/S002824212105005X

На сегодняшний день на территории и в экономической зоне Калининградской области открыто почти четыре десятка месторождений преимущественно с малыми запасами нефти, из них более 30 на суше и шесть на шельфе Балтийского моря (рис. 1).

Практически все залежи выявленных на территории области месторождений нефти приурочены к алевропесчаным коллекторам дейменаского надгоризонта среднего кембрия. Этот единственный продуктивный горизонт залегает на глубине 1450–2550 м и в зависимости от глубины характеризуется нормальными гидростатическими пластовыми давлениями (14.9–25.1 МПа) и температурами (44–84°C). За исключением Ладушкинского месторождения, залежь которого большей частью располагается под акваторией Калининградского залива и содержит насыщенную газом (290 м³/т) нефть «переходного состояния» плот-

ностью 614 кг/м³, пластовые нефти месторождений Калининградской области характеризуются невысокими показателями давления насыщения нефти газом (0.58–5.43 МПа) и газосодержания (до 53.6 м³/т) (табл. 1). Согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» нефти месторождений Калининградского вала, Самбийской и Багратионовской ступеней соответствуют типу 1 (малосернистые, до 0.6 %), классу 0 (особо легкие, менее 830 кг/м³).

Выявлена взаимосвязь плотности, вязкости, содержания легких фракций и углеводородного состава нефтей Калининградской области от глубины залегания и расстояния миграции от очага генерации до залежи [2–4].

Промышленное освоение месторождений на суше началось в 1975 г. с вводом в эксплуатацию Красноборского и Западно-Красноборского месторождений. Пик годовой добычи на суше прихо-

Таблица 1. Свойства пластовых нефтей месторождений Калининградской области

Зона нефтегазо-накопления (тектонический элемент)	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м ³ /т	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мПа·с
Калининградский вал	21.3–25.1	63–84	1.27–5.43	11.0–53.6	744–828	0.94–3.07
Самбийская ступень	21.9–25.0	62–68	1.78–3.00	10.3–20.3	805–830	2.51–4.84
Багратионовская ступень ^а	21.7–24.5	53–80	1.17–3.34	4.5–22.3	753–809	1.24–3.71
Горинская ступень ^б	18.5	54	1.50	7.30	820	4.30
Дружбинский выступ	14.9–21.8	44–56	0.58–2.06	0.5–5.4	826–876	2.65–18.64

^а Без Ладушкинского месторождения.

^б Восточно-Горинское месторождение.

дился на 1983–86 гг. и составил 1.5 млн т в год [5]. В 2004 г. с пуском в эксплуатацию Кравцовского месторождения начата добыча нефти в акватории Балтийского моря. В настоящее время по основным показателям поисково-разведочных работ и разработки открытых месторождений нефти Калининградская область отнесена к «старым» регионам,

находящимся на заключительной стадии освоения ресурсной базы: выработанность запасов многих месторождений на суше превышает 80–90%. Тем не менее, вот уже несколько десятилетий суммарные текущие запасы углеводородного сырья удерживаются на относительно стабильном уровне, и добыча нефти в регионе во многом компенсируется

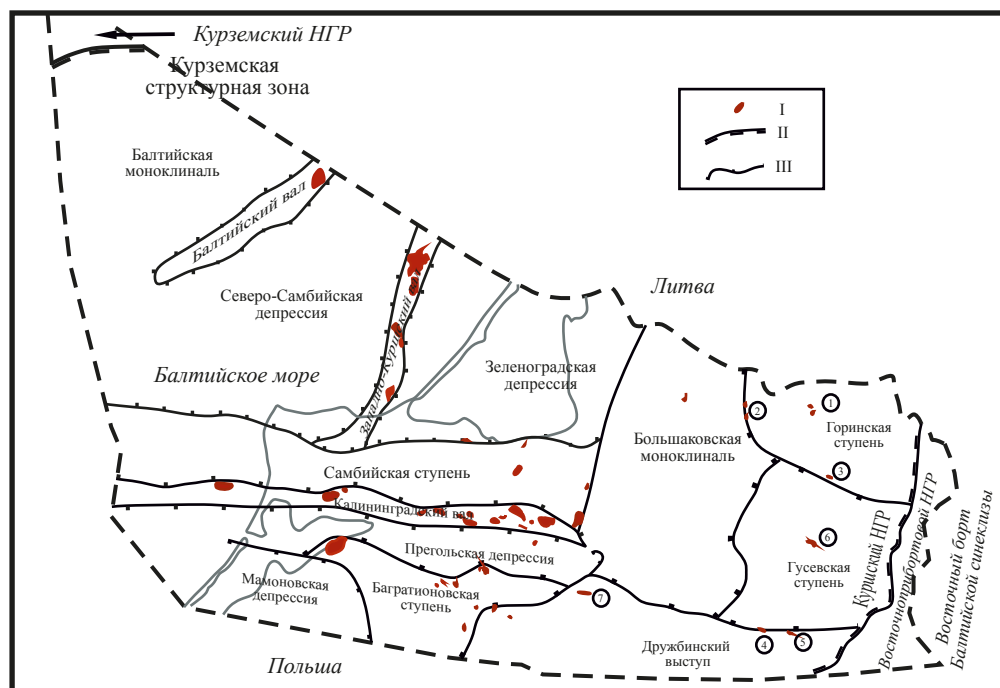


Рис. 1. Схема тектонического и нефтегазогеологического районирования Калининградской области [1]: I – месторождение, II – границы структурных элементов I-го порядка, III – границы структурных элементов II-го порядка; месторождения: 1 – Восточно-Горинское, 2 – Ново-Искринское, 3 – Ново-Серебрянское, 4 – Сеченовское, 5 – Рязанское, 6 – Гусевская залежь (в ордовике), 7 – Дружбинское.

Таблица 2. Физико-химические свойства проб нефтей Калининградской области

№ п/п	Месторождение	ρ_4^{20} , г/см ³	$\mu(20^\circ\text{C})$, мм ² /с	$\omega(\text{НК-}200^\circ\text{C})$, мас. %	Содержание в отбензиненной нефти компонентов, мас. %		
					масла	смолы	асфальтены
1	Чеховское	0.807	5.3	30	73.0	26.8	0.7
2	Алёшкинское	0.817	3.7	28	73.4	25.9	0.8
3	Исаковское	0.815	4.4	28	73.9	25.4	0.7
4	Северо-Озёрское	0.827	5.0	30	66.1	33.5	0.4
5	Южно-Октябрьское	0.825	7.3	32	88.2	10.6	1.2
6	Зайцевское	0.825	8.8	29	85.8	13.6	0.6
7	Семеновское	0.822	8.3	27	80.7	17.7	1.6
8	Западно-Ушаковское	0.844	9.4	20	64.0	34.6	1.4
9	Ушаковское	0.842	4.9	26	68.2	31.0	0.8
10	Славское	0.846	9.9	20	65.7	33.3	1.1
11	Северо-Славинское	0.836	16.8	24	57.4	42.2	0.4
12	Кравцовское	0.844	25.6	19	58.4	40.6	1.0
13	Дейминское	0.858	11.7	12	62.6	36.0	1.2
14	Западно-Красноборское	0.852	11.7	16	62.9	35.9	1.2
15	Красноборское	0.853	7.8	24	64.2	34.7	1.1
16	Северо-Красноборское	0.854	20.9	16	56.9	40.9	2.2
17	Гаевское	0.851	25.1	12	83.2	15.2	1.6
18	Славинское	0.850	24.2	12	59.9	38.3	1.8
19	Восточно-Горинское	0.853	7.8	24	64.2	34.5	1.3
20	Дружбинское	0.872	61.9	14	72.9	23.6	3.5
21	Рязанское	0.884	68.3	12	79.8	18.8	1.4

новыми открытиями, а за счет реализации морских проектов даже возрастает [1, 5].

Если основные из ранее открытых месторождений на суше сосредоточены в западной части Калининградской области – в районе Калининградской структурной зоны (Калининградского вала) (рис. 1), то восточная часть территории области (Дружбинский выступ, Горинская ступень) долгое время практически не рассматривалась в числе перспективных направлений для наращивания сырьевой базы региона. Однако открытие здесь ряда месторождений, начиная с Ново-Серебрянского (1986 г.), затем Восточно-Горинского (1992 г.) и других, позволило пересмотреть взгляды на перспективы восточной части области и повысить прогнозные ресурсы нефти [1, 6]. В 2016 г. пробурена поисково-оценочная скв. 1 Рязанская (Озерский район на востоке Калининградской области) глубиной 1462 м. По результатам опробования получен промышленный приток нефти, месторождение разбурено эксплуатационными скважинами.

В процессе промышленного освоения месторождений востока Калининградской области выявлена аномальность свойств добываемой нефти, выраженная, в первую очередь, в таких показателях как плотность и вязкость. Как показали расчеты по Дружбинскому месторождению, повышение вязкости нефти в пластовых условиях до 11.8 МПа·с привело к снижению конечной нефтеотдачи на 21%.

В данной работе проведено сравнительное исследование углеводородного состава и свойств нефти разрабатываемых месторождений Калининградской области, в том числе недавно открытого Рязанского месторождения. Установлены особенности состава и свойств нефтей на месторождениях западной и восточной частей Калининградской области.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объекты исследования. В качестве объектов исследования выбраны нефти из 21 месторождения

Калининградской области (табл. 2), сосредоточенных в Куршском нефтегазоносном районе (рис. 1).

Данные по углеводородному составу и свойствам нефтей (табл. 2) получены в 2005 г. в лаборатории химии и геохимии нефти ИОФХ КазНЦ РАН под руководством д.х.н. Л.М. Петровой. Нефть Рязанского месторождения (образец 21, табл. 2) (скв. 7, интервал перфорации 1402–1422 м) исследована в той же лаборатории в 2020 г.

Методы исследования. Плотность (ρ_4^{20}) и вязкость (μ) нефтей, а также выход фракции до 200°C (ω (НК-200°C)) определены по ГОСТ 3900-85, 33-2016 и 2177-99, соответственно (табл. 2).

Осаждение асфальтенов из отбензиненной нефти (остатка с $T_{\text{кип}} > 200^\circ\text{C}$) проводилось 40-кратным избытком *n*-гептана. Разделение деасфальтенизата на масла и смолы проводили методом жидкостно-адсорбционной колоночной хроматографии на силикагеле марки АСКГ (ГОСТ 3956-76) с последовательным элюированием смесью растворителей: *n*-гексан + четыреххлористый углерод (3:1) (элюат – масла); изопропиловый спирт + бензол (1:1) (элюат – смолы).

Углеводородный состав нефтей изучен методом газо-жидкостной хроматографии (ГЖХ) с использованием хроматографа Кристалл-2000М фирмы Хроматек с пламенно-ионизационным детектором, капиллярная колонка ДВ-1 длиной 15 м, внутренний диаметр 0.32 мм. Режим линейного программирования температуры от 150 до 320°C со скоростью 20°C/мин. Объем пробы – 1 мл, разведение – 1:20 в CCl_4 .

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Большая часть исследованных нефтей имеют значения плотности в пределах от 0.807 до 0.858 г/см³ и по ГОСТ Р 51858-2002 относятся к типам особо легкой, легкой и средней нефтей. В них содержится от 12 до 32 мас. % фракции, выкипающей до 200°C. Кинематическая вязкость изменяется в пределах от 3.7 до 25.6 мм²/с. По вязкости данные нефти являются мало- и средневязкими. Среди исследованных образцов по физико-химическим свойствам выделяются пробы Дружбинского и Рязанского месторождений, которые являются тяжелыми (значения плотности составляют 0.872 и

0.884 г/см³, соответственно) и высоковязкими (значения кинематической вязкости 61.9 и 68.3 мм²/с).

Большая часть исследованных образцов по содержанию смолисто-асфальтеновых компонентов являются высокосмолистыми (содержание смол от 11 до 36 мас. %), однако имеют низкое содержание асфальтенов (порядка 1 мас. %) (табл. 2). Повышенным содержанием асфальтенов выделяются пробы нефти Дружбинского (3.5 мас. %) и Северо-Красноборского (2.2 мас. %) месторождений.

Сравнительный анализ физико-химических свойств и состава 21 нефти (табл. 2) выявил тенденцию увеличения их плотности, вязкости, содержания асфальтенов и уменьшения выхода бензинов с запада на восток Калининградской области. Ранее [4] было высказано предположение, что такие изменения в составе и свойствах нефтей на территории Калининградской области обусловлены вторичными процессами в залежах. Там же на основании изучения закономерностей в составе и относительном распределении биомаркеров в нефтяных пробах, а также изотопного состава углерода в насыщенной и ароматических фракциях авторы пришли к мнению, что формирование нефтяных залежей в регионе осуществлялось из органического вещества сапропелевого типа нескольких очагов генерации углеводородов. Согласно имеющейся геохимической информации и с учетом геологического строения изучаемого региона предполагается, что один из очагов нефтегенерации тяготеет к западно-юго-западной, другой – к северной (Куршский прогиб) частям региона [4].

С целью дальнейшего изучения особенностей углеводородного состава нефтей Калининградской области обращено особое внимание на распределение алканов, исследованное методом ГЖХ. Установлено, что в образцах присутствуют нормальные C_{11} – C_{33} и изопреноидные C_{14} – C_{20} алканы. Близкие значения отношений пристана к фитану (Пр/Ф) в исследованных образцах свидетельствует об их генетической однородности [7]. Пристан преобладает над фитаном примерно в 2.5 раза (табл. 3).

Распределение нормальных и изопреноидных алканов лежит в основе геохимической классификации нефтей [8]. Для определения типа нефти обычно используют кривые молекулярно-массового распределения (ММР) алканов в зависимости от

Таблица 3. Показатели углеводородного состава нефтей различных месторождений

№ п/п	Месторождение	Пристан:Фитан (Пр/Ф)	Пристан/C ₁₇	Фитан/C ₁₈	k_i	$n-(C_{13}-C_{15})/n-(C_{25}-C_{27})$	n/i	A	A_1	B	D	E
1	Чеховское	2.6	0.7	0.3	0.5	5.1	6.0	2.0	2.0	1.8	3.2	16.3
2	Алёшкинское	2.5	0.7	0.3	0.5	5.1	5.1	1.7	1.7	2.1	3.1	13.9
3	Исаковское	2.5	0.6	0.3	0.5	4.5	5.4	1.5	1.6	2.3	2.7	12.9
4	Северо-Озёрское	2.2	0.6	0.3	0.5	5.2	5.6	1.7	1.8	1.9	3.1	14.9
5	Южно-Октябрьское	3.1	0.6	0.3	0.5	4.5	5.9	1.5	1.6	1.9	2.7	12.9
6	Зайцевское	2.5	0.7	0.3	0.5	9.3	5.1	1.8	1.9	1.9	3.4	13.8
7	Семеновское	2.5	0.6	0.3	0.5	5.0	6.3	1.6	1.7	1.8	2.9	14.0
8	Западно-Ушаковское	2.2	0.7	0.4	0.6	4.9	5.0	1.6	1.6	1.8	3.0	13.0
9	Ушаковское	2.4	0.7	0.3	0.5	4.5	5.0	1.4	1.5	1.9	2.8	12.5
10	Славское	2.4	0.9	0.5	0.7	4.7	4.2	1.7	1.6	1.7	3.0	16.8
11	Северо-Славинское	2.1	0.8	0.4	0.7	4.3	4.3	1.4	1.5	1.7	2.8	17.8
12	Кравцовское	2.5	1.1	0.5	0.8	4.3	3.8	1.4	1.5	1.4	2.6	13.4
13	Дейминское	2.3	0.8	0.4	0.6	5.2	5.1	1.7	1.7	1.8	3.0	13.8
14	Западно-Красноборское	2.5	0.7	0.4	0.6	3.5	5.1	1.4	1.5	1.7	2.4	10.7
15	Красноборское	2.0	0.9	0.4	0.6	5.2	4.9	1.8	1.7	1.5	3.2	16.9
16	Северо-Красноборское	2.4	1.0	0.5	0.7	4.8	4.0	1.6	1.5	1.7	3.0	17.0
17	Гаевское	2.5	0.9	0.4	0.7	3.8	4.5	1.3	1.4	1.6	2.4	11.5
18	Славинское	2.6	0.9	0.4	0.7	4.8	4.1	1.5	1.5	1.9	2.9	17.1
19	Восточно-Горинское	2.7	1.2	0.5	0.9	4.1	3.6	0.9	1.1	1.1	2.6	16.5
20	Дружбинское	2.3	2.2	0.8	1.4	1.4	2.1	0.8	0.8	1.6	1.2	6.9
21	Рязанское	2.3	6.3	3.0	4.7	0.3	0.5	0.3	0.2	1.8	1.0	3.4

числа атомов в молекуле (рис. 2), а также геохимические показатели: $k_i = (i-(C_{19}-C_{20})) / (n-(C_{17}-C_{18}))$ и $(n-(C_{13}-C_{15})) / (n-(C_{25}-C_{27}))$ (табл. 3).

Для образцов углерода 1–19 нормальные углеводороды преобладают над изопреноидными. На рис. 2а на примере нефти Алёшкинского месторождения приведено типичное ММР алканов. Для этих образцов характерно унимодальное распределение n -алканов с максимумом при $C_{11}-C_{12}$ с последующим равномерным падением. Такое распределение характерно для нефтей типа А1 подтип 3 (нефть с максимальным содержанием легких n -алканов) [8]. Для данных нефтей коэффициент k_i меньше 1 (0.46–0.87), а отношение $(n-(C_{13}-C_{15})) / (n-(C_{25}-C_{27}))$ выше 3 (3.5–9.3). Данные нефтяные образцы отнесены нами к первичным катагенно преобразованным.

В нефтях Дружбинского и Рязанского месторождений снижено количество n -алканов (в области C_5-C_{16}), а содержание изопреноидных углеводородов выше нормальных: $k_i = 1.41$ и 4.73 , соответственно (т.е. выше 1). Кроме того, в отличие от нефтяных образцов 1–19, в них наблюдается полимодальное распределение n -алканов с максимумами при C_{12} , C_{15} , $C_{20}-C_{21}$ для нефти Дружбинского месторождения и при C_{19} и $C_{25}-C_{26}$ для нефти Рязанского месторождения. По классификации А.А. Петрова [8] данные нефтяные пробы относятся к типу А2. Нефть Рязанского месторождения отличается от остальных нефтей высокими значениями отношений пристан/ C_{17} (6.3) и фитан/ C_{18} (3.0).

Известно [8–12], что пониженное содержание нормальных алканов может быть обусловлено

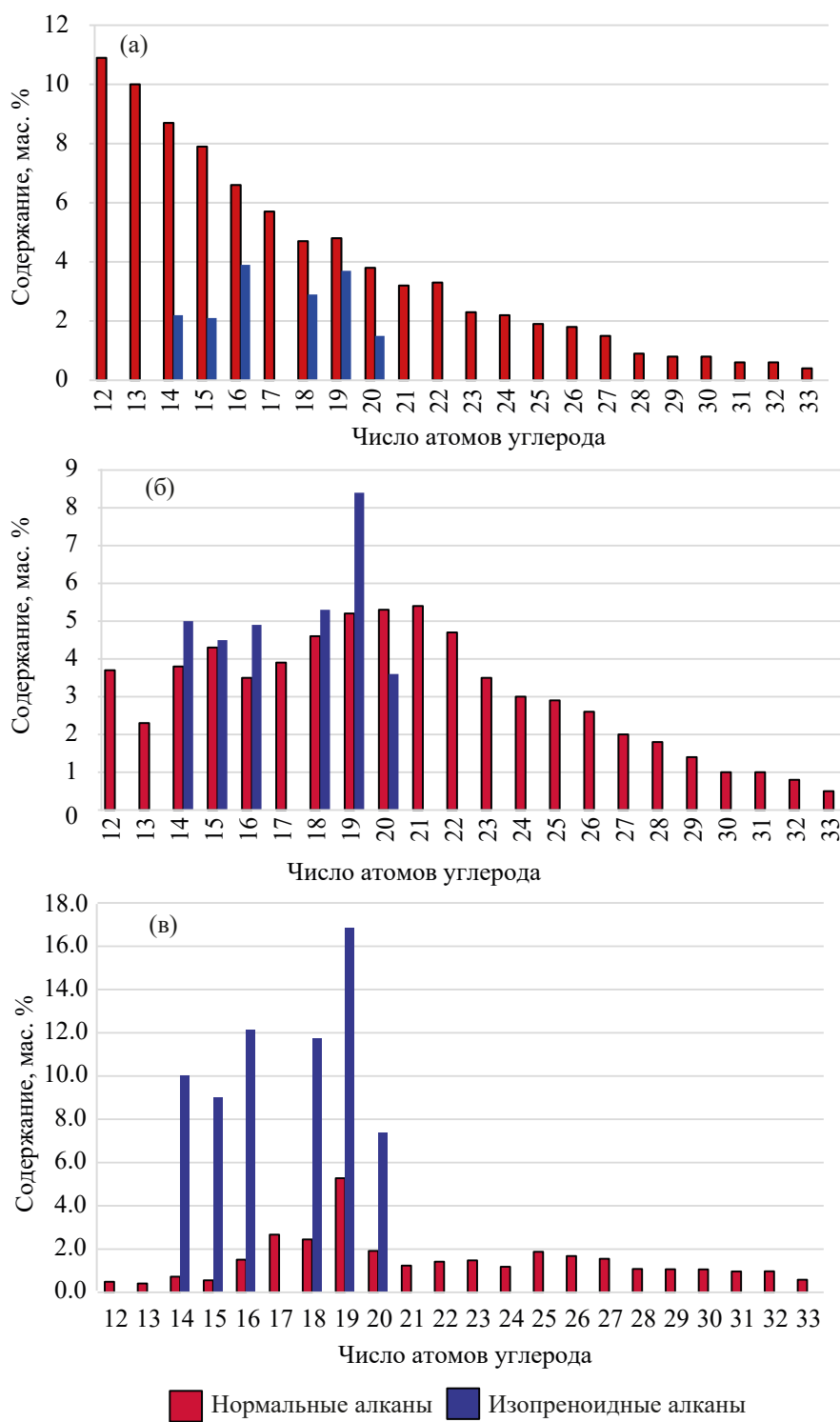


Рис. 2. Молекулярно-массовые распределения алканов в нефтях месторождений: (а) Алёшкинское (Калининградский вал), (б) Дружбинское, (в) Рязанское.

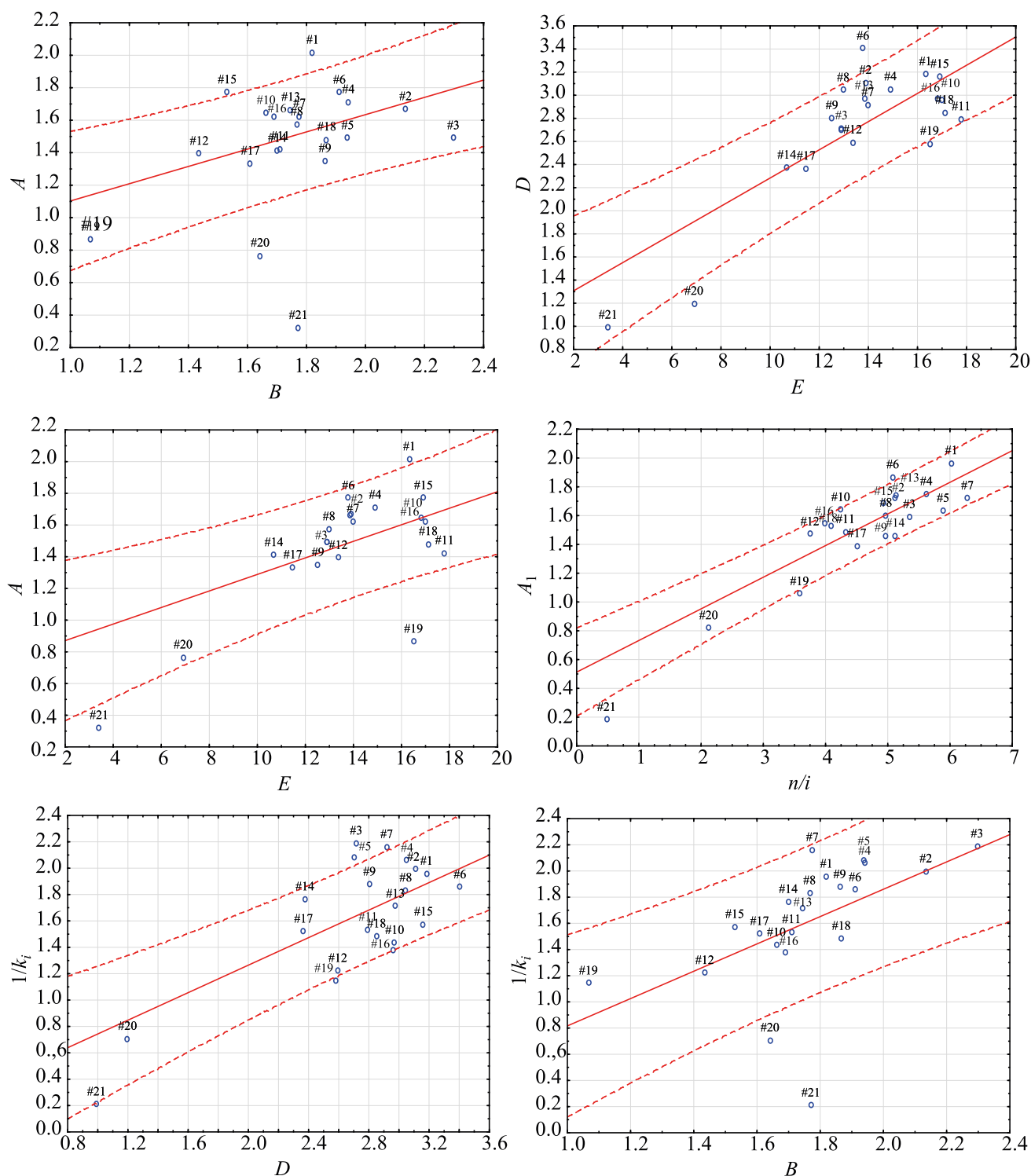


Рис. 3. Графическая визуализация зависимостей между геохимическими показателями исследованных нефтей.

микробиологическим окислением нефти. На начальных этапах биодegradации уменьшается концентрация низкомолекулярных n -алканов C_5 – C_{16} , более глубокие стадии микробиального окисления

приводят к существенному изменению химического состава нефти, вплоть до полного исчезновения алкановых углеводородов. В результате данного процесса происходит постепенное превращение

парафинистой нефти в нафтеновую и ее утяжеление [13, 14].

Таким образом, на основании анализа абсолютных величин геохимических показателей следует считать, что нефтяные пробы Дружбинского и Рязанского месторождений подверглись легкой стадии биодеградации (подстадия I-1, I-2).

Обращает на себя внимание мнение Г.П. Курбского, который считал [9], что использование абсолютных величин геохимических показателей (в частности, k_i $\{k_i = [i-(C_{19}-C_{20})]/(n-(C_{17}-C_{18}))$ и $[n-(C_{13}-C_{15})]/[n-(C_{25}-C_{27})]\}$ для идентификации нефтей на ранней и средней стадии биодеградации является недостаточно надежным методом, т.к. вследствие различий в биоценозе и в физико-химических условиях пласта биодеградация может затронуть углеводороды различной молекулярной массы в разной степени. Поэтому при $k_i < 2.5$ целесообразнее использовать большее число геохимических показателей, характеризующих отношение малоустойчивых к биодеградации углеводородов к более устойчивым. Им предложены следующие показатели:

$$A = \frac{n-(C_{11}-C_{14})}{n-(C_{15}-C_{18})};$$

$$A_1 = \frac{n-(C_{12}-C_{15})}{n-(C_{16}-C_{19})};$$

$$B = \frac{i-(C_{14}-C_{18})}{i-(C_{19}-C_{20})};$$

$$D = \frac{n-(C_{12}-C_{20})}{n-(C_{21}-C_{35})};$$

$$E = \frac{n-(C_{12}-C_{26})}{n-(C_{27}-C_{35})};$$

$$n/i = \frac{n-(C_{12}-C_{35})}{i-(C_{14}-C_{20})}.$$

(табл. 3) [9]. Методика идентификации биодегразированной нефти основана на выявлении отклонений от присущих первичной (не измененной) нефти графических зависимостей между геохимическими показателями: $A-B$, $D-E$, $A-E$, A_1-n/i , $1/k_i-D$, $1/k_i-B$. Согласно работе [15], значения величин, укладываемые в 20%-ное отклонение от средней линии распределения, характеризуют геохимическую однотипность нефтяных образцов. Данные, находящиеся вне этих пределов, относятся к нефтям другого геохимического типа.

На рис. 3 представлены зависимости $A-B$, $D-E$, $A-E$, A_1-n/i , $1/k_i-D$, $1/k_i-B$ для исследованных нефтей. Как можно заметить, нефть Рязанского месторождения (обр. 21) не входит в доверительный интервал на пяти из шести графиков (83 % отклонений) и согласно методике Г.П. Курбского относится к сильнобиодеградированным. Нефти Дружбинского (обр. 20) и Восточно-Горинского (обр. 19) месторождений не укладываются в доверительный интервал на трех (50% отклонений) и четырех (66% отклонений) из шести графиков и относятся к ранне- или среднебиодеградированным соответственно. Предложенная методика Г.П. Курбского позволяет идентифицировать нефть Восточно-Горинского месторождения (обр. 19), которое также располагается на востоке Калининградской области, как биодеградированную на ранних стадиях этого процесса, хотя по показателю k_i данная нефть в число биодеградированных не попадает.

Таким образом, в результате проведенного исследования показано, что нефти месторождений Калининградской области, приуроченных к восточной части территории, подвержены процессам биодеградации – в нефтях уменьшается содержание низкомолекулярных n -алканов, меняется ее геохимический тип (от A1 до A2). Последовательное изменение химического состава нефти на средних и поздних стадиях процесса биодеградации является причиной повышения ее плотности и вязкости. Таким образом, сделанное ранее предположение, что изменения состава и свойств нефтей Калининградской области с запада на восток обусловлены различными очагами генерации углеводородов, можно дополнить усилением влияния таких вторичных процессов как биодеградация. Выявленные закономерности необходимо учитывать при прогнозе добычи и разработке технологий извлечения нефтей данного типа.

ФИНАНСИРОВАНИЕ РАБОТЫ

Определение физико-химических свойств нефтей проведено в КФУ, исследования углеводородного состава выполнены в рамках государственного задания ФИЦ КазНЦ РАН.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Охотникова Екатерина Сергеевна, к.х.н.,
ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-3309-3453>

Ганеева Юлия Муратовна, д.х.н., ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0940-9377>

Барская Екатерина Евгеньевна, к.х.н., ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-8476-4782>

Юсупова Татьяна Николаевна, д.х.н., профессор
Мухаметшин Рустам Закиевич, д.г.-м.н.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Отмас Ал.А., Пахунов А.М., Романов В.В., Григорьев Г.А.* Юго-восточная часть Калининградского региона – новые открытия и перспективы нефтепоисковых работ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 3. http://www.ngtp.ru/rub/6/29_2018.pdf. DOI: 10.17353/2070-5379/29_2018
2. *Максимов С.П., Муромцева В.А.* О формировании залежей нефти в кембрийских отложениях южного борта Балтийской синеклизы // Геология нефти и газа. 1974. № 3. С. 20–27.
3. *Мухаметшин Р.З., Петрова Л.М., Десятков В.М., Абакумова Н.А., Фосс Т.Р.* Сравнительная характеристика свойств нефти Калининградской и Южно-Калининградской зон нефтегазоаккумуляции // Восьмая Международная конференция «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовые системы осадочных бассейнов». М.: Геос, 2005. С. 161–164.
4. *Zdanaviciute O., Lazauskiene J., Khoualdikov A.I., Dakhnova M.V., Zheglava T.P.* The middle cambrian succession in the central baltic basin: geochemistry of oils and sandstone reservoir characteristics // J. of Petroleum Geology. 2012. V. 35. № 3. P. 237–254. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00528>
5. *Мухаметшин Р.З., Чегесов В.К., Арутюнов В.А.* Особенности освоения месторождений с малыми запасами нефти в Калининградской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 8. С. 60–65.
6. *Десятков В.М., Мухаметшин Р.З., Фоменко Б.И.* Дружинский выступ – новая нефтегазоносная зона на юго-востоке Балтийской синеклизы // Седьмая Международная конференция «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа». М.: Геос, 2004. С. 161–164.
7. *Былинкин Г. П.* Информативность генетического показателя пристан/фитан // Геология нефти и газа. 1987. № 8. С. 59–62.
8. *Петров А.А.* Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 266 с.
9. *Курбский Г.П.* Геохимия нефтей Татарии. М.: Наука, 1987. 168 с.
10. *Pirnic M.P., Atlas R.M., Bartha R.* Hydrocarbon Metabolism by *Brevibacterium erythrogenes*: Normal and Branched Alkanes // J. of Bacteriology. 1974. V. 119. № 3. P. 868–878.
11. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* The biomarker guide. Volume 1: Biomarkers and Isotopes in the environment and human history. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 1621 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>
12. *Wartell B., Boufadel M., Rodriguez-Freire L.* An effort to understand and improve the anaerobic biodegradation of petroleum hydrocarbons: A literature review // International Biodeterioration & Biodegradation. 2021. V. 157. <https://doi.org/10.1016/j.ibiod.2020.105156>
13. *Виноградова Т.Л., Пуланова С.А.* Геохимическое закономерности изменения состава нефтей при гипергенезе // Геология нефти и газа. 2012. № 3. С.44–53.
14. *Пуланова С.А., Виноградова Т.Л.* Критерии различия гипергенно измененных (биодegradированных) и незрелых флюидов // Доклады Академии Наук. 2014. Т. 456. № 6. С. 691–698. <https://doi.org/10.7868/S0869565214180194>
15. *Смит Х.* Качественный и количественный состав нефти // Органическая геохимия. Т. 3. М.: Недра, 1971. С. 5–141.