

Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2025. № 5(326). С. 43–53.
Environmental protection in oil and gas complex. 2025; 5(326):43-53.

Научная статья

УДК 504.054

1.6.21. Геоэкология (технические науки)

МЕТОДЫ СПЕКТРАЛЬНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

В.Г. Аковецкий¹, А.В. Афанасьев², М.А. Бондаренко³, В.А. Лавренчук⁴, Х.А. Рамирес Суарес⁵
^{1, 2, 4, 5}*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, Россия*

³*Растр Технологии, г. Москва, Россия*

Автор, ответственный за переписку: Виктор Геннадьевич Аковецкий, geoinforisk@mail.ru

Аннотация. Современные технологии дистанционного мониторинга природных компонентов окружающей среды предполагают переход от ручных методов отбора проб к автоматизированным и автоматическим режимам. Важное место при реализации данного подхода занимают спектральные методы интерпретации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах нефтегазового комплекса. Целью исследований является определение возможности спектральной интерпретации разливов нефти и нефтепродуктов посредством систем дистанционного зондирования Земли. В статье приведены результаты экспериментов по эталонированию образцов нефти и нефтепродуктов путем регистрации их отраженной энергии излучений в различных зонах электромагнитного спектра, полученные в ходе лабораторных исследований. Рассмотрены примеры практической апробации методов автоматической спектральной интерпретации изображений аварийных разливов нефти и нефтепродуктов посредством различных систем дистанционного зондирования Земли.

Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, интерпретация, спектр, спектральный коэффициент, разлив нефти, риски, изображения, эталоны, индикаторы, мониторинг

Для цитирования: Методы спектральной интерпретации нефти и нефтепродуктов / В.Г. Аковецкий, А.В. Афанасьев, М.А. Бондаренко [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2025. – № 5(326). – С. 43–53.

Original article

METHODS OF OIL AND PETROLEUM PRODUCTS SPECTRAL INTERPRETATION

V.G. Akovetsky¹, A.V. Afanasyev², M.A. Bondarenko³, V.A. Lavrenchuk⁴, J.A. Ramirez Suarez⁵
^{1, 2, 4, 5}*National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia*

³*Raster Technology, Moscow, Russia*

Corresponding author: Victor G. Akovetsky, geoinforisk@mail.ru

Abstract. Modern technologies used for remote monitoring of natural environmental components involve a transition from manual sampling methods to automated and automatic observation modes. An important place in this approach implementation is occupied by spectral methods for interpreting oil and oil product spills at oil and gas complex facilities. The purpose of the work is to determine the possibilities of spectral interpretation of oil and oil product spills using the Earth remote sensing systems. The authors of the article present the results of experiments on standardization of oil and petroleum products samples, obtained during laboratory research, by recording their reflected radiation energy in various zones of the electromagnetic spectrum. Examples of practical testing of methods for automatic spectral interpretation of images of emergency oil and oil product spills using various the Earth remote sensing systems are considered.

Keywords: oil, petroleum products, interpretation, spectrum, spectral coefficient, oil spill, risks, images, standards, indicators, monitoring

For citation: Methods of oil and petroleum products spectral interpretation / V.G. Akovetsky, A.V. Afanasyev, M.A. Bondarenko [et al.] // Environmental protection in oil and gas complex. 2025; 5(326):43-53.

Современные геоэкологические проблемы на объектах нефтегазового комплекса (НГК) во многом связаны с наличием оборудования, срок эксплуатации которого превышает 30...40 лет. По данным Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ТЭК) на 01.01.2021 г. эксплуатационный фонд составил 178 712, а неработающий фонд – 42 220 скважин. На объектах ТЭК в 2019 г. произошла 17171 авария, связанная с аварийными разливами нефти и нефтепродуктов (АРНН), где 10 478 случаев вызваны авариями на нефтепроводах. Их основная доля (90 %) произошла из-за коррозии металла труб. В 2020 г. также зарегистрировано 33 АРНН на речных акваториях, из которых 17 сопровождалось образованием обширных нефтяных пятен [1]. Данная ситуация предполагает проведение инвентаризации и паспортизации участков АРНН на объектах НГК. Учитывая площадь территории расположения объектов НГК и ограниченные сроки выполнения работ, возникает потребность использования систем дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ), обеспечивающих регистрацию информации в различных зонах электромагнитного спектра.

Цель исследования – оценка возможности автоматизации методов спектральной интерпретации в задачах локализации и классификации участков АРНН на основе систем ДЗЗ. Для этого проведены исследования:

- спектров излучения нефти и нефтепродуктов;
- параметров спектральной классификации изображений АРНН систем ДЗЗ;
- автоматических методов локализации и интерпретации параметров АРНН.

Модели и методы

Сырая нефть различного происхождения отличается по своим физическим и химическим свойствам,

в то время как многие продукты нефтепереработки имеют четко определенные характеристики вне зависимости от того, из какой сырой нефти они получены. Основными физическими свойствами, влияющими на поведение и стойкость нефтяного разлива, являются плотность, дистилляционные характеристики, давление насыщенных паров, вязкость и температура застывания [2]. Эти свойства зависят от содержания летучих компонентов, асфальтенов, смол и парафинов. Особое место в задачах локализации и классификации АРНН принадлежит знанию их спектральных характеристик. Для их определения исследованы спектры нефти и нефтепродуктов с помощью опытного образца микроскопа-спектрометра RT-1280MS [3], который обеспечивает облучение образцов группами светодиодов и формирование их спектрональных изображений при помощи измерительной цифровой камеры RT-1280LYNX.

Прибор откалиброван по образцу белого фторопласта толщиной 3 мм с известными значениями коэффициента диффузного отражения K с точностью в 0,01 % в спектральных зонах образцов: 395, 470, 520, 590, 660, 770, 850 и 940 нм (рис. 1).

Погрешность калибровки составила 1 градацию яркости при глубине оцифровки 8 бит. Образцы нефти и нефтепродуктов исследовали при помощи разных групп светодиодов цифровой камеры. Они включали регистрацию отраженной энергии светового излучения от дна фторопластовой посуды при одинаковом объеме образцов нефти и нефтепродуктов в 15 мл с точностью до 1 мл.

В ходе исследований с помощью данного прибора использованы образцы нефти и нефтепродуктов, плотность которых представлена в табл. 1.

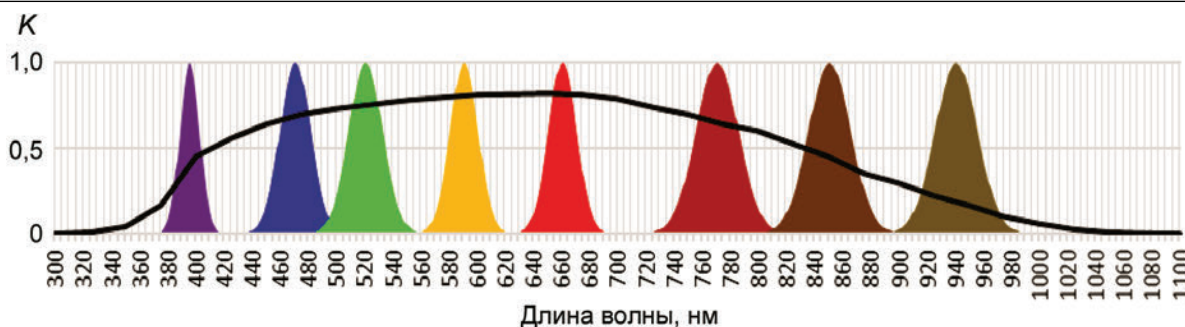


Рис. 1. Спектр подсветки микроскопа-спектрометра RT-1280MS и квантовая эффективность его цифровой камеры RT-1280LYNX

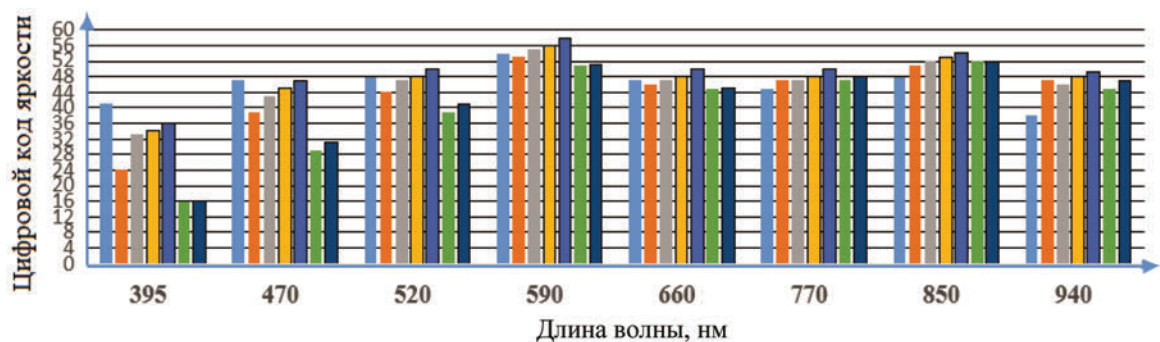
Описание характеристик образцов нефти и нефтепродуктов

Номер образца	Образец	Плотность, г/см ³
1	Тяжелый бензин каталитического крекинга	0,750...0,860
2	Бензин изомеризации	0,7525
3	Легкий бензин каталитического крекинга	0,725...0,780
4	Прямогонный бензин	0,676...0,725
5	Дизельное топливо межсезонное	0,820...0,845
6	Нефть Краснотенинского месторождения. Скв. 91130. Пласт ВК 1	0,670...0,700
7	Нефть Анастасиевско-Троицкого месторождения	0,899...0,917
8	Нефть Западно-Малобалыкского месторождения. Скв. 519	0,726...0,830
9	Газовый конденсат Ярегского месторождения	0,933...0,940
10	Газовый конденсат Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения	0,725...0,805
11	Нефть Ставропольского месторождения	0,835...0,845
12	Дизельное топливо (топочное) (ДТ)/ Мазут-Ф5	0,930/0,920

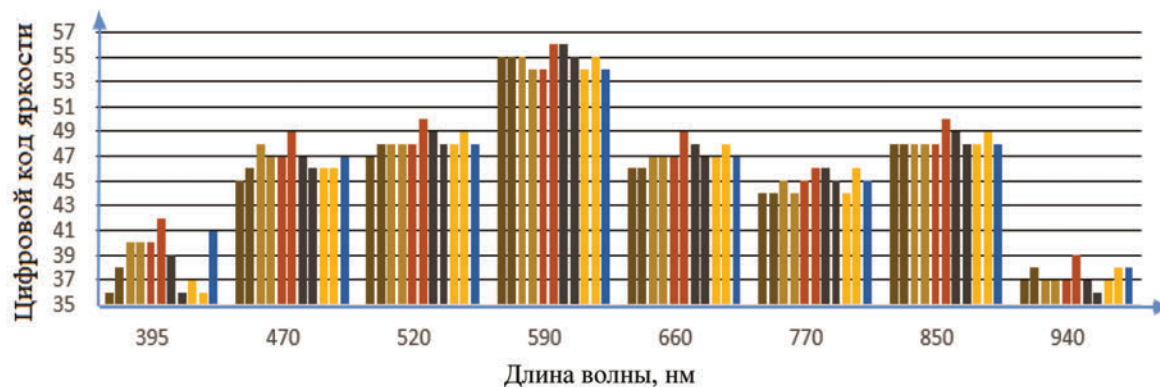
Результаты и обсуждения

В ходе лабораторных исследований прибор автоматически определил типы светлых нефтепродуктов, если в зоне наблюдения имелось различие в 2 гра-

дуси яркости (рис. 2, а). Он выявил различие эмульсии воды 15 мл и светлых нефтепродуктов в ходе оценки их концентрации с точностью до 0,1 мл (1 %) (рис. 2, б).



а



б

- вода фильтрованная
- тяжелый бензин № 1
- бензин изомеризации № 2
- легкий бензин № 3
- прямогонный бензин № 4
- бензин межсезонный № 5
- газовый конденсат № 10

Рис. 2. Яркости спектров изображений светлых нефтепродуктов (а) и их эмульсии (б)

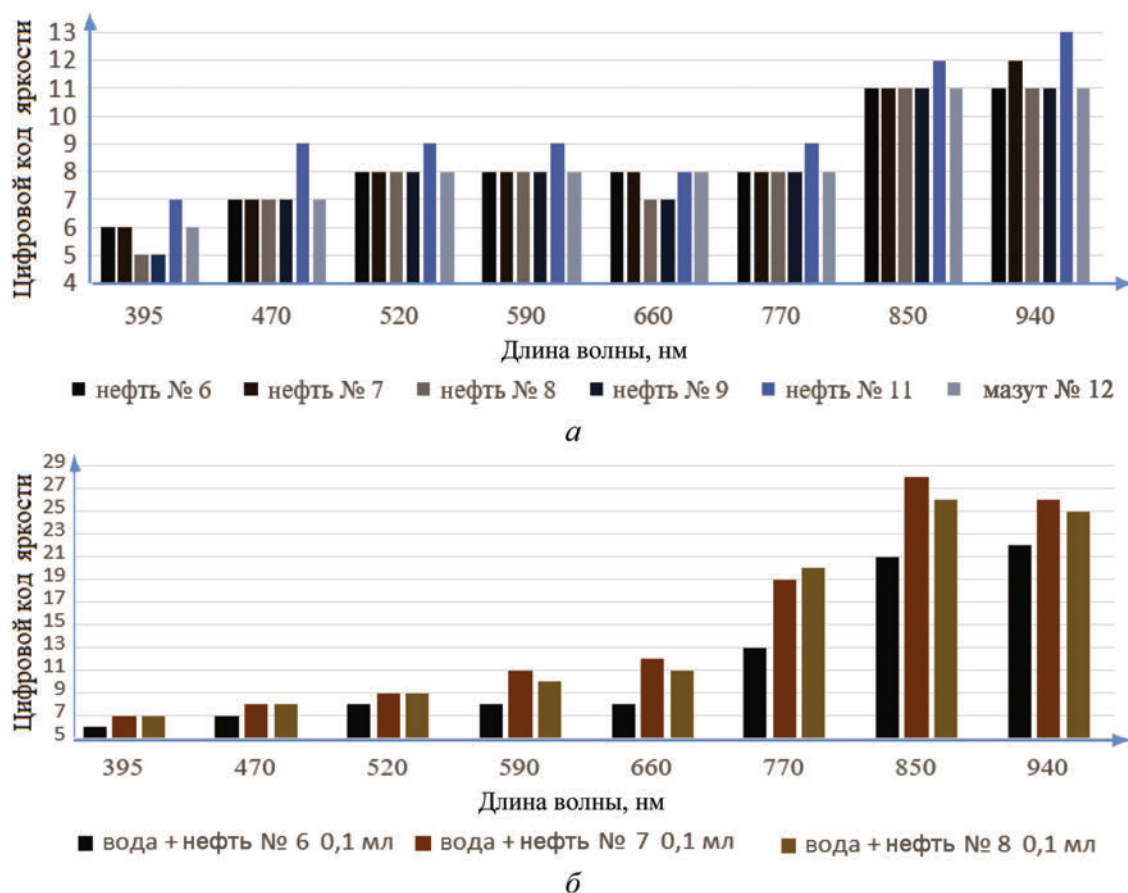


Рис. 3. Средние яркости отраженных спектров нефти (а) и водонефтяной эмульсии (б)

Измерения средней яркости различных сортов нефти показали (рис. 3), что их градации по всем зонам наблюдения находятся ниже значимого уровня, что говорит о примерно одинаковых оптических свойствах нефти в рабочем спектральном диапазоне прибора (рис. 3, а). Это не позволяет выполнить их классификацию на основе данного показателя. Однако при растворении образцов нефти в количестве 0,1 мл в тех же 15 мл воды (рис. 3, б) их плотность уменьшается, что приводит к возникно-

вению градаций яркости между эмульсиями различных сортов нефти. В этом случае пороговый уровень их градации позволяет проводить классификацию эмульсий нефти в воде в концентрациях до 5 %.

В ходе дальнейших исследований оценена связь между диапазоном разброса усредненных показателей яркости изображений нефтепродуктов и эмульсии нефти (15 мл воды + 0,1 мл нефти) по спектральным каналам и их плотностью (табл. 2).

Таблица 2

Значения средних яркостей изображений нефтепродуктов и эмульсии нефти

Образец	Длина волны, нм								395...940
	395	470	520	550	660	770	850	940	
Дизель межсезонный № 5	16	29	39	51	45	47	52	45	40,500
Газовый конденсат № 10	16	31	41	51	45	48	52	47	41,375
Тяжелый бензин № 1	24	39	44	53	46	47	51	47	43,875
Бензин изомеризации № 2	33	43	47	55	47	47	52	46	46,250
Легкий бензин № 3	34	45	48	56	48	48	53	48	47,500
Прямогонный бензин № 4	36	47	50	58	50	50	54	49	49,250
Эмульсия нефти № 6	6	7	8	8	8	13	21	22	11,625
Эмульсия нефти № 8	7	8	9	10	11	20	26	25	14,500
Эмульсия нефти № 7	7	8	9	11	12	19	28	26	15,000

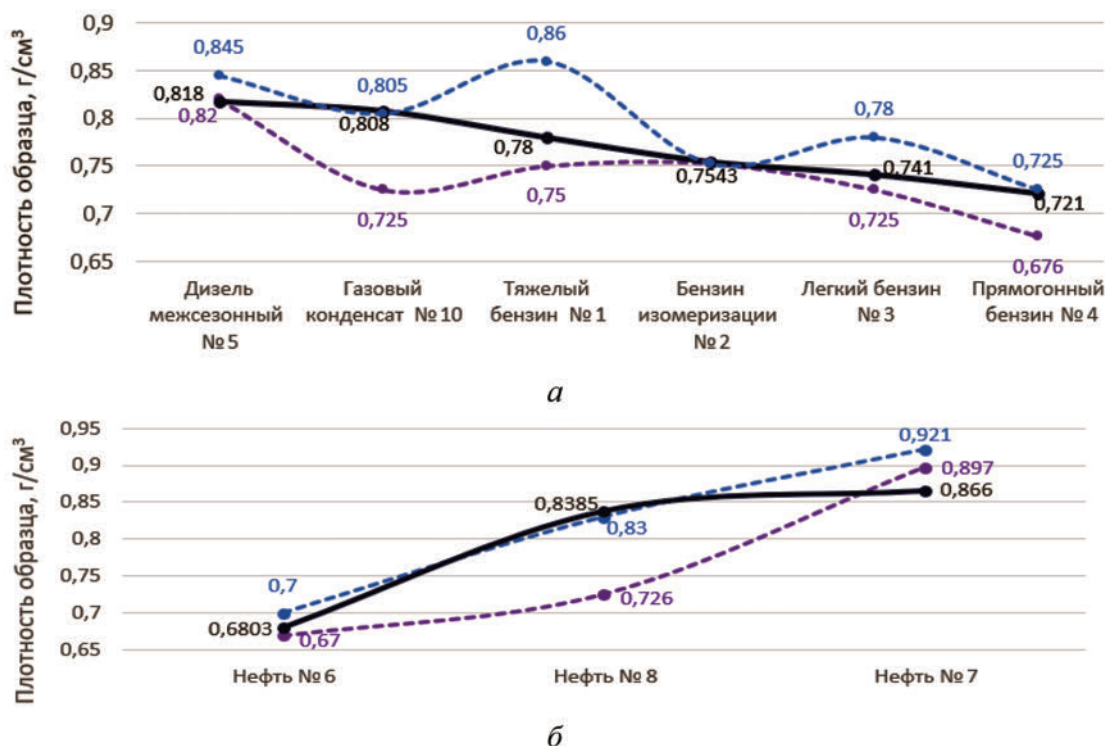


Рис. 4. Оценка плотности светлых полупрозрачных нефтепродуктов (а) и трех сортов нефти (б) по средним диапазонам яркости

По значениям табл. 2 можно выявить обратную линейную зависимость вида

$$\rho = \alpha i + \beta, \quad (1)$$

где ρ – плотность нефтепродукта, г/см³; i – средняя яркость нефтепродукта во всем диапазоне наблюдения 395...940 нм; α и β – эмпирические коэффициенты регрессии, связывающие значения средней яркости нефтепродуктов с их значениями плотности.

Для этого решим систему уравнений методом наименьших квадратов, где из табл. 1 взяты средние плотности из возможных диапазонов значений для образцов (см. табл. 2)

$$\left. \begin{aligned} 40,50\alpha + \beta &= 0,8325 \\ 41,375\alpha + \beta &= 0,765 \\ 43,875\alpha + \beta &= 0,805 \\ 46,25\alpha + \beta &= 0,7525 \\ 47,5\alpha + \beta &= 0,7005 \\ 49,25\alpha + \beta &= 0,7525 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Полученная зависимость обеспечивает минимальную среднеквадратическую погрешность относительно средних значений плотности нефтепродуктов

$$\rho = -0,011i + 1,263. \quad (3)$$

Для образцов нефти и мазута при их исследовании микроскопом-спектрометром в чистом виде выявить

зависимость не удалось, так как в диапазоне от 395 до 940 нм различия в яркости этих образцов не отмечены. Однако при растворении 0,1 мл образцов в 15 мл фильтрованной воды градации эмульсии становятся значимыми.

Решаем аналогично систему уравнений, где в качестве плотностей нефти взяты средние значения (см. табл. 1, 2, образцы № 6, 7, 8)

$$\left. \begin{aligned} 11,625\alpha + \beta &= 0,685 \\ 14,5\alpha + \beta &= 0,778 \\ 15\alpha + \beta &= 0,912 \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Для оценки плотности нефтяной пленки получаем зависимость от ее средней яркости, которая обеспечивает минимальную среднеквадратическую погрешность относительно средних значений плотности нефтей

$$\rho = 0,055i + 0,041. \quad (5)$$

Результат оценки плотности светлых нефтепродуктов и трех сортов нефти по сравнению с диапазоном возможных их значений показан на рис. 4 (а, б).

Лабораторные исследования спектральных характеристик излучений нефти и нефтепродуктов показали устойчивую связь вычисленных оценок плотности нефтепродуктов по средним значениям их яркости

Система кодирования внешнего вида нефти (дополненная)

Номер цветовой градации (группы нефти)	Цвет пленки	Толщина пленки, мкм	Объем, л/км ²	Плотность, г/см ³		Состав	Стойкость/время испарения
				ГОСТ [4]	API [2]		
1	Серебристо-серый	0,04...0,3	40...300	≤ 0,83	≤ 0,79	Сверхлегкая нефть, нефтепродукты	Сверхнизкая / до 1 сут
2	Радужный	0,3...5,0	300...5000	0,831...0,850	0,83	Легкая нефть, ДТ	Низкая / недели
3	Металлический	5,0...50	5000...50 000	0,851...0,870	0,86	Средние фракции нефти, конденсат	Средняя / месяцы (до года)
4	Коричневый	50...200	50 000...200 000	0,871...0,895	–	Сырая и топливная нефть	Высокая / год и более
5	Коричневый-черный	> 200	200 000	> 0,896	> 0,96	Эмульсия тяжелых фракций нефти, мазута, ДТ	

и их реальным значениям. Также установлена близость оценок плотности нефти и водонефтяной эмульсии по средним уровням ее яркости для средних и тяжелых сортов нефти. Наличие данных связей может быть использовано для экспресс-прогноза времени нахождения наблюдаемых сортов сырой нефти, нефтепродуктов и водонефтяной эмульсии.

Переход от цветовой градации пленки к значениям градаций соответствующих групп плотностей сортов нефти и нефтепродуктов позволяет перейти от их визуальных оценок к автоматическим режимам классификации (табл. 3).

Особое место здесь отводится плотности нефти, которая оценивается относительно плотности чистой

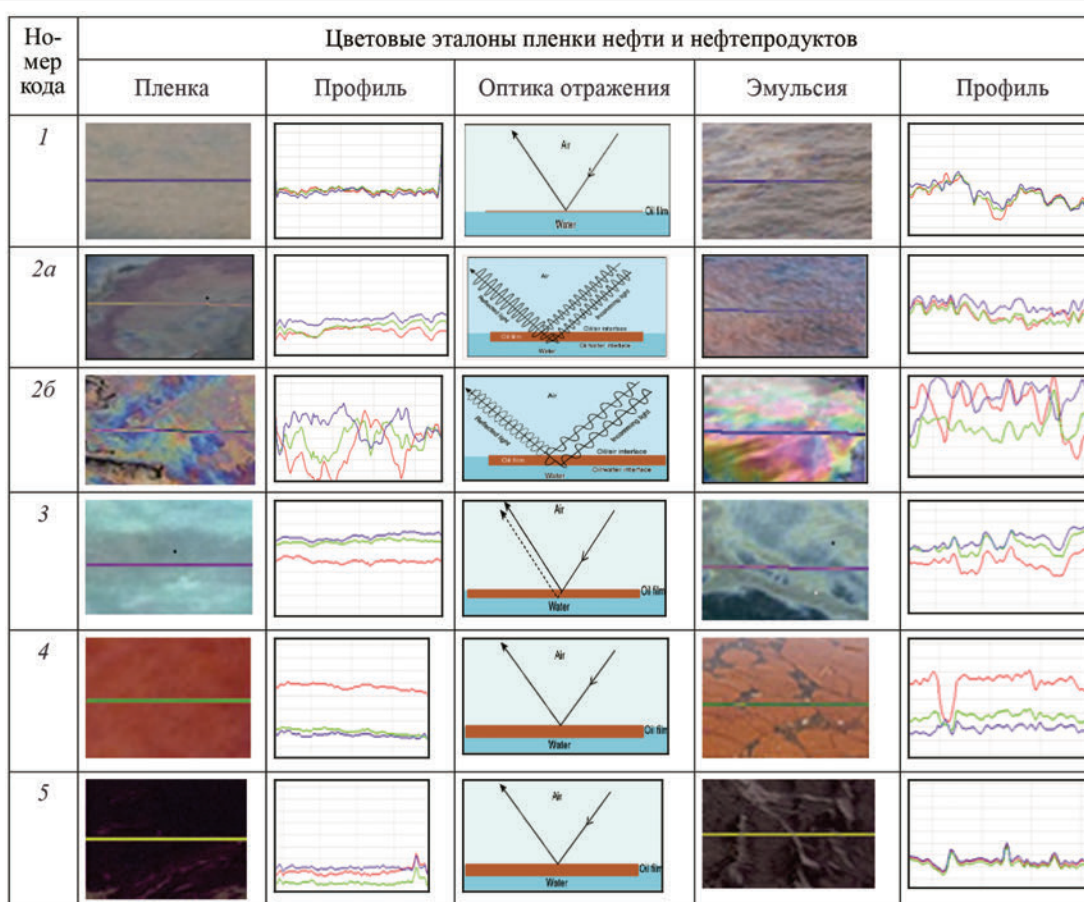


Рис. 5. Спектральный анализ оптических свойств отражения видимого излучения пленки нефти и нефтепродуктов на водной поверхности

воды, равной 1 г/см^3 . Большинство видов нефти обладает более низкой плотностью и массой по сравнению с морской водой, плотность которой составляет $1,025 \text{ г/см}^3$. Данная характеристика определяет, сколько времени останется нефть на плаву на открытом воздухе. Здесь время испарения для легких сортов 1-й группы составляет от нескольких часов до 1 сут; сортов 2-й группы – несколько недель; сортов 3-й группы – до года; тяжелых сортов 4-й группы и нефтяной эмульсии – свыше года (см. табл. 3). Учитывая данные показатели, основное внимание при АРНН следует уделять нефтяным загрязнениям, содержащим нефть 3-й и 4-й групп согласно классификации API и 4-й и 5-й групп по отечественному ГОСТ Р 51858–2020 [4].

Следует отметить, что на летучесть нефти и нефтепродуктов также оказывают влияние их дистилляционные характеристики. Некоторые виды нефти содержат битумные, парафиновые и асфальтовые остатки. Они трудно поддаются дистилляции и находятся в морской среде в течение длительного периода. Это необходимо учитывать при организации боновых заграждений в ходе локализации границ АРНН и оценки уровня загрязнения береговой полосы по материалам ДЗЗ.

Согласно Боннскому соглашению для определения объемов нефти и нефтепродуктов на поверхности акваторий используют толщину пленки, определяемую на основе цветовых оттенков наблюдаемых изображений [5]. Данный подход успешно используется при визуальных методах интерпретации цветовых оттенков, но имеет ограничения при автоматических режимах, которые требуют определения градаций цифровых сигналов их изображений. В работе получены профили цифровых сигналов эталонных изображений цветовых оттенков нефтяных пленок, используемых в Боннском соглашении, для оптических моделей их образования (рис. 5).

Цветовые оттенки определяются оптическими условиями (оптикой отражения) преломления падающих солнечных лучей видимой зоны спектра электромагнитных волн и их отражений от водонефтяной эмульсии.

Рассмотрим пять цветовых градаций.

Код 1 – толщина нефтяной пленки ($0,04 \dots 0,3 \text{ мкм}$), ее тонкий слой придает серебристо-серый блеск водной поверхности (рис. 5, 1).

Код 2 – толщина нефтяной пленки ($0,3 \dots 5,0 \text{ мкм}$) придает пленке радужные цветовые оттенки (желтый, розовый, фиолетовый, зеленый, синий, красный и оранжевый). Цветовые оттенки определяются интерференционной картиной белого цвета, который при освещении нефтяной пленки отражается как от ее поверхности, так и от поверхности воды. Здесь рассмотрены два случая интерференции: конструктивная и деструктивная. При конструктивной интерференции (рис. 5, 2а) волны, отраженные от нижней поверхности (нефть/вода), объединяются с волнами, отраженными от верхней (нефть/воздух) поверхности. Во время деструктивной интерференции световые волны в разных спектрах не совпадают между собой и разрушают волновую картину (рис. 5, 2б).

Код 3 – толщина нефтяной пленки ($5,0 \dots 50 \text{ мкм}$) содержит оттенки металлического цвета. Она выступает в качестве фильтра, пропуская определенную часть светового потока, который отражается от поверхности воды. Степень фильтрации зависит от цвета, оптической плотности и толщины пленки. В зоне интерференции металлический цвет выглядит как однородный с различными оттенками (синий, фиолетовый и т. д.) (рис. 5, 3).

Код 4 – толщина нефтяной пленки ($50 \dots 200 \text{ мкм}$) обеспечивает отражение световых волн от поверхности нефти. Ее цвет будет доминировать на изображении пленки. К этой группе относятся области с прерывистой структурой цвета внутри пятна, что вызвано поведением пленочных пятен под воздействием ветра и течения (рис. 5, 4).

Код 5 – толщина нефтяной пленки ($> 200 \text{ мкм}$), у которой истинный цвет нефти является доминирующим в этой группе и содержит однородный цвет без разрывов (рис. 5, 5).

Результаты связи цветовых оттенков нефти и нефтепродуктов с толщиной их пленок и уровнем плотностей представлены в табл. 3 [2, 4, 5].

Представленные характеристики оптических свойств нефти и нефтепродуктов позволяют их использовать в задачах спектральной интерпретации на снимках.

Примеры автоматической интерпретации спектральных характеристик ДТ на акватории р. Амбарной (г. Норильск) по цветным аэроснимкам на основе градаций цифровых сигналов изображений показаны на рис. 6.

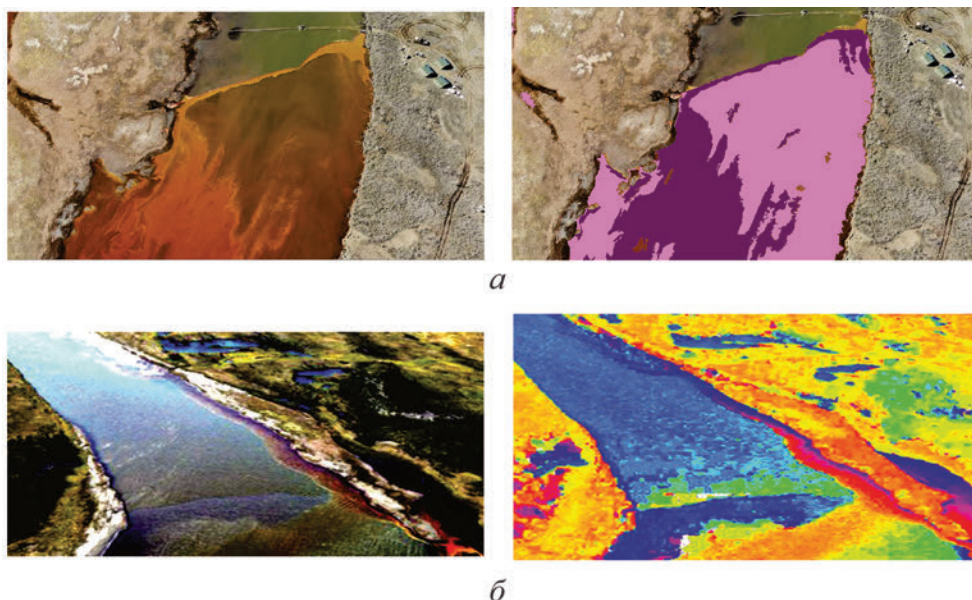


Рис. 6. Автоматическая интерпретация изображений аварийного разлива дизельного топлива (АРДТ) на р. Амбарной (г. Норильск):

а – на основе модели RGB (R – красный, G – зеленый, В – синий); *б* – на основе модели HSV (H – тон, S – насыщенность, V – яркость)

Использование данного метода при автоматической локализации АРНН на снимке сухопутного участка нефтепровода представлено на рис. 7.

Представленные примеры показывают, что наличие достаточных пороговых уровней различий на цветных изображениях позволяет выполнять локализацию АРНН в задачах их автоматической интерпретации. В первую очередь это относится к участкам загрязнений территорий нефтью и нефтяными продуктами, плотность которых позволяет отражать их натуральный цвет. Решение данного класса задач иг-

рает важную роль при организации систем непрерывного экологического мониторинга на основе систем ДЗЗ [6].

Другой подход, основанный на использовании спектров излучений изображений, получаемых многоспектральными камерами, позволяет выполнять локализацию АРНН на основе использования спектральных зон и их комбинаций (табл. 4) [7, 8], формулы (6–8). Примеры оценок по изображениям, полученным с искусственного спутника Земли (ИСЗ) Sentinel-2 А, приведены на рис. 8, а с ИСЗ Landsat-8 на рис. 9.

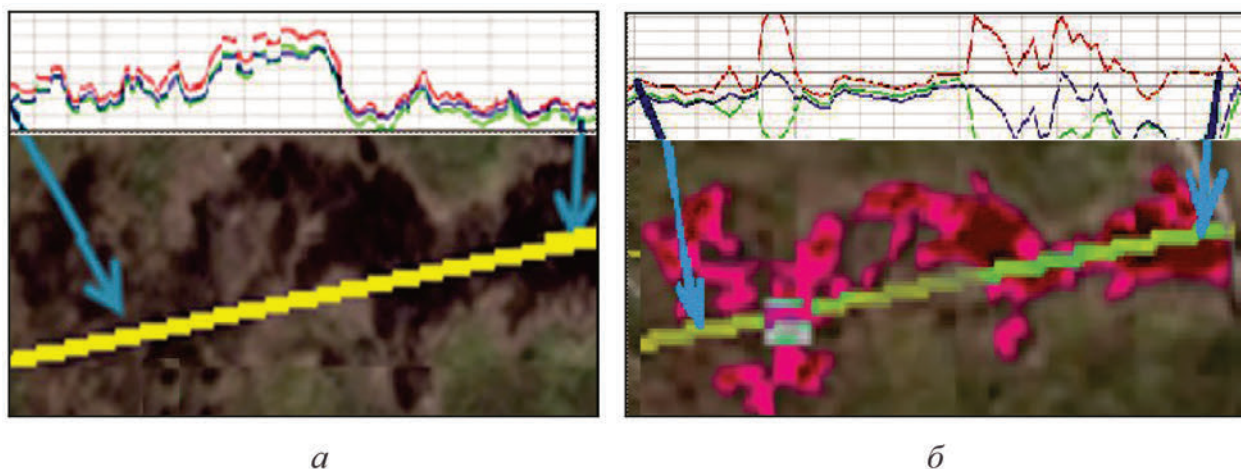


Рис. 7. Автоматическая интерпретация АРНН на территории нефтепровода:

а – участок АРНН и профиль их цифровых сигналов на исходном снимке; *б* – результаты классификации плотности изображения нефтяного загрязнения и профиль их сигналов, отражающий границы классифицированных участков

Спектральные каналы искусственных спутников Земли (ИСЗ и Sentinel-2)

Канал	Landsat			Sentinel-2		
	Канал	λ , мкм	R, м	Канал	λ , мкм	R, м
Аэрозоль	B1	0,43...0,45	30	B1	0,440	60
Синий (Blue)	B2	0,45...0,51	30	B2	0,490	10
Зеленый (Green)	B3	0,53...0,59	30	B3	0,560	10
Красный (Red)	B4	0,64...0,67	30	B4	0,660	10
Ближний ИК (NIR)	B5	0,85...0,88	30	B5(NIR)	0,700	20
Средний ИК (SWIR1)	B6	1,57...1,65	30	B6(NIR)	0,740	20
Средний ИК (SWIR2)	B7	2,11...2,29	30	B7(NIR)	0,783	20
Панхроматический (P)	B8	0,50...0,68	15	B8(NIR)	0,842	10
				B8a(NIR)	0,865	20
Облака	B9	1,36...1,38	30	B9(SWIR)	1,38	60
Дальний ИК (TIR1)	B10	10,60...11,19	100	B10(SWIR)	0,94	60
Дальний ИК (TIR2)	B11	11,50...12,51	100	B11(SWIR)	1,61	20
				B12(SWIR)	2,19	20

Примечание: λ – длина волны; R_x, y – пространственное разрешение.

Для оценки возможностей использования в задачах выделения зон АРНН акваторий на основе комбинации спектров в работе рассмотрены следующие индексы [9]:

– нормализованный дифференцированный водный индекс в зависимости от параметров

$$NDWI_1 = \frac{NIR - SWIR}{NIR + SWIR}; \quad (6)$$

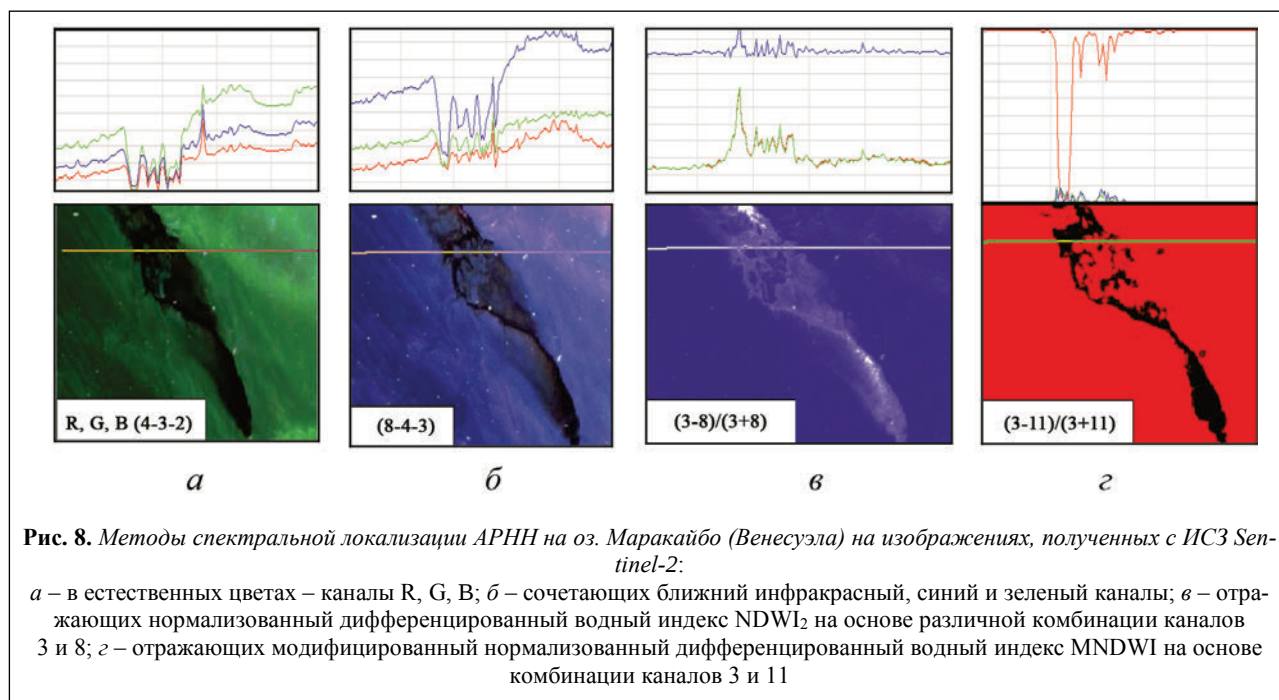
$$NDWI_2 = \frac{Green - NIR}{Green + NIR}; \quad (7)$$

– модифицированный нормализованный водный индекс

$$MNDWI = \frac{Green - SWIR}{Green + SWIR}. \quad (8)$$

На рисунках четко прослеживается усиление градиций сигналов на участках нефтяных загрязнений для: трех каналов (рис. 8, а), синего канала (рис. 8, б), зеленого канала индекса $NDWI_2$ (рис. 8, в) и красного канала индекса $MNDWI$ (рис. 8, г).

Аналогичные исследования проводились на акватории Каспийского моря (см. рис. 9).



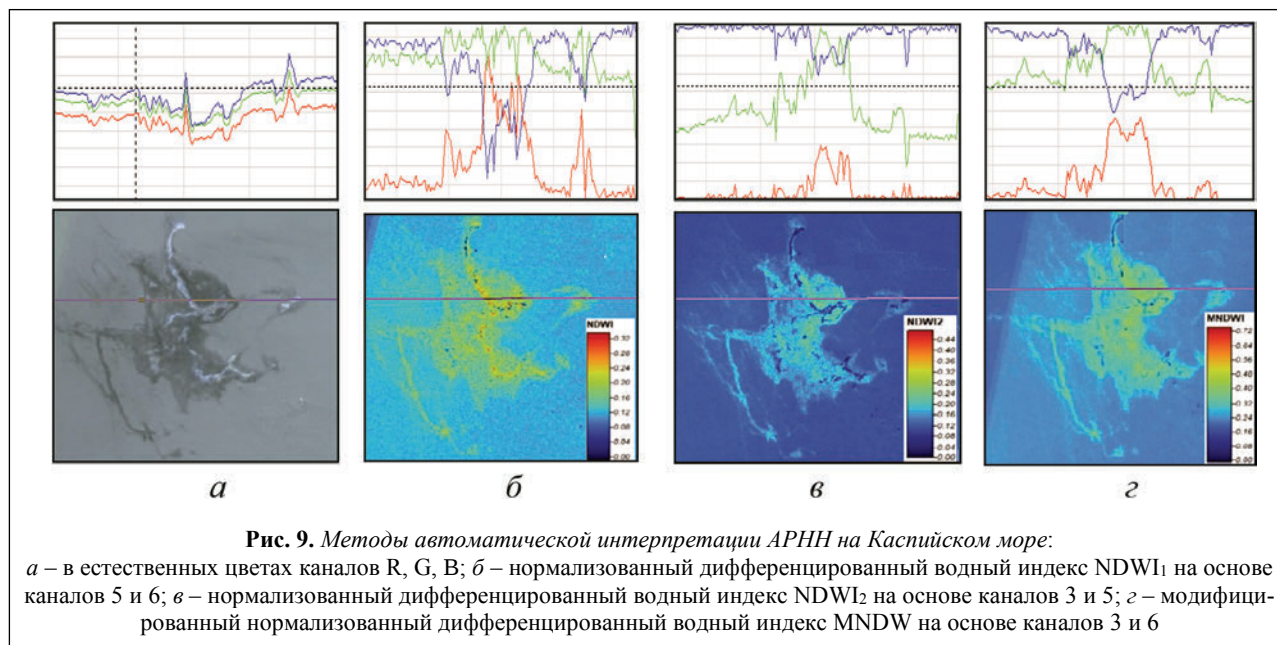


Рис. 9. Методы автоматической интерпретации АРНН на Каспийском море:

а – в естественных цветах каналов R, G, B; *б* – нормализованный дифференцированный водный индекс NDWI₁ на основе каналов 5 и 6; *в* – нормализованный дифференцированный водный индекс NDWI₂ на основе каналов 3 и 5; *г* – модифицированный нормализованный дифференцированный водный индекс MNDW на основе каналов 3 и 6

Результаты локализации участков загрязнений в каналах R, G, B показали хорошее согласование границ на всех трех каналах и умеренную чувствительность к вариациям оптических плотностей (рис. 9, *а*). Анализ результатов интерпретации градаций плотностей сигналов на основе индексных показателей показал работоспособность всех трех индексов (рис. 9, *б–г*).

Выводы

Результаты лабораторных работ продемонстрировали возможности классификации образцов нефти и нефтепродуктов на основе их отраженных спектров посредством использования опытного образца спектрометра RT-1280MS. Они также показали связь оптической плотности изображений нефти и нефтепродуктов (средней яркости их излучений) с их реальной плотностью. Это позволяет дополнить Систему кодирования внешнего вида нефти по Боннскому соглашению показателями градаций групп плотности нефти и нефтепродуктов. Такой подход обеспечивает переход от визуальных оценок цветовых градаций пленок нефти и нефтепродуктов к автоматическим режимам их групповой классификации на основе градаций цифровых сигналов отраженных спектров, что имеет большое значение для прогноза длительности нахождения АРНН на поверхности акваторий.

В ходе экспериментальных работ на изображениях реальных АРНН показаны возможности использования данных показателей для локализации границ загрязненных участков и автоматической интерпрета-

ции градаций их оптических плотностей на основе цветных и многоспектральных изображений, полученных системами ДЗЗ. Результаты работы могут быть применены при решении задач автоматизации процессов локализации и классификации участков АРНН на основе методов спектральной интерпретации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. О состоянии и использовании водных ресурсов Российской Федерации в 2020 году: докл. – М.: Росводресурсы, НИА-Природа, 2022. – 510 с.
2. Fate of marine oil spills: Technical information paper / ITOPF Ltd. – Canterbury, UK: Impact PR & Design Limited, 2011. – 12 p. – URL: https://www.itopf.org/fileadmin/uploads/itopf/data/Documents/TIPS_TAPS_new/TIP_2_Fate_of_Marine_Oil_Spills.pdf (дата обращения 15.05.2025).
3. Универсальный микроскоп-спектрометр на основе цифровой камеры RT-1280LYNX расширенного спектрального диапазона / М.А. Бондаренко, А.В. Бондаренко, М.Г. Князев [и др.] // XXVI междунар. науч.-техн. конф. по фотоэлектронике и приборам ночного видения: тез. докл., М., 25–27 мая 2022 г. – М.: НПО "Орион", 2022. – С. 83–85. – DOI: 10.51368/978-5-7164-1173-9-2022-89
4. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 2021–07–01. – М.: Стандартинформ, 2020. – III, 11 с.
5. Аковецкий В.Г., Афанасьев А.В., Ильченко А.А. Аэрокосмический мониторинг в задачах оценки геоэкологических рисков аварийных разливов нефти и нефтепродуктов // Вычислительные технологии. – 2021. – Т. 26, № 1. – С. 72–85. – DOI: 10.25743/ICT.2021.26.1.006
6. Ермаков В.В., Иващенко И.С. Требования к системам непрерывного мониторинга нефтезагрязненных территорий

// *Тр. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина*. – 2020. – № 3(300). – С. 97–103. – DOI: 10.33285/2073-9028-2020-3(300)-97-103

7. *Landsat 8 (L8). Data Users Handbook*. – Sioux Falls, South Dakota: EROS, 2019. – VIII, 106 p. – URL: [https://d9-wret.s3.us-west-](https://d9-wret.s3.us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/s3fs-public/atoms/files/LSDS-1574_L8_Data_Users_Handbook-v5.0.pdf)

[2.amazonaws.com/assets/palladium/production/s3fs-public/atoms/files/LSDS-1574_L8_Data_Users_Handbook-v5.0.pdf](https://d9-wret.s3.us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/s3fs-public/atoms/files/LSDS-1574_L8_Data_Users_Handbook-v5.0.pdf) (дата обращения 14.05.2025).

8. *GISGeography. Sentinel 2 Bands and Combinations*. – URL: <https://gisgeography.com/sentinel-2-bands-combinations> (дата обращения 14.05.2025).

9. Аковецкий В.Г., Афанасьев А.В., Рамирес Суарес Х.А. Модели интерпретации изображений в задачах мониторинга чрезвычайных ситуаций на акваториях рек // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. – 2024. – № 3(318). – С. 47–57.

SPISOK ISTOChNIKOV

1. *O sostoyanii i ispol'zovanii vodnykh resursov Rossiyskoy Federatsii v 2020 godu: dokl.* – М.: Rosvodresursy, NIA-Priroda, 2022. – 510 s.
2. *Fate of marine oil spills: Technical information paper* / ITOPF Ltd. – Canterbury, UK: Impact PR & Design Limited, 2011. – 12 p. – URL: https://www.itopf.org/fileadmin/uploads/itopf/data/Documents/TIPS_TAPS_new/TIP_2_Fate_of_Marine_Oil_Spills.pdf (дата обращения 15.05.2025).
3. *Universal'nyy mikroskop-spektrometr na osnove tsifrovoy kamery RT 1280LYNX rasshirennogo spektral'nogo diapazona*

- / M.A. Bondarenko, A.V. Bondarenko, M.G. Knyazev [i dr.] // *XXVI mezhdunar. nauch.-tekhn. konf. po fotoelektronike i priboram nochnogo videniya: tez. dokl., M., 25–27 maya 2022 g.* – М.: NPO "Orion", 2022. – С. 83–85. – DOI: 10.51368/978-5-7164-1173-9-2022-89
4. *GOST R 51858-2020. Neft'. Obshchie tekhnicheskie usloviya.* – Vved. 2021–07–01. – М.: Standartinform, 2020. – III, 11 s.
5. Akovetskiy V.G., Afanas'ev A.V., Il'chenko A.A. Aerokosmicheskii monitoring v zadachakh otsenki geoeologicheskikh riskov avariynykh razlivov nefi i nefteproduktov // *Vychislitel'nye tekhnologii*. – 2021. – Т. 26, № 1. – С. 72–85. – DOI: 10.25743/ICT.2021.26.1.006
6. Ermakov V.V., Ivashchenko I.S. Trebovaniya k sistemam nepreryvnogo monitoringa neftezagryaznennykh territoriy // *Tr. RGU nefi i gaza im. I.M. Gubkina*. – 2020. – № 3(300). – С. 97–103. – DOI: 10.33285/2073-9028-2020-3(300)-97-103
7. *Landsat 8 (L8). Data Users Handbook*. – Sioux Falls, South Dakota: EROS, 2019. – VIII, 106 p. – URL: [https://d9-wret.s3.us-west-](https://d9-wret.s3.us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/s3fs-public/atoms/files/LSDS-1574_L8_Data_Users_Handbook-v5.0.pdf)
- [2.amazonaws.com/assets/palladium/production/s3fs-public/atoms/files/LSDS-1574_L8_Data_Users_Handbook-v5.0.pdf](https://d9-wret.s3.us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/s3fs-public/atoms/files/LSDS-1574_L8_Data_Users_Handbook-v5.0.pdf) (дата обращения 14.05.2025).
8. *GISGeography. Sentinel 2 Bands and Combinations*. – URL: <https://gisgeography.com/sentinel-2-bands-combinations> (дата обращения 14.05.2025).
9. Akovetskiy V.G., Afanas'ev A.V., Ramires Suares Kh.A. Modeli interpretatsii izobrazheniy v zadachakh monitoringa chrezvychaynykh situatsiy na akvatoriyakh rek // *Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse*. – 2024. – № 3(318). – С. 47–57.

Информация об авторах

Виктор Геннадьевич Аковецкий, д-р техн. наук, профессор, geoinforisk@mail.ru;

Алексей Викторович Афанасьев, канд. техн. наук, доцент, afanasyev-av@yandex.ru;

Максим Андреевич Бондаренко, канд. техн. наук, max.bond@bk.ru;

Варвара Анатольевна Лавренчук, аспирант, lavrenchuk.v.a@mail.ru;

Хулио Анибал Рамирес Суарес, аспирант, julioramirezsuarez@gmail.com

Information about the authors

Victor G. Akovetsky, DSc (engineering), Professor, geoinforisk@mail.ru;

Alexey V. Afanasyev, PhD (engineering), associate professor, afanasyev-av@yandex.ru;

Maxim A. Bondarenko, PhD (engineering), max.bond@bk.ru;

Varvara A. Lavrenchuk, postgraduate student, lavrenchuk.v.a@mail.ru;

Julio A. Ramirez Suarez, postgraduate student, julioramirezsuarez@gmail.com

Статья поступила в редакцию 01.06.2025, одобрена после рецензирования 24.06.2025, принята к публикации 30.06.2025.