

А. Я. Матвеев, А. А. Кубряков¹, А. Г. Боев², Д. М. Бычков, С. А. Величко, В. К. Иванов,
С. В. Станичный¹, В. Н. Цымбал

Институт радиофизики и электроники им. А. Я. Усикова НАН Украины
12, ул. Ак. Проскуры, Харьков, 61085, Украина

E-mail: matweev@list.ru

¹Морской гидрофизический институт

2, ул. Капитанская, Севастополь

E-mail: arskubr@ya.ru

²Радиоастрономический институт НАН Украины

4, ул. Краснознаменная, Харьков, 61002, Украина

E-mail: karv@kharkov.ua

ВАЛИДАЦИЯ МЕТОДА СПУТНИКОВОЙ РАДИОЛОКАЦИОННОЙ МНОГОУГЛОВОЙ ДИАГНОСТИКИ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ МОРСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Предложена методика валидации метода спутниковой радиолокационной многоугловой диагностики нефтяных загрязнений морской поверхности путем сопоставления радиолокационных оценок массы и толщины нефтяной пленки с результатами моделирования, полученными с использованием новой модели растекания нефти *FOTS* (*Floating Object Tracking System*). Для валидации метода использованы экспериментальные результаты зондирования акватории Каспийского моря в районе нефтяного месторождения «Нефтяные Камни» при помощи радиолокатора с синтезированной апертурой (РСА) ИСЗ *Envisat-1*. Модель *FOTS* позволяет рассчитывать динамику движения и изменение массы и размера нефтяного пятна, основываясь на данных спутниковых измерений и атмосферного реанализа. Модель учитывает основные процессы, влияющие на формирование пятна (гравитационное растекание, адвекционный перенос, диспергирование, эмульгирование, турбулентное перемешивание и испарение). Применение этой модели позволило определять расчетным путем изменение толщины и динамику движения нефтяного пятна в период между радиолокационными съемками этого района (0,5÷4 сут), оценивать объемы разлитой на месторождении нефти. Отмечено совпадение рассчитанной по данным радиолокационных измерений толщины нефтяной пленки и результатов моделирования, что подтверждает достоверность метода. Работа выполнена в рамках проекта 11140 с *ESA* (*European Space Agency*) и при поддержке Федеральной Целевой Программы 1.2 «Исследование технологии мониторинга и прогнозирования экологического состояния водной среды морского шельфа: Соглашение 14.604.21.0044 с МинОбрНауки РФ». Ил. 6. Табл. 1. Библиогр.: 36 назв.

Ключевые слова: *Envisat-1*, радиолокатор с синтезированной апертурой, обработка радиолокационных изображений, моделирование растекания нефти, альтиметрия, Нефтяные Камни, Каспийское море.

Радиолокационные аэрокосмические методы традиционно используются для оперативного мониторинга неоднородностей поверхности Мирового океана, связанных с процессами взаимодействия в системе «океан–атмосфера» и разливом на поверхности поверхностно-активных веществ (ПАВ). Наиболее часто в последние годы наблюдаются техногенные и природные разливы нефти и нефтепродуктов, что наносит значительный урон океанской флоре и фауне, особенно в аварийных ситуациях. Для их обнаружения и диагностики разработаны многочастотные [1–4] и одночастотные [5–7] радиолокационные методы. Поскольку в настоящее время доступны данные только одночастотных спутниковых радиолокационных систем, а на ближайшие годы планируется запуск их модифицированных аналогов (например, спутников *ESA* серии *Sentinel*), то особую важность приобретает разработка методов, использующих данные подобных систем.

Основным недостатком одночастотных методов является невозможность отличить нефтяные слики от выглаживаний морской поверхности, вызванных неоднородностями ветрового поля, проявлением внутренних волн, зон апвеллинга и др. Поэтому одночастотные методы используются либо совместно с оптическими, радиомет-

рическими методами или другими данными, позволяющими судить о природе слика [6, 8, 9], либо используются данные последовательных одночастотных съемок одного участка загрязненной поверхности под разными углами (многоугловой метод (МУМ) [10, 11]). Так как съемка участка спутниковым РСА может проводиться только на последующих витках, то интервал между съемками в зависимости от направления полета спутника (на восходящем или нисходящем витках) и предварительного заказа на съемку может меняться от 0,5 до 4 суток и более. Поэтому необходимым элементом МУМ является точный прогноз (модель) изменения параметров нефтяного пятна (объема, его формы и направления распространения) в промежутках между спутниковыми съемками. При этом оценки, полученные радиолокационным методом, и модельные расчеты могут дополнять друг друга, увеличивая взаимную достоверность.

Разработан ряд моделей (например, [12–15]), учитывающих наиболее важные процессы, влияющие на динамику растекания нефти по морской поверхности (перемещение под действием течений и ветра, гравитационное растекание, адвекционный перенос, диспергирование, испарение, турбулентное перемешивание и др.).

Большинство моделей использует в своей основе трехмерные гидродинамические модели различной сложности, в рамках которых результаты расчетов во многом зависят от точности расчетов атмосферных моделей (потоков тепла, влаги и т. д.) и большого количества используемых параметризаций. В данной работе предлагается использовать новую модель *FOTS*, которая базируется только на имеющихся данных спутниковых измерений и атмосферного реанализа и может быть использована также и для любой другой акватории Мирового океана. Валидация модели в рамках оценок параметров разлитой нефти с помощью МУМ выполнена по результатам анализа радиолокационных снимков в акватории месторождения Нефтяные Камни в Каспийском море.

1. Описание метода МУМ. Основой метода МУМ является теория рассеяния радиоволн морской поверхностью в присутствии пленок ПАВ конечной толщины [16, 17]. Повышение достоверности радиофизических оценок методом МУМ достигается путем оптимизации числа параметров, влияющих на конечный результат. Для этого в качестве измеряемой величины при оценке толщины поверхностных нефтяных пленок используется значение радиолокационного контраста (далее – радиоконтраста) загрязненной поверхности, определяемого как отношение мощностей сигналов, принимаемых радиолокатором от загрязненных нефтью и чистых участков морской поверхности. Это позволяет при малых временах спутниковой съемки (10...20 с) считать стабильными как параметры аппаратуры и характер движения спутника-носителя, так и состояние морской поверхности и атмосферы в пределах исследуемой акватории. При этом измерение радиоконтрастов исключает из рассмотрения угловую зависимость формы диаграммы направленности приемопередающей антенны РСА и отраженного от моря сигнала, поскольку величина сигнала, принимаемого от чистой и загрязненной морской поверхности, определяется при одинаковом угле зондирования θ .

В используемой теории рассеяния радиоволн морской поверхностью теоретический радиоконтраст в общем случае является функцией пяти параметров, характеризующих пленку: активности (упругости) p , толщины h , поверхностного натяжения α , вязкости ν_n и плотности ρ_n ($D_{\text{теор}}(p, h, \alpha, \nu_n, \rho_n)$). При наличии достаточно большого массива экспериментальных значений радиоконтрастов принципиально возможно составить пять независимых уравнений $D_{\text{теор}}(p, h, \alpha, \nu_n, \rho_n) = D_{\text{экс}}(p, h, \alpha, \nu_n, \rho_n)$ и решить их относительно всех этих параметров. В случае зондирования акватории месторождения

Нефтяные Камни, для которой параметры разлитой по поверхности нефти (вязкость, поверхностное натяжение и плотность) уже известны, для определения остальных двух неизвестных параметров (активности p и толщины h) достаточно составить только два уравнения. Например, с использованием данных спутниковой съемки РСА сантиметрового диапазона на последующих витках, т. е. при зондировании одной точки нефтяного пятна под углами θ_1 и θ_2 :

$$\begin{aligned} D_{\text{теор}}(k(\theta_1), p, h_1) &= D_{\text{экс}}(k(\theta_1), p, h_1), \\ D_{\text{теор}}(k(\theta_2), p, h_2) &= D_{\text{экс}}(k(\theta_2), p, h_2), \end{aligned} \quad (1)$$

$$k = 2k_E \sin \theta, \quad h_2 = h_1 - \Delta h,$$

где k и k_E – волновые числа, соответственно, поверхностной морской волны и радиоволны.

Изменение толщины пленки Δh в (1), вызванное влиянием различных внутренних и внешних физических процессов за период между съемками, может быть определено моделированием этих процессов и использовано для верификации метода МУМ.

2. Модель растекания нефти *FOTS*.

Разработанная модель *FOTS* относится к классу моделей „oil spill particle-tracking” (например, [13–15]), в которых нефтяное пятно разбивается на k частиц, имеющих форму цилиндра толщиной h , соответствующей начальной толщине пятна, объем $V_k = V/k$ и радиус $r_k = \sqrt{V_k/(\pi h)}$. Поскольку под влиянием различных процессов со временем толщина цилиндров будет уменьшаться, радиусы увеличиваться, а положение изменяться, то суммарная площадь пятна будет расти и будет изменяться его форма.

Исходными данными для моделирования изменения формы и толщины нефтяного пятна являются: масса разлитой нефти M , тип нефти, начальное состояние нефти (свежая или выветренная, подвергшаяся действию метеоусловий), режим разлива нефти (импульсный, непрерывный); даты и время (*UTC*) начала и конца обработки; координаты источника (источников) разлива. В процессе расчетов из открытых архивов скачиваются региональные или глобальные (в зависимости от заданных параметров региона) карты аномалий уровня моря или карты абсолютной динамической топографии, полученные по данным спутниковой альтиметрии [18], карты температуры поверхности моря [19] и карты скоростей ветров по данным глобальной модели *NCEP* [20], и на основе этих данных проводится моделирование.

Всего в модели используется три типа нефти: легкая, средняя и тяжелая. От типа нефти зависят ее начальные параметр: ν_n – кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$; ρ_n – плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$; e_{max} –

процент летучей фракции; $emul_{max}$ – максимально возможный процент эмульгированной нефти; константы C_1, C_2 , используемые при расчете испарения нефти (табл.). Константы были взяты из анализа данных, представленных в [21].

При запуске модели на каждом шаге обработки учитывались следующие процессы: гравитационное растекание нефти, адвекция течениями и горизонтальная турбулентность, испарение, диспергирование, эмульгирование.

Параметры нефти

Тип	$v_n \cdot 10^4$	ρ_n	e_{max}	$emul_{max}$	C_1	C_2
Легкая	0,05	850	0,35	0,001	2,4	0,045
Средняя	0,2	900	0,25	0,05	1,5	0,045
Тяжелая	5	950	0,05	0,25	0,12	0,002

Гравитационное растекание нефти. В зависимости от взаимодействия гравитационных, инерционных, вязких сил и сил поверхностного натяжения процесс растекания нефтяного пятна по морской поверхности делится на 3 фазы (режима): гравитационно-инерционный, гравитационно-вязкий и режим поверхностного натяжения [22–24].

На каждом шаге обработки Δt определяется время существования нефтяного пятна $t = \Delta t n \div \Delta t (n + 1)$ (где $n = 0 \dots N$, N – число шагов) и соотносится с временами перехода из гравитационно-инерционного режима растекания нефти в гравитационно-вязкостный режим t_{12} и из гравитационно-вязкого режима в режим поверхностного натяжения t_{23} :

$$t_{12} = 2,61 \sqrt[3]{\frac{V}{\Delta g v_B}}, \quad (2)$$

$$t_{23} = 0,8077 \frac{\rho_B \sqrt[3]{V^2 \Delta g v_B}}{\alpha},$$

где V – объем разлитой нефти, m^3 ; $\Delta = (\rho_B - \rho_n) / \rho_B$ (ρ_B, ρ_n – плотность воды и нефти соответственно, kg/m^3); g – ускорение свободного падения, m/s^2 ; v_B – кинематическая вязкость воды, m^2/s ; $\alpha = \alpha_{B-VX} - \alpha_{n-VX} - \alpha_{n-V}$ – коэффициенты поверхностного натяжения (суммарный, вода–воздух, нефть–воздух и нефть–вода соответственно), kg/c^2 .

Затем, в зависимости от режима растекания пятна, с внутренним шагом $dt = 1$ с рассчитывается площадь пятна A и ее изменение dA :

– для гравитационно-инерционного режима:

$$A_{ги} = K_1 t \sqrt{V}, \quad dA_{ги} = K_1 \sqrt{V} dt, \quad (3)$$

где $K_1 = 1,3\pi \sqrt{\Delta g}$;

– для гравитационно-вязкого режима:

$$A_{гв} = K_2 \sqrt{t} V^{2/3}, \quad dA_{гв} = (K_2 V^{2/3} / 2\sqrt{t}) dt, \quad (4)$$

где $K_2 = 2,1\pi \sqrt[3]{g\Delta / \sqrt{v}}$;

– для режима поверхностного натяжения:

$$A_{пн} = K_3 t^{3/2}, \quad dA_{пн} = (3K_3 t^{1/2} / 2) dt, \quad (5)$$

где $K_3 = 2,6\pi \sqrt{\alpha^2 / (\rho^2 v)}$.

После этого рассчитывается изменение толщины пленки

$$dh = \frac{V}{A} - \frac{V}{A + dA}. \quad (6)$$

В зависимости от типа разлива задается разное начальное время существования пятна t_0 и определяется разная начальная толщина нефтяной пленки h_0 :

– при мгновенном разливе свежей нефти начальное время существования пятна t_0 задается равным t_{12} . При этом начальная площадь пятна A_0 рассчитывается на время t_{12} по формуле (2), а начальная толщина h_0 определяется из (2) при $A_0 = V/h_0$ как

$$h_0 = \sqrt{V} / (K_1 t_{12}); \quad (7)$$

– при мгновенном разливе выветренной нефти начальное время t_0 задается равным t_{23} , начальная площадь A_0 рассчитывается на время t_{23} по формуле (2), а толщина h_0 определяется из (2) при $A_0 = V/h_0$ как

$$h_0 = \sqrt[3]{V} / (K_2 \sqrt{t_{23}}). \quad (8)$$

Для режима выветренной нефти испарение задается равным нулю.

– при постоянном разливе начальное время для каждой новой выпущенной частицы равно $t_0 = 0$ с. Далее для каждой частицы растекание рассчитывается в зависимости от прожитого частицей времени.

Адвекция нефти течениями. Движение нефтяного пятна под действием течений зависит от полной скорости течений, которое определяется как сумма геострофических и дрейфовых скоростей течений:

$$V = V_g + V_e. \quad (9)$$

Для расчета геострофических скоростей V_g по данным спутниковой альтиметрии использовались регулярные данные об аномалии уровня моря (SLA), полученные по вдольтрековым данным современных спутниковых альтиметрических миссий (Jason-1, Jason-2, Envisat, Topex/Poseidon, GFO). При создании массивов в

исходные альтиметрические данные были введены поправки на ошибки измерения орбиты спутника, коррекции на инструментальные ошибки, на возмущения за счет влажной тропосферы, сухой тропосферы, ионосферных эффектов [25]. Для перехода от аномалий уровня к полной динамической топографии необходимо было к полям *SLA* прибавить поле средней динамической топографии (*MDT*), определенное как климатическое поле уровня для Каспийского моря, которое получено на основе результатов моделирования с учетом гидрологических данных [26]:

$$h = MDT + SLA.$$

По градиентам динамической топографии были рассчитаны карты скоростей геострофических течений:

$$u_g = -\frac{g}{f} \frac{\partial h}{\partial y}, \quad v_g = \frac{g}{f} \frac{\partial h}{\partial x}, \quad (10)$$

здесь h – уровень моря; u_g, v_g – геострофические скорости; g – ускорение свободного падения; f – параметр Кориолиса.

Дрейфовая компонента течений V_e была параметризована по данным измерений дрейфтеров, альтиметров и ветра в работе [27]. Дрейфовая компонента течений определялась как $V_e = 0,028V_w e^{i\pi/36}$, где V_w – скорость ветра; т. е. скорость дрейфовых течений на поверхности составляла 2,8 % от скорости ветра, а угол поворота поверхностных течений составил 13° вправо. Перемещение каждой частицы под действием течений рассчитывалось стандартным методом по схеме Рунге–Кутты.

Примеры построения карт скорости приповерхностного ветра и полной поверхностной скорости течения приведены на рис. 1.

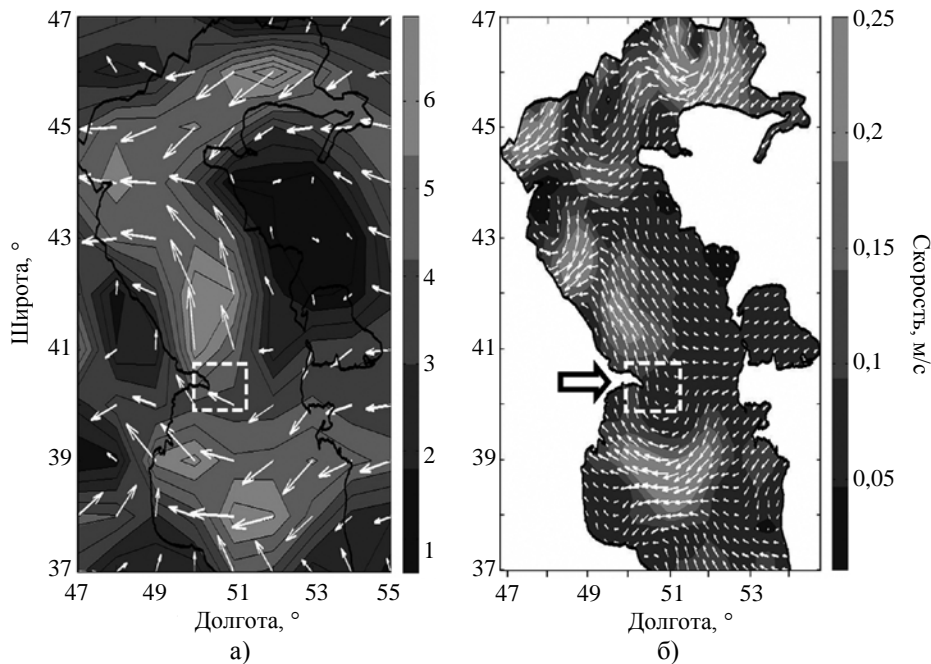


Рис. 1. Примеры построенных карт скорости ветра (а) и полной скорости течения (б) в Каспийском море на 09.09.2004 18-00 UTC. Квадратом указан район месторождения Нефтяные Камни. Оттенками серого цвета указана скорость в м/с, а стрелками ее направление

Горизонтальная турбулентность. Для учета турбулентных движений на каждом шаге времени частице задается дополнительное перемещение dl , пропорциональное скорости частицы:

$$dl = PK_T dL. \quad (11)$$

Здесь P – случайная величина (от 0 до 1); значение $K_T = 0,1$ является аналогом коэффициенту турбулентной горизонтальной диффузии; dL – перемещение частицы на данном шаге.

Дисперсия. В процессе дисперсии нефть турбулентным перемешиванием или обрушением

ветровых волн разбивается на капли различного размера (от 1 до 500 мкм), часть из которых переносится в глубину жидкости. Капли, опущенные на глубину, могут вернуться в пленку. Поскольку скорость капель на поверхности выше, чем на некоторой глубине, то диспергированная часть нефти будет отставать, а некоторая часть безвозвратно теряться. Для расчета дисперсии нефти используется параметризация, предложенная в работе [28]. Считается, что дисперсия происходит в основном из-за обрушений волн. Масса диспер-

гирующей нефти для каждого размера капель определяется таким образом:

$$Q_d = r_{ice} \Delta t C^* E_b^{0,57} F_b A_n f_{disp}. \quad (12)$$

Здесь r_{ice} – поправочный коэффициент на лед ($r_{ice} = 1$, если лед отсутствует [29]; C^* – эмпирическая константа вовлечения, определяемая [30, 31] как

$$C^* = \exp(-0,1023 \ln(v_n) + 7,575),$$

если $v_n < 0,132 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$;

$$C^* = \exp(-1,8927 \ln(v_n) + 16,313),$$

если $v_n > 0,132 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$;

E_b – энергия диссипации волн на единицу объема, $E_b = 0,0034 \rho_e g H_b^2$; здесь H_b – высота обрушающихся волн, $H_b = 1,5 \times H_s$, $H_s = 0,0248 \times W^2$ – значимая высота волн; W – скорость ветра на высоте 10 м, м/с, F_b – процент поверхности, покрытой обрушающимися волнами $F_b = 3 \times 10^{-6} W^{3,5}$; A_n – процент поверхности, покрытый нефтью; f_{disp} – распределение капель нефти по размерам. Согласно [28] оно может быть аппроксимировано

как $f_{disp} = \int_{d_{min}}^{d_{max}} d^{0,7} \Delta d$. Для расчета распределение

капель по размеру разбивалось на интервалы $\Delta d = (d_{max} - d_{min})/10$. Максимальный d_{max} и минимальный d_{min} размер капель определялся как

$$d_{max} = 3400 E^{-0,4} (v_n \times 10^6)^{0,34},$$

$$d_{min} = 500 E^{-0,4} (v_n \times 10^6)^{0,34}.$$

Здесь E – энергия диссипации волн на единицу объема, Дж/м³с; $E = 5,0 \times 10^3$ [32].

Интегрируя Q_d по всем классам размеров капель, получаем суммарное количество диспергирующей нефти Q_d^Σ . Далее, считалось, что некоторая часть диспергирующей нефти $Q_{возвр} = P_{возвр} Q_d^\Sigma$ возвращается в пленку ($P_{возвр} = 0,9$) и равно суммарному проценту капель с размером более 10 мкм [15]. Остальная часть безвозвратно терялась. Количество диспергирующего объема каждой частицы задавалось случайным образом так, чтобы суммарный для всех диспергирующих частиц объем был равен Q_d^Σ . Именно поэтому толщина пленки на картах нефтяных пятен неоднородна. При этом скорость частиц уменьшалась пропорционально количеству вернувшихся в пленку диспергирующих частиц, так как они побывали на глубине, где скорость течений меньше.

Эмульгирование. Эмульгирование это процесс захвата воды нефтью с образованием нефтяной эмульсии. Образование эмульсии значительно влияет на свойства нефти – вязкость и плотность. Для каждого типа нефти существует максимально возможный процент содержания воды в нефти $emul_{max}$. Для расчета количества воды в нефти используется формула из работы [33]

$$\frac{dY}{dt} = k_{em} \times W^2 \left(1 - \frac{Y}{emul_{max}}\right), \quad (13)$$

где Y – количество воды в нефти; $k_{em} = 1,5 \times 10^{-6}$. Количество воды в нефти равно $M_W = YM$.

Испарение. На количество нефти на поверхности воды значительно влияет процесс испарения. Существуют максимально возможное количество испаренной нефти, равное проценту летучей фракции e_{max} . Испарение рассчитывалось по известной формуле из работы [33]

$$f_e = (C_1 + C_2 T) \ln\left(\frac{t}{60}\right). \quad (14)$$

Здесь f_e – количество испаренной нефти; C_1, C_2 – константы; T – температура.

Температура поверхности определялась на основе массива данных, полученного из комбинированных спутниковых измерений температуры в микроволновом и инфракрасном диапазонах. Пространственное разрешение данных составляет 0,25°, временное – 1 день.

После ряда преобразований получаем, что процент испаренной летучей фракции нефти E_{fr} за шаг времени Δt равен

$$E_{fr} = C_e / K_e \ln(e^{K_e / C_e E_0} + K_e \Delta t), \quad (15)$$

где $K_e = 1/60$; E_0 – процент нефти, испаренной за предыдущий шаг по времени,

$$C_e = \frac{K_e}{100} (C_1 + C_2 T).$$

Тогда количество массы, потерянной из-за испарения за шаг по времени, равно $m_e = M e_{max} E_{fr}$. Суммарная потеря массы M_e рассчитывается как сумма за каждый шаг времени.

Изменение плотности и вязкости нефти. Состав нефти и ее физические свойства меняются из-за процессов испарения, эмульгации и т. д. Поскольку эмульгированная нефть состоит из воды и нефти, то плотность нефти рассчитывается на каждом шаге по формуле

$$\rho_n = \frac{(1 - M_W)}{M} \rho_n + \frac{M_W}{M} \rho_w. \quad (16)$$

Вязкость также считается на каждом шаге по формуле

$$v_{nl} = \left[v_{n0} \exp\left(\frac{C_{m1}(M_{W0}/M)}{1-C_{m2}(M_{W0}/M)}\right) \right] \times \left[\exp\left(\frac{1}{10} \frac{m_e}{M_0}\right) \right]. \quad (17)$$

Здесь M – масса нефти; v_{n0} , M_{W0} , m_e , M_0 – начальная вязкость нефти, масса воды в нефти (в результате эмульгирования), масса испаренной нефти и начальная масса нефти, соответственно, на данном шаге, константы $C_{m1} = 2,5$; $C_{m2} = 0,65$.

Как видно из (17), первый сомножитель в выражении учитывает влияние эмульсификации на вязкость нефти [31], а второй связан с зависимостью вязкости от испарения нефти.

В конце каждого шага по времени рассчитывается суммарное изменение объема пленки из-за процессов вытекания нефти из источника (первый член) и процессов «выветривания» – испарения, дисперсии и эмульгирования (второй член):

$$\frac{dV}{dt} = \frac{dV_S}{dt} + \frac{dV_\omega}{dt}. \quad (18)$$

Далее рассчитывается суммарное изменение толщины пленки из-за процессов вытекания нефти h_1 , ее растекания h_2 (см. формулу(6)) и за счет испарения, дисперсии и других процессов h_3 (см. формулы (11)–(17)):

$$\Delta h = \Delta h_1 - \Delta h_2 - \Delta h_3 = h \Delta t \frac{1}{V} \frac{dV_S}{dt} - \Delta h_2 - \Delta h_3. \quad (19)$$

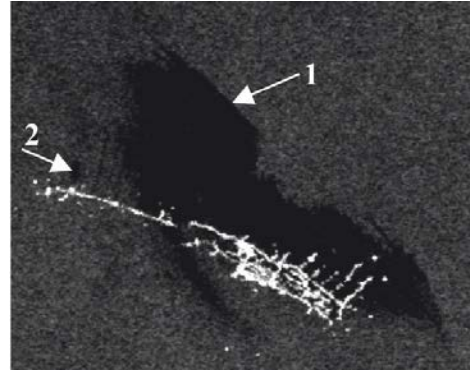
3. Результаты обработки радиолокационных изображений (РЛИ) и моделирования.

Обработка РЛИ. Проведенный с помощью *on-line* каталога *EOLISA* [34] многолетний анализ РЛИ, пригодных для проверки МУМ, подтвердил, что наиболее контрастно и часто нефтяные загрязнения наблюдаются в акватории месторождения Нефтяные Камни в Каспийском море. В рамках проекта *C1P.11140* с *ESA* с помощью *on-line* каталога *EOLISA* были заказаны и получены серии из 4–5 последовательно снятых в этом районе (с интервалом 0,5÷4 сут при углах зондирования $\theta = 15 \div 40^\circ$) РЛИ РСА *Envisat-1* разных лет с разрешением 150 м (*ASA_WSM_1P*).

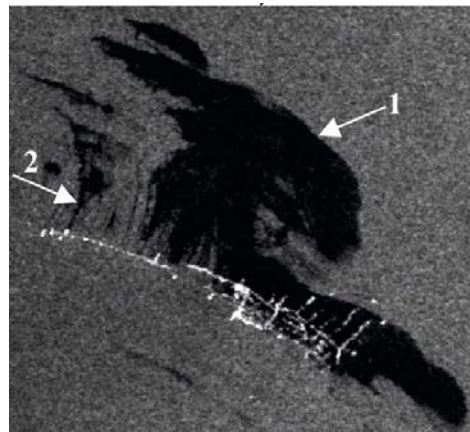
Рассмотрим особенности обработки на примере анализа пары РЛИ, снятых 09.09.04 г. в 18-35 *UTS* на восходящем витке (рис. 2, а) и 10.09.04 г. в 06-46 *UTS* на нисходящем витке (рис. 2, б) с интервалом ~12 ч.

Обработка изображений (калибровка, поворот, сечения по рядам, совмещение контрольных точек для измерения радиоконтрастов) проводилась с помощью стандартной программы *NEST 4B-1.0* [35] по следующей методике. Радиоконтрасты определялись как разница значений

эффективных поверхностей рассеяния (ЭПР) загрязненной нефтью и чистой морской поверхности при одинаковых углах зондирования. Для этого оригинальные изображения преобразовывались программой *NEST 4B-1.0* в изображения с известной ЭПР в каждом пикселе (калибровались).



а)



б)

Рис. 2. Совмещенные фрагменты РЛИ разливов нефти в акватории месторождения Нефтяные Камни в Каспийском море, полученные с помощью РСА *Envisat-1* (*ASA-WSM-1P*, поляризация ВВ) с разрешением 150 м (© *ESA*). Стрелками 1, 2 указаны области анализа

Сечение по ряду в таком калиброванном изображении дает одновременно значения ЭПР моря и нефти в децибелах при одинаковом угле зондирования. Для уменьшения ошибки измерений ЭПР проводилось усреднение значений по соседним пикселям трех рядов (усреднение по строке) и фильтрация (усреднение по ряду). Полученные величины радиоконтрастов использовались для расчета толщин пленки по формуле (1). Определение толщин проводилось как по данным каждой съемки (при этом выбирались разные точки нефтяного пятна), так и съемок за два дня. Примеры сечений по ряду калиброванных РЛИ морской поверхности для определения радиоконтрастов и результаты расчетов толщины

пленки в совпадающих до пикселя (75 м) точках изображений приведены на рис. 3.

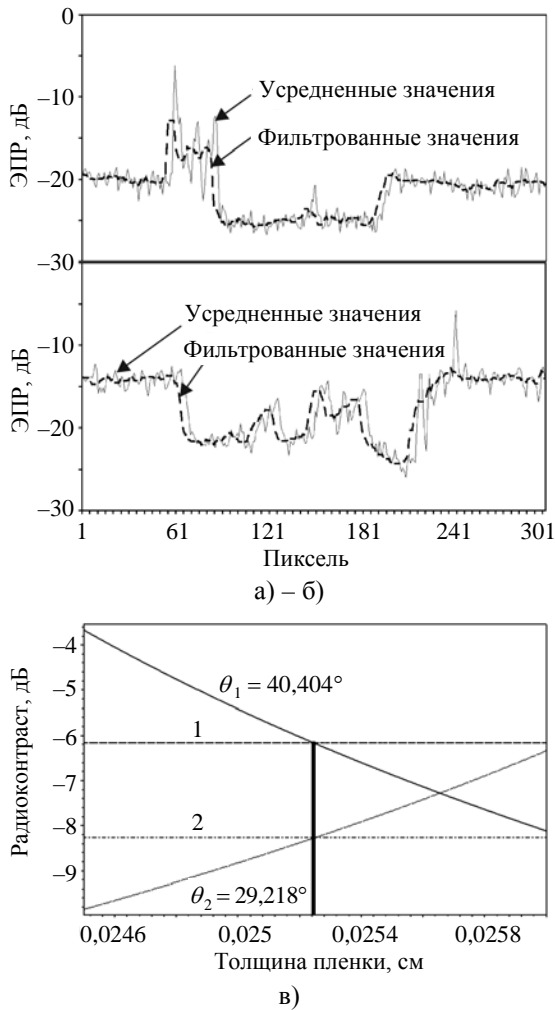


Рис. 3. Пример обработки РЛИ РСА Envisat-1: а) и б) – значения ЭПР морской поверхности в соответствующих рядах калиброванных РЛИ 09.09.04 г. и 10.09.04 г.; в) – расчетная толщина пленки (жирная линия) для экспериментальных значений радиоконтрастов, полученных из а) и б)

Расчеты толщин нефтяной пленки проводились по формулам (1) для большого пятна 1 (область 1, рис. 2) и для малого пятна 2 (область 2, рис. 2). Как показали расчеты, усредненная по площади нефтяного пятна 1 толщина пленки на каждом из РЛИ составила 0,25 мм, а для пятна 2 – 0,1 мм.

Для оценки объемов разлитой нефти была определена с помощью программы NEST 4B-1.0 площадь нефтяных пятен (рис. 4). Определение площади пятен проводилось по оригинальным изображениям для исключения возможных ошибок, возникающих при повороте изображений. Как показали оценки, площадь большого пятна на двух последовательных радиолокационных снимках отличается незначительно (примерно на ~2,3 км²) и составляет примерно 120 км² (рис. 4, а),

тогда объем нефти равен: $V = S_1 h = 123,426 \cdot 10^6 \text{ м}^2 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} \text{ м} = 30\,500 \text{ м}^3$, а вес нефти P при плотности $\rho = 0,9 \text{ т/м}^3$ составит $P = V\rho = 27\,450 \text{ т}$. Соответственно, при площади малого пятна $S = 4,673 \text{ км}^2$ (рис. 4, б) объем разлитой нефти равен $V = 467,3 \text{ м}^3$, а вес $P = V\rho = 420,6 \text{ т}$.

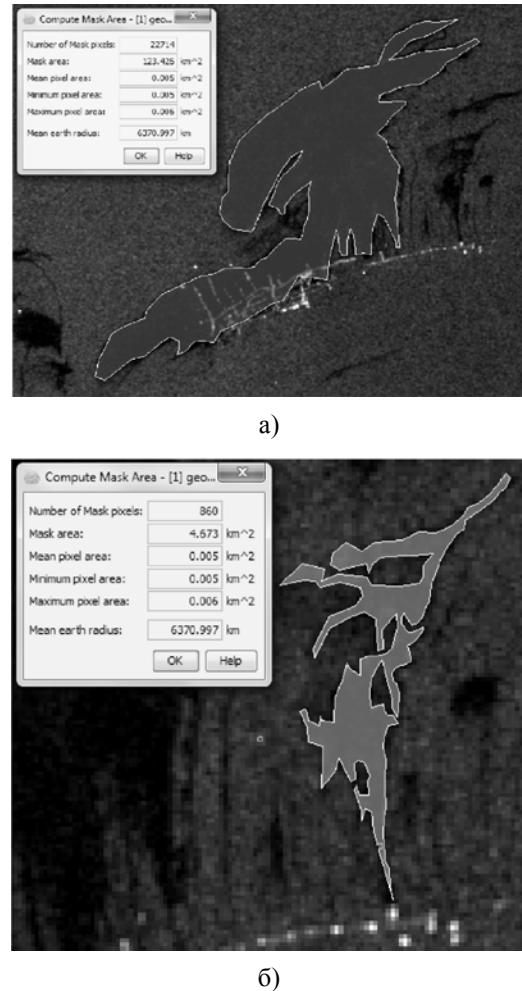


Рис. 4. Определение площади нефтяного пятна с помощью программы NEST 4B-1.0 по РЛИ 10.09.04 г.: а) – для большого пятна 1; б) – для малого пятна 2

Моделирование динамики загрязнения. Моделированию предшествовал предварительный анализ формы пятна и массы разлитой нефти, а также сейсмических и погодных условий в исследуемом районе до радиолокационных съемок и в промежутке между ними. Данные радиолокационных оценок формы и массы пятен нефти показали, что моделирование можно проводить отдельно для большого и малого количества разлитой нефти, а именно для большого и малого пятен (см. рис. 2, стрелки 1 и 2 соответственно).

Для первого случая моделирование позволяет указать на возможные первопричины появле-

ния в акватории такого большого объема нефти ($V \approx 30\,000\text{ м}^3$). Согласно данным Национального информационного центра по землетрясениям (NEIC) геологической службы США (USGS), в акватории Каспийского моря перед первой радиолокационной съемкой были зарегистрированы три землетрясения: 08.09.04 г. в 16-16 UTC магнитудой 3,8, в 20-22 UTC – магнитудой 3,7 и в 22-20 UTC – магнитудой 4,7. Поэтому было сделано предположение, что такие последовательные толчки совместно с перечисленными выше процессами распространения нефти по поверхности вполне могли сформировать к моменту первой радиолокационной съемки пятно с измеренными параметрами. Наиболее вероятными местами разлива являются области бурения нефтяных скважин, которые видны на РЛИ как яркие точки в конце белых линий – платформ буровых вышек,

объединенных в эстакаду нефтедобывающего комплекса.

Опираясь на эти соображения, было проведено моделирование динамики растекания нефтяного пятна 1, начало моделирования которого привязано к началу сейсмической активности. На рис. 5 показаны траектории центров масс частиц, выпущенных одновременно из 50 источников, которые равномерно распределены вдоль штриховой линии, показанной на рис. 5. Время начала разлива соответствует времени первого землетрясения, а конечное время – времени второй радиолокационной съемки, т. е. общий интервал анализа с 16-20 UTC 08.09.04 г. по 06-28 UTC 10.09.04 г. При этом был выбран «средний тип нефти», характеристики которого соответствуют типичным характеристикам нефти в этом районе Каспийского моря [36].

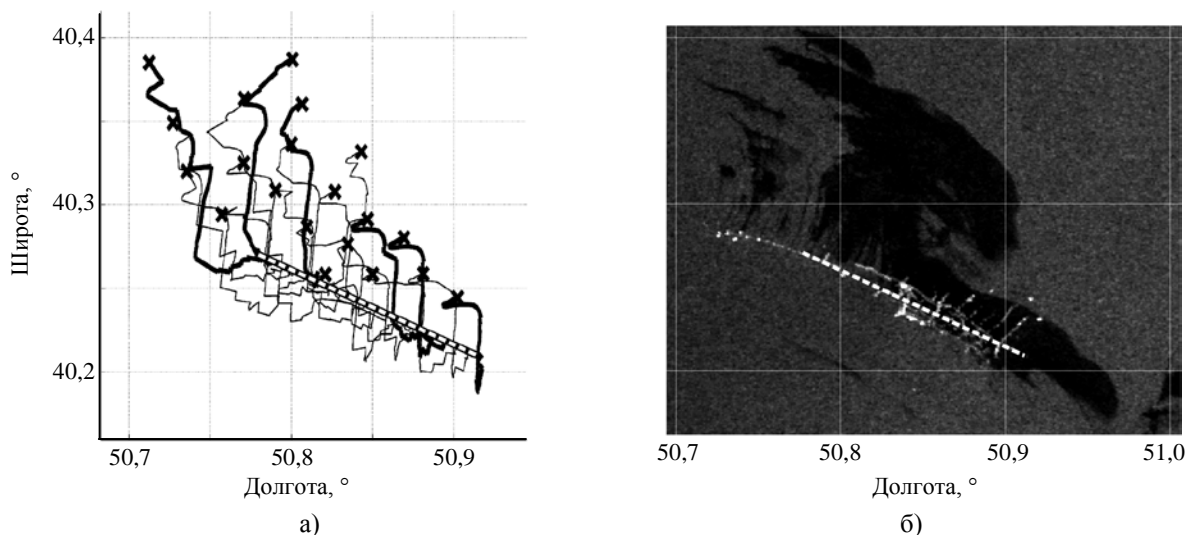


Рис. 5. Результаты моделирования (а) распространения большого пятна 1 (см. рис. 2) и фрагмент (б) РЛИ PCA Envisat-1 10.09.04 г. Линия начала моделирования показана штриховой линией. Концы траекторий центров масс частиц показаны крестами

Как видно из рис. 5, а, сначала нефть двигалась на юг до 05-00 UTC 09.09.04 г. под действием дрейфовых течений, вызванных северо-восточным ветром. После этого ветер меняет свое направление на юго-восточное, и пятно движется на север. При этом южный край смещается к северу гораздо слабее, чем северный край пятна из-за неоднородности ветра (см. рис. 1). Северный край перемещается на северо-запад, а затем поворачивает вправо на северо-восток, что согласуется с перемещением границы нефтяного пятна, определяемым по последовательными радиолокационными снимками. Такая траектория связана в первую очередь с изменением направления и скорости ветра. Ветры ослабевали и вращались на запад в конце расчета, что и вызвало поворот в движении пятна. Отметим, что скорости ветра в

интервале между радиолокационными съемками были невысоки – 3÷5 м/с. Геострофические скорости не меняли своего направления, были невелики ~0,05 м/с и направлены на юго-восток.

Так же, как и для большого пятна 1, можно промоделировать и появление малого пятна нефти 2 (см. рис. 2). На рис. 2, а это пятно наблюдается со слабым контрастом даже с измененным динамическим диапазоном РЛИ. Это связано с тем, что при съемке пятно находилось в дальней зоне полосы обзора РСА (угол наблюдения $\theta \approx 40^\circ$). Поскольку нефтяной разлив наблюдается на обоих РЛИ, то мы предположили, что, как и в случае разлива большого пятна 1 (см. рис. 2), возможным источником разлива также является серия землетрясений 08.09.04 г. Моделирование импульсного разлива нефти объемом $V \approx 610\text{ м}^3$ с

22-20 UTC 08.09.04 г. (момента последнего землетрясения) показало (рис. 6, в, кривая 1), что на момент второй радиолокационной съемки нефть может иметь объем $V \approx 460 \text{ м}^3$ и разлиться до толщины $h = 0,09 \text{ мм}$, что хорошо согласуется с радиолокационными оценками ($V \approx 467,3 \text{ м}^3$, $h = 0,10 \text{ мм}$). При моделировании предполагалось,

что источником загрязнения являлся район буровой вышки с координатами $40,283^\circ \text{с.ш.}$, $50,743^\circ \text{в.д.}$ (на рис. 6, б указан стрелкой). Траектории перемещения центров масс частиц, выпущенных из точки с этими координатами (рис. 6, а), хорошо согласуются с формой РЛИ, приведенного на рис. 6, б.

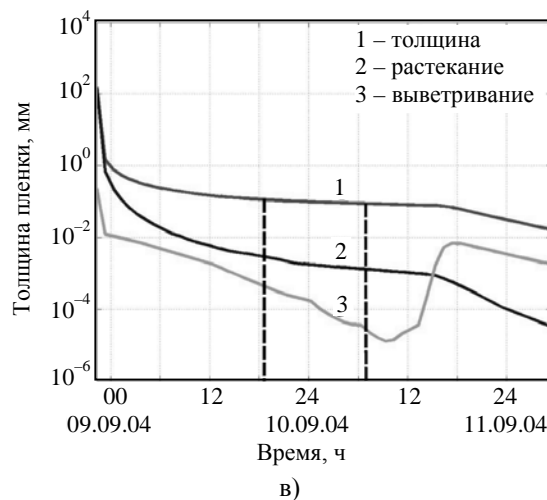
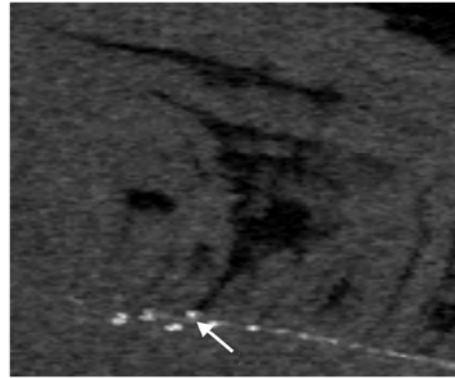
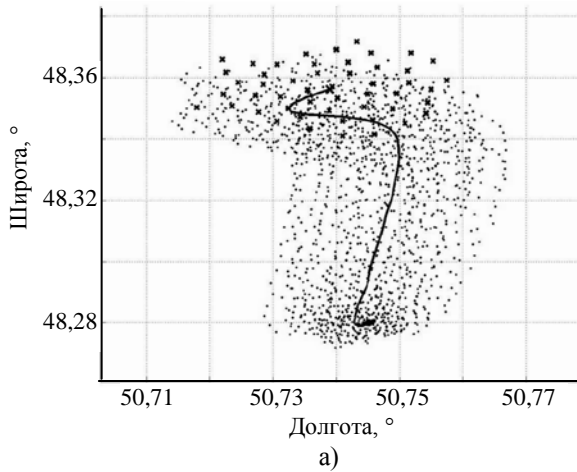


Рис. 6. Результаты моделирования малого пятна 2 (см. рис. 2): а, б) – совмещенные с координатной сеткой траектории перемещения центров масс частиц пятна (сплошная линия) и фрагмент РЛИ PCA *Envisat-1* 10.09.04 г. (рис. 2) соответственно; в) – временная зависимость изменения толщины малого пятна; место предполагаемого разлива нефти указано стрелкой; вертикальными штриховыми линиями отмечено время 1-й и 2-й радиолокационных съемок

На рис. 6, в показаны временная изменчивость толщины нефтяного пятна и вкладов процессов растекания и выветривания. Штриховыми линиями на этом графике отмечено время 1-й и 2-й радиолокационных съемок. Для иллюстрации дальнейшей эволюции толщины пленки расчет был продолжен еще на сутки. Представленные на рис. 6, в зависимости важны для понимания различий в оценках толщины нефтяной пленки различными авторами [4, 6, 7]. Радиолокационные измерения, подтвержденные моделированием, показали, что уже через 32 ч после

разлива нефти объемом $V \approx 610 \text{ м}^3$ толщина пленки составляет не более 100 мкм , а еще через сутки – порядка 40 мкм . В нашем случае моделирование показало, что возможно еще более быстрое уменьшение толщины пленки (рис. 6, в, кривая 1), связанное с усилением скорости ветра до $10 \div 15 \text{ м/с}$ в конце 10.09.04 г. Под действием штормовых ветров масса и, следовательно, толщина пленки резко уменьшается, в первую очередь, под влиянием диспергирования. Это иллюстрируют кривые 2, 3 на рис. 6, в, показывающие вклад указанных процессов в уменьшение сум-

марной толщины пленки. Таким образом, при измерениях толщины нефтяной пленки существенное значение имеет время задержки измерений по отношению к началу разлива. А поскольку радиолокационные и другие спутниковые измерения нефтяных загрязнений проводятся только под заказ, то чаще всего на морской поверхности регистрируются только тонкие пленки (толщиной 40 мкм и менее).

Выводы. Валидация многоуглового радиолокационного метода измерений объема и толщины нефтяных разливов с помощью вновь предложенной гидрофизической модели растекания нефти подтвердила достоверность радиолокационных данных.

Для валидации были использованы два РЛИ акватории нефтепромысла Нефтяные Камни в Каспийском море, полученные РСА *Envisat-1* с интервалом ~12 ч, на основании которых были радиолокационным методом рассчитаны объем и толщина нефтяных пятен. При этом объем большого и малого пятен составили, соответственно, $V \approx 30\,856\text{ м}^3$ и $V \approx 467,3\text{ м}^3$, а толщина, соответственно, ~0,25 и 0,1 мм. Модельные расчеты растекания таких объемов нефти, выполненные в период проведения радиолокационных съемок с учетом сейсмической активности, состояния морской поверхности и погодных условий, дали аналогичные оценки и позволили сделать вывод о том, что вероятной причиной появления нефти на поверхности в исследуемом районе является серия землетрясений накануне радиолокационной съемки.

Предложенная модель позволила достаточно точно описать временное перемещение и изменение толщины нефтяной пленки. Поскольку модель основана преимущественно на спутниковых данных – измерениях спутниковых альтиметров и радиометров, то она может быть использована для расчета траекторий плавающих объектов и в любых других районах Мирового океана.

Модельный анализ динамики растекания нефти также показал, что толщина нефтяной пленки существенно зависит от времени запаздывания радиолокационного определения параметров пленки относительно начала разлива. Даже задержка на 2–3 сут при сильном ветре может привести к растеканию нефти по поверхности до очень тонких пленок, что в результате приводит к сильному занижению определяемых радиолокационным методом объемов разлитой нефти.

Полученные результаты показали эффективность комплексного применения радиолокационных и гидрофизических методов исследования нефтяных загрязнений морской поверхности. Такое комбинирование позволит в дальнейшем более точно параметризовать процессы, влияю-

щие на изменения толщины и объема нефтяных загрязнений на морской поверхности.

Работа выполнена в рамках проекта 11140 с *ESA* и при поддержке Федеральной Целевой Программы 1.2 «Исследование технологии мониторинга и прогнозирования экологического состояния водной среды морского шельфа: Соглашение 14.604.21.0044 с МинОбрНауки РФ».

Библиографический список

1. *Evaluation of Oil Film Parameters on the Sea Surface Using Multifrequency Radar Data* / A. G. Boyev, G. E. Karvitsky, A. Ya. Matveyev, V. N. Tsymbal // *Telecommunications and Radio Engineering*. – 1997. – 51, N 8. – P. 4–12.
2. *De Mario A.* On CFAR Detection of Oil Slicks on the Ocean Surface by a Multifrequency and/or multipolarization SAR / A. De Mario, G. Ricci, M. Tesaro // *Proc. 2001 IEEE Radar Conf.: report thes.* – Atlanta, 2001. – P. 351–355.
3. *Радиолокационные методы и средства оперативного дистанционного зондирования Земли с аэрокосмических носителей* / А. Г. Боев, В. Б. Ефимов, В. Н. Цымбал и др. – К.: НАН Украины, 2007. – 439 с.
4. *Боев А. Г.* Радиолокационный метод оценки параметров нефтяных загрязнений морской поверхности / А. Г. Боев, А. Я. Матвеев // *Исслед. Земли из космоса*. – 2008. – № 5. – С. 29–36.
5. *Gadimova S.* Towards the Development of an Operational Strategy for Oil Spill Detection and Monitoring in the Caspian Sea Based upon a Technical Evaluation of Satellite SAR Observations in Southeast Asia / S. Gadimova // *Int. Archives of Photogrammetry and Remote Sensing*. – Amsterdam, 2000. – XXXIII, Part B1. – P. 295–299.
6. *Sandven S.* Development of Marine Oil Spills/ slicks Satellite Monitoring System Elements for the Black Sea, Caspian Sea and Kara/Barents Seas / S. Sandven, V. Kudriavtsev, V. Malinovsky // *Proc. SEASAR 2008, the 2nd Workshop on Advances SAR Oceanography from Envisat and ERS Missions*. – Rome: ESA ESPRIN, 2008. – Press_301.
7. *Иванов А. Ю.* Определение параметров нефтяных загрязнений по данным космической поляризационной радиолокационной съемки в районе нефтепромыслов «Нефтяные Камни» в Каспийском море / А. Ю. Иванов, М. Ю. Достовалов, А. А. Синева // *Исслед. Земли из космоса*. – 2011. – № 5. – С. 31–44.
8. *Using Air- and Spaceborne Remote Sensing Data for the Operational Oil Spill Monitoring of the German North Sea and Baltic Sea* / L. Tufte, O. Trieschmann, S. Hunsanger et al. // *ISPRS Archives*. – Vol. XXXV Part B7, 2004. XXth ISPRS Congress, Technical Commission VII. – Istanbul, 2004. – P. 1006–1010.
9. *Комплексный спутниковый мониторинг морей России* / О. Ю. Лаврова, А. Г. Костяной, С. А. Лебедев и др. – М.: ИКИ РАН, 2011. – 480 с.
10. *Спутниковая радиолокационная многоугловая диагностика нефтяных загрязнений морской поверхности* / А. Г. Боев, А. Я. Матвеев, Д. М. Бычков, В. Н. Цымбал // *Тр. IX Всероссийской открытой ежегодной конференции «Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса»: тез. докл.* / ИКИ РАН. – М., 2011. – С. 244.
11. *Спутниковая радиолокационная многоугловая диагностика нефтяных загрязнений морской поверхности* / А. Г. Боев, Д. М. Бычков, А. Я. Матвеев, В. Н. Цымбал // *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса*. – 2013. – 10, № 2. – С. 166–172.
12. *Коротенко К. А.* Моделирование процесса распространения пятен нефти в прибрежной зоне Каспийского моря / К. А. Коротенко, Р. М. Мамедов // *Океанология*. – 2001. – 41, № 1. – С. 42–52.

13. *Revisions of the ADIOS oil spill model* / W. Lehr, R. Jones, M. Evans et al. // *Environment Modelling & Software*. – 2002. – 17, Iss. 2. – P. 189–197.
14. *Chen Hai-zhou Mathematical modeling of the oil spill on the sea and application of the modeling in Daya Bay* / Hai-zhou Chen, Da-ming Li, Xiao Li // *J. Hydrodynamics. Ser. B*. – 2007. – 19, N 3. – P. 282–291.
15. *Liungman O. Scientific Documentation of Seatrack Web; physical processes, algorithms and references. Seatrack Web. Official HELCOM oil drift forecasting system developed and administrated by SMHI and DAMSA with SINTEF oil weathering technology included* / O. Liungman, J. Mattson. – Norrköping, Sweden: 2011. – 32 p.
16. *Боев А. Г. К теории радиолокационного контраста морского волнения при наличии пленки поверхностно-активного вещества* / А. Г. Боев, Г. Э. Карвицкий // *Радиофизика и радиоастрономия*. – 1997. – 2, № 3. – С. 281–291.
17. *Боев А. Г. Гашение морского волнения пленкой поверхностно-активного вещества конечной толщины* / А. Г. Боев, Н. Н. Ясницкая // *Изв. РАН. Физика атмосферы и океана*. – 2003. – 39, № 1. – С. 132–141.
18. *Satellite Altimetry Data AVISO* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www/URL: http://www.aviso.oceanobs.com](http://www.url: http://www.aviso.oceanobs.com). – Загл. с экрана.
19. *Daily High-Resolution- Blended Analyses for Sea Surface Temperature* / R. W. Reynolds, T. M. Smith, C. Liu et al. // *J. Climate*. – 2007. – 20, Iss. 22. – P. 5473–5496.
20. *NCEP-DOE AMIP-II Reanalysis (R-2)* / M. Kanamitsu, W. Ebisuzaki, J. Woollen et al. // *Bull. Amer. Meteor. Soc.* – 2002. – 83, Iss. 11. – P. 1631–1643.
21. *Weaver W. J. Characteristics of Spilled Oils, Fuels, and Petroleum Products: 1. Composition and Properties of Selected Oils. Oil Spill Report* / W. J. Weaver. – Athens: Ecosystems Research Division National Exposure Research Laboratory, 2003. – 72 p.
22. *Fay J. A. The spread of oil slicks on calm sea* / J. A. Fay // *Oil on the sea*. – N. Y.: Plenum Press, 1969. – P. 53–63.
23. *Hoult D. P. Oil spreading on the sea* / D. P. Hoult // *Ann Rev. Fluid Mech.* – 1972. – 4. – P. 341–368.
24. *Монин А. С. Явления на поверхности океана* / А. С. Монин, В. П. Красицкий. – Л.: Гидрометеоздат, 1985. – 376 с.
25. *Fu L.-L. Satellite Altimetry and Earth Sciences. A handbook of Techniques and Applications. International Geophysics series* / L.-L. Fu, A. Cazenave. – N. Y.: Academic Press, 2001. – Vol. 69. – 463 p.
26. *Сезонная изменчивость климатических течений Каспийского моря, восстановленная ассимиляцией климатической температуры и солёности в модели циркуляции вод* / В. В. Кныш, Р. А. Ибраев, Г. К. Коротаев, Н. В. Инюшина // *Изв. РАН. Физика атмосферы и океана*. – 2008. – 44, № 2. – С. 251–265.
27. *Kubryakov A. A. Parameterization of the surface wind-driven currents in the Black Sea using drifters, altimetry, and wind data* / A. A. Kubryakov, S. V. Stanichny // *J. Atmosphere and Oceanography Environment*. – 2014.
28. *Delvigne G. A. L. Natural dispersion of oil* / G. A. L. Delvigne, C. E. Sweeney // *Oil & Chemical Pollution*. – 1988. – 4, N 4. – P. 281–310.
29. *French-McCay D. P. Oil spill impact modelling: development and validation* / D. P. French-McCay // *Environmental Toxicology and Chemistry*. – 2004. – 23, Iss. 10. – P. 2441–2456.
30. *Fingas M. F. The Evaporation of Oil Spills: Variation with Temperature and Correlation Data* / M. F. Fingas // *Proc. of the Nineteenth Arctic Marine Oil spill Program Technical Seminar*. – Ottawa: Environment Canada, 1996. – P. 27–72.
31. *Schramm L. L. Emulsions Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry* / L. L. Schramm. – Washington: American Chemical Society, 1992. – 428 p.
32. *Berry A. The oil spill model OILTRANS and its application to the Celtic Sea* / A. Berry, T. Dabrowski, K. Lyons // *Marinepollution bulletin*. – 2012. – 64, N 11. – P. 2489–2501.
33. *Oil Spill Processes and Models* / D. Mackay, I. Buist, R. Mascarenhas, S. Patterson. – Ottawa: Environment Canada, 1980. – 86 p.
34. *Earth Observation Catalogue and Ordering Services* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www/URL: http://earth.esa.int/EOLi/EOLi.html](http://earth.esa.int/EOLi/EOLi.html). – Загл. с экрана.
35. *ESA SAR Toolbox (NEST)* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www/URL: http://www.slashgeo.org/2011/09/08/ESAs-Open-Source-NEST-SAR-Toolbox-4B-10-Released](http://www.url: http://www.slashgeo.org/2011/09/08/ESAs-Open-Source-NEST-SAR-Toolbox-4B-10-Released). – Загл. с экрана.
36. *Суханов В. П. Переработка нефти: учеб.* / В. П. Суханов. – М.: Высш. шк., 1979. – 339 с.

Рукопись поступила 16.12.2014.

A. Ya. Matveev, A. A. Kubryakov, A. G. Boev,
D. M. Bychkov, S. A. Velichko, V. K. Ivanov,
S. V. Stanichny, V. N. Tsybmal

VALIDATION OF SPACEBORNE RADAR MULTI-ANGLE METHOD FOR THE SEA SURFACE OIL POLLUTIONS DIAGNOSTICS

In the article the validation of the multiangle method for spaceborne radar diagnostics of oil pollutions on the sea surface are described. The validation was performed by comparing the radar estimates of the mass and thickness of the polluted oil film with the numerical simulation results obtained by the new Floating Object Tracking System (FOTS) model of oil drift dynamics. Synthetic aperture radar (SAR) satellite *Envisat-1* data of the oil-producing area “Oil Stones” in the Caspian surveillances were used for the analysis. FOTS model allows us to calculate the displacement and changing in the mass and size of the oil slick basing only on available satellite measurements and atmospheric reanalysis data. The model takes into account the main processes impacting on the oil slicks dynamics (gravitational spreading, advection transport, dispersion, emulsification, turbulent mixing and evaporation). The model allows to calculate the changes in thickness, and the oil slick displacements in the timeslot between two consecutive radar images, and to estimate spilled oil volume. Satisfactory agreement between the oil film thickness that was calculated by using radar measurements and oil drift model results is observed, which confirms the reliability of the radar multi-angle method. The work was performed as a part of the project 11140 with European Space Agency (ESA) and was supported by the Federal Target Program 1.2 “Study on the technology of monitoring and forecasting the water environment ecological state of the sea shelf: Agreement with the Russian Ministry of Education 14.604.21.0044”.

Key words: *Envisat-1*, synthetic aperture radar, radar images, multi-angle method, oil drift model, altimetry, Oil Stones, the Caspian Sea

О. Я. Матвеев, А. А. Кубряков, А. Г. Боев,
Д. М. Бичков, С. А. Величко, В. К. Иванов,
С. В. Станічний, В. М. Цимбал

ВАЛІДАЦІЯ МЕТОДУ СУПУТНИКОВОЇ РАДІОЛОКАЦІЙНОЇ БАГАТОКУТОВОЇ ДІАГНОСТИКИ НАФТОВИХ ЗАБРУДНЕНЬ МОРСЬКОЇ ПОВЕРХНІ

Запропоновано методіку валідації методу супутникової радіолокаційної багатокутової діагностики нафтових забруднень морської поверхні через зіставлення радіолокаційних оцінок маси й товщини нафтової плівки з результатами моделювання, отриманими з використанням нової моделі

розтікання нафти *FOTS*. Для валідації методу використано експериментальні результати зондування акваторії Каспійського моря в районі нафтового родовища Нафтові Камені за допомогою радіолокатора з синтезованою апертурою штучного супутника Землі *Envisat-1*. Модель *FOTS* дозволяє розраховувати динаміку руху та змінення маси й розміру нафтової плями, ґрунтуючись на даних супутникових вимірів та атмосферного реаналізу. Модель враховує основні процеси, що впливають на формування плями (гравітаційне розтікання, адвекційний перенос, диспергування, емульгування, турбулентне перемішування та випаровування). Застосування цієї моделі дозволило визначати розрахунковим шляхом змінення товщини й динаміку руху нафтової плями у період між

радіолокаційними зйомками цього району ($0,5 \pm 4$ діб), оцінювати об'єми розлитої на родовищі нафти. Відзначено співпадіння розрахованої за даними радіолокаційних вимірювань товщини нафтової плівки й результатів моделювання, що підтверджує достовірність методу. Роботу виконано в межах проекту 11140 з *ESA* та за підтримки Федеральної Цільової Програми 1.2 «Дослідження технології моніторингу та прогнозування екологічного стану водного середовища морського шельфу: Угода 14.604.21.0044 з *МінОсвНауки РФ*».

Ключові слова: *Envisat-1*, радіолокатор з синтезованою апертурою, обробка радіолокаційних зображень, моделювання розтікання нафти, альтиметрія, Нафтові Камені, Каспійське море.