

Радиоастрономический институт НАН Украины



Институт радиофизики и электроники
им. А.Я. Усикова НАН Украины

**Оперативная радиолокационная диагностика
аварийных разливов нефти на морской поверхности с
аэрокосмических носителей**

Боев А.Г.(1), Бычков Д.М. (2), Матвеев А.Я.(2), Цымбал В.Н. (2)

**Докладчик: Матвеев А.Я. канд. физ.- мат. наук, старший научн. сотрудник,
E-mail: matweev@list.ru, тел./факс: +(380) 577-203-412**



Радиолокационные методы диагностики нефтяных разливов на морской поверхности



Для решения задачи о дистанционном определении толщины нефтяной пленки радиолокационными методами в настоящее время разработаны и апробированы:

- многочастотный (X,L-диапазоны) метод (район апробации - Нефтяные Камни в Каспийском море);
- одночастотный (С-диапазон) метод (район апробации - Черное море).

В настоящей работе выполнено сопоставление результатов применения указанных методов, полученных по результатам радиолокационного зондирования в различные годы акватории нефтедобывающего района Нефтяные Камни в Каспийском море. Это связано с тем, что по многолетним данным разливы нефти на Нефтяных Камнях происходят довольно часто. Это связано с хроническими утечками, использованием устаревшего оборудования и технологий при нефтедобыче и транспортировке, а также техногенными и природными грифонами. Время действия грифонов изменяется от нескольких дней до нескольких лет. Кроме того, анализ данных РСА, видимого и ИК участков спектра электромагнитных волн, указывает на то, что во время активизации литосферных процессов на поверхности Каспийского моря увеличивается количество нефтяных slickов. Это связано активизацией деятельности грифонов и разрывов нефтепроводов, которые были проложены в районе разломов земной коры на Апшеронском пороге.



Эти обстоятельства приводят к необходимости непрерывного контроля состояния загрязненности этого района. Вместе с тем,



из-за постоянного наличия здесь свежевылитой нефти, он может служить полигоном для отработки и апробирования методов и средств дистанционной диагностики нефтяных загрязнений морской поверхности.

ОПИСАНИЕ МЕТОДОВ

Основой методов определения толщины нефтяного слоя h по результатам радиолокационного зондирования является сравнение теоретических и экспериментальных значений радиолокационных контрастов. Экспериментальный радиолокационный контраст определялся как:

$$\text{При } \theta = 20^\circ \div 45^\circ$$
$$D_E = \sigma_{oil}^0 [dB] - \sigma_{sea}^0 [dB] = 10 \lg \left\{ \frac{V_{oil}^2 - V_N^2}{V_{sea}^2 - V_N^2} \right\}$$
$$V_{oil}, V_{sea} > V_N \quad D_E = 10 \lg \left\{ \frac{V_{oil}^2}{V_{sea}^2} \right\}$$

РАДИОЛОКАЦИОННЫЙ ДВУХЧАСТОТНЫЙ МЕТОД ДЛЯ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ МОРСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Теоретический радиолокационный контраст:

$$D_h(k, h) = -10 \lg \frac{\omega_0(k)^2 \gamma_0(k)^2}{\omega_+(k)^2 \gamma(k)^2} [dB], \quad k = 2k_E \sin \theta$$



$$\gamma = \gamma_L + \frac{kh}{2} Q(k), \quad Q(k) = S_1 + S_2 - S_3,$$

$$\gamma_L = \gamma_0 \left[\frac{1 - \frac{\gamma_g}{\omega_+} \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} + \frac{\gamma_s^2}{\omega_+^2} \left(\frac{\omega_+}{\gamma_0} \right) + \frac{1}{2} \frac{\gamma_s^2}{\omega_+^2} \left(\frac{\omega_+}{\gamma_0} \right)^{3/2}}{1 - 2 \frac{\gamma_s}{\omega_+} \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} + \frac{\gamma_s^2}{\omega_+^2} \left(\frac{\omega_+}{\gamma_0} \right)} \right]$$

$$\gamma_0 = 2\nu k^2, \quad \gamma_s = p\omega_{c1}^2 / \omega_0, \quad \omega_{c1} = \sqrt{\alpha_1 k^3 / \rho}$$

$$p = \frac{c}{\alpha} \frac{d\alpha}{dc}$$

$$S_1 = \frac{\gamma_g}{\omega_+} \left(1 - \frac{\gamma_g}{\omega_+} \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \right) \frac{\rho_1 \left[\sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \left(\frac{\omega_+^2}{\omega_+^2} - 2 \frac{\gamma_s}{\omega_+} \right) - 2 \frac{\omega_+^2}{\omega_+^2} \frac{\gamma_g}{\gamma_{01}} \left(1 - \sqrt{\frac{\gamma_0}{\omega_+}} \right) \right] - \sqrt{\frac{\gamma_0}{\omega_+}}}{\left(1 - 2 \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \frac{\gamma_g}{\omega_+} + 2 \frac{\omega_+}{\gamma_0} \left(\frac{\gamma_g}{\omega_+} \right)^2 \right)} - \frac{\rho_1 \gamma_{01}}{\rho \omega_+},$$

$$S_2 = \left(\frac{\gamma_g}{\omega_+} \right)^2 \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \frac{\left[1 - \sqrt{\frac{\gamma_0}{\omega_+}} + 2 \frac{\gamma_s}{\omega_+} \frac{\omega_+^2}{\omega_+^2} \sqrt{\frac{\gamma_0}{\omega_+}} - \frac{\rho_1}{\rho} \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \frac{\omega_+^2}{\omega_+^2} - 2 \frac{\gamma_s}{\omega_+} \right]}{\left(1 - 2 \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \frac{\gamma_g}{\omega_+} + 2 \frac{\omega_+}{\gamma_0} \left(\frac{\gamma_g}{\omega_+} \right)^2 \right)}$$

$$S_3 = \sqrt{\frac{\nu}{\nu_1}} \left(\frac{\gamma_g}{\omega_+} \right)^2 \frac{\left(1 - 2 \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \frac{\gamma_g}{\omega_+} \right) \left[-1 + 2 \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \frac{\gamma_g}{\omega_+} + 2 \sqrt{\frac{\gamma_0}{\omega_+}} \right]}{\left(1 - 2 \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \frac{\gamma_g}{\omega_+} \right)^2 + 4 \frac{\omega_+}{\gamma_0} \left(\frac{\gamma_g}{\omega_+} \right)^2 \left(1 - \sqrt{\frac{\omega_+}{\gamma_0}} \frac{\gamma_g}{\omega_+} \right)}$$

В общем случае: $D_E(p, h, \alpha, \nu, \rho)$

$$D_E(k_c) = D_h(k_c)$$

$$D_E(k_d) = D_h(k_d)$$

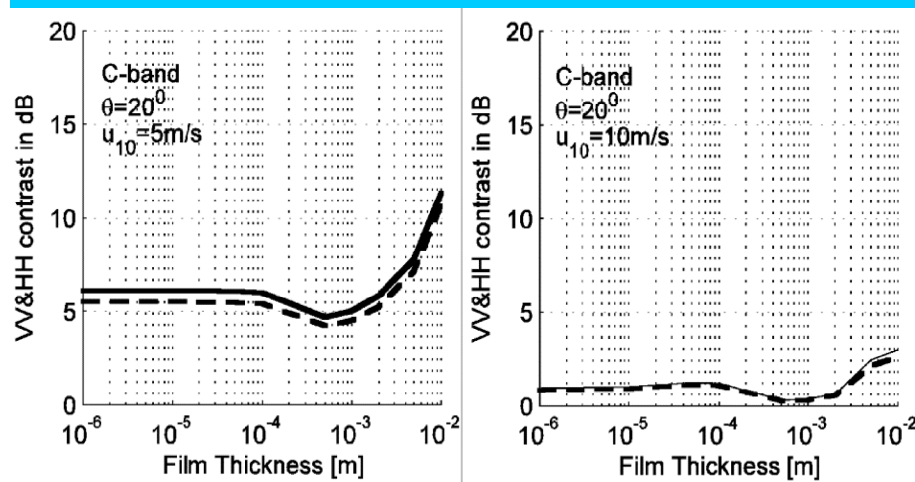
$$k = 2k_E \sin \theta$$



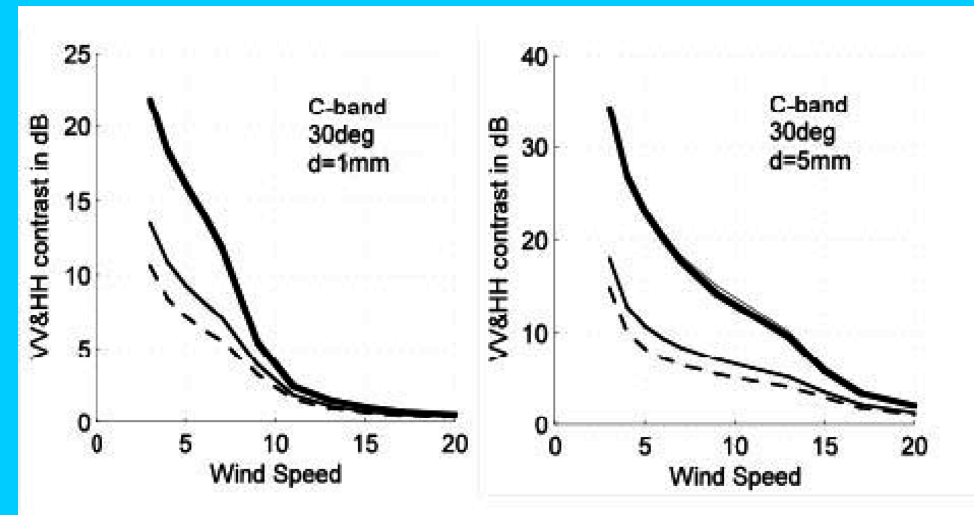
РАДИОЛОКАЦИОННЫЙ ОДНОЧАСТОТНЫЙ МЕТОД ДЛЯ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ МОРСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ



Теоретический контраст для одночастотного метода был получен с помощью модифицированной радиофизической модели спектра морского волнения (RIM), в которой влияние пленки на ветровые волны учитывалось заменой молекулярного коэффициента вязкости на эффективный коэффициент гашения волн по модели Дженкинса-Якобса. При этом данные для модели о параметрах пленки (межфазные упругости, поверхностные натяжения, вязкость нефти) взяты из работ ИПФ РАН.



а)



б)

Рис.1. Зависимости теоретического радиолокационного контраста (С-диапазон) от толщины нефтяной пленки и скорости ветра при углах зондирования (а) и (б).



Результаты оценок толщины нефтяной пленки радиолокационными методами



В данной работе были проанализированы с помощью многочастотного (1990 г.) и одночастотного методов (1996, 2009 и 2010 гг.) РЛИ района добычи нефти Нефтяные Камни в Каспийском море. Толщина пленки оценивалась в непосредственной близости от нефтедобывающих вышек.

1990 г. (19.07.90)

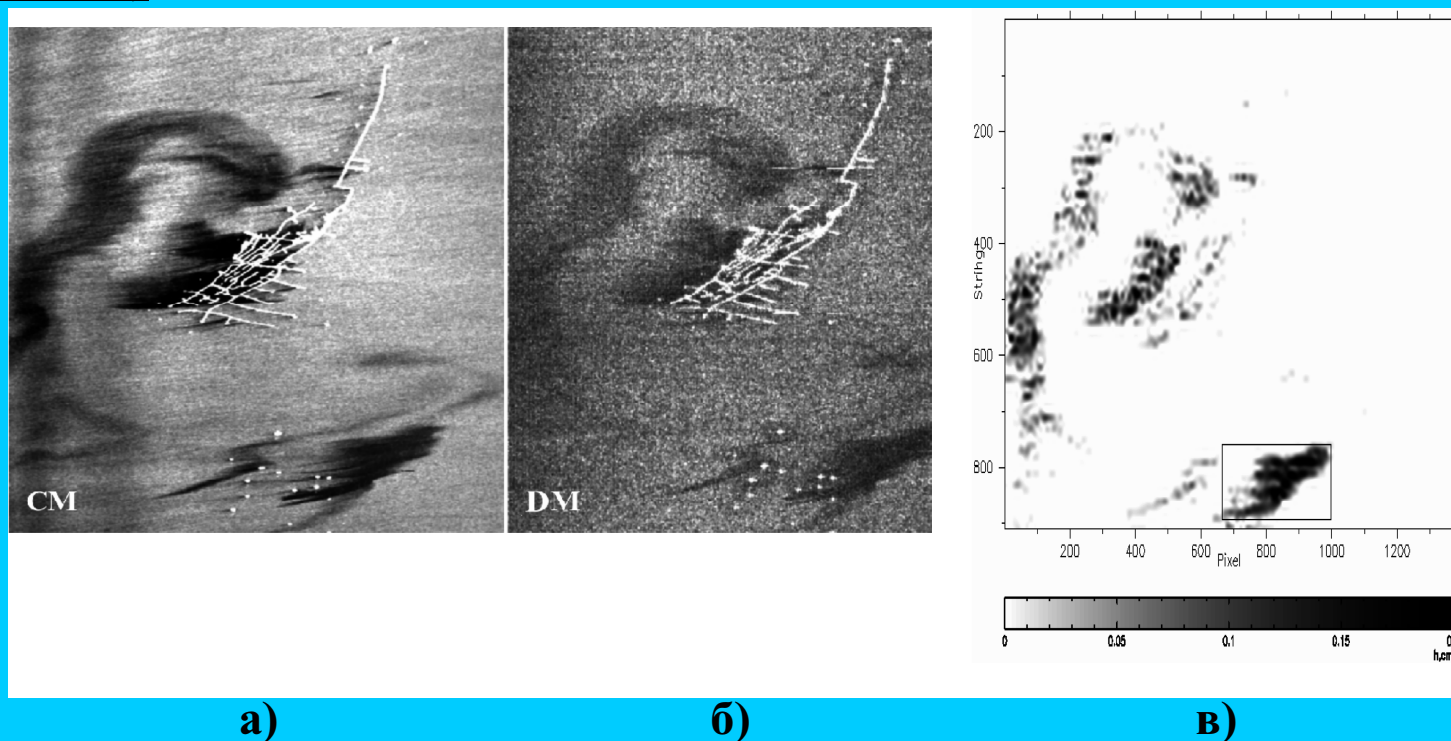


Рис.2. Синхронные РЛИ морской поверхности акватории нефтепромыслов "Нефтяные Камни", полученные с помощью самолетного комплекса МАРС в сантиметровом (а) и дециметровом (б) диапазонах длин волн; в – карта распределения толщин пленки ($h_{\text{макс}} \sim 2$ мм), построенная по радиолокационным данным. Скорость ветра во время съемки 3-5 м/с.



1996 год.

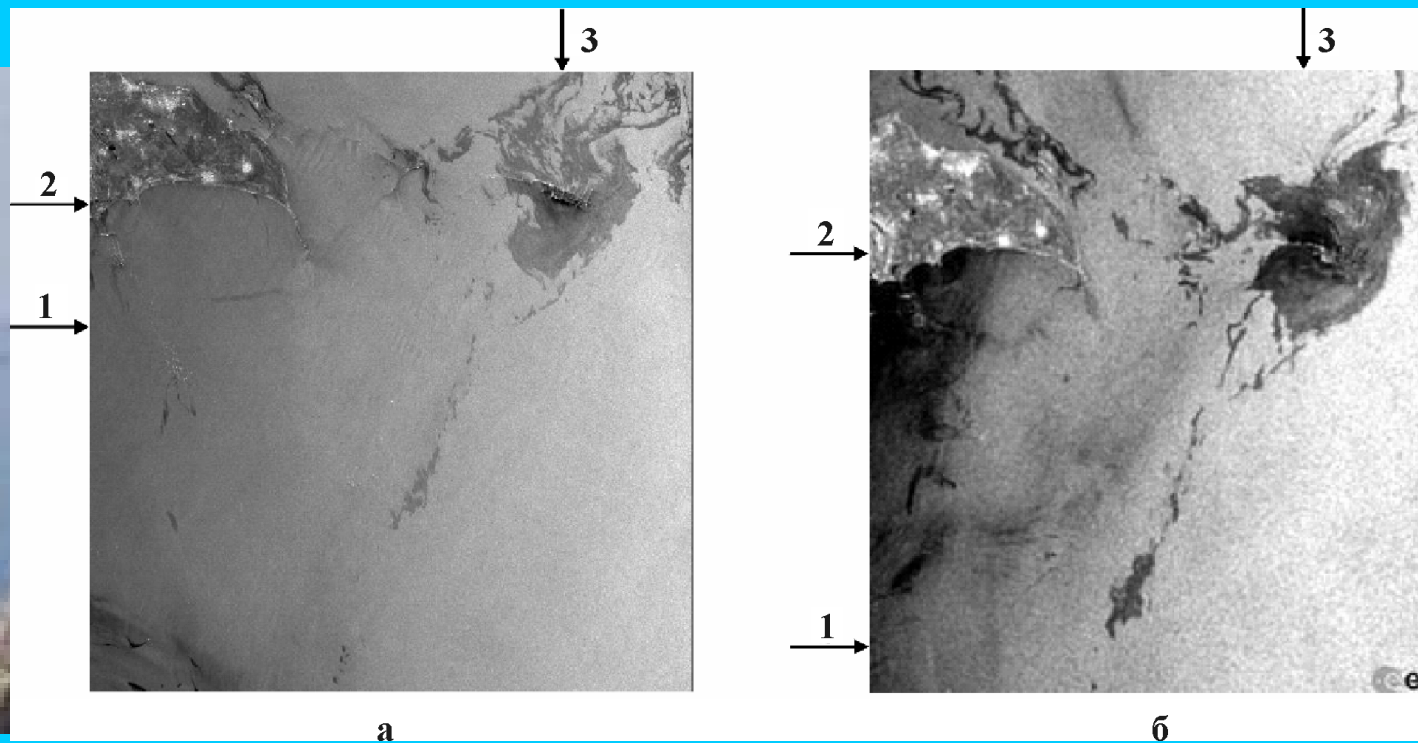


Рис.3. РЛИ РСА ERS-1 (12.05.96, 7.23 UTC) - (а) и ERS-2 (13.05.96, 7.23 UTC) - (б) (© ESA) . Стрелками 1, 2, 3 показаны сечения по строкам загрязненного моря, чистого моря и ряду, соответственно, выбранных для последующего анализа.

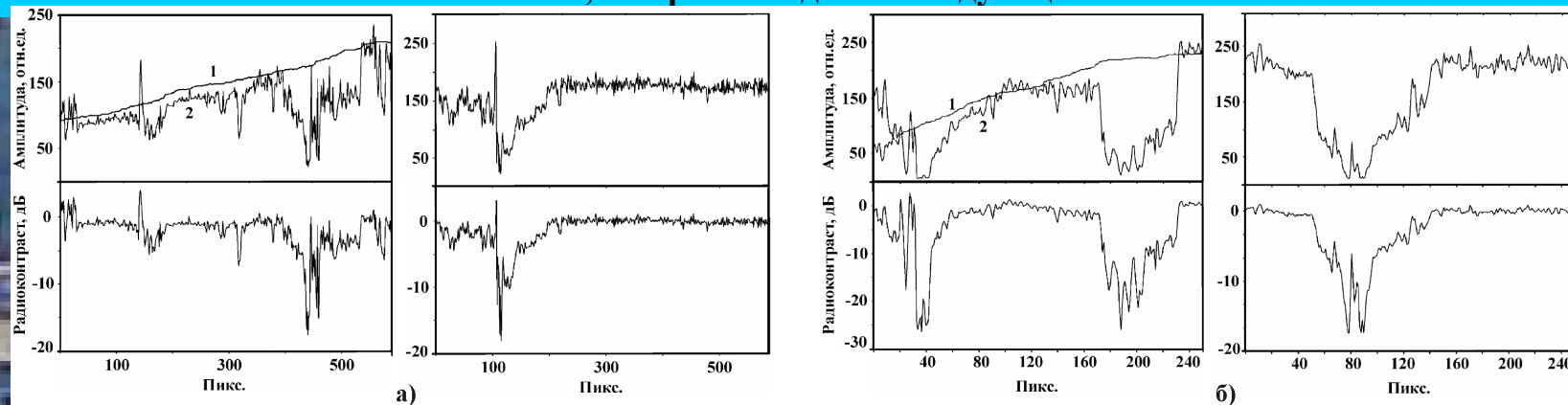


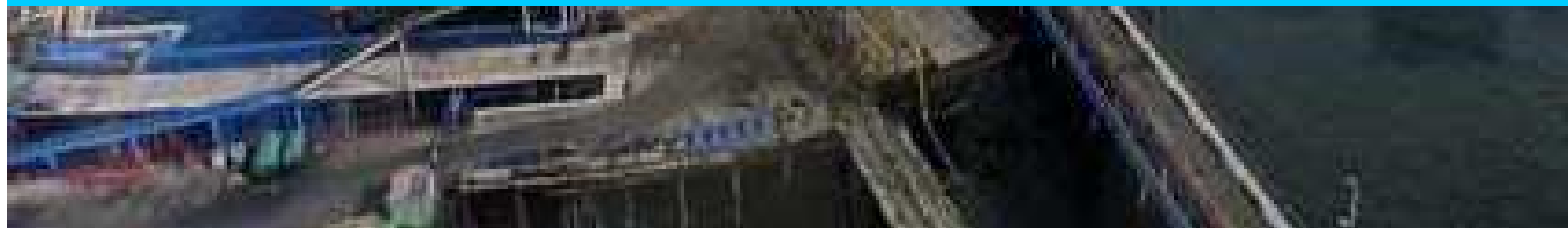
Рис.4. Примеры обработки сечений по строкам и рядам изображений на рис. 3а, 3б, соответственно. 1, 2 – амплитуды сигналов, рассеянных чистой и покрытой нефтяной пленкой морской поверхностью, соответственно.



Таблица 1. Величины удельных эффективных поверхностей рассеяния и радиоконтрастов D_E различных участков акватории месторождения Нефтяные Камни в Каспийском море на радиолокационном изображении (см. рис. 3а,б).



σ^0 , дБ		PCA ERS-1, 12.05.96, V=8 м/с	$D_E =$ $\sigma_{oil}^0 - \sigma_{sea}^0$ [дБ]	PCA ERS-2, 13.05.96, V=3 м/с	$D_E =$ $\sigma_{oil}^0 - \sigma_{sea}^0$ [дБ]
Поверхность моря	Яркий участок	- 5.38		- 5.75	
Загрязнен- ная поверхность моря	Очень темные участки	- 20.83	- 15.45	- 23.8	- 18.05
	Менее темные участки	- 10.05	- 4.67	- 13.78	- 8.03
	Серые участки	- 8.34	- 2.96	- 9.07	- 3.32





В соответствии с одночастотным методом на рис.5 показаны теоретические кривые зависимостей радиоконтраста от скорости приводного ветра для толщин пленки $h=1$ мм и $h=5$ мм, линейно интерполированные для угла зондирования 22 град. . Там же нанесены экспериментальные значения радиоконтрастов из рис. 4 и табл. 1. Видно, что толщина пленок составляет 5 мм и более .

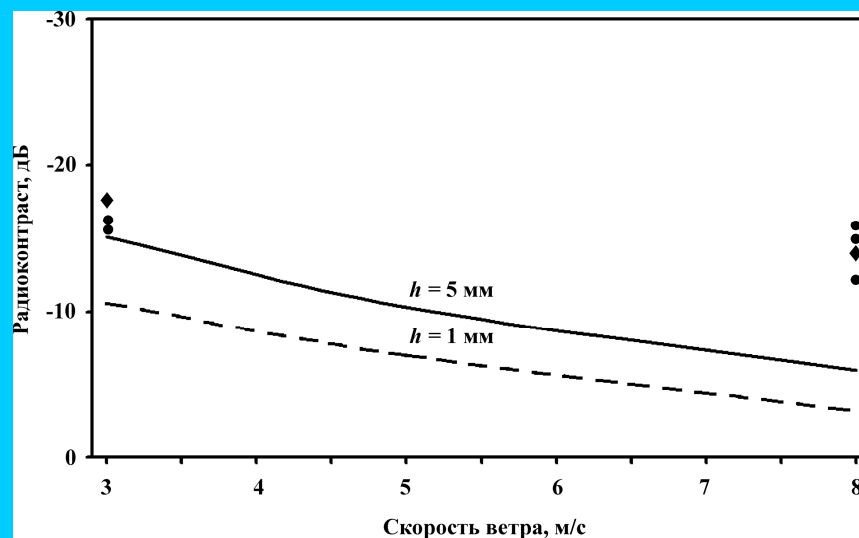
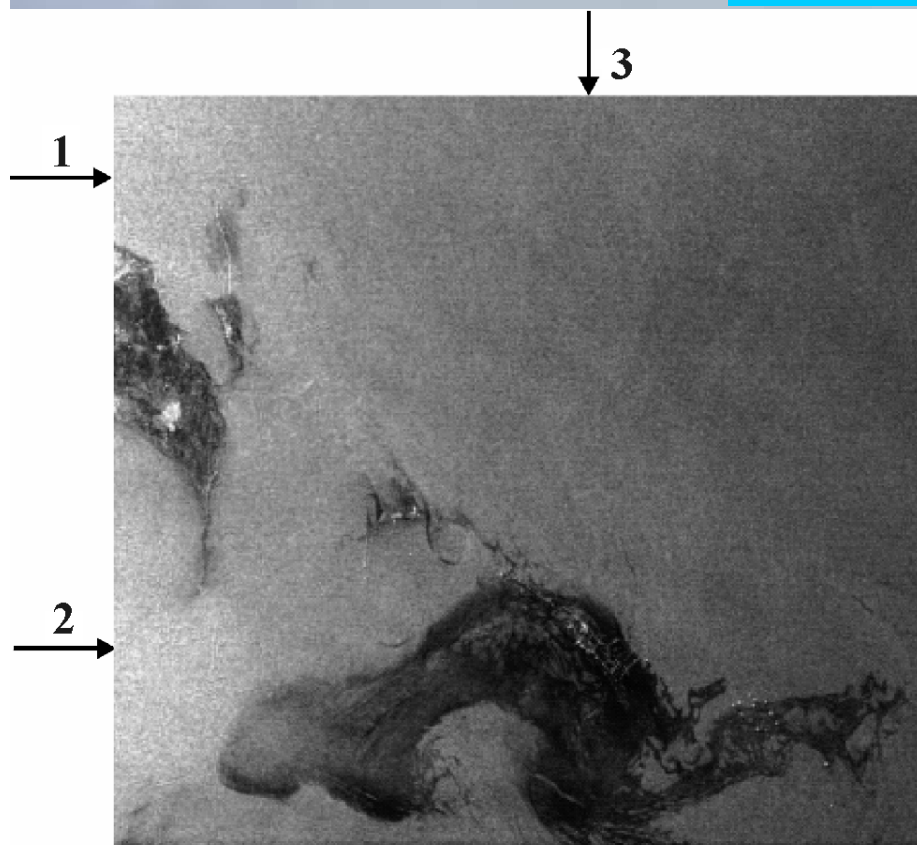


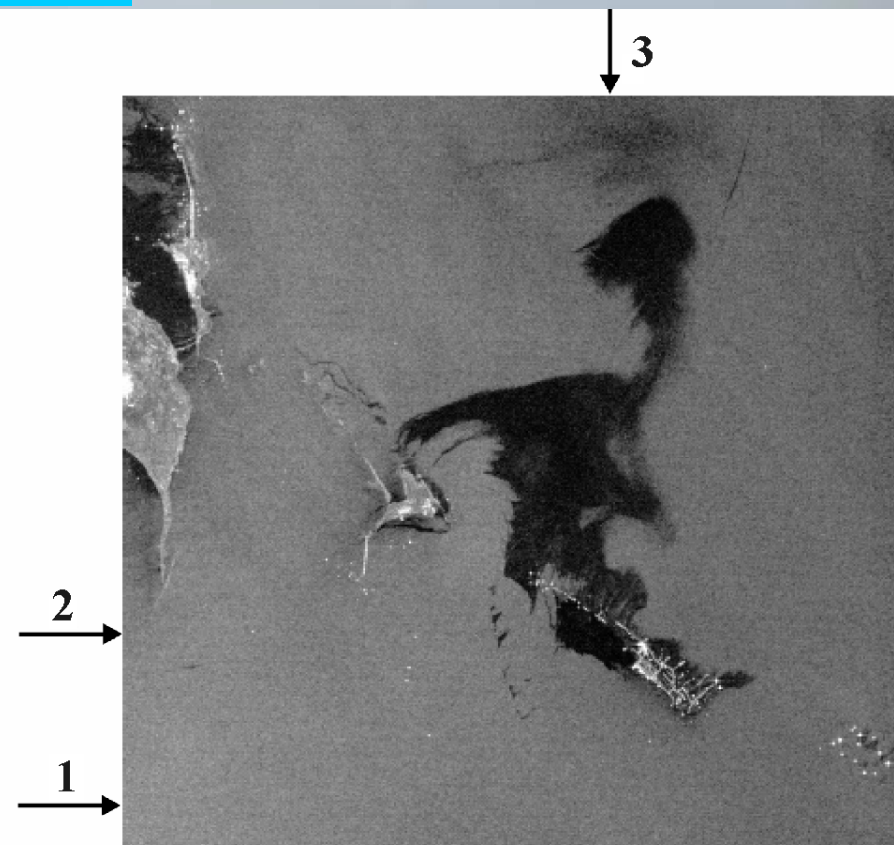
Рис.5. Сравнение расчетных значений радиоконтрастов с теоретическими зависимостями радиоконтраста загрязненной нефтью морской поверхности от скорости ветра для толщин нефтяной пленки $h = 1$ мм и $h=5$ мм при угле зондирования 22 град. ♦ - значения радиоконтрастов из табл.1; ● – значения, полученные путем обработки данных изображений на рис. 3а, б.



2009-2010 гг.



а)



б)

Рис.6. Фрагменты РЛИ нефтедобывающего района Нефтяные Камни в Каспийском море. а) – фрагмент РЛИ Envisat ASAR WSM HH (полоса I2, $\theta \approx 19.8^\circ$), полученного 31.05.09 в 18:20 UTC при скорости приводного ветра 5 м/с (© ESA); б) - фрагмент РЛИ Envisat ASAR WSM HH (полоса I3, $\theta \approx 26^\circ$), полученного 28.07.10 в 18:26 UTC при скорости приводного ветра 4 м/с (© ESA). Стрелками 1, 2, 3 показаны сечения по строкам загрязненного моря, чистого моря и ряду, соответственно, выбранных для последующего анализа.

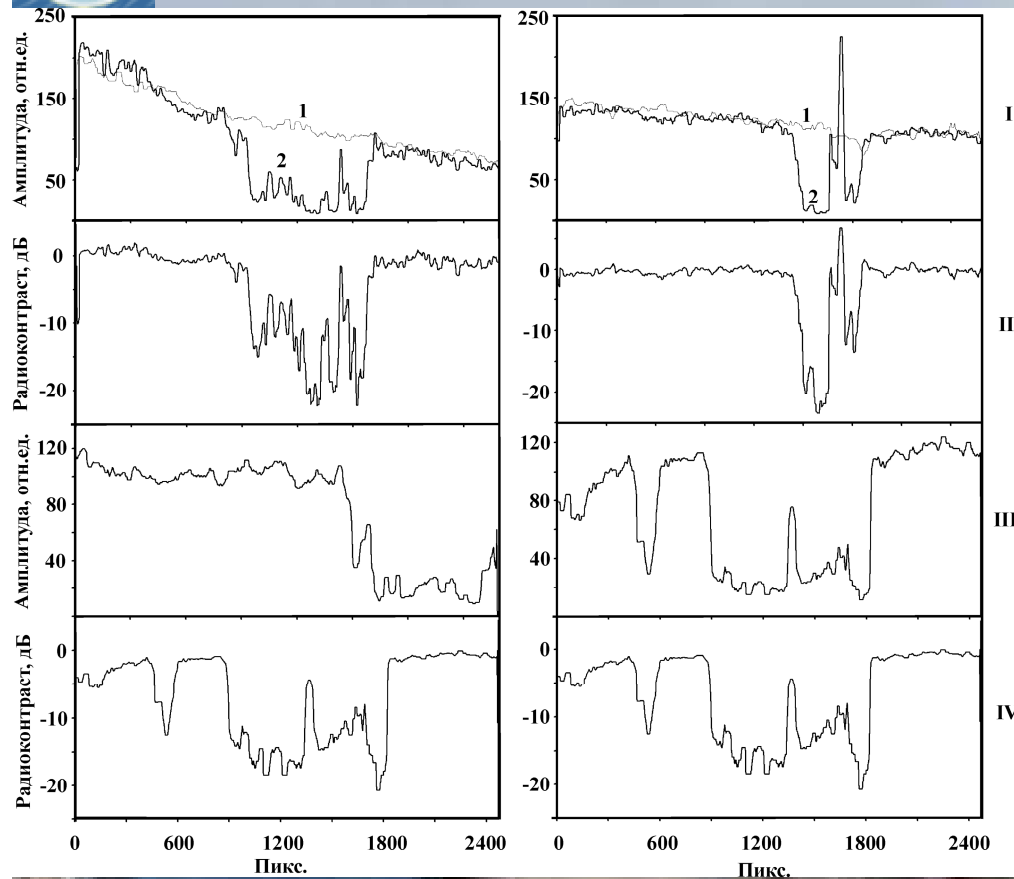


Рис.7. Примеры обработки сечений по строкам (I, II) и рядам (III, IV) изображений на рис. 6а и 6б, соответственно.

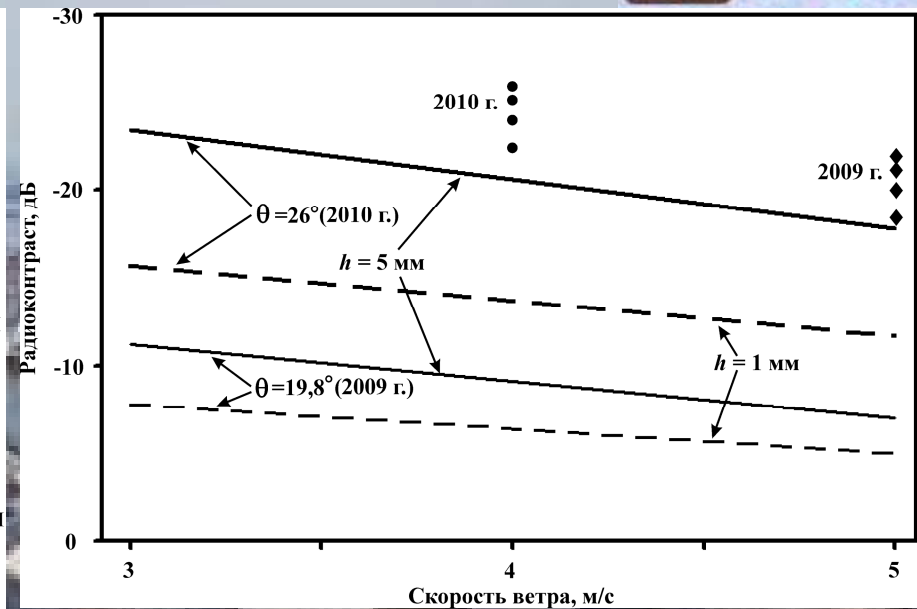
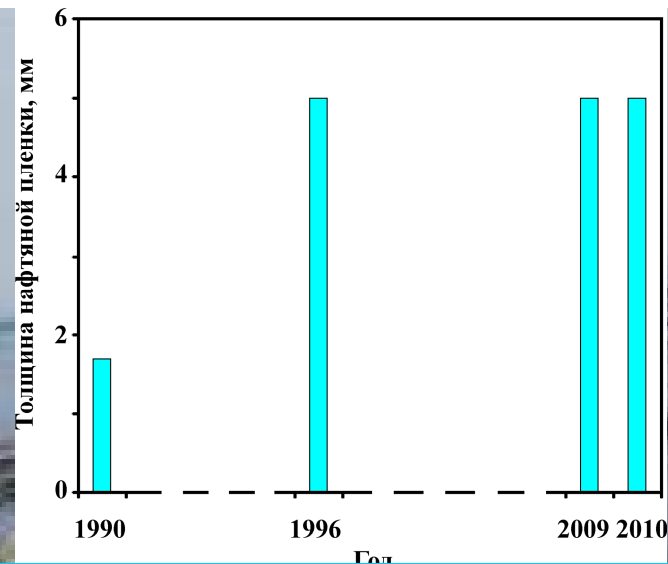


Рис.8. Сравнение расчетных значений радиоконтрастов с теоретическими зависимостями радиоконтраста загрязненной нефтью морской поверхности от скорости ветра для толщин нефтяной пленки $h=1$ мм и $h=5$ мм при угле. ◆ - значения радиоконтрастов, полученные путем обработки РЛИ на рис. 6а; ● - значения, полученные по результатам обработки РЛИ на рис. 6б.



Выводы

Сравнение результатов многочастотного и одночастотного зондирования акватории нефтедобывающего района Нефтяные Камни в Каспийском море показало следующее:

1. В течение 20 лет вблизи нефтедобывающих платформ фиксируется свежая нефтяная пленка толщиной 2 мм и более. Это указывает на стабильно опасную экологическую обстановку в данном районе Каспийского моря и необходимость принятия незамедлительных мер по улучшению ситуации. Возможные источники загрязнения связаны с потерями при добыче нефти, действием грифонов природного и антропогенного происхождения, активность которых зависит от сейсмической обстановки в данном районе, и др. Для выяснения истинных источников загрязнения необходимы дополнительные комплексные исследования.

2. Полученные по независимым методикам сравнимые значения толщин нефтяных пленок подтверждают возможность радиолокационного определения толщины нефтяной пленки. Для увеличения достоверности измерений необходимо привлекать данные радиометрических и контактных измерений.