

**В.И. Козинцев, М.Л. Белов, В.А. Городничев, Ю.В. Федотов**  
**Лазерный метод измерения толщины пленок нефти**  
**на взволнованной морской поверхности, основанный**  
**на определении коэффициента пропускания пленки**

*Московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана,  
 НИИ радиоэлектроники и лазерной техники, г. Москва*

Поступила в редакцию 21.09.2006 г.

Рассмотрен трехволновой дистанционный лазерный метод измерения толщины нефтяных пленок на взволнованной морской поверхности, основанный на определении коэффициента пропускания пленки. Математическое моделирование показывает, что метод позволяет проводить измерение толщины пленок нефти от 5 до 140 мкм. Средняя погрешность определения толщины пленок в большинстве случаев не хуже 15% для серии из 30 измерений при среднеквадратическом значении шума измерения 2%.

Наиболее эффективными для дистанционного измерения толщины пленок нефтепродуктов на водной поверхности на сегодняшний день являются лазерные флуоресцентный и спектрофотометрический методы (см., например, [1, 2]). Важное преимущество спектрофотометрического метода состоит в относительной простоте аппаратуры и, следовательно, в ее относительно низкой стоимости. Недостатком является необходимость проведения многоспектральных измерений (при использовании нескольких десятков длин волн). Ниже описан спектрофотометрический метод измерения толщины пленок нефтепродуктов, использующий только три длины волны зондирования.

Будем считать, что лазерный локатор расположен на авиационном носителе и облучает морскую поверхность в надир (вертикально вниз) узким пучком.

Для измерения толщины пленок нефтепродуктов на исследуемой акватории выбирается контрольный участок с заведомо чистой (без нефтяных загрязнений) морской поверхностью, данные измерения от которого используются для нормировки [3]. На участке с заведомо чистой поверхностью лидар регистрирует мощности эхосигналов  $P_w(\lambda_1)$ ,  $P_w(\lambda_2)$  и  $P_w(\lambda_3)$  на длинах волн  $\lambda_{1,2,3}$ . Если длительность лазерного импульса выбрать так, чтобы выполнялось неравенство  $\tau_s^2 c^2 / 16 \gg 2\sigma_w^2$  ( $\sigma_w^2$  — дисперсия высот чистой взволнованной морской поверхности;  $\tau_s$  — длительность лазерного импульса;  $c$  — скорость света), то мощности  $P_w(\lambda_{1,2,3})$  определяются формулой [3, 4] (при умеренной скорости приводного ветра, когда на морской поверхности отсутствуют пенные образования):

$$P_w(\lambda_{1,2,3}) \cong \frac{R_{wref}(\lambda_{1,2,3})}{4\pi(\gamma_{wx}^2 \gamma_{wy}^2)^{1/2}} \frac{a_s(\lambda_{1,2,3}) a_r(\lambda_{1,2,3}) \pi^{1/2}}{L^4 (C_s + C_r)}, \quad (1)$$

где  $R_{wref}(\lambda)$ ,  $\gamma_{wx,wy}^2$  — коэффициент отражения (от невозмущенной волнением поверхности) и дисперсии наклонов чистой морской поверхности;  $L$  — рас-

стояние от локатора до поверхности (высота носителя); для прозрачной атмосферы

$$a_s(\lambda) = P_s(\lambda) \exp[-\tau_a(\lambda)] / (\pi \alpha_s^2),$$

$$a_r(\lambda) = \pi r_r^2 \exp[-\tau_a(\lambda)]; \quad C_{s,r} = (\alpha_{s,r} L)^{-2};$$

$2\alpha_{s,r}$  — угол расходимости источника и угловое поле зрения приемной системы;  $P_s(\lambda)$  — мощность, излучаемая источником;  $r_r$  — эффективный размер приемной апертуры;  $\tau_a(\lambda)$  — оптическая толщина атмосферы между локатором и морской поверхностью.

Формула (1) получена при импульсном зондировании морской поверхности и определяет среднюю принимаемую мощность в моменты максимумов эхосигналов. Частота повторения импульсов может быть сотни герц и даже десятки килогерц. Поэтому размер отрезков полета, на которых проводится усреднение принимаемой мощности, может быть небольшим — единицы метров даже при высокой скорости полета носителя. Неравенство  $\tau_s^2 c^2 / 16 \gg 2\sigma_w^2$ , при котором справедлива формула (1), не является жестким и всегда может быть выполнено при выборе соответствующей длительности импульса локатора [3].

При полете носителя над исследуемой акваторией, загрязненной нефтью, лидар регистрирует на трех длинах волн  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  и  $\lambda_3$  мощности эхосигналов  $P(\lambda_{1,2,3})$ :

$$P(\lambda_{1,2,3}) \cong \frac{R_{ref}(\lambda_{1,2,3}, d)}{4\pi(\gamma_x^2 \gamma_y^2)^{1/2}} \frac{a_s(\lambda_{1,2,3}) a_r(\lambda_{1,2,3}) \pi^{1/2}}{L^4 (C_s + C_r)}, \quad (2)$$

где  $R_{ref}(\lambda, d)$ ,  $\gamma_{x,y}^2$  — коэффициент отражения и дисперсии наклонов (морской поверхности, покрытой пленкой нефти);  $d$  — толщина пленки нефти.

При вертикальном облучении для  $R_{ref}(\lambda, d)$  имеем

$$R_{ref}(\lambda, d) =$$

$$= \frac{r_{12}^2 + r_{23}^2 T^2(\lambda) + 2r_{12} r_{23} T(\lambda) \cos[2\beta(\lambda, d) + \delta_{23} - \delta_{12}]}{1 + r_{12}^2 r_{23}^2 T^2(\lambda) + 2r_{12} r_{23} T(\lambda) \cos[2\beta(\lambda, d) + \delta_{23} + \delta_{12}]}, \quad (3)$$

где

$$r_{12} = \sqrt{\frac{[1 - n_2(\lambda)]^2 + k_2^2(\lambda)}{[1 + n_2(\lambda)]^2 + k_2^2(\lambda)}},$$

$$\delta_{12} = \pi + \operatorname{arctg}\left[\frac{k_2(\lambda)}{n_2(\lambda) - 1}\right] - \operatorname{arctg}\left[\frac{k_2(\lambda)}{n_2(\lambda) + 1}\right];$$

$$\beta(\lambda, d) = \frac{2\pi d}{\lambda} n_2(\lambda);$$

$$\delta_{23} = \operatorname{arctg}\left[\frac{k_2(\lambda) - k_3(\lambda)}{n_2(\lambda) - n_3(\lambda)}\right] - \operatorname{arctg}\left[\frac{k_2(\lambda) + k_3(\lambda)}{n_2(\lambda) + n_3(\lambda)}\right];$$

$$r_{23} = \sqrt{\frac{[n_2(\lambda) - n_3(\lambda)]^2 + [k_2(\lambda) - k_3(\lambda)]^2}{[n_2(\lambda) + n_3(\lambda)]^2 + [k_2(\lambda) + k_3(\lambda)]^2}};$$

$$T(\lambda) = \exp\left(-\frac{4\pi k_2(\lambda)d}{\lambda}\right);$$

$n_{2,3}(\lambda)$ ,  $k_{2,3}(\lambda)$  — показатели преломления и поглощения нефти и воды;  $r_{12}$ ,  $r_{23}$  — коэффициенты отражения на границе сред «воздух — нефть» и «нефть — вода».

Сигналы  $P(\lambda_{1,2,3})$  нормируются в блоке обработки на  $P_w(\lambda_{1,2,3})$ :

$$\tilde{P}(\lambda_{1,2,3}) = \frac{P(\lambda_{1,2,3})}{P_w(\lambda_{1,2,3})} = \frac{R_{ref}(\lambda_{1,2,3}, d) (\gamma_{wx}^2 \gamma_{wy}^2)^{1/2}}{R_{wref}(\lambda_{1,2,3}) (\gamma_x^2 \gamma_y^2)^{1/2}}. \quad (4)$$

Длина волны  $\lambda_3$  выбирается равной 3,41 мкм, где находится максимум поглощения нефти [5]. Поэтому на длине волны  $\lambda_3 \cong 3,41$  мкм из-за большого поглощения нефти (т.е. малости  $T$ ) при толщинах пленок больше 4–5 мкм имеем

$$R_{ref}(\lambda_3, d) \cong r_{12}^2(\lambda_3).$$

Далее проводится нормировка сигналов  $\tilde{P}(\lambda_{1,2})$  на  $\tilde{P}(\lambda_3)$ :

$$\tilde{\tilde{P}}(\lambda_{1,2}) = \frac{\tilde{P}(\lambda_{1,2})}{\tilde{P}(\lambda_3)} \cong R_{ref}(\lambda_{1,2}, d) K_{1,2}, \quad (5)$$

где

$$K_{1,2} = \frac{r_{13}^2(\lambda_3)}{r_{13}^2(\lambda_{1,2}) r_{12}^2(\lambda_3)}.$$

Формулу (5) для нормированных сигналов  $\tilde{\tilde{P}}(\lambda_{1,2})$  можно представить в виде

$$\begin{aligned} & \tilde{\tilde{P}}(\lambda_{1,2}) K_{1,2}^{-1} \cong r_{12}^2(\lambda_{1,2}) + r_{23}^2(\lambda_{1,2}) T^{2\alpha_{1,2}} + \\ & + 2r_{12}(\lambda_{1,2}) r_{23}(\lambda_{1,2}) T^{\alpha_{1,2}} \cos[4\pi n_2(\lambda_{1,2}) d / \lambda_{1,2} + \Delta_1(\lambda_{1,2})] / \\ & / \left\{ 1 + r_{12}^2(\lambda_{1,2}) r_{23}^2(\lambda_{1,2}) T^{2\alpha_{1,2}} + 2r_{12}(\lambda_{1,2}) r_{23}(\lambda_{1,2}) T^{\alpha_{1,2}} \times \right. \\ & \left. \times \cos[4\pi n_2(\lambda_{1,2}) d / \lambda_{1,2} + \Delta_2(\lambda_{1,2})] \right\}, \quad (6) \end{aligned}$$

где  $\Delta_{1,2}(\lambda) = \delta_{23}(\lambda) \mp \delta_{12}(\lambda)$ ;  $T = T(\lambda_1)$ ;  $\omega_1 = 1$ ;  $\omega_2 = k_2(\lambda_2) \lambda_1 / [k_2(\lambda_1) \lambda_2]$ .

Система уравнений (6) содержит всего одну неизвестную величину (толщину пленки  $d$ ), но, из-за того что  $d$  входит в тригонометрические функции, ее однозначно определить не удастся. Однако уравнения (6) позволяют исключить тригонометрические функции, если длины волн  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$  выбрать специальным образом. Выберем  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$  из условия  $2\varphi_1 = \varphi_2$ , где

$$\varphi_1 = \frac{4\pi n_2(\lambda_1)d}{\lambda_1}, \quad \varphi_2 = \frac{4\pi n_2(\lambda_2)d}{\lambda_2}.$$

При выполнении этого условия имеем

$$\cos\left[\frac{4\pi n_2(\lambda_2)d}{\lambda_2}\right] = 2\cos^2\left[\frac{4\pi n_2(\lambda_1)d}{\lambda_1}\right] - 1. \quad (7)$$

Используя (7) для исключения тригонометрических функций из (6), можно получить соотношение, связывающее данные измерений на длинах волн  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$  с величиной  $T$ . Точный вид этого соотношения занимает очень много места, поэтому приведем его приближенное выражение, учитывающее малость величин  $\delta_{12}(\lambda_2)$ ,  $\delta_{12}(\lambda_1)$ ,  $\delta_{23}(\lambda_1)$ :

$$\begin{aligned} & (-1 + 2G_1^2) \cos[\delta_{23}(\lambda_2)] \pm \\ & \pm \sqrt{1 - (-1 + 2G_1^2)^2} \sin[\delta_{23}(\lambda_2)] = G_2, \quad (8) \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} G_{1,2} = & -\left\{ \tilde{\tilde{P}}(\lambda_{1,2}) K_{1,2}^{-1} \left[ 1 + r_{12}^2(\lambda_{1,2}) r_{23}^2(\lambda_{1,2}) T^{2\alpha_{1,2}} \right] - \right. \\ & \left. - r_{12}^2(\lambda_{1,2}) - r_{23}^2(\lambda_{1,2}) T^{2\alpha_{1,2}} \right\} / \\ & / \left\{ 2T^{\alpha_{1,2}} |r_{12}(\lambda_{1,2})| |r_{23}(\lambda_{1,2})| \left[ 1 - \tilde{\tilde{P}}(\lambda_{1,2}) K_{1,2}^{-1} \right] \right\}. \end{aligned}$$

В (8) входит только одна (и не тригонометрическая) функция, зависящая от толщины пленки ( $T$  — пропускание пленки нефти на длине волны  $\lambda_1$ ). Находя из (8) величину  $T$ , можно однозначно (отбрасывая корни (8), не соответствующие физическому смыслу и данным измерений) определить толщину  $d$  при известном показателе поглощения  $k_2(\lambda)$ .

Аналогичным описанным выше процедурам, использующим аналитические формулы, численный алгоритм определения  $d$  основан на поиске минимума невязки:

$$\left\{ \left[ \tilde{\tilde{P}}(\lambda_1) - \tilde{\tilde{P}}(\lambda_1, d)_{mod} \right]^2 + \left[ \tilde{\tilde{P}}(\lambda_2) - \tilde{\tilde{P}}(\lambda_2, d)_{mod} \right]^2 \right\}^{1/2}, \quad (9)$$

где  $\tilde{\tilde{P}}(\lambda_{1,2})$  — нормированные величины, полученные из данных измерений;  $\tilde{\tilde{P}}(\lambda_{1,2}, d)_{mod}$  — модельные значения величин [формула (5)], зависящие от толщины  $d$ .

Исследование возможностей рассматриваемого способа измерения толщины пленок проводилось методом математического моделирования для «типичной» нефти [5]. На рис. 1–3 приведены наиболее

характерные результаты моделирования для длин волн  $\lambda_1 = 5,76$ ,  $\lambda_2 = 2,86$  и  $\lambda_3 = 3,41$  мкм ( $\lambda = 2,86$  и  $5,76$  мкм связаны условием  $2\varphi_1 = \varphi_2$ ;  $\lambda = 2,86$  мкм соответствует максимуму коэффициента отражения на границе «нефть – вода»).

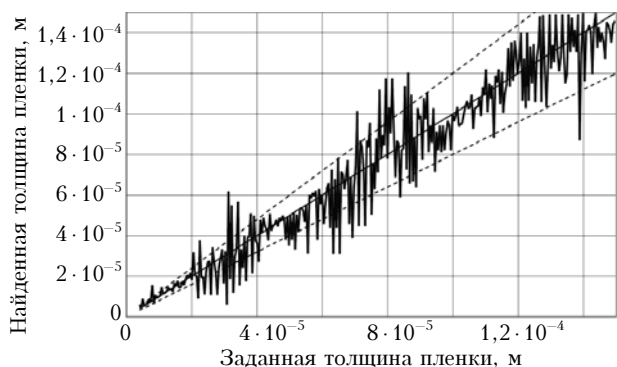


Рис. 1. Зависимость найденного значения толщины пленки от действительного значения толщины при одиночных измерениях



Рис. 2. Зависимость найденного значения толщины пленки от действительного значения толщины для усредненных результатов по серии из 30 измерений

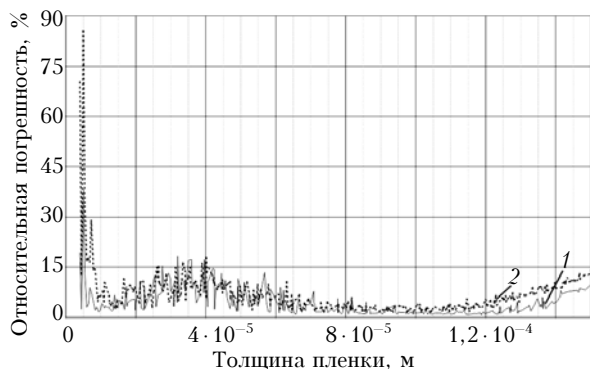


Рис. 3. Зависимость средней погрешности определения толщины пленок нефти от действительного значения толщины для серии из 30 измерений

Использовался численный алгоритм (9), и учитывались возможные флуктуации толщины самой пленки на водной поверхности (они задавались по экспериментальным данным ~8%).

Рис. 1 относится к случаю одиночных измерений. Здесь показана реализация найденного значения толщины пленки  $d$  в зависимости от действительного (заданного при математическом моделировании) значения толщины. Эта реализация соответствует некоторой реализации шума при относительном среднеквадратическом значении шума измерения  $\sigma$ , равном 2% (величина  $\sigma$  определяется как отношение среднеквадратического значения шума к среднему значению принимаемого сигнала). Прямая линия – зависимость, для которой найденное значение  $d$  совпадает с действительным. Прямые штрихпунктирные линии – 20%-е отличие  $d$  от действительного значения. Рис. 2 относится к случаю усреднения результатов по серии измерений при  $\sigma = 2\%$ . Здесь представлена реализация найденного значения толщины пленки в зависимости от действительного значения толщины для серии из 30 измерений. На рис. 3 приведена средняя относительная погрешность определения  $d$ . (Кривая 1 соответствует  $\sigma = 1\%$ , 2 – 4%).

Результаты моделирования показывают, что метод, основанный на определении коэффициента пропускания пленки, позволяет проводить измерение толщины пленок нефти от 5 до 140 мкм. Средняя погрешность определения толщины пленок в большинстве случаев не хуже 15% для серии из 30 измерений и  $\sigma = 2\%$ .

Работа выполнена при поддержке Международного научно-технического центра (проект № 2437).

1. Межерис Р. Лазерное дистанционное зондирование. М.: Мир, 1987. 550 с.
2. Белов М.Л., Березин С.В., Городничев В.А., Козинцев В.И. Метод контроля толщины тонких пленок нефтепродуктов на водной поверхности, основанный на использовании лазера с перестраиваемой длиной волны излучения // Оптика атмосф. и океана. 2002. Т. 15. № 2. С. 203–205.
3. Козинцев В.И., Белов М.Л., Городничев В.А., Смирнова О.А., Федотов Ю.В., Хрусталева А.М. Дистанционное обнаружение нефтяных загрязнений на взволнованной морской поверхности с помощью двух-спектрального метода // Оптика атмосф. и океана. 2006. Т. 19. № 10. С. 872–874.
4. Белов М.Л., Городничев В.А., Козинцев В.И. О форме эхоимпульса при лазерном зондировании взволнованной морской поверхности // Оптика атмосф. и океана. 1997. Т. 10. № 8. С. 935–940.
5. Гуревич И.Я., Шифрин К.С. Отражение видимого и ИК-излучения нефтяными пленками на море // Оптические методы изучения океанов и внутренних водоемов. Новосибирск: Наука, 1979. С. 166–176.

*V.I. Kozintsev, M.L. Belov, V.A. Gorodnichev, Yu.V. Fedotov. Laser method for remote control for oil film thickness on rough sea surface based on transmissivity determination.*

In this paper, three-wave remote laser method of measurement of oil film thickness on rough sea surface, based on transmissivity determination, is considered. Mathematical modeling shows that the method allows measurements of oil film thickness from 5 to 140  $\mu\text{m}$ . Mean error of film thickness measurement for a set of 30 measurements in most cases is less than 15% at a relative root-mean-square value of measurement noise of 2%.