

В.И. Козинцев, М.Л. Белов, В.А. Городничев, О.А. Смирнова, Ю.В. Федотов

Лазерный метод измерения толщины пленок нефти на взволнованной морской поверхности, основанный на определении разности набега фаз в пленке для длин волн зондирования

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

Поступила в редакцию 20.02.2007 г.

Рассмотрен дистанционный лазерный метод измерения толщины тонких нефтяных пленок на взволнованной морской поверхности, основанный на определении разности набега фаз в пленке для длин волн зондирования. Математическое моделирование показывает, что при зондировании на близких длинах волн метод позволяет проводить измерение пленок толщиной от единиц до десятых долей микрометра. Для набора длин волн зондирования 0,767; 0,800; 0,792 и 1,600 мкм диапазон измерения толщины пленок нефти составляет 0,1–6,4 мкм. Средняя погрешность определения толщины пленок в большинстве случаев не хуже 5% для серии из 30 измерений и среднеквадратического значения шума измерения 1%.

Нефть и нефтепродукты являются самыми распространенными веществами, загрязняющими акватории нашей планеты (см., например, [1, 2]).

Наиболее опасными по частоте и объему разливов нефти являются аварии на нефтеналивных судах, на нефтепроводах, в хранилищах нефти и нефтепродуктов. Сразу после разлива толщина нефтяной пленки может составлять несколько сантиметров. По прошествии некоторого времени толщина пленки уменьшается. Минимальную среднюю толщину нефтяного slicka, при достижении которой пятно нефтяного загрязнения перестает существовать как единое целое, оценивают в пределах от 4 до 100 мкм [3, 4]. Однако имеются результаты измерений, в которых была получена гораздо меньшая, чем 4 мкм (до 0,1 мкм), толщина пленок нефтепродуктов (см., например, [5–7]).

Наиболее эффективными методами для дистанционного измерения толщины пленок нефтепродуктов на водной поверхности на сегодняшний день являются лазерные флуоресцентный и спектрофотометрический методы (см., например, [6, 8]).

Преимуществом спектрофотометрического метода являются относительная простота аппаратуры и, следовательно, ее относительно низкая стоимость. Однако недостатком является необходимость проведения многоспектральных измерений (при использовании нескольких десятков спектральных каналов измерения). В [9] описан спектрофотометрический метод измерения толщины пленок нефтепродуктов, использующий только три длины волны зондирования и позволяющий проводить измерение толщины пленок нефти от 5 мкм до по крайней мере 140 мкм.

Ниже описан спектрофотометрический метод измерения толщины пленок нефтепродуктов, исполь-

зующий четыре длины волны зондирования и позволяющий проводить измерение толщины тонких пленок нефти от единиц до десятых долей микрометра.

Будем считать, что лазерный локаатор расположен на авиационном носителе и облучает морскую поверхность в надир (вертикально вниз) узким пучком на четырех длинах волн зондирования, лежащих в инфракрасной области спектра (так, что принимаемый лазерный сигнал создается излучением, отраженным морской поверхностью).

На предварительном участке полета (до начала измерений на исследуемой акватории) лидар регистрирует и запоминает в блоке обработки мощности эхосигналов $P_w(\lambda_{1,2,3,4})$ на длине волны $\lambda_{1,2,3,4}$ от участка с чистой (без нефтяных загрязнений) морской поверхностью. При полете над исследуемой акваторией лидар регистрирует мощности эхосигналов $P(\lambda_{1,2,3,4})$.

Сигналы $P_w(\lambda_{1,2,3,4})$ и $P(\lambda_{1,2,3,4})$ в блоке обработки нормируются на мощности, излучаемые источником лазерного локаатора на соответствующих длинах волн:

$$\hat{P}_w(\lambda_{1,2,3,4}) = P_w(\lambda_{1,2,3,4})/P_s(\lambda_{1,2,3,4}), \quad (1)$$

$$\hat{P}(\lambda_{1,2,3,4}) = P(\lambda_{1,2,3,4})/P_s(\lambda_{1,2,3,4}), \quad (2)$$

где $P_s(\lambda_{1,2,3,4})$ — мощности лазерного локаатора на длинах волн $\lambda_{1,2,3,4}$.

Сигналы $\hat{P}(\lambda_{1,2,3,4})$ в блоке обработки нормируются соответственно на $\hat{P}_w(\lambda_{1,2,3,4})$:

$$\hat{\hat{P}}(\lambda_{1,2,3,4}) = \hat{P}(\lambda_{1,2,3,4})/\hat{P}_w(\lambda_{1,2,3,4}). \quad (3)$$

Сигналы $\hat{\hat{P}}(\lambda_{1,3,4})$, в свою очередь, нормируются на $\hat{\hat{P}}(\lambda_2)$ для исключения влияния неизвестных

при зондировании и имеющих к тому же случайное значение характеристик неровностей поверхности (вопрос о том, какую взять длину волны для нормировки, не принципиален — математическое моделирование показывает, что при разных длинах волн, используемых для нормировки, разница в результатах определения толщины пленки будет незначительна):

$$\widehat{\widehat{P}}(\lambda_{1,3,4}) = \widehat{\widehat{P}}(\lambda_{1,3,4}) / \widehat{\widehat{P}}(\lambda_2). \quad (4)$$

Будем считать, для определенности, что длины волн зондирования лежат в ближней ИК-области спектра, где величины показателей поглощения воды и нефти много меньше единицы. Это позволяет не учитывать сдвиги фаз (кроме набега фаз, зависящего от толщины пленки), возникающие при отражении излучения на границах раздела «воздух — нефть» и «нефть — вода» и зависящие от оптических характеристик сред (требование малости показателей поглощения воды и нефти на длинах волн зондирования не является принципиальным — оно нужно только для простоты анализа формул). Тогда сигналы $\widehat{\widehat{P}}(\lambda_{1,3,4})$ определяются следующими выражениями [9]:

$$\widehat{\widehat{P}}(\lambda_i) = A_i^{-1} \times \frac{r_{12}^2(\lambda_i) + r_{23}^2(\lambda_i)T^2(\lambda_i) - 2r_{12}(\lambda_i)r_{23}(\lambda_i)T(\lambda_i)\cos[\varphi(\lambda_i)]}{1 + r_{12}^2(\lambda_i)r_{23}^2(\lambda_i)T^2(\lambda_i) - 2r_{12}(\lambda_i)r_{23}(\lambda_i)T(\lambda_i)\cos[\varphi(\lambda_i)]}, \quad (5)$$

где

$$i = 1, 3, 4; \quad \varphi(\lambda_i) = \cos\left[\frac{4\pi n_2(\lambda_i)d}{\lambda_i}\right];$$

$$T(\lambda_i) = \exp\left(-\frac{4\pi k_2(\lambda_i)d}{\lambda_i}\right); \quad T = T(\lambda_2);$$

$$A_i = \left(\frac{r_{13}^2(\lambda_i)}{r_{13}^2(\lambda_2)}\right) \times$$

$$\times \frac{r_{12}^2(\lambda_2) + r_{23}^2(\lambda_2)T^2 - 2r_{12}(\lambda_2)r_{23}(\lambda_2)T\cos[\varphi(\lambda_2)]}{1 + r_{12}^2(\lambda_2)r_{23}^2(\lambda_2)T^2 - 2r_{12}(\lambda_2)r_{23}(\lambda_2)T\cos[\varphi(\lambda_2)]},$$

$n_2(\lambda)$, $k_2(\lambda)$ — показатели преломления и поглощения нефти (нижние индексы показателей преломления и поглощения соответствуют обозначению сред в трехслойной системе «воздух — нефть — вода»: 1 — воздух, 2 — нефть, 3 — вода; $n_1 = 1$, $k_1 = 0$); r_{12} , r_{23} , r_{13} — коэффициенты отражения на границе «воздух — нефть», «нефть — вода» и «воздух — вода»; d — толщина пленки.

Из (5), утя, что $T(\lambda_{1,3,4}) = T^{\lambda_2 k_2(\lambda_{1,3,4}) / [\lambda_{1,3,4} k_2(\lambda_2)]}$, получим

$$\cos[\varphi(\lambda_i)] = \left\{ \widehat{\widehat{P}}(\lambda_i) A_i \left[1 + r_{12}^2(\lambda_i) r_{23}^2(\lambda_i) T^{2\lambda_2 k_2(\lambda_i) / [\lambda_i k_2(\lambda_2)]} \right] - r_{12}^2(\lambda_i) - r_{23}^2(\lambda_i) T^{2\lambda_2 k_2(\lambda_i) / [\lambda_i k_2(\lambda_2)]} \right\} / \left\{ 2r_{12}(\lambda_i) r_{23}(\lambda_i) \times \right.$$

$$\left. \times (-1) T^{\lambda_2 k_2(\lambda_i) / [\lambda_i k_2(\lambda_2)]} \left[1 - \widehat{\widehat{P}}(\lambda_i) A_i \right] \right\}. \quad (6)$$

Длины волн зондирования $\lambda_{1,2,3}$ должны быть близкими между собой (ниже в статье пояснено требование близости длин волн $\lambda_{1,2,3}$).

Рассмотрим случай, когда длины волн зондирования λ_1 и λ_3 выбраны симметрично относительно λ_2 так, что

$$\varphi_1 = \varphi_2 + \Delta\varphi \text{ и } \varphi_3 = \varphi_2 - \Delta\varphi$$

$$\text{(т.е. } \lambda_1 = \lambda_2 - \Delta\lambda \text{ и } \lambda_3 \cong \lambda_2 + \Delta\lambda, \lambda_2 \gg \Delta\lambda).$$

Здесь $\Delta\varphi$ — разность набегов фаз в пленке нефти для длин волн зондирования

$$\lambda_1 \text{ и } \lambda_2 \left(\Delta\varphi = 4\pi d n_2(\lambda_2) \left[\frac{1}{\lambda_1} - \frac{1}{\lambda_2} \right], \varphi_i = \varphi(\lambda_i) \right).$$

Тогда из (6) имеем

$$\begin{aligned} \cos\varphi_3 \pm \cos\varphi_1 &= \frac{2\cos\varphi_2 \cos\Delta\varphi}{2\sin\varphi_2 \sin\Delta\varphi} = \\ &= \left\{ \widehat{\widehat{P}}(\lambda_3) A_3 \left[1 + r_{12}^2(\lambda_3) r_{23}^2(\lambda_3) T^{2\lambda_2 k_2(\lambda_3) / [\lambda_3 k_2(\lambda_2)]} \right] - r_{12}^2(\lambda_3) - r_{23}^2(\lambda_3) T^{2\lambda_2 k_2(\lambda_3) / [\lambda_3 k_2(\lambda_2)]} \right\} / \left\{ 2r_{12}(\lambda_3) r_{23}(\lambda_3) \times \right. \\ &\quad \left. \times (-1) T^{\lambda_2 k_2(\lambda_3) / [\lambda_3 k_2(\lambda_2)]} \left[1 - \widehat{\widehat{P}}(\lambda_3) A_3 \right] \right\} \pm \\ &\quad \pm \left\{ \widehat{\widehat{P}}(\lambda_1) A_1 \left[1 + r_{12}^2(\lambda_1) r_{23}^2(\lambda_1) T^{2\lambda_2 k_2(\lambda_1) / [\lambda_1 k_2(\lambda_2)]} \right] - r_{12}^2(\lambda_1) - r_{23}^2(\lambda_1) T^{2\lambda_2 k_2(\lambda_1) / [\lambda_1 k_2(\lambda_2)]} \right\} / \left\{ 2r_{12}(\lambda_1) r_{23}(\lambda_1) \times \right. \\ &\quad \left. \times (-1) T^{\lambda_2 k_2(\lambda_1) / [\lambda_1 k_2(\lambda_2)]} \left[1 - \widehat{\widehat{P}}(\lambda_1) A_1 \right] \right\}. \quad (7) \end{aligned}$$

Правые части выражений (7) зависят от измеряемых величин $[\widehat{\widehat{P}}(\lambda_3), \widehat{\widehat{P}}(\lambda_1)]$, оптических характеристик воды и нефтепродукта $[r_{12}(\lambda_{1,2,3}), r_{13}(\lambda_{1,2,3}), r_{23}(\lambda_{1,2,3}), k_2(\lambda_{1,2,3})]$, прозрачности пленки T и величины $\cos\varphi_2$. Левые части выражений (7) зависят от $\cos\varphi_2$ ($\sin\varphi_2$) и $\cos\Delta\varphi$ ($\sin\Delta\varphi$).

Формулы (7), в принципе, позволяют с помощью измерений только на трех близких длинах волн зондирования $(\lambda_{1,2,3})$ определить толщину пленки нефти на водной поверхности. Однако в присутствии шума решение системы уравнений (7) становится неустойчивым.

Более устойчивым является алгоритм определения толщины пленки, который кроме измерений на трех близких длинах волн $\lambda_{1,2,3}$ использует еще дополнительное измерение на длине волны λ_4 . При этом длина волны λ_4 выбирается специальным образом из условия

$$\frac{n_2(\lambda_4)}{\lambda_4} = \frac{n_2(\lambda_2)}{2\lambda_2}. \quad (8)$$

Такой выбор λ_4 дает возможность определить из измерений на длинах волн λ_2 и λ_4 косинус набега фазы в пленке нефти на длине волны λ_2 (в этом случае $\cos \varphi_4 = \cos(\varphi_2/2)$), что позволяет найти $\cos \varphi_2$ из выражения (6) для $i = 4$. Такое дополнительное измерение делает существенно более устойчивым вычислительный алгоритм определения толщины пленки. При этом однозначность определения d обеспечивается использованием начального интервала однозначности функций $\cos \Delta\varphi$ (или $\sin \Delta\varphi$). Условие, определяющее интервал однозначности, имеет вид

$$\Delta\varphi \cong 4\pi d n_2(\lambda_2) \left[\frac{1}{\lambda_1} - \frac{1}{\lambda_2} \right] \leq \frac{\pi}{2}$$

или

$$d \leq \frac{\lambda_1 \lambda_2}{8(\lambda_2 - \lambda_1) n_2(\lambda_2)}.$$

Это условие позволяет при заданной d определить $\Delta\lambda = \lambda_2 - \lambda_1$ или при заданной $\Delta\lambda$ найти интервал однозначного определения толщин пленок.

Например, при $\lambda_1 = 0,767$ мкм, $\lambda_2 = 0,800$ мкм, $n_2(\lambda_2) \approx 1,5$ имеем $d \leq 1,6$ мкм.

Величина T , входящая также в (6), (7), для интервала $d \leq 1,6$ мкм и выбранных длин волн зондирования 0,767; 0,800; 0,792 и 1,600 мкм очень мало отличается от 1 [ее заменяют 1 или некоторой априорно выбранной величиной, например соответствующей середине интервала толщин 0–1,6 мкм, а потом уточняют после первого шага итерации в процедуре определения d из (7)].

Аналогичный (описанным процедурам, основанным на использовании аналитических формул) численный алгоритм определения d основан на поиске минимума невязки:

$$\left\{ \left[\hat{P}(\lambda_1) - \hat{P}(\lambda_1, d)_{\text{mod}} \right]^2 + \left[\hat{P}(\lambda_3) - \hat{P}(\lambda_3, d)_{\text{mod}} \right]^2 + \left[\hat{P}(\lambda_4) - \hat{P}(\lambda_4, d)_{\text{mod}} \right]^2 \right\}^{1/2}, \quad (9)$$

где $\hat{P}(\lambda_i)$ – величины, определяемые из данных измерений; $\hat{P}(\lambda_i, d)_{\text{mod}}$ – модельные значения соответствующих величин, зависящие от толщины пленки d .

Интервал однозначности определения толщины пленки можно увеличить, если уменьшить $\Delta\lambda = \lambda_2 - \lambda_1$ (при этом необязательно длины волн λ_1 и λ_3 выбирать симметрично относительно λ_2). Однако надо иметь в виду, что при уменьшении $\Delta\lambda$ увеличивается влияние шумов на результаты определения толщины пленки.

Исследование возможностей описанного способа измерения толщины пленок проводилось методом математического моделирования для «типичной» нефти [10].

Конкретные значения длин волн зондирования при расчетах были выбраны следующими: $\lambda_1 = 0,767$,

$\lambda_2 = 0,800$, $\lambda_3 = 0,792$ и $\lambda_4 = 1,600$ мкм (отметим, что наборов длин волн может быть много и в статье приведен один для примера).

Для выбранных длин волн зондирования условие, определяющее интервал однозначности, имеет вид

$$\Delta\varphi \cong 4\pi d n_2(\lambda_2) \left[\frac{1}{\lambda_2} - \frac{1}{\lambda_3} \right] \leq \frac{\pi}{2}$$

($\Delta\varphi$ – разность набегов фаз в пленке для длин волн зондирования λ_3 и λ_2) или

$$d \leq \frac{\lambda_3 \lambda_2}{8(\lambda_2 - \lambda_3) n_2(\lambda_2)}.$$

При $\lambda_3 = 0,792$ мкм, $\lambda_2 = 0,800$ мкм и $n_2(\lambda_2) \approx 1,5$ значение $d \leq 6,4$ мкм.

На рис. 1–3 приведены характерные результаты моделирования для случая усреднения d по серии из 30 измерений (без использования усреднения ошибки определения толщины пленки получаются очень большими из-за небольшой величины $\Delta\lambda = \lambda_3 - \lambda_2 = 0,008$ мкм).

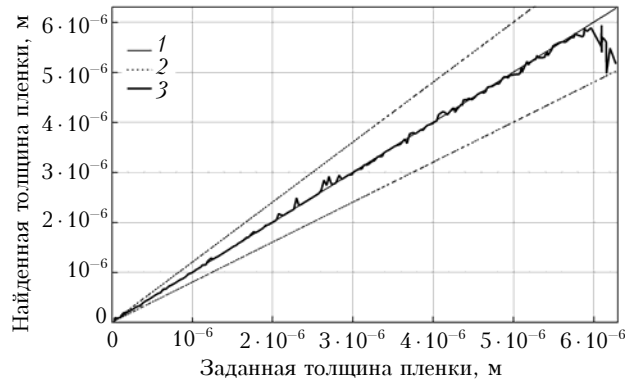


Рис. 1. Зависимость найденного значения толщины пленки от действительного значения толщины при $\sigma = 1\%$: 1 – действительное значение толщины пленки; 2 – 20%-е отличие от действительного значения толщины; 3 – найденное значение толщины пленки

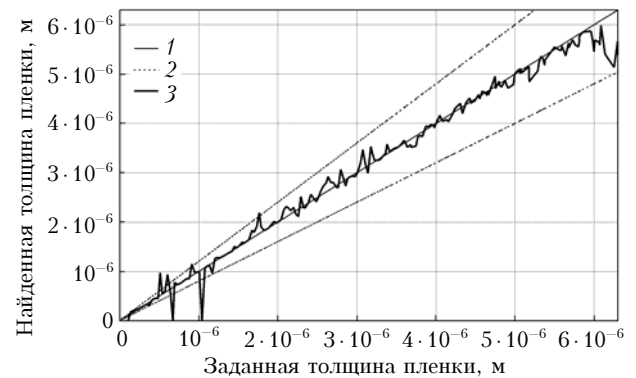


Рис. 2. Зависимость найденного значения толщины пленки от действительного значения толщины при $\sigma = 2\%$: 1 – действительное значение толщины пленки; 2 – 20%-е отличие от действительного значения толщины; 3 – найденное значение толщины пленки

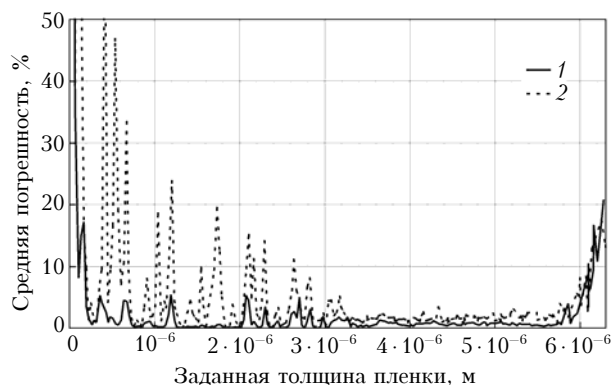


Рис. 3. Зависимость средней погрешности определения толщины пленок нефти от действительного значения толщины пленки: $\sigma = 1\%$ (1), 2% (2)

Эти результаты получены при использовании численного алгоритма (9) для определения d . Программа обработки предварительно анализировала данные «измерений» и принимала решение о возможности их использования для определения толщины пленки.

На рис. 1, 2 показаны реализации (линия 3) найденного значения толщины пленки в зависимости от действительного (заданного при математическом моделировании) значения толщины при относительном среднеквадратическом значении шума измерения $\sigma = 1$ и 2% соответственно. Здесь прямая тонкая линия 1 (пересекающая рис. 1, 2 по диагонали) — зависимость, для которой найденное значение толщины пленки совпадает с действительным. Прямые пунктирные линии 2 — 20% -е отличие от действительного значения толщины. Из рис. 1 видно, что при $\sigma = 1\%$ удается с большой точностью определить толщину пленки. При $\sigma = 2\%$ (см. рис. 2) точность определения толщины пленки заметно хуже. На рис. 2 также видны провалы до нуля в значениях найденной d , соответствующие точкам, в которых из-за плохих данных «измерений» программа обработки приняла решение об отказе от проведения определения d . Заметим, что при больших шумах измерения нужную точность определения d можно обеспечить, увеличивая серию измерений, по которой проводится усреднение.

На рис. 3 показана средняя относительная погрешность определения d в зависимости от действительного значения толщины пленки. Заметим, что наибольшие ошибки в измерении толщины пленок приходится на область наименьших толщин пленок.

Результаты моделирования показывают, что метод, основанный на определении разности набега фаз в пленке нефти для длин волн зондирования, позволяет определять на водной поверхности толщину тонких пленок нефтепродуктов от единиц до десятых долей микрометра. Для набора длин волн зондирования $0,767$; $0,800$; $0,792$ и $1,600$ мкм возможно определение толщины пленок в диапазоне от $0,1$ до $6,4$ мкм (при $\sigma = 1\%$ для 20% -го отличия найденных значений от действительных значений толщины). При этом отличие найденных значений толщины пленки от действительных превышает 20% на краях указанного диапазона толщин, а внутри диапазона средняя погрешность определения толщины пленок не хуже 5% для серии из 30 измерений и $\sigma = 1\%$.

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

1. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. М.: ВНИРО, 2001. 247 с.
2. Техногенное загрязнение природных вод углеводородами и его экологические последствия / В.М. Гольдберг, В.П. Зверев, А.И. Арбузов, С.М. Козеннов, Ю.В. Ковалевский, В.С. Путилина. М.: Наука, 2001. 125 с.
3. Монин А.С., Красницкий В.П. Явления на поверхности океана. Л.: Гидрометеониздат, 1985. 375 с.
4. Матишев Г.Г., Никитин Б.А., Соцнев О.Я. Экологическая безопасность и мониторинг при освоении месторождений углеводородов на Арктическом шельфе. М.: Газоил пресс, 2001. 232 с.
5. Оптико-физические средства исследования океана / Под ред. Е.Г. Пашенко. Л.: Судостроение, 1984. 264 с.
6. Межерис Р. Лазерное дистанционное зондирование. М.: Мир, 1987. 550 с.
7. Жевлаков А.П., Лещенко Д.О., Пакконен С.А., Сидоренко В.М. Дистанционное измерение толщины пленки нефтепродуктов на поверхности воды с использованием эксимерного лазера // Изв. РАН. Сер. Физ. 1994. Т. 58. № 2. С. 175–179.
8. 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 атмосфер. и океана. 2002. Т. 15. № 2. С. 203–205.
9. Козинцев В.И., Белов М.Л., Городничев В.А., Федотов Ю.В. Лазерный метод измерения толщины пленок нефти на взволнованной морской поверхности, основанный на определении коэффициента пропускания пленки // Оптика атмосфер. и океана. 2007. Т. 20. № 4. С. 338–340.
10. 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, O.A. Smirnova, Yu.V. Fedotov. Laser method of remote control for oil film thickness on rough sea surface based on determination of phase shear difference in the film for sounding wavelengths.

In this paper remote laser method of measurement of thin oil film thickness on rough sea surface, based on determination of phase shear difference in the film for sounding wavelengths, is considered. Mathematical modeling shows that at sounding on close wavelengths the method allows to conduct measurement of oil film with thickness from unites to tenth parts of μm . For sounding wavelengths of 0.767 ; 0.800 ; 0.792 and 1.600 μm range of measurement of oil film thickness is 0.1 – 6.4 μm . Mean error of film thickness measurement for set of 30 measurement in most cases is less than 5% at the relative root-mean-square value of measurement noise of 1% .