

УДК 551.501

М. Л. Белов, В. А. Городничев,
В. И. Козинцев, Б. В. Стрелков,
Ю. В. Федотов

ДИСТАНЦИОННЫЙ ЛАЗЕРНЫЙ МЕТОД ОБНАРУЖЕНИЯ ТОНКИХ ПЛЕНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ, ОСНОВАННЫЙ НА ИЗМЕРЕНИИ ВТОРОЙ ПРОИЗВОДНОЙ КОЭФФИЦИЕНТА ОТРАЖЕНИЯ

Разработан дистанционный метод обнаружения тонких пленок нефтепродуктов на водной поверхности. Показано, что разработанный метод, основанный на измерении второй производной коэффициента отражения, позволяет обнаружить на водной поверхности тонкие пленки нефтепродуктов с близкой к единице вероятностью правильного обнаружения при очень небольшой вероятности ложных тревог.

E-mail: ekomonit@mx.bmstu.ru

Ключевые слова: дистанционное зондирование; обнаружение загрязнений воды; пленка нефтепродукта; лазер.

Нефть и нефтепродукты — основные источники загрязнений речных, озерных и морских акваторий нашей планеты [1, 2].

Особенно актуальна проблема загрязнения нефтепродуктами прибрежных зон морей. Именно здесь, в прибрежных районах морей, наиболее сильно проявляются отрицательные последствия активной хозяйственной деятельности человека [1, 3].

Оперативно обнаружить загрязнения нефтепродуктами можно дистанционными методами, позволяющими инспектировать обширные водные поверхности за сравнительно малый промежуток времени.

Эффективными методами дистанционного контроля акваторий в целях обнаружения нефтяных загрязнений на поверхности воды являются различные лазерные методы, основанные либо на регистрации контраста параметров лазерного излучения, отраженного от чистой и загрязненной нефтепродуктами водной поверхности, либо на регистрации излучения комбинационного рассеяния или флуоресцентного излучения [4–10].

Лазерные методы не требуют естественного освещения и могут использоваться в широком диапазоне атмосферных условий независимо от времени суток. Также лазерные методы имеют высокую

пространственно-угловую разрешающую способность, возможность фильтрации и временного стробирования полезного сигнала на фоне помех (солнечных бликов, импульсов обратного рассеяния от атмосферных слоев и т.п.).

У всех существующих методов обнаружения нефтяных загрязнений на водной поверхности наблюдается общий недостаток — небольшая надежность обнаружения тонких пленок нефтепродуктов.

Далее приведено описание метода обнаружения нефтяных загрязнений на водной поверхности, который позволяет надежно обнаруживать тонкие пленки нефтепродуктов. Метод основан на определении второй производной (по длине волны излучения) коэффициента отражения системы “воздух–пленка нефтепродукта–вода”, и для его реализации может быть использован один перестраиваемый по длине волны в узком спектральном диапазоне лазер ближнего или среднего ИК диапазона спектра.

Пусть узкий пучок ИК-излучения направляется на водную поверхность вертикально вниз. При измерениях в ближней зоне зондирования мощность P_n регистрируемого приемником сигнала (от блика на водной поверхности) можно записать в виде [11, 12]

$$P_n = P_0 R_{ref}(\lambda), \quad (1)$$

где P_0 — мощность, излучаемая источником; $R_{ref}(\lambda)$ — коэффициент отражения поверхности; λ — длина волны зондирующего излучения.

В случае присутствия на водной поверхности нефтяных загрязнений коэффициент отражения $R_{ref}(\lambda)$ будет зависеть от толщины нефтяной пленки d , оптических характеристик нефти и длины волны излучения λ . При вертикальном падении излучения на поверхность для коэффициента отражения трехслойной системы “воздух–пленка нефтепродукта–вода” $R_{ref}(\lambda, d)$ имеем [13, 14]

$$R_{ref}(\lambda, d) \cong \frac{r_{12}^2 + r_{23}^2 T^2(\lambda) + 2r_{12}r_{23}T(\lambda) \cos 2\beta(\lambda, d)}{1 + r_{12}^2 r_{23}^2 T^2(\lambda) + 2r_{12}r_{23}T(\lambda) \cos 2\beta(\lambda, d)}, \quad (2)$$

где

$$T(\lambda) = \exp\left(-\frac{4\pi k_2(\lambda)d}{\lambda}\right); \quad r_{12} = -\sqrt{\frac{(1 - n_2(\lambda))^2 + k_2^2(\lambda)}{(1 + n_2(\lambda))^2 + k_2^2(\lambda)}};$$

$$r_{23} = \sqrt{\frac{(n_2(\lambda) - n_3(\lambda))^2 + (k_2(\lambda) - k_3(\lambda))^2}{(n_2(\lambda) + n_3(\lambda))^2 + (k_2(\lambda) + k_3(\lambda))^2}}; \quad \beta(\lambda, d) = \frac{2\pi d}{\lambda} n_2(\lambda);$$

$n_{2,3}(\lambda), k_{2,3}(\lambda)$ — показатели преломления и поглощения нефти и воды; r_{12}^2, r_{23}^2 — коэффициенты отражения на границе сред “воздух–нефть” и “нефть–вода”; $T(\lambda)$ — коэффициент пропускания пленки нефти.

Индексы 1, 2, 3 относятся к воздуху, нефти и воде соответственно (для воздуха показатель преломления принят равным единице, а показатель поглощения — нулю).

Из формулы (2) следует, что в общем случае из-за интерференции излучения, отраженного от границ раздела “воздух–пленка нефтепродукта” и “пленка нефтепродукта–вода”, коэффициент отражения $R_{ref}(\lambda, d)$ является периодической функцией длины волны излучения λ и толщины пленки d .

Для чистой водной поверхности (при отсутствии нефтяных загрязнений) коэффициент отражения определяется характеристиками водной среды:

$$R_{ref}(\lambda) \cong r_{13}^2, \quad (3)$$

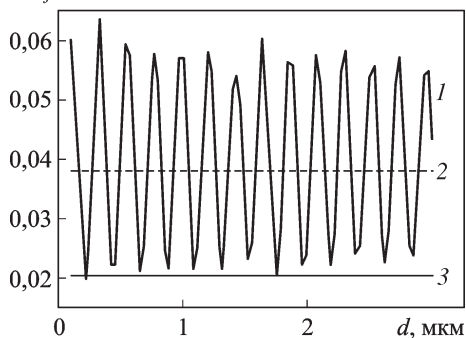
где $r_{13} = \sqrt{\frac{(1 - n_3(\lambda))^2 + k_3^2(\lambda)}{(1 + n_3(\lambda))^2 + k_3^2(\lambda)}}$; r_{13}^2 — коэффициент отражения на границе сред “воздух–вода”.

Для толстых пленок нефтепродуктов (для которых $T(\lambda) \approx 0$) периодическая зависимость коэффициента отражения от λ и d исчезает и коэффициент отражения $R_{ref}(\lambda)$ равен коэффициенту отражения на границе сред “воздух–нефть”:

$$R_{ref}(\lambda) \cong r_{12}^2. \quad (4)$$

Толстые пленки нефтепродуктов толщиной десятки и сотни микрометров легко обнаруживаются как в видимом, так и в ближнем и среднем ИК-диапазонах из-за сильного различия коэффициентов отражения на границах сред “воздух–нефть” и “воздух–вода”. Например, для длины волны 0,65 мкм коэффициент отражения $r_{12}^2 \cong 0,038$, что почти в 2 раза больше величины $r_{13}^2 \cong 0,02$.

При толщине пленок, равной десятым долям и единицам микрометров, периодическая зависимость величины $R_{ref}(\lambda, d)$ от длины волны излучения λ и толщины пленки d очень существенна. Поэтому для тонких пленок возможны ситуации (в условиях шумов измерения), когда коэффициент отражения трехслойной системы “воздух–пленка нефтепродукта–вода” $R_{ref}(\lambda, d)$ оказывается (в точках минимума $R_{ref}(\lambda, d)$) примерно равен и даже меньше коэффициента отражения на границе сред “воздух–вода” r_{13}^2 (рисунок). Это практически не позволяет проводить надежное обнаружение (с высокой вероятностью правильного обнаружения) тонких пленок нефти на водной поверхности при единичных измерениях и существенно ухудшает вероятность правильного обнаружения при усреднении по серии измерений. Рисунок приведен для случая относительного среднеквадратического значения шума измерения 4%, однако, подобные ситуации возможны и при гораздо меньшем шуме (но они будут более редкие).

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

Зависимость коэффициента отражения трехслойной системы “воздух–пленка нефтепродукта–вода” от толщины пленки нефтепродукта для длины волны 0,65 мкм:

1 – $R_{ref}(\lambda, D)$; 2 – r_{12}^2 ; 3 – r_{13}^2

водной), поэтому приведем только приближенные формулы для первой и второй производных (в приведенных приближенных формулах пренебрегается плавной зависимостью от λ величин r_{12} , r_{23} , n_2 и учитывается, что изменения по λ величины $T(\lambda)$ гораздо более медленные (из-за малости $k_2(\lambda)$ по сравнению с $n_2(\lambda)$), чем изменения по λ величины $\beta(\lambda, d)$):

$$\frac{dR_{ref}(\lambda, d)}{d\lambda} \cong \frac{2r_{12}r_{23}T(\lambda) \sin 2\beta(\lambda, d) \frac{2\beta(\lambda, d)}{\lambda} (1 - R_{ref}(\lambda, d))}{1 + r_{12}^2 r_{23}^2 T^2(\lambda) + 2r_{12}r_{23}T(\lambda) \cos 2\beta(\lambda, d)}; \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \frac{d^2 R_{ref}(\lambda, d)}{d\lambda^2} \cong & \frac{-r_{12}r_{23}T(\lambda) \frac{4\beta(\lambda, d)}{\lambda^2} (1 - R_{ref}(\lambda, d))}{1 + r_{12}^2 r_{23}^2 T^2(\lambda) + 2r_{12}r_{23}T(\lambda) \cos 2\beta(\lambda, d)} \times \\ & \times [\cos 2\beta(\lambda, d) \cdot 2\beta(\lambda, d) + 2 \sin 2\beta(\lambda, d)] + \\ & + \frac{\sin^2 2\beta(\lambda, d) \cdot 8\beta(\lambda, d)r_{12}r_{23}T(\lambda)}{1 + r_{12}^2 r_{23}^2 T^2(\lambda) + 2r_{12}r_{23}T(\lambda) \cos 2\beta(\lambda, d)}. \quad (6) \end{aligned}$$

Формулы (5) и (6) показывают, что в случае присутствия на водной поверхности нефтяных загрязнений зависимость производных коэффициента отражения от λ и d носит периодический характер (как и зависимость от λ и d коэффициента отражения $R_{ref}(\lambda)$). Причем, чем толще пленка, тем больше значения производных ($\beta(\lambda, d)$ линейно зависит от d).

В случае отсутствия на водной поверхности нефтяных загрязнений (для чистой водной поверхности) коэффициент отражения $R_{ref}(\lambda)$ бу-

Для повышения вероятности правильного обнаружения тонких пленок нефти на водной поверхности необходимо привлекать дополнительную информацию из данных измерений, например использовать результаты измерения производных (по длине волны излучения) коэффициента отражения системы “воздух–пленка нефтепродукта–вода”.

Формулы для производных (по длине волны излучения) коэффициента отражения $R_{ref}(\lambda)$ в общем случае имеют очень громоздкий вид (даже для первой производной), поэтому приведем только приближенные формулы для первой и второй производных (в приведенных приближенных формулах пренебрегается плавной зависимостью от λ величин r_{12} , r_{23} , n_2 и учитывается, что изменения по λ величины $T(\lambda)$ гораздо более медленные (из-за малости $k_2(\lambda)$ по сравнению с $n_2(\lambda)$), чем изменения по λ величины $\beta(\lambda, d)$):

дет слабо зависеть от длины волны излучения (спектральная зависимость $R_{ref}(\lambda)$ определяется только спектральной зависимостью показателей преломления и поглощения воды). В идеальном случае (при отсутствии шумов) производные коэффициента отражения $R_{ref}(\lambda)$ очень малы. В реальных условиях (из-за наличия шумов) значения производных будут заметно отличаться от нуля и определяться характеристиками шумов, алгоритмом вычисления производных по данным измерений и т.п. Однако и при наличии шумов значения производных для чистой водной поверхности гораздо меньше, чем значения производных для водной поверхности с нефтяными загрязнениями.

Таким образом, существует принципиальная возможность увеличить вероятность правильного обнаружения тонких пленок нефти на водной поверхности, используя дополнительную информацию о значениях производных (по длине волны излучения) коэффициента отражения системы “воздух–пленка нефтепродукта–вода”. При этом для точек минимума $R_{ref}(\lambda, d)$ (и близких к ним точек) такой дополнительной информацией является значение второй производной коэффициента отражения системы “воздух–пленка нефтепродукта–вода” (в точках минимума $R_{ref}(\lambda, d)$ первая производная равна нулю).

Алгоритм обнаружения пленок нефтепродуктов на водной поверхности может быть простым пороговым.

1. Если измеренный коэффициент отражения $R_{ref}(\lambda, d)$ и его вторая производная $\frac{d^2 R_{ref}(\lambda, d)}{d\lambda^2}$ меньше некоторых пороговых значений ($[R_{ref}(\lambda, d)]_{\text{пор}}$ и $\left[\frac{d^2 R_{ref}(\lambda, d)}{d\lambda^2}\right]_{\text{пор}}$ соответственно), то принимается решение об отсутствии нефтяных пленок на водной поверхности.

2. Если значение хотя бы одного из измеренных параметров больше порогового значения, то принимается решение о наличии нефтяных пленок на водной поверхности.

Реализация этой принципиальной возможности в условиях реальных шумов измерений наталкивается на следующие сложности:

— вычисление производных по данным измерений является неустойчивой процедурой и относится к некорректным математическим задачам;

— в силу случайного характера шума возможны случайные выбросы, которые могут существенно уменьшать значение второй производной для поверхности с нефтяными загрязнениями и увеличивать значение второй производной для чистой водной поверхности, что может привести к неправильному результату решения задачи обнаружения нефтяных пленок на водной поверхности.

Эти сложности можно преодолеть, если использовать предварительное (перед вычислением производных) сглаживание данных из-

мерений при решении задачи обнаружения пленок нефтепродуктов на водной поверхности.

Таким образом, для обнаружения пленок нефтепродуктов на водной поверхности необходимо провести измерение коэффициента отражения системы “воздух–пленка нефтепродукта–вода”, определить его вторую производную и сравнить их значения с пороговыми значениями, что можно реализовать, используя один перестраиваемый по длине волны в узком диапазоне лазер ближнего или среднего ИК-диапазона спектра.

Пороговое значение $[R_{ref}(\lambda, d)]_{пор}$ определяется коэффициентом отражения на границе сред “воздух–вода” r_{13}^2 и шумом измерительной аппаратуры. Оно выбирается из условия максимума вероятности правильного обнаружения $P_{п.о}$ пленок нефти на водной поверхности (вероятности принятия решения о наличии нефтяных пленок в случае их действительного присутствия на водной поверхности) при приемлемом значении вероятности ложных тревог $P_{л.т}$ (вероятности принятия решения о наличии нефтяных пленок в случае, когда на водной поверхности их нет).

Пороговое значение $\left[\frac{d^2 R_{ref}(\lambda, d)}{d\lambda^2} \right]_{пор}$ в реальных условиях зависит от очень многих факторов: шумов измерительной аппаратуры, процедур первичной обработки данных измерений, алгоритма вычисления производных по данным измерений, процедур сглаживания или усреднения вычисленных значений производных, длины волны излучения, толщины измеряемой пленки и т.п. Поэтому найти оптимальное значение $\left[\frac{d^2 R_{ref}(\lambda, d)}{d\lambda^2} \right]_{пор}$ трудно. Однако несложно приближенно оценить это пороговое значения. При наличии пленок нефтепродуктов на водной поверхности вторая производная коэффициента отражения уменьшается с уменьшением толщины пленки и имеет минимальное значение (среди точек минимума $R_{ref}(\lambda, d)$) в точке первого минимума. Поэтому за пороговое значение $\left[\frac{d^2 R_{ref}(\lambda, d)}{d\lambda^2} \right]_{пор}$ можно принять это минимальное значение (уменьшенное на некоторый коэффициент $\sim 1,5 \dots 2$).

Исследование возможностей описанного метода обнаружения тонких пленок нефти на водной поверхности проводилось методом математического моделирования для типичной нефти [15].

При математическом моделировании задавали толщину пленки нефти, диапазон изменения длины волны излучения лазера, относительное среднеквадратическое значение шума измерения. Показатели преломления и поглощения нефти и воды вычисляли интерполяцией

по табличным данным [15]. Считали, что коэффициент отражения измеряется на девяти близко расположенных длинах волн около центральной длины волны $\lambda = 0,65$ мкм с расстоянием между соседними длинами волн $\Delta\lambda = 10$ нм. На каждой длине волны измерения считались единичными. Перед вычислением производных результаты измерения на девяти близко расположенных длинах волн сглаживались квадратичным сплайном.

Результаты математического моделирования сведены в таблицу. Здесь приведены вероятности правильного обнаружения в точках минимума коэффициента отражения $R_{ref}(\lambda, d)$ (см. рисунок). В точках, отличных от точек минимума $R_{ref}(\lambda, d)$, вероятности правильного обнаружения всегда больше. При расчетах значение относительного среднеквадратического значения шума измерения принимали равным 1,5 %.

Моделирование проводили для двух методов обнаружения пленок нефти на водной поверхности:

1) метода, использующего только данные измерений о значении коэффициента отражения $R_{ref}(\lambda, d)$ на центральной длине волны $\lambda = 0,65$ мкм (вероятность правильного обнаружения для этого метода приведена в колонке 1 таблицы);

2) метода, использующего сглаженные сплайном значения коэффициента отражения $R_{ref}(\lambda, d)$ на центральной длине волны $\lambda = 0,65$ мкм и измеренные (после сглаживания) значения второй производной коэффициента отражения (вероятность правильного обнаружения для этого метода приведена в колонке 2 таблицы).

Вероятность правильного обнаружения пленок нефтепродуктов на водной поверхности

Толщина пленки, мкм	$P_{п.о}$ для методов	
	1	2
0,2189	0,41306	0,99519
0,4378	0,64947	1,00000
0,6566	0,83604	
0,8755	0,93902	
1,0944	0,98282	
1,3132	0,99592	
1,5321	0,99921	
1,7509	0,99989	
1,9699	0,99999	
2,1887	1,00000	

Из таблицы следует, что при толщинах пленки 0,2189, 0,4378 и 0,6566 мкм первый метод (использующий только данные измерений о значении коэффициента отражения) практически не может обеспечить обнаружение пленок нефтепродуктов на водной поверхности. При большей толщине пленки (от 0,8755 до 1,7509 мкм) вероятность правильного обнаружения для первого метода остается низкой и только при толщине пленки 1,9699 мкм вероятность $P_{п.о}$ становится равной 0,99999. Второй метод (использующий данные измерений коэффициента отражения и его второй производной) обеспечивает вероятность правильного обнаружения большую, чем 0,99999 (для всех толщин пленок кроме 0,2189 мкм, для которой $P_{п.о}=0,99519$). При толщине пленок нефтепродуктов больше 2 мкм оба метода обеспечивают высокую вероятность правильного обнаружения (большую, чем 0,99999).

Расчеты показывают также, что второй метод имеет большее преимущество и по значению вероятности ложных тревог: для первого метода вероятность ложных тревог $P_{л.т}$ довольно большая $\sim 0,02$, а для второго метода $P_{л.т}$ имеет очень низкое значение $\sim 7 \cdot 10^{-5}$.

Таким образом, результаты математического моделирования показывают, что метод, основанный на измерении второй производной коэффициента отражения, позволяет обнаруживать тонкие пленки нефтепродуктов (толщиной от десятых долей микрометров до единиц микрометров) с вероятностью правильного обнаружения, близкой к единице, при очень небольшой вероятности ложных тревог.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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 и др. – М.: Наука, 2001. – 125 с.
3. Современное состояние прибрежных экосистем морей Российской Федерации / Ю.А. Израэль, А.В. Цыбань, Г.В. Панов и др. // Метеорология и гидрология. – 1995. – № 9. – С. 6–21.
4. Богородский В. В., Кропоткин М. А. Методы и средства дистанционного обнаружения нефтяных загрязнений вод. Активные методы обнаружения // Водные ресурсы. – 1984. – № 5. – С. 115–124.
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. Vunkin A., Voliak K. Laser remote sensing of the ocean: method and applications. – John Wiley & Sons, 2001. – 236 p.
8. Белов М. Л., Городничев В. А., Козинцев В. И., Стрелков Б. В. Обнаружение нефтяных загрязнений на взволнованной морской поверхности с помощью трехлучевого метода // Оптика атмосферы и океана. – 2002. – Т. 15, № 10. – С. 900–901.

9. Белов М. Л., Городничев В. А., Козинцев В. И., Смирнова О. А., Федотов Ю. В., Хрусталева А. М. Двухспектральный дистанционный способ обнаружения нефтяных загрязнений на поверхности воды. Патент РФ на изобретение № 2298169 от 27.04.07.
10. Дистанционное обнаружение нефтяных загрязнений на взволнованной морской поверхности с помощью двухспектрального метода / М.Л. Белов, В.А. Городничев, В.И. Козинцев и др. // Оптика атмосферы и океана. – 2006. – Т. 19, № 10. – С. 872–8740.
11. Григорьев П. В., Ломоносов А. М., Солнцев М. В. Исследование статистических свойств отраженного сигнала при лазерном зондировании морской поверхности // Изв. АН СССР. Сер. Физическая. – 1987. – Т. 51, № 2. – С. 210–214.
12. Белов М. Л., Городничев В. А., Козинцев В. И., Федотов Ю. В. Измерение толщины тонких пленок нефти на водной поверхности по второй производной коэффициента отражения // Вестник МГТУ им. Н.Э.Баумана. Сер. Приборостроение. – 2009. – № 2. – С. 3–9.
13. Борн М., Вольф Э. Основы оптики. – М.: Наука, 1973. – 719 с.
14. Дистанционный лазерный метод измерения толщины пленок нефтепродуктов на водной поверхности, основанный на определении коэффициента пропускания пленки нефти / В.И. Козинцев, М.Л. Белов, В.А. Городничев и др. // Вестник МГТУ им. Н.Э.Баумана. Сер. Приборостроение. – 2006. – № 2. – С. 56–64.
15. 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.

Статья поступила в редакцию 29.10.08

Михаил Леонидович Белов родился в 1950 г., окончил в 1973 г. Московский энергетический институт. Д-р. техн. наук, вед. науч. сотрудник НИИ РЛ МГТУ им. Н.Э.Баумана. Имеет более 200 научных работ в области лазерной локации и атмосферной оптики.

M.L.Belov (b.1950) graduated from Moscow Energy Institute in 1973. D. Sc. (Eng), head researcher of “Radioelectronics and Laser Technology” Research Institute of Moscow State Technical University n.a. Bauman. Author of more than 200 publications in the field of laser location and optic of atmosphere.

Виктор Александрович Городничев родился в 1952 г., окончил в 1976 г. МГУ им. М.В.Ломоносова. Д-р техн. наук, начальник отдела НИИ РЛ МГТУ им. Н.Э.Баумана. Автор более 200 научных работ в области лазерной техники.

V.A.Gorodnichev (b.1952) graduated from Moscow State University n.a. Lomonosov in 1976. D. Sc. Eng, head of department of “Radioelectronics and Laser Technology” Research Institute of Moscow State Technical University n.a. Bauman. Author of more than 200 publications in the field of laser technology.

Валентин Иванович Козинцев родился в 1945 г., окончил в 1969 г. МВТУ им. Н.Э.Баумана. Д-р техн. наук, зам. директора НИИ РЛ МГТУ им. Н.Э.Баумана. Автор более 200 научных работ в области лазерной техники.

V.I. Kozintsev (b.1945) graduated from Moscow Higher Technical School n.a. Bauman in 1969. D. Sc. Eng, Deputy director of “Radioelectronics and Laser Technology” Research Institute of Moscow State Technical University n.a. Bauman. Author of more than 200 publications in the field of laser technology.

Борис Викторович Стрелков родился в 1947 г., окончил в 1971 г. МГТУ им. Н.Э. Баумана. Канд. техн. наук, декан факультета “Радиоэлектроника и лазерная техника” МГТУ им. Н.Э. Баумана. Автор более 60 научных работ в области лазерной и измерительной техники.

B.V. Strelkov (b.1947) graduated from Moscow Higher Technical School n.a. Bauman in 1971. Ph. D. Eng, head of faculty “Radioelectronics and Laser Technology” of Moscow State Technical University n.a. Bauman. Author of more than 60 publications in the field of laser and measurement technology.

Юрий Викторович Федотов родился в 1974 г., окончил в 1998 г. МГТУ им. Н.Э. Баумана. Канд. техн. наук, научный сотрудник НИИ РЛ МГТУ им. Н.Э. Баумана. Автор более 50 научных работ в области лазерной техники.

Yu.V. Fedotov (b.1974) graduated from Moscow State Technical University n.a. Bauman in 1998. Ph. D. Eng, researcher of “Radioelectronics and Laser Technology” Research Institute of Moscow State Technical University n.a. Bauman. Author of more than 50 publications in the field of laser technology.

Вниманию авторов и читателей журнала “Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана”

Начиная с 2009 г. полнотекстовые электронные версии журнала размещаются в сети Интернет на сайте Российской электронной библиотеки <http://elibrary.ru>. С содержанием и рефератами статей текущих выпусков журнала можно ознакомиться на сайте издательства МГТУ им. Н.Э. Баумана <http://www.press.bmstu.ru/vestnik.htm>.