

Научная статья  
УДК 620.179.142.5  
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-4-70-75>  
EDN OMDUCZ

## Проблематика оценки глубины асфальтосмолопарафиновых отложений в трубных системах транспортирования нефти

А. М. Дымов<sup>1</sup>, С. А. Маринин<sup>2</sup>, А. А. Покопцев<sup>3</sup>, А. Х.-Х. Нугманов<sup>4✉</sup>, И. Ю. Алексанян<sup>5</sup>

<sup>1-5</sup>Астраханский государственный технический университет,  
Астрахань, Россия, [albert909@yandex.ru](mailto:albert909@yandex.ru)

<sup>4</sup>Российский государственный аграрный университет – МСХА имени К. А. Тимирязева,  
Москва, Россия

**Аннотация.** При функционировании нефтепроводов на их внутренней поверхности наблюдается скопление асфальтосмолопарафиновых отложений, заметно снижающих эффективность их эксплуатации. Данные отложения являются существенным препятствием при деятельности нефтетранспортирующих производств. Перманентно присутствуют значительные средства на осуществление очистки нефтепроводов от данных негативных накоплений. Для определения перспектив и эффективного осуществления высокостоимостных очистных мероприятий появляется необходимость адекватных данных о текущей толщине отложений в трубопроводах. Компактно представлены измерительные средства, опирающиеся на радиационный, ультразвуковой, диэлькометрический и термический способы замеров. При этом основным требованием к подобным измерительным средствам служит метрологическая надежность, обеспечиваемая посредством их интеллектуализации, иными словами обеспечения их параметрами, дающими возможность функционировать в условиях значительной неопределенности, отказов и ряда подсистем, что обеспечивается посредством избыточности. Существенными требованиями являются безопасность функционирования и простота эксплуатации. Самым надежным способом замеров высоты исследуемых отложений в настоящий момент служит ультразвуковой способ, опирающийся на излучение сквозь стенку трубопровода импульса ультразвука и регистрации сигналов их отражения от противоположной стенки. Позитивная сторона такого подхода – возможность размещения устройства для замера на наружной поверхности трубопровода без разрушения его целостности. Сделан вывод о том, что для решения этих задач максимально пригодны термические и ультразвуковые датчики, комплексирование сигналов от них делает возможным, кроме уменьшения ошибки при замерах высоты отложений, повышение степени их надежности, а также поддержание живучести системы при сбое работы или отключении какого-либо из датчиков.

**Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения, парафиновые продукты, нефтепровод, ультразвуковой способ, термический способ, комплексирование, замер высоты, избыточность

**Для цитирования:** Дымов А. М., Маринин С. А., Покопцев А. А., Нугманов А. Х.-Х., Алексанян И. Ю. Проблематика оценки глубины асфальтосмолопарафиновых отложений в трубных системах транспортирования нефти // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2023. № 4. С. 70–75. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-4-70-75>. EDN OMDUCZ.

Original article

## Problems of asphalt-resin-paraffin deposits depth assessing in oil transportation pipeline systems

А. М. Dymov<sup>1</sup>, S. A. Marinin<sup>2</sup>, A. A. Pokoptsev<sup>3</sup>, A. Kh.-Kh. Nugmanov<sup>4✉</sup>, I. Yu. Aleksanyan<sup>5</sup>

<sup>1-5</sup>Astrakhan State Technical University,  
Astrakhan, Russia, [albert909@yandex.ru](mailto:albert909@yandex.ru)

<sup>4</sup>Russian Timiryazev State Agrarian University,  
Moscow, Russia

**Abstract.** During the operation of oil pipelines, an accumulation of asphalt-resin-paraffin deposits is observed on their inner surface, which significantly reduce the efficiency of their operation. These deposits are a significant obstacle to the activities of oil transportation industries. There are permanently significant funds for the cleaning of oil pipelines of the given negative accumulations. In order to determine the prospects and effective implementation of high-cost treatment measures, there is a need for adequate data on the current thickness of deposits in pipelines. This article compactly presents measuring instruments based on radiation, ultrasonic, dielkometric and thermal measurement methods. At the same time, the main requirement for such measuring instruments is metrological reliability, provided through their intellectualization, in other words, providing them with parameters that make it possible to function under conditions of significant uncertainty, failures and a number of subsystems, which is provided by redundancy. Essential requirements are the safety of operation and ease of operation. The most reliable method of measuring the height of the deposits under study now is an ultrasonic method based on the emission of an ultrasound pulse through the pipeline wall and the registration of signals of their reflection from the opposite wall. The positive side of this approach is the possibility of placing a measuring device on the outer surface of the pipeline without destroying its integrity. The authors concluded that thermal and ultrasonic sensors are maximally suitable for solving these problems, the integration of signals from them makes it possible, in addition to reducing the error when measuring the height of deposits, to increase their reliability, as well as to maintain the survivability of the system in case of a malfunction or disconnection of any of the sensors.

**Keywords:** asphalt-resin-paraffin deposits, paraffin products, oil pipeline, ultrasonic method, thermal method, complexing, height measurement, redundancy

**For citation:** Dymov A. M., Marinin S. A., Pokoptsev A. A., Nugmanov A. Kh.-Kh., Aleksanyan I. Yu. Problems of asphalt-resin-paraffin deposits depth assessing in oil transportation pipeline systems. *Oil and gas technologies and environmental safety. 2023;4:70-75.* (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-4-70-75>. EDN OMDUCZ.

### Введение

При функционировании нефтепроводов на их внутренней поверхности наблюдается скопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), заметно снижающих эффективность их эксплуатации. Данные отложения являются существенным препятствием при деятельности нефтетранспорти-

рующих производств. Перманентно присутствуют значительные средства на осуществление очистки нефтепроводов от данных негативных накоплений. При условии несвоевременной очистки просвет сечения трубопровода значительно сужается, что заметно усложняет транспортирование нефтяного сырья, или полностью закупоривается (рис. 1).



Рис. 1. Образцы срезов нефтепроводов с АСПО

Fig. 1. Samples of sections of oil pipelines with ARPD

Присутствие составляющих в АСПО обусловлено видом нефтяного сырья и механизмом их формирования. В таблице показано в качестве примера соотношение составляющих в АСПО, выявленное, используя опытное изучение АСПО на стенках

сборного нефтепровода ОАО «Башнефть» [1, 2]. Величина плотности АСПО –  $925 \text{ кг/м}^3$  (при  $25^\circ\text{C}$ ), температура плавления парафиновых продуктов (ПП) –  $56^\circ\text{C}$ , причем в нефтяном сырье доля ПП равна  $6,2\%$ , асфальтенов –  $2,85\%$ , смол –  $15,2\%$ .

Соотношение составляющих АСПО

The ratio of the components of the ARPD

Составляющие	Массовая доля, %
ПП	56,37
Смолы	14,48
Асфальтеновые комплексы	2,5
Иные углеводородные комплексы	3,25
Масла	23,61

Отведение АСПО из трубопроводов осуществляется рядом методов:

1) механическим путем, в частности, посредством самоходных снарядов, движущихся в трубопроводе и снимающих АСПО скребковыми элементами, щеточными или поршневыми элементами, к примеру, в англоязычных источниках данный способ называют pigging [3]);

2) термическим путем, посредством повышения температуры нефтепровода по ее протяженности или прокачивания нагретой жидкой среды и плавления при этом АСПО;

3) химическим путем с участием растворителей или парафинизирующих ингибиторов, вводимых в нефтепровод [1, 2].

Превалирующими в АСПО ингредиентами служат кристаллы ПП, формирующиеся в нефтяном сырье и далее прикрепляющиеся к стенке нефтепровода или образующиеся на ней. При этом осуществлялось, изучение данного явления, определившее роль газовых пузырей в процессе парафинизации [4]. По-видимому, на данную процедуру воздействует одновременно ряд факторов: температуры нефтяного сырья и окружающей среды, при учете их разности и интенсивности их варьирования, интенсивности перекачки нефтяного сырья, напора в трубопроводе, присутствия водной и газовой сред в потоке. Очевидно, что особое внимание надо уделить сорту нефтяного сырья.

Для определения перспектив и эффективного осуществления высокостоимостных очистных мероприятий появляется необходимость в адекватных данных о текущей высоте АСПО в нефтепроводах.

**Результаты и обсуждение**

К измерительным средствам для определения высоты АСПО выставляется ряд требований [2]:

1) способ должен обуславливать замер в широких рамках варьирования диаметров нефтепровода и высот АСПО;

2) способ замера и техническое исполнение датчиков должны базироваться на положениях контроля без деструкции, т. е. их располагают снаружи на поверхности нефтепровода;

3) необходимо обеспечение метрологической надежности замеров, иными словами, параметры неустойчивости, к которым причисляют варьиро-

вание напора в нефтепроводе, флуктуирующий поток, температурные скачки в окружающей среде, присутствие газовых включений, неравномерность по нефтепроводу и неоднородность АСПО и т. д., что препятствует получению адекватных замеров;

4) должна быть пригодной при варьировании ее удаленности от места расположения кабелей, коммуникационных и силовой сетей;

5) измерительная техника должна быть безопасной и простой в эксплуатации и обслуживании.

Реализовать в комплексе данные требования затруднительно. Замеры высоты АСПО могут осуществляться устройствами, опирающимися на различные в физическом аспекте принципы.

Рассмотрим измерительные средства на диэлектрическом ультразвуковом, радиационном и термическом принципах замеров. Ультразвуковой принцип опирается на замерах затухания или интенсивности распространения импульса ультразвука, проникающего сквозь поперечное сечение трубопровода. Оба подхода осуществляются без деструкции трубопровода. Первый из них [5] опирается на расчет соотношения интенсивности ультразвукового излучения, пропущенного сквозь контролируемый образец, и интенсивностью, пропущенной сквозь такой же материал без АСПО. По полученным данным и построенным градуировочным кривым определяют высоту АСПО в трубе. Негативной стороной такого подхода служит рост ошибки в присутствии газовых включений в АСПО или нефтяном сырье.

Радиационный подход [6], где присутствует генератор радиационного излучения, пропущенного сквозь нефтепроводные стенки, приемлемо увязывается с принципом контроля без деструкции стенок нефтепровода. Негативными сторонами такого подхода служат необходимость радиационной защиты и специфические условия хранения и расположения источника радиоизотопного излучения.

Диэлектрический подход [7] опирается на замер диэлектрической проницаемости образца, помещенного между электродами, одним из которых служит нефтепровод, а второй от него изолируется. Он может размещаться, в частности, коаксиально нефтепроводу. Данный подход не причисляется к типу неразрушающих, поскольку в любом

варианте для размещения второго электрода необходима деструкция целостности нефтепровода.

Подход, опирающийся на замер интенсивности ультразвукового излучения, осуществляется в приборе УЛИС [8], датчик которого на базе пьезокерамического преобразователя является как генератором зондирующих импульсов ультразвука, так и приемного для импульсов элемента, отражаемых от противоположной нефтепроводной стенки. Временная заторможенность между сгенерированным и принятым импульсами обусловлена высотой твердых отложений АСПО, где интенсивность распространения ультразвуковых волн существен-

но отклоняется от интенсивности их прохождения в жидкой среде.

Иным приемлемым неразрушающим служит термический подход, который обладает рядом модификаций. В частности, в одной из них соосно с нефтепроводом на нем размещают кольцевой источник термического излучения, замеряют температурный градиент, ориентированный от термического источника вдоль нефтепровода на ее поверхности, по которому определяют размер внутри трубы [9].

Один из вариантов осуществления термического способа замеров высоты АСПО показан на рис. 2.

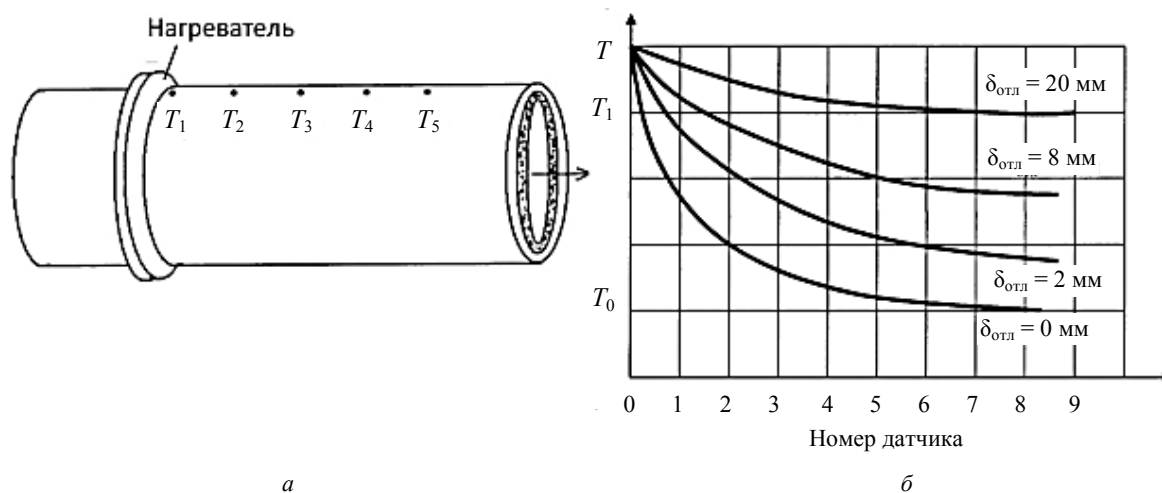


Рис. 2. Вариант термического способа замера высоты АСПО [2]:  
а – размещение температурных датчиков на нефтепроводе; б – температурный градиент для ряда АСПО

Fig. 2. A variant of the thermal method for measuring the height of the ARPD [2]:  
а – placement of temperature sensors on the oil pipeline; б – temperature gradient for a number of ARPD

Наибольший интерес вызывают у потребителей для АСПО техники, работающие по методике контроля без деструкции, иными словами, размещенные без врезания в стенку нефтепровода на внешней его поверхности.

Основным требованием к подобным измерительным средствам служит метрологическая надежность, обеспечиваемая посредством их интеллектуализации, иными словами обеспечения их параметрами, дающими возможность функционировать в условиях значительной неопределенности, отказов и ряда подсистем, что обеспечивается посредством избыточности. В частности, путем использования ряда датчиков, опирающихся на ряд физических принципов. Существенными требованиями служат безопасность функционирования и простота эксплуатации.

Согласно обозначенным требованиям, рекомендована интеллектуализированная система замеров высоты АСПО на базе сигнального комплексирования датчиков термического и ультразвукового типа. Датчики, работающие по обозначенным принци-

пам, нельзя считать быстродействующими (длительность цикла замера равняется нескольким миллисекундам для ультразвукового и несколько секунд или минут для термического способов), однако в таком варианте в быстродействии нет необходимости из-за заторможенной динамики формирования АСПО.

Самым надежным способом замеров высоты АСПО в настоящий момент служит ультразвуковой способ, опирающийся на излучении сквозь стенку трубопровода импульса ультразвука и регистрации сигналов их отражения от противоположной стенки. Позитивной стороной такого подхода служит возможность размещения устройства для замера на наружной поверхности трубопровода без деструкции его целостности. При этом с целью надежного замера при неравномерности АСПО по протяженности окружности сечения трубопровода (см. рис. 1) резонно осуществление замеров в 2-х и более ориентациях, ортогональных поверхности трубопровода.

В последовательность функционирования данной системы включена операция фильтрации на фильтре Калмана. Итоговые величины высоты АСПО рассчитываются в форме взвешенной суммы данных термических и ультразвуковых замеров, где массовые показатели находятся с дисперсиями оценок этих данных в обратной пропорции. Данный подход реализуют в авиации [10].

В программные продукты для модуля обработки ультразвуковых сигналов датчика включена операция обнаружения некондиционности замеров для распознавания подобных ситуаций, в частности, продвижения по трубопроводу объекта, обеспечивающего кратковременные аномальные вариации сигнала (продвижение воздушного пузырька или очистного устройства). Подобная операция обнаружения критической помехи присутствует и в обработке сигналов термического датчика. В любом варианте некондиционность сигналов обуславливает варьирование режимных параметров комплексирования данных: текущие неконди-

ционные отсчеты своевременно устраняются из рассмотрения.

### Заключение

Комплекс пары датчиков дает возможность повысить эффективность замеров высоты АСПО разных интервалах варьирования. В интервале варьирования небольших высот, где функционирование датчика ультразвука осложняется появлением «мертвой зоны» (до 21 мм), резонно воспользоваться данными, поступающими с датчика термического типа. В варианте высот слоя АСПО выше 21 мм резонно воспользоваться датчиком ультразвукового типа. При сигнальном комплексировании обозначенных датчиков появляется возможность одновременного падения уровня ошибки при замерах и роста надежности их функционирования и, кроме того, поддержки степени живучести системы при непредвиденном отключении какого-либо датчика.

### Список источников

1. Хасанова К. И. Развитие технических средств и технологий очистки нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2013. 178 с.
2. Фетисов В. С., Абдулла Т. Н. К. Проблемы измерений толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепроводах и пути их решения // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2018. Т. 14, № 1. С. 55–60.
3. Cordell J., Vanzant H. The Pipeline Pigging Handbook. 3rd Edition. Clarion Technical Publishers, Houston, 2003.
4. Дмитриев М. Е. Совершенствование систем мониторинга парафинизации нефтепроводов шельфовых месторождений: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2011. 145 с.
5. Пат. 2098754 РФ, МПК G 01 B 17/02. Способ измерения толщины слоя отложений на внутренних стенках водопроводных труб / Сайткулов В. Г., Бурлаков Д. Л.; № 94042611/28; заявл. 30.11.1994, опублик. 10.12.1997.

6. Семенюк А. В., Коптева А. В. Неразрушающий метод контроля АСПО в магистральном нефтепроводе // Современная наука и практика. 2016. № 4 (9). С. 48–53.
7. Орлов А. И. Метод оперативного контроля состояния парафиновых отложений при очистке демонтированных нефтепроводных труб: дис. ... канд. техн. наук. Казань, 2011. 129 с.
8. Росэнергоучет. Индикаторы прохождения очистных устройств по нефтепроводу УЛИС/УЛИС-А. URL: [http://www.rosenergouchet.ru/production/production\\_15.html](http://www.rosenergouchet.ru/production/production_15.html) (дата обращения: 05.09.2023).
9. Пат. 2344338 РФ, МПК F 17 D 1/16, G 01 B 17/02. Способ определения толщины отложений на внутренней поверхности трубопроводов / Ахмедов Г. Я.; № 2007118355/28; заявл. 16.05.2007; опублик. 20.01.2009.
10. Борисов Е. Г., Турецкий Л. С. Комплексирование координатной информации в бортовой многодатчиковой системе наблюдения // Информационно-управляющие системы. 2012. № 2. С. 67–73.

### References

1. Khasanova K. I. *Razvitie tekhnicheskikh sredstv i tekhnologii ochistki nefteprovodov ot asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii: dis. ... kand. tekhn. nauk* [Development of technical means and technologies for cleaning oil pipelines from asphalt-resin-paraffin deposits: dis. ... cand. of Techn. Scien.]. Ufa, 2013. 178 p.
2. Fetisov V. S., Abdulla T. N. K. *Problemy izmerenii tolshchiny asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii v nefteprovodakh i puti ikh resheniia* [Problems of measuring the thickness of asphalt-resin-paraffin deposits in oil pipelines and ways to solve them]. *Elektrotekhnicheskie i informatsionnye komplekсы i sistemy*, 2018, vol. 14, no. 1, pp. 55-60.
3. Cordell J., Vanzant H. *The Pipeline Pigging Handbook. 3rd Edition*. Clarion Technical Publishers, Houston, 2003.

4. Dmitriev M. E. *Sovershenstvovanie sistem monitoringa parafinizatsii nefteprovodov shel'fovykh mestorozhdenii: dis. ... kand. tekhn. nauk* [Improvement of monitoring systems for paraffinization of offshore oil pipelines: dis. ... cand. of Techn. Scien.]. Ufa, 2011. 145 p.
5. Saitkulov V. G., Burlakov D. L. *Sposob izmereniia tolshchiny sloia otlozhenii na vnutrennikh stenkakh vodoprovodnykh trub* [Method of measuring the thickness of the sediment layer on the inner walls of water pipes] / Pat. 2098754 RF, MPK G 01 B 17/02; № 94042611/28; 10.12.1997.
6. Semeniuk A. V., Kopteva A. V. *Nerazrushaiushchii metod kontrolya ASPO v magistral'nom nefteprovode* [Non-destructive method of control of ARPD in the main oil pipeline]. *Sovremennaiia nauka i praktika*, 2016, no. 4 (9), pp. 48-53.

7. Orlov A. I. *Metod operativnogo kontroliia sostoiianiia parafinovykh otlozhenii pri ochildke demontirovannykh nefteprovodnykh trub: dis. ... kand. tekhn. nauk* [The method of operational control of the state of paraffin deposits during the cleaning of dismantled oil pipeline pipes: dis. ... cand. of Techn. Scien.]. Kazan', 2011. 129 p.

8. *Rosenergouchet. Indikatory prokhozheniia ochildnykh ustroistv po nefteprovodu ULIS/ULIS-A* [Indicators of the passage of cleaning devices through the ULYSSES/ULYSSES-A oil pipeline]. Available at: [http://www.rosenergouchet.ru/production/production\\_15.html](http://www.rosenergouchet.ru/production/production_15.html) (accessed: 05.09.2023).

9. Akhmedov G. Ia. *Sposob opredeleniia tolshchiny otlozhenii na vnutrennei poverkhnosti truboprovodov* [Method for determining the thickness of deposits on the inner surface of pipelines] / Pat. 2344338 RF, MPK F 17 D 1/16, G 01 B 17/02; № 2007118355/28; 20.01.2009.

10. Borisov E. G., Turnetskii L. S. *Kompleksirovanie koordinatnoi informatsii v bortovoi mnogodatchikovoi sisteme nabliudeniia* [Integration of coordinate information in an on-board multi-sensor surveillance system]. *Informatsionno-upravliaiushchie sistemy*, 2012, no. 2, pp. 67-73.

Статья поступила в редакцию 06.10.2023; одобрена после рецензирования 27.10.2023; принята к публикации 14.11.2023  
The article is submitted 06.10.2023; approved after reviewing 27.10.2023; accepted for publication 14.11.2023

### **Информация об авторах / Information about the authors**

**Антон Михайлович Думов** – магистрант кафедры технологических машин и оборудования; Астраханский государственный технический университет; [dumow\\_am@mail.ru](mailto:dumow_am@mail.ru)

**Anton M. Dymov** – Master's Course Student of the Department of Technological Machines and Equipment; Astrakhan State Technical University; [dumow\\_am@mail.ru](mailto:dumow_am@mail.ru)

**Сергей Александрович Маринин** – магистрант кафедры технологических машин и оборудования; Астраханский государственный технический университет; [marininworkpost@mail.ru](mailto:marininworkpost@mail.ru)

**Sergey A. Marinin** – Master's Course Student of the Department of Technological Machines and Equipment; Astrakhan State Technical University; [marininworkpost@mail.ru](mailto:marininworkpost@mail.ru)

**Алексей Алексеевич Покопцев** – магистрант кафедры технологических машин и оборудования; Астраханский государственный технический университет; [alexey.pokoptsev@gmail.com](mailto:alexey.pokoptsev@gmail.com)

**Aleksey A. Pokoptsev** – Master's Course Student of the Department of Technological Machines and Equipment; Astrakhan State Technical University; [alexey.pokoptsev@gmail.com](mailto:alexey.pokoptsev@gmail.com)

**Альберт Хамед-Харисович Нугманов** – доктор технических наук, профессор; профессор кафедры технологических машин и оборудования; Астраханский государственный технический университет; профессор кафедры технологии хранения и переработки плодово-овощной и растениеводческой продукции; Российский государственный аграрный университет – МСХА имени К. А. Тимирязева; [albert909@yandex.ru](mailto:albert909@yandex.ru)

**Albert Kh.-Kh. Nugmanov** – Doctor of Technical Sciences, Professor; Professor of the Department of Technological Machines and Equipment; Astrakhan State Technical University; Professor of the Department of Technology of Storage and Processing of Fruit and Vegetable and Plant Products; Russian Timiryazev State Agrarian University; [albert909@yandex.ru](mailto:albert909@yandex.ru)

**Игорь Юрьевич Алексян** – доктор технических наук, профессор; профессор кафедры технологических машин и оборудования; Астраханский государственный технический университет; [16081960igor@gmail.com](mailto:16081960igor@gmail.com)

**Igor Yu. Aleksanyan** – Doctor of Technical Sciences, Professor; Professor of the Department of Technological Machines and Equipment; Astrakhan State Technical University; [16081960igor@gmail.com](mailto:16081960igor@gmail.com)

