

УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОАКУСТИЧЕСКИХ АППАРАТОВ КАВИТАЦИОННОГО ДЕЙСТВИЯ

© Р. Н. Галиахметов^{1*}, А. А. Курочкин², А. Г. Мустафин¹,
Р. М. Хакимов¹

¹Уфимский университет науки и технологий
Россия, Республика Башкортостан, 450076 г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32.

²ООО «Виста-Термакат»
Россия, Республика Башкортостан, 450076 г. Уфа, ул. Аксакова, 54, офис 6.

*Email: rail007@mail.ru

В работе представлены исследования, посвященные улучшению качества нефти, содержащей хлорорганические соединения (ХОС). Снижение концентрации ХОС в нефти достигается путем их гидролиза. Гидролиз ХОС осуществляется путем смешивания нефти с раствором щелочи в мольном соотношении с ХОС в диапазоне 3–10:1, после чего смесь подвергают обработке гидроакустическим аппаратом кавитационного действия до повышения температуры нефти на 5–50 °С. Благодаря этому степень очистки нефти от хлорорганических соединений повышается. Содержание ХОС в нефти снижается до 1,96 мкг/кг.

Ключевые слова: нефть, хлорорганические соединения, гидролиз, кавитация, аппараты гидроакустического воздействия.

Введение

Содержание хлорорганических соединений (ХОС) в сырой нефти является одним из ключевых показателей ее качества. Изначально в природной нефти ХОС практически не содержится. Проблема их появления связана с использованием химических реагентов, содержащих ХОС, для увеличения нефтеотдачи пластов. Также ХОС могут применяться для очистки трубопроводов и нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений, т.к. они обладают хорошей растворяющей способностью парафинов. До недавнего времени допустимое содержание ХОС в товарной нефти было ограничено до 10 мг/т [1].

Постановка задачи исследования

Известно, что присутствие ХОС в нефти при ее дальнейшей переработке может привести к серьезной коррозии металлического оборудования и даже его разрушению. Такая проблема встала перед поставщиками нефти в 2019 г., когда в трубопровод «Дружба» попали 5 млн тонн российской нефти, содержащих ХОС до 200 ppm и даже выше. В результате вся нефть, которая находилась в нефтепроводах Белоруссии до границы с Польшей, практически была вытеснена в Россию. Нефть, сданная грузополучателям через зарубежные ПСП в Польшу, Венгрию и Словакию была предметом компенсационных расчетов. На Украине, через которую проходит южная ветка «Дружбы», загрязненная нефть была вытеснена в резервуары «Укртранснафты» и оставлена в одном из трубопроводов [2].

Для предупреждения повторения ситуации «Транснефть» разработала ряд мер. В частности, сформировала и направила в Минэнерго ряд предложений. Среди них – изменения в ГОСТ Р 51858 и перевод испытаний по хлорорганике на ежесуточный режим. Также предлагается ужесточить контроль химико-аналитических лабораторий на сторонних ПСП и установить в нормативных документах требования обязательной государственной аккредитации лабораторий [1].

Теоретический анализ

Для снижения ХОС в сырой нефти при ее подготовке для реализации, а также перед непосредственной переработкой существуют различные способы, которые хорошо описаны в патентной литературе. Наиболее распространенный способ удаления ХОС из нефти – это применение реакции их гидролиза с использованием различных щелочей:



где R – алкил, бензил и т.п.

Например, в публикации [3] для удаления ХОС, нефть промывают водой и водным раствором щелочи, а затем разделяют на электрообессоливающей установке в несколько ступеней при повышенной температуре. Промывку водным раствором щелочи осуществляют при температуре на 30–80 °С выше, чем предшествующую промывку водой. Недостатками данного способа является высокое остаточное содержание суммарного хлора в нефти (70 мг/л).

Реакция с щелочами протекает на границе раздела двух несмешивающихся фаз. Для увеличения скорости межфазных реакций можно использовать различные эмульгаторы (например, ВЖС). Однако это может привести к образованию устойчивых эмульсий. Для лучшего разделения эмульсий в условиях подготовки нефти для ее реализации как товарного продукта необходимо повышение температуры. Это делает невозможным применение такого метода, особенно при больших объемах добычи. Так, например, для подготовки сырой нефти к процессу ректификации на установках ЭЛОУ предлагается применять деэмульгаторы [4]. В рамках данного метода, после добавления деэмульгатора к сырой нефти смесь обрабатывается промывочным раствором, содержащим щелочной компонент. Затем нефть и вода подвергаются разделению при температурах от 135 до 150 °С под воздействием электрического поля в электродегидраторе. Этот метод обеспечивает удаление хлорорганических соединений (ХОС) из сырой нефти до уровня, не превышающего 0,0003% масс. Однако следует отметить, что данный подход характеризуется высокой сложностью и многоступенчатостью процесса. Более того, применение отпарной воды в качестве нейтрализующего агента может оказаться недоступным либо неэффективным с экономической точки зрения.

Авторы работы [5] также рассматривают схожую технологию, которая включает несколько последовательных этапов. Сначала осуществляется процесс отстаивания и предварительного обезвоживания сырой нефти путем ее нагрева. Затем нефть обрабатывают щелочным раствором при повышенной температуре, после чего смесь отстаивается, а отработанный раствор щелочи удаляется. Очищенная нефть также отводится. Для обеспечения эффективного предварительного обезвоживания используется циркуляция нагретой нефти. Нефть нагревают, затем вводят деэмульгатор и поддерживают циркуляцию минимум в течение одного часа, после чего отстаивают в течение не менее двух часов, чтобы удалить отделившуюся воду. Процесс циркуляции возобновляется, и в нефть добавляется 10–20%-ный водный раствор гидроксида натрия или калия в количестве 20–30% от массы нефти. Смесь нагревается до температуры 190–200 °С при избыточном давлении не менее 1,6 МПа в течение шести часов, после чего смесь выдерживается еще шесть часов. В случае наличия в нефти легколетучих хлорорганических соединений (ХОС) ароматического строения, обработка водным раствором гидроксида натрия или калия проводится повторно при температуре 220–230 °С и избыточном давлении не менее 2,8 МПа. Такой подход позволяет снизить массовую долю органических хлоридов в нефти без легколетучих ХОС до уровня не более 10 ppm, тогда как для нефти, содержащей такие соединения, этот показатель достигает 100 ppm. Основным недостатком этого метода остается относительно высокое остаточное содержание ХОС ароматического строения – до 100 млн⁻¹, что связано с низкой скоростью межфазовых процессов.

Для удаления ХОС (особенно низкокипящих ХОС) из нефти при ее подготовке можно использовать десорбцию с применением отдувки инертным газом. Конечно, такой метод позволяет избавляться от сложных процессов разделения нефтяных эмульсий. Хотя необходимо указать, что при добыче нефти образование нефтяных эмульсий становится неизбежным. Иногда используются методы вытеснения нефти из пластов с помощью воды, содержащей соли, часто в нефть попадают пластовые воды. При гидроразрыве пластов с применением ингибированной соляной кислоты также могут образоваться такие эмульсии. Некоторые авторы [6] для удаления ХОС из нефти предлагают использовать инертный газ. В данном подходе предусматривается десорбция паров хлорорганических соединений (ХОС) из нефти с использованием инертного газа, что приводит к образованию парогазовой смеси, включающей инертный газ и пары углеводородов. Полученную парогазовую смесь направляют в абсорбер, где происходит извлечение ХОС. Затем парогазовая смесь возвращается в десорбер для повторного удаления хлорорганических соединений из нефти. Извлечение ХОС из парогазового потока осуществляется посредством селективного поглощающего вещества – абсорбента, который выбирается из таких веществ, как метилпирролидон, гликоли или водно-гликолевый абсорбент, содержащий щелочной агент. Полезность такого метода не исключается, поскольку одновременно позволяет удалять сероводород и легкие меркаптаны, содержание которых в нефти также ограничено. При большом содержании сероводорода и меркаптанов возможно слишком большое потребление метилпирролидона. К тому же этот способ не позволяет получить нефть с низким содержанием ХОС (ниже 40 ppm). Для снижения ХОС ниже этого значения потребуется многократный процесс отдувки инертным газом.

Применение межфазного катализа или органических аминов значительно облегчает проведение реакции гидролиза ХОС. В процессе образуются четвертичные соли аммония:



где R_{1,2,3,4} – это алкил, бензил, которые, благодаря имеющимся в молекуле гидрофобной (RN⁺) и гидрофильной Cl⁻ составляющим (катионные ПАВ), проявляют способность катализировать межфазные процессы.

Метод удаления хлорорганических соединений (ХОС) из нефти, предложенный в работе [7], предполагает смешивание деэмульгатора с нефтью, последующее добавление промывочного раствора, содержащего неорганическое основание и нейтрализатор, с дальнейшим разделением нефти и воды под воздействием тепла и/или электрического поля. Нейтрализатором выступает органический амин, концентрация которого в промывочном растворе варьируется от 10 до 80 мас.%. Этот метод позволяет достичь очистки нефти от ХОС до уровня 0,0015 мас.%, однако высокая стоимость использования органического амина увеличивает затраты на проведение процедуры и повышает конечную цену очищенного продукта.

В другом методе, представленном в источнике [8], применяется межфазный катализ. Способ включает смешивание деэмульгатора, основного соединения – органического амина, неорганического основания, агента межфазного переноса (который может представлять собой одно или несколько соединений соли четвертичного аммония, солей четвертичного фосфина и краун-эфиров), воды и нефти, с последующим разделением нефти и воды под влиянием тепла и/или электрического поля. Температурный режим смешивания обычно находится в пределах 60–150 °С. Несмотря на эффективность, этот метод отличается высокой трудоемкостью и значительной стоимостью реализации.

Влияние кавитационных процессов на различные реакции (в т.ч. и межфазные) подробно описаны в работе [9]. Применение такого метода часто исключает использование межфазного катализа в реакциях гидролиза галогенуглеводородов. При этом достигается значительное увеличение скорости реакций. Достижение технического результата предлагаемого метода, при очистке сырой нефти от ХОС, обусловлено использованием гидроакустических аппаратов, вызывающих пульсацию кавитационных пузырьков, способствующей поляризации химических связей в молекулах, находящихся внутри пузырьков. Молекулы ХОС всасываются внутрь пузырьков в результате их пульсации за счет периодического перекрывания потока жидкости в таких аппаратах. Механизм ускорения реакций такого типа хорошо описан. Использование гидроакустических аппаратов, вызывающих явление кавитации, не только увеличивает кинетические параметры реакции за счет постоянного обновления поверхности разделения фаз (преодоления межфазного препятствия), но и значительно активизирует реакцию гидролиза из-за поляризации связи С-С1 в молекуле ХОС за счет электрических полей, возникающих по причине различия скоростей ориентации молекул диполей и сжатия пузырьков (дипольно-ориентационная теория ускорения химических реакций) [9], что должно способствовать повышению степени очистки нефти от ХОС.

Простота конструкций таких гидроакустических аппаратов делает этот процесс относительно дешевым, благодаря возможности достаточно легкого превращения центробежных насосов в кавитационные аппараты. В процессах подготовки нефти часто применяются центробежные насосы для перекачки нефти, и поэтому использование в качестве такого насосного оборудования гидроакустических аппаратов сделает возможным их применение и для ускорения реакций гидролиза ХОС.

Для проведения экспериментальных работ был сконструирован и изготовлен аппарат, позволяющий менять параметры (частоту и амплитуду) акустического воздействия. В емкость объемом 20 л, снабженную механической мешалкой, кавитационным аппаратом гидроакустического типа, работающем в циркуляционном режиме, и термометром, наливают 10 л западносибирской нефти, соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858 [1]. При включенной мешалке туда же добавляют 2,0 г ХОС (хлористый бензил, хлористый гексил, хлористый бутил) тщательно перемешивают в течение 5 мин и добавляют 40%-ный раствор щелочи (NaOH или KOH) в мольном соотношении с ХОС как 3–10:1, также тщательно перемешивают. Далее смесь обрабатывается гидроакустическим аппаратом кавитационного действия до увеличения температуры нефти с 20 до 25–70 °С. Нагревание реакционной массы осуществляется как за счет кавитации, так и за счет экзотермической реакции гидролиза ХОС.

После обработки отбирают пробы нефти по ГОСТ 2517-2012 [10] и подвергают анализу на содержание ХОС по ГОСТ Р 52247-2021 [11].

Обсуждение результатов

Анализ представленных данных (*табл.*) показывает, что воздействие гидроакустическим аппаратом кавитационного действия на нефть, содержащую водный раствор щелочи, приводит к существенному снижению содержания ХОС в нефти – до уровня не более 1,96 мкг/кг. Применение гидроакустических аппаратов, создающих эффект кавитации, не только ускоряет кинетику реакций, благодаря преодолению межфазных барьеров, но и существенно ускоряется за счет поляризации молекул.

Достижение технического результата предлагаемого метода обусловлено использованием гидроакустических аппаратов, вызывающих пульсацию кавитационных пузырьков, что способствует поляризации связей С-С1 в молекулах ХОС внутри этих пузырьков. Это, в свою очередь, повышает степень очистки нефти от ХОС. Механизм ускорения реакций такого типа хорошо описан. Использование гидроакустических аппаратов, вызывающих явление кавитации, не только увеличивает кинетические параметры реакции за счет постоянного обновления поверхности разделения фаз (преодоления межфазного препятствия), но и значительно активизирует реакцию гидролиза из-за поляризации связи С-С1 в молекуле ХОС за счет возникающих электрических полей по причине различных скоростей ориентации диполей и сжатия пузырьков (дипольно-ориентационная теория ускорения химических реакций) [9], что способствует повышению степени очистки нефти от ХОС.

Таблица 1

Результаты экспериментов

№	Изменение температуры обрабатываемой нефти, °С	Наименование ХОС	Соотношение ХОС: щелочь	Содержание ХОС после обработки, мкг/кг
1.	5	Хлористый бензил	1:5 (NaOH)	1,52
2.	10	Хлористый гексил	1:10(NaOH)	1,96
3.	50	Хлористый бутил	1:5(NaOH)	1,78
4.	20	Хлористый бензил	1:3(NaOH)	1,02
5.	40	Хлористый бензил	1:5(NaOH)	0,77
6.	10	Хлористый бензил	1:5 (KOH)	0,98

Как и следовало ожидать, наиболее реакционноспособным оказывается хлористый бензил, а наименее реакционноспособным – хлористый пропил. На реакционную способность молекулы ХОС в условиях кавитации влияет не только полярность связи С-С1, но и вязкость среды, частота колебаний, акустическое давление и другие параметры процесса. Частота колебаний (пульсации) и давление, возникающее при схлопывании кавитационных пузырьков, определяется конструктивными особенностями аппаратов.

Таким образом, технический результат достигается способом очистки нефти от ХОС, включающим смешивание нефти с раствором щелочи в мольном соотношении с ХОС как 3–10:1 и проведение обработки гидроакустическим аппаратом кавитационного действия. Результаты экспериментов полностью подтверждают наши предположения.

Таким образом, предложенный метод демонстрирует высокую эффективность очистки нефти от ХОС с применением сравнительно простого технологического оборудования, что, вероятно, обеспечит его невысокую себестоимость.

Заключение

Разработанный способ очистки нефти от ХОС представляет собой эффективное решение актуальной проблемы ресурсосбережения оборудования и улучшения качества нефтяной продукции. Предложенная технология снижает негативное воздействие агрессивных компонентов, замедляя процессы коррозии нефтеперерабатывающих установок и продлевая срок их эксплуатации.

Методика, основанная на реакции щелочного гидролиза, позволяет разрушать химически устойчивые структуры ХОС и преобразовать их в менее опасные для оборудования вещества путем применения гидроакустических аппаратов кавитационного типа для повышения скорости разрушения связей в структуре ХОС.

Основные итоги проведенного исследования:

1. Разработан и экспериментально подтвержден метод, направленный на очистку сырой нефти от ХОС. Данный метод включает предварительное смешивание нефтепродукта с щелочью и последующую обработку полученной смеси посредством акустического излучения, генерируемого специализированным оборудованием.

2. Проведены эксперименты, показавшие, что оптимальный диапазон мольных отношений между используемым щелочным агентом и присутствующими ХОС составляет от 3 до 10 молей щелочи на каждый моль ХОС. Это соотношение обеспечивает максимальный эффект преобразования молекул ХОС в продукты распада.

3. Установлено, что глубина протекания реакций гидролиза ХОС определяется тепловым эффектом процесса, и это отражается в увеличении температуры реакционной смеси (нефти с очень незначительным количеством щелочи). А также, контролируя изменения температуры обрабатываемой нефти, можно определить глубину очистки нефти от ХОС.

4. Использование данной технологии позволяет достигнуть концентрации остаточных ХОС в обработанной нефти ниже порогового значения 1,96 мкг/кг, что соответствует установленным государственным стандартам качества нефтепродуктов – 5 мкг/кг (ГОСТ Р).

5. Важнейшей особенностью предложенного метода является его экономическая привлекательность. Благодаря использованию простых конструкций гидроакустических устройств и отсутствию значительных капиталовложений в дорогостоящее оборудование, методика имеет низкую себестоимость производства и характеризуется быстрой окупаемостью вложенных средств. Эти факторы позволяют широко применять данную технологию в промышленном масштабе для обеспечения стабильного выпуска высококачественной продукции.

Предложенный метод эффективно решает проблему загрязнения нефтепродуктов ХОС, что снижает негативные последствия воздействия ХОС, предотвращает появление очагов локальной коррозии, увеличивает сроки безопасной эксплуатации нефтеперегонных колонн, теплообменников, насосов и другого технологического оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. [GOST P 51858-2002. Crude petroleum. General specifications].
2. EurAsia Daily [webpage]. URL: <https://easaily.com/ru/news/2019/07/05/gryaznuyu-neft-iz-druzhby-polsha-vengriya-i-slovakiya-vozvrashchat-ne-budut>.
3. Гершуни С. Ш., Юшманова Г. А., Рассохацкий Н. И., Чунокин В. А. Патент №2065477 С1 Российская Федерация, МПК С10G 33/02. Способ удаления хлорсодержащих соединений из нефти: №93052711/04: заявл. 19.11.1993: опубл. 20.08.1996. [Gershuni S. Sh., Jushmanova G. A., Rassokhatskij N. I., Chunjukin V. A. Patent No. Ru 2065477 C1; C10G 33/02. Method of removal of chlorine-containing compounds from petroleum: No. 93052711/04: applied 19.11.1993; publ. 20.08.1996].
4. Гималетдинов Р. Р., Усманов М. Р., Подвинцев И. Б. и др.; заявитель ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегородниинептепроект». Патент № 2740500 С1 Российская Федерация, МПК С10G 33/02, С10G 33/04, С10G 19/00. Способ очистки нефти от хлорорганических соединений: №2020114369: заявл. 22.04.2020: опубл. 14.01.2021. [Gimaletdinov R. R., Usmanov M. R., Podvintsev I. B., et al.: proprietor ООО «LUKOIL-Nizhgorodniinefteproekt». Patent No. Ru 2740500 C1; C10G 33/02, C10G 33/04, C10G 19/00. Method of oil purification from organochlorine compounds: No. 2020114369: applied. 22.04.2020: publ. 14.01.2021].
5. Абдрахманова Л. М., Татьяна О. С., Судыкин С. Н.; заявитель ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина. Патент №2672263 С1 Российская Федерация, МПК С10G 33/04, С10G 31/00, С10G 31/06. Способ снижения содержания органических хлоридов в нефти: № 2017145787: заявл. 25.12.2017: опубл. 13.11.2018 [Abdrakhmanova L. M., Tatyana O. S., Sudykin S. N.; proprietor ПАО «Tatneft» n.a. V.D. Shashin. Patent No. Ru 2735843 C1; C10G 33/04, C10G 31/00, C10G 31/06. Method of reducing content of organic chlorides in oil: No. 2017145787: applied 25.12.2017: publ. 13.11.2018].
6. Величко М. Ю., Хамидуллин Р. Н.; заявитель ООО «ДИСТИЛИУМ». Патент № 2735843 С1 Российская Федерация, МПК В01D 53/74, С01В 7/01. Способ удаления хлорорганических соединений из нефти: №2019133800: заявл. 14.10.2019: опубл. 09.11.2020 [Velichko M. Yu., Khamidullin R. N.; proprietor ООО «DISTILIUM». Patent No. Ru 2735843 C1: B01D 53/74, C01B 7/01. Method of organochlorine compounds removal from oil: No. 2019133800: applied. 14.10.2019: publ. 09.11.2020].
7. Патент №CN101851528А Китайской народной республики, МПК С10G53/12. Способ глубокого обессоливания углеводородной нефти: №200910131996: заявл. 31.01.2009: опубл.10.06.2010. [Patent No. CN101851528A; C10G53/12. Method for deep desalination of hydrocarbon oil: No. 200910131996: applied 31.01.2009: publ. 10.06.2010].
8. Патент №CN102127464А Китайской народной республики, МПК С10G33/04. Способ удаления хлорорганики из углеводородного масла: № 200910180772: заявл. 22.10.2009: опубл.20.07.2011. [Patent No. CN102127464A; C10G33/04. Method for removing organochlorines from hydrocarbon oil: No. 200910180772: applied 22.10.2009: publ. 20.07.2011].
9. Смородов Е. А., Галиахметов Р. Н., Ильгамов М. А. Физика и химия кавитации: монография. М.: Наука, 2008. [Smorodov E. A., Galiakhmetov R. N., Ilgamov M. A. Physics and chemistry of cavitation: monograph. Moscow: Nauka, 2008].
10. ГОСТ 2517-2012. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. [GOST 2517-2012. Petroleum and petroleum products. Methods of sampling].
11. ГОСТ Р 52247-2021. Нефть. Методы определения хлорорганических соединений. [GOST P 52247-2021. Crude oil. Methods for determination of organic chlorides].

Поступила в редакцию 29.04.2025 г.

DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2026.1.4

**IMPROVEMENT OF OIL QUALITY USING
CAVITATION SONAR DEVICES****© R. N. Galiakhmetov^{1*}, A. A. Kurochkin², A. G. Mustafin¹,
R. M. Khakimov¹**¹*Ufa University of Science and Technology
32 Zaki Validi st., 450076 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.*²*Vista-Termakat LLC
Office 6, 54 Aksakov st., 450076 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.***Email: rail007@mail.ru*

The article presents research on improving the quality of oil containing organochlorine compounds (OCC). A decrease in the concentration of OCC in oil is achieved by their hydrolysis. OCC hydrolysis is carried out by mixing oil with an alkali solution in a molar ratio with OCC in the range of 3–10:1, after which the mixture is treated with a cavitation sonar device until the oil temperature rises by 5–50 °C. Due to this, the degree of purification of oil from OCC increases. The content of OCC in oil is reduced to 1.96 micrograms/kg.

Keywords: petroleum, organochlorine compounds, hydrolysis, cavitation, hydroacoustic devices.

*Received 29.04.2025.***Об авторах / About the authors****ГАЛИАХМЕТОВ Раил Нигаматьянович**

Доктор техн. наук,
профессор Института технологий и материалов,
Уфимский университет науки и технологий, Россия.
Email: rail007@mail

КУРОЧКИН Антон Александрович

Директор ООО «Виста-Термакат».
Email: dosent08@mail.ru

МУСТАФИН Ахат Газизьянович

Доктор хим. наук,
профессор Института химии и защиты
в чрезвычайных ситуациях,
Уфимский университет науки и технологий, Россия.
Email: agmustafin@gmail.com

ХАКИМОВ Руслан Миратович

Канд. техн. наук,
доцент Института технологий и материалов,
Уфимский университет науки и технологий, Россия.
Email: dosent008@yandex.ru

GALIAKHMETOV Rail Nigamatyanovich

Doctor of Technical Sciences,
Professor at the Institute of Technologies and Materials,
Ufa University of Science and Technologies, Russia.
Email: rail007@mail.ru

KUROCHKIN Anton Alexandrovich

Director of Vista-Termakat LLC.
Email: dosent08@mail.ru

MUSTAFIN Akhat Gazizyanovich

Doctor of Chemical Sciences,
Professor at the Institute of Chemistry
and Emergency Protection,
Ufa University of Science and Technologies, Russia.
Email: agmustafin@gmail.com

KHAKIMOV Ruslan Miratovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor at the Institute of Technologies
and Materials,
Ufa University of Science and Technologies, Russia.
Email: dosent008@yandex.ru