

Таблица 4

Смазывающие характеристики эфиров БЦГДМ

| Номера эфиров                                 | Критическая нагрузка, Р <sub>к</sub> , Н | Показатель износа, D <sub>и</sub> , мм при Р = 196 Н |
|---|--|--|
| I   | 842                                      | 0,50   |
| II  | 850                                      | 0,50   |
| III   | 880                                      | 0,55   |
| IV  | 890                                      | 0,53   |
| V   | 900                                      | 0,50   |
| VI  | 870                                      | 0,60   |
| VII   | 875                                      | 0,60   |
| VIII  | 860                                      | 0,45   |
| IX  | 880                                      | 0,40   |
| X   | 910                                      | 0,45   |
| XI  | 930                                      | 0,50   |
| XII*  | 890                                      | 0,50   |
| XIII*   | 920                                      | 0,45   |
| Авиационное масло 36/1КУ «А» (ТУ 38101384-78) | Не менее 874                             | Не более 0,60  |

\*Гидрированные эфиры.

фрагментов, а также несимметричностью молекулы эфиров [8]. В результате суммирования вышеуказанные факторы придают эфирам высокие противозносные и противозадирные качества [2,9].

При сравнении результатов определений ТОС и вязкостно-температурных характеристик эфиров и требований, предъявляемых к маловязкому авиационному маслу 36/1 КУ «А», видно, что данные эфиры почти не уступают указанному маслу [10].

Таким образом, синтезированные симметричные и несимметричные диэфиры 2,3 (бицикло/2.2.1/геп-5-ен) диметанола имеют хорошие вязкостно-температурные, термоокислительные и смазывающие характеристики, отвечают требованиям, предъявляемым к маловязким авиационным маслам 36/1 КУ «А», и могут быть предложены в качестве его замены [11].

## ЛИТЕРАТУРА

1. Мамедьяров М.А., Алиева Ф.Х., Гурбанов Г.Н. Синтетические смазочные масла (структура и свойства). — М.: Научный мир, 2017. — 336 с.
2. Данилов А.М. Введение в химмотологию. — М.: Изд-во Техника, 2003. — 464 с.
3. Mammadyarov M.A., Gurbanov H.N., Yusifova L.M. Esters of oxypropylated cyclic diols as the basis and component of the synthetic oils // Processes of petrochemistry and oil refining. — 2017. — V. 18, № 2. — P. 144-147.
4. Онищенко А.С. Диеновый синтез. — М.: Изд-во АН СССР, 1963. — 649 с.
5. Mamedyarov M.A., Gurbanov G.N., Guliyeva E.M., Suleymanova G.N., Gulu-zade F.A. The synthesis of vicinal substituting cyclohexanol other complexes and their study as lubricants meeting modern National Academy of Sciences of Azerbaijan. Reports. — 2015. — № 1. — P. 47-51.
6. Mammadyarov M.A., Gurbanov H.N., Aliyeva F.Kh. Esters of cyclic diols as the basis and component of the synthetic lubricating oils // Austria-science. — 2017. — № 4. — P. 60-62.
7. Бутов Г.М., Зорина Г.И., Попов Н.И. Исследование процесса гидрирования фенола до циклогексанола // Нефтехимия и нефтепереработка. — 2007. — № 7. — С. 30-33.
8. Виннер А.Б., Виленкин А.В., Гайснер Д.А. Зарубежные масла и присадки. — М.: Химия, 1981. — С. 192.
9. Буяновский И.Я. Учение о граничной смазке: начальный период // ХТТМ. — 1996. — № 1. — С. 46-49.
10. Пат. 2186386 России, 2002.
11. Яновский Л.С., Ежов В.М., Молоканов А.А. и др. Отечественные и зарубежные смазочные масла для авиационных двигателей // Мир нефтепродуктов. — 2012. — № 9. — С. 6-11.

## Автоматизация и оборудование

УДК 681.518.5

### БЕЗОПАСНАЯ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ — СТРАТЕГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-МНПЗ»

А.М. ЕГИЗАРЬЯН, П.А. АБРАШЕНКОВ, Н.И. НАКОНЕЧНЫЙ, А.В. КОСТЮКОВ, А.А. СИНИЦЫН

ПАО «Газпром нефть»; АО «Газпромнефть-МНПЗ»; ООО НПЦ «Динамика»

Техногенная безопасность является фундаментом эффективного функционирования нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов. Рост масштабов и сложности опасных производств на

предприятиях нефтепереработки ставит во главу угла повышение надёжности и безопасности при одновременном росте операционной эффективности производств. Учитывая зрелость отрасли и рыноч-

ную конъюнктуру, борьба за маржинальность и совершенствование продуктов — основные приоритеты нефтеперерабатывающих предприятий ведущих компаний отрасли [1], в том числе ПАО «Газпром нефть». Именно поэтому стратегия повышения операционной эффективности путём повышения энергоэффективности и эксплуатационной готовности, сокращения потерь производства заняла особое место среди стратегических приоритетов ПАО «Газпром нефть». Уже сегодня компанией реализуется ряд масштабных проектов по построению единой цифровой платформы управления эффективностью цепочки добавленной стоимости на основе анализа технологических данных, поступающих из АСУ ТП дочерних предприятий, включая внедрение систем мониторинга технического состояния оборудования. Одна из основных задач по повышению надёжности и безопасности — раннее обнаружение, мониторинг развития и своевременное устранение неисправностей и дефектов оборудования в процессе эксплуатации технологических комплексов одновременно с максимальным использованием заложенного в оборудовании ресурса.

Статистика отказов оборудования нефтехимических комплексов наглядно указывает на то, что более 75% из них приходится на динамическое оборудование, что нередко является причиной серьёзных инцидентов и аварий на производстве [2-4]. Это обусловлено тем, что традиционные методы контроля и инспекции, проводимые по системе планово-предупредительных ремонтов на большинстве предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, не позволяют достичь

максимально возможных показателей безопасности и надёжности в эксплуатации.

Многолетний опыт НПЦ «Динамика» по повышению надёжности, безопасности и операционной эффективности опасных производственных объектов (ОПО) нефтехимических и нефтеперерабатывающих комплексов [5-7] показывает, что наиболее эффективным способом оценки и контроля технического состояния оборудования являются Системы мониторинга и автоматической диагностики оборудования в реальном времени КОМПАКС®. Система обеспечивает автоматический, без участия человека, анализ больших данных диагностической информации, осуществляет автоматическую диагностику, мониторинг и прогноз технического состояния оборудования с выдачей предписаний специалистам предприятий по ближайшим неотложным действиям с ним [6,8].

Внедрение Технологии безопасной ресурсосберегающей эксплуатации оборудования (АСУ БЭР™) на основе систем мониторинга технического состояния и автоматической диагностики в реальном времени КОМПАКС® позволяет свести к минимуму риск пропуска отказа оборудования в процессе эксплуатации и, как следствие, повышает эксплуатационную надёжность, техническую готовность технологических установок и операционную эффективность ОПО нефтеперерабатывающих комплексов. Технология в наиболее полном виде в реальном времени реализует принципы промышленного интернета вещей (IIoT) и цифровой экономики Индустрии 4.0, ставшие

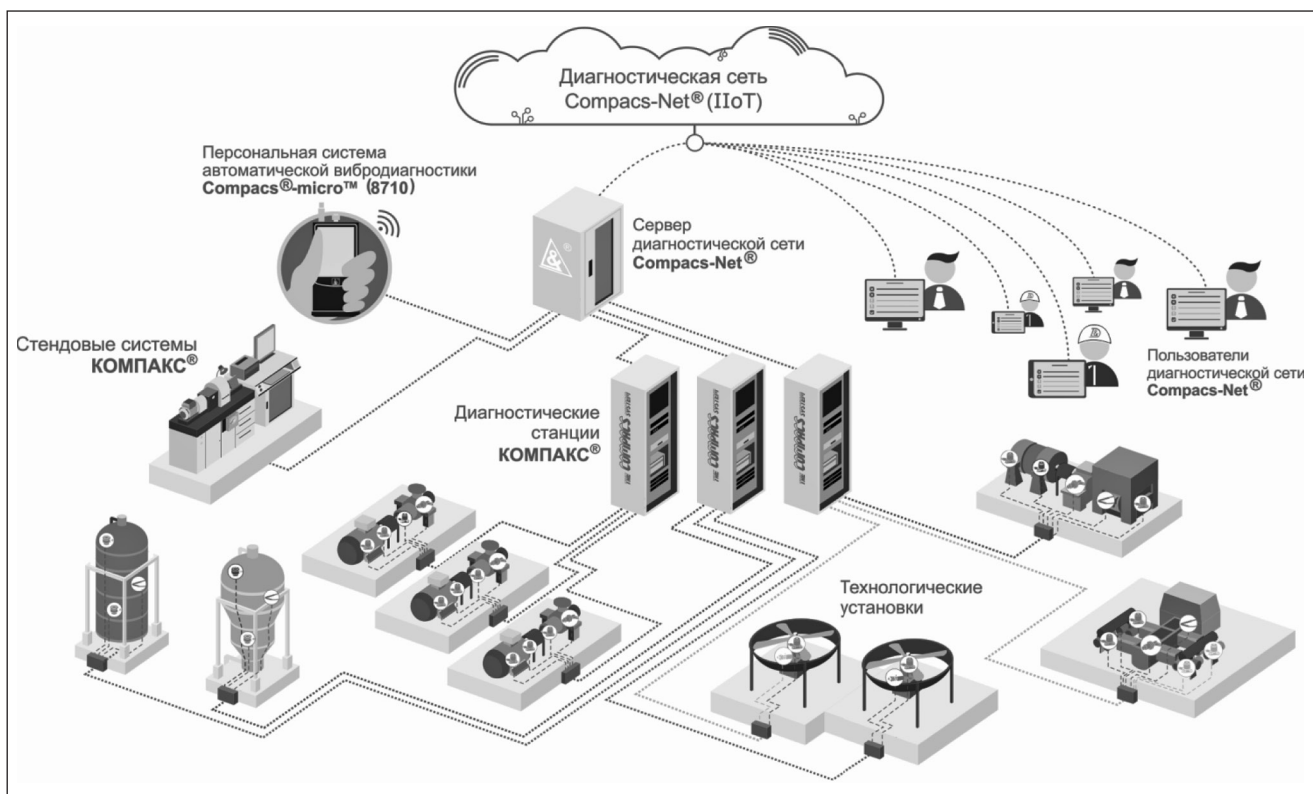


Рис. 1. Технологии безопасной ресурсосберегающей эксплуатации оборудования (АСУ БЭР™) на основе систем мониторинга технического состояния и автоматической диагностики в реальном времени КОМПАКС®

сегодня наиболее важными тенденциями в промышленности, в том числе в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности (рис. 1).

В состав АСУ БЭР™ КОМПАКС® [4,6] помимо стационарных систем КОМПАКС® включены стендовые системы контроля качества производства и ремонта электродвигателей (КОМПАКС®-РПЭ) и насосного оборудования (КОМПАКС®-РПМ), а также входного контроля подшипников качения (КОМПАКС®-РПП) и скольжения (КОМПАКС®-УЗД), персональная система автоматической вибродиагностики (КОМПАКС®-Микро), предназначенная для диагностики квазистатического оборудования и проведения динамической балансировки агрегатов на месте их эксплуатации. Все системы объединены в единую диагностическую сеть предприятия Compac-Net®, которая работает на основе технологии промышленного интернета вещей и предоставляет руководству и ответственным специалистам предприятия в автоматическом режиме реального времени достоверную информацию о техническом состоянии оборудования и действиях персонала с ним для автоматизации процессов планирования и организации ремонтных работ, своевременного обеспечения запчастями, контроля исполнительской дисциплины персонала и оценки эффективности его работы.

Диагностическая сеть Compac-Net® является одним из основных элементов Технологии эксплу-

атации оборудования по фактическому техническому состоянию, так как своевременное в необходимом объеме получение достоверной информации о техническом состоянии оборудования позволяет управлять процессами технического обслуживания и ремонта (ТОРО), отказываясь от графиков планово-предупредительных ремонтов.

Внедрение данной Технологии на всех предприятиях группы компаний ПАО «Газпром нефть» обеспечит колоссальное конкурентное преимущество за счёт полного исключения аварий, достижения максимально возможной продолжительности эксплуатации существующих производств, сокращения длительности плановых простоев, существенной оптимизации эксплуатационных затрат и значительного снижения энергопотребления.

В данной статье представлен опыт АО «Газпромнефть-МНПЗ» перехода к Технологии безопасной ресурсосберегающей эксплуатации оборудования на основе систем мониторинга технического состояния и автоматической диагностики в реальном времени КОМПАКС®.

Сотрудничество АО «Газпромнефть-МНПЗ» с НПЦ «Динамика» началось более 16 лет назад с внедрения в ремонтно-механический цех завода стендовых систем: вибродиагностики подшипников качения КОМПАКС®-РПП (2002 г.) и вибродиагностики и динамической балансировки роторов

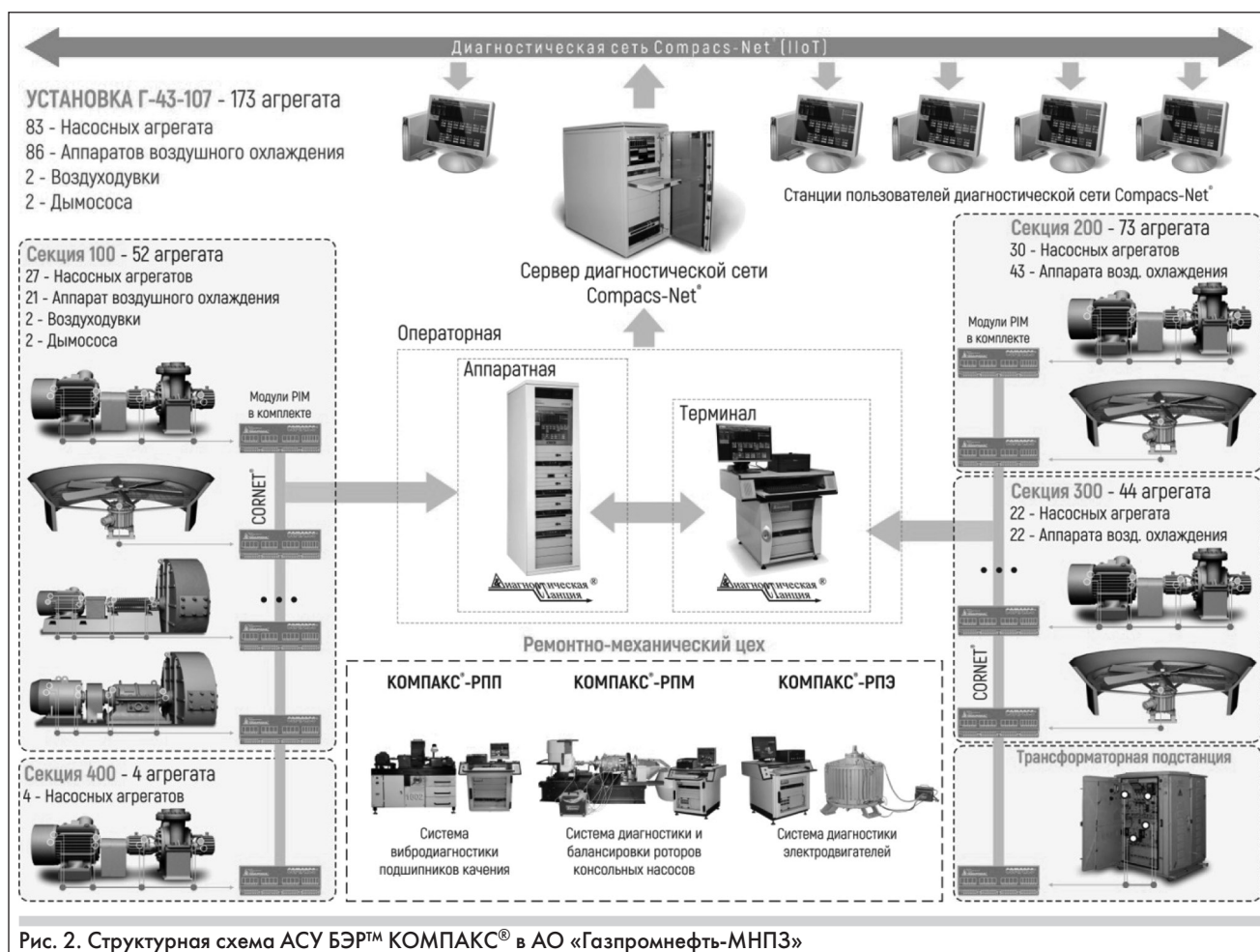


Рис. 2. Структурная схема АСУ БЭР™ КОМПАКС® в АО «Газпромнефть-МНПЗ»

консольных насосов в собственных подшипниках КОМПАКС®-РПМ (2004 г.). Системы позволили исключить пропуск некачественных подшипников на предприятие и выпускать из ремонта в эксплуатацию высококачественные консольные насосы с максимальным потенциальным ресурсом.

В 2017 г. осуществлено внедрение первой стационарной системы мониторинга технического состояния и автоматической диагностики в реальном времени КОМПАКС® на комплексе каталитического крекинга Г-43-107. Система мониторинга на комплексе Г-43-107 осуществляет автоматическую диагностику и мониторинг технического состояния 83 насосных агрегатов, 86 аппаратов воздушного охлаждения и 4 дымососов по параметрам вибрации и тока потребления. Одновременно с внедрением системы мониторинга была развернута автоматическая диагностическая сеть предприятия Compac-Net®, которая передаёт руководству и ответственным специалистам предприятия (5 пользователей диагностической сети) в режиме реального времени досто-

верную информацию о состоянии оборудования и действиях персонала с ним (рис. 2).

Кроме того, в конце 2017 г. в ремонтно-механическом цеху завода внедрена стендовая система диагностики электродвигателей КОМПАКС®-РПЭ. В результате последнего внедрения завод получил уникальную возможность выпускать из ремонта и проводить закупку не только качественных, надёжных подшипников и насосов, но и электродвигателей с максимальным потенциальным ресурсом в эксплуатации.

Система КОМПАКС®, внедрённая во время реконструкции комплекса Г-43-107, автоматически диагностировала и контролировала техническое состояние смонтированных на технологические позиции насосных агрегатов и АВО во время их пусков. Благодаря автоматическим показаниям системы и слаженным действиям технического персонала завода в эксплуатацию прошли только агрегаты с максимальным заложенным потенциальным ресурсом.

Уже в первые месяцы после реконструкции комплекса система КОМПАКС® принесла свои плоды —

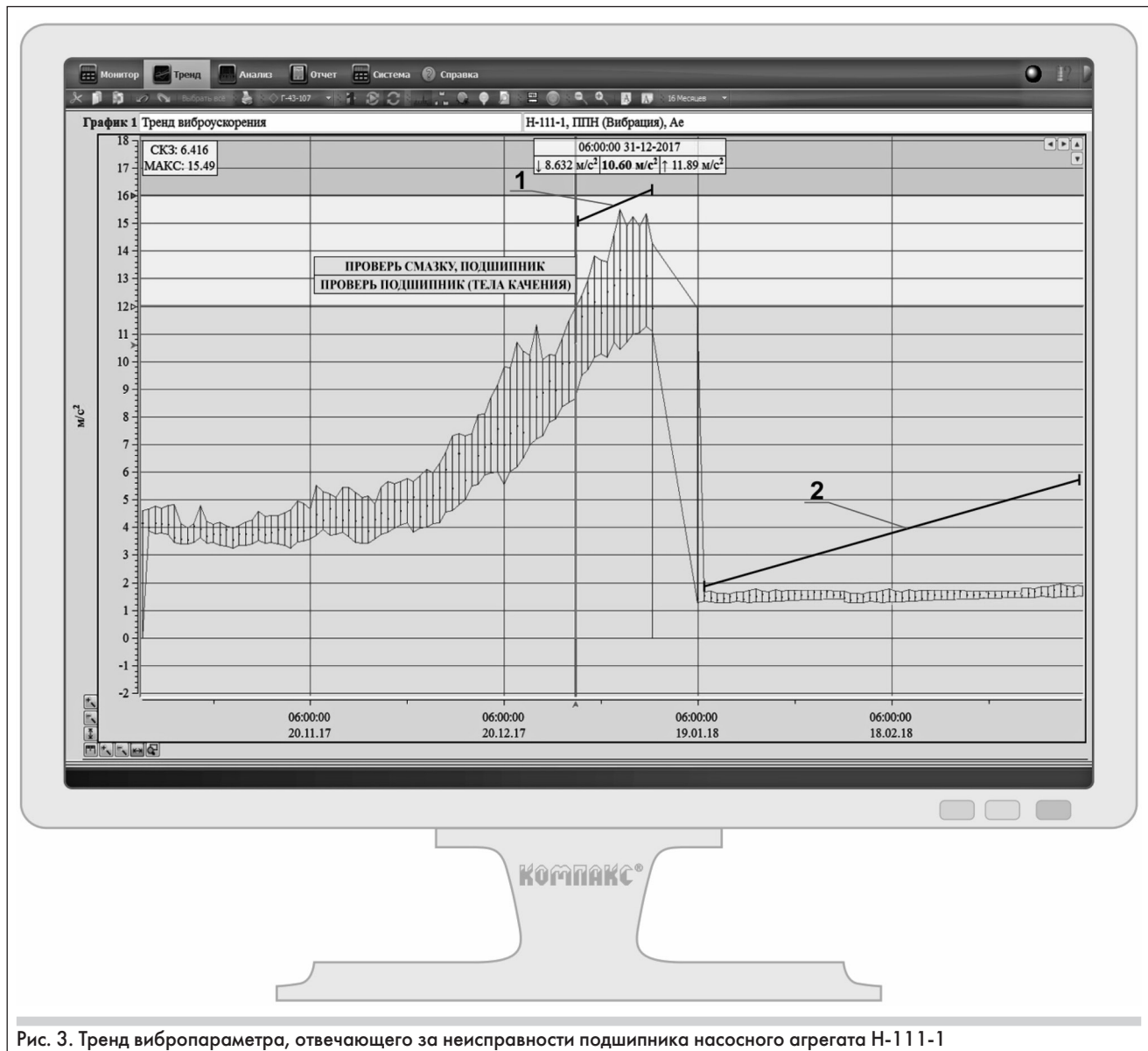


Рис. 3. Тренд вибропараметра, отвечающего за неисправности подшипника насосного агрегата Н-111-1

благодаря её автоматическим предписаниям предотвращены отказы оборудования первой категории опасности, внезапный отказ которого мог привести к возникновению аварийной ситуации и простое технологической установки.

Так, 31.12.2017 г. система мониторинга указала на то, что насос Н-111-1 работает в техническом состоянии «Требуется принятия мер» [7] (рис. 3, участок 1). При этом система выдала ряд автоматических экспертных сообщений, наиболее значимые из которых: «Проверь подшипник, смазка», «Проверь подшипник, тела качения». Персонал установки оперативно отреагировал на предписания системы мониторинга КОМПАКС®, остановил и вывел агрегат в ремонт. Проведён ремонт по фактическому техническому состоянию в реальном времени на основе показаний системы мониторинга.

При проведении ремонта насоса Н-111-1 была выполнена замена подшипников. После проведения качественных ремонтных работ агрегат был допущен к эксплуатации и при номинальной за-

рузке насоса параметры вибрационного состояния существенно снизились до технического состояния «Допустимо» [7] (см. рис. 3, участок 2).

Следует отметить, что система КОМПАКС® заблаговременно (более чем за 10 сут) спрогнозировала разрушение узла насосного агрегата (рис. 4, участок 1) и у персонала была возможность для подготовки и проведения своевременного и в необходимом объёме ТОРО по фактическому техническому состоянию в реальном времени.

По предварительным оценкам экономического эффекта предотвращение пяти отказов в течение одного месяца позволяет оценить срок окупаемости инвестиций в Технологию АСУ БЭР™ КОМПАКС® менее, чем в один календарный год, что подтверждает многократную окупаемость данных инвестиций на протяжении гарантированного 10-летнего срока службы системы.

Внедрение в АО «Газпромнефть-МНПЗ» Технологии АСУ БЭР™ КОМПАКС® подтверждает правильность выбранного ПАО «Газпром нефть» пути

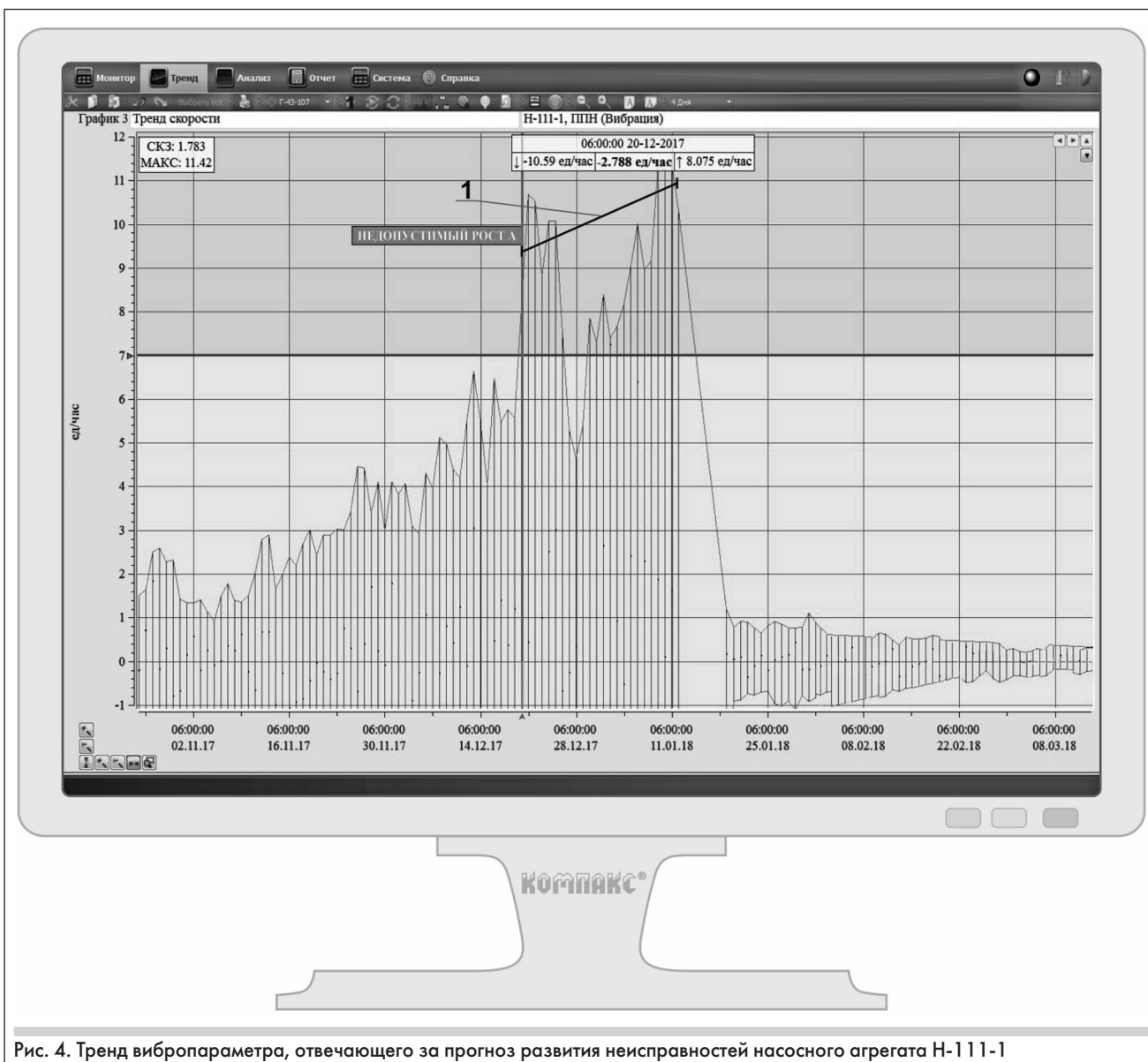


Рис. 4. Тренд вибропараметра, отвечающего за прогноз развития неисправностей насосного агрегата Н-111-1

по повышению техногенной безопасности и роста капитализации дочерних предприятий компании. Дальнейшее развитие данной Технологии реально повысит операционную эффективность НПЗ, а, следовательно, подтвердит лидирующие позиции АО «Газпромнефть-МНПЗ» и значительно поднимет авторитет ПАО «Газпром нефть» как высокотехнологичной и инновационно ориентированной компании нефтегазохимической отрасли России и за рубежом.

## ЛИТЕРАТУРА

1. URL: <http://www.gazprom-neft.ru/files/documents/pir-pasport.pdf>. Дата обращения: 14.03.2018 г.
2. Костюков В.Н., Махутов Н.А., Костюков А.В. Мониторинг состояния и рисков эксплуатации оборудования в реальном времени — основа промышленной безопасности // Сб.: Федеральный справочник: Т.26. — М.: НП «Центр стратегического партнерства», 2012. — С. 321-326.
3. Костюков В.Н., Науменко А.П., Бойченко С.Н. Повышение надежности насосно-компрессорного оборудования

на основе мониторинга неисправностей и рисков эксплуатации // Насосы и оборудование. Научно-практический журнал. — 2014. — № 4-5. — С. 28-31.

4. Костюков В.Н. Мониторинг безопасности производства. — М.: Машиностроение, 2002. — 224 с.

5. Костюков В.Н., Науменко А.П. и др. Опыт внедрения и эксплуатации систем мониторинга технического состояния оборудования опасных производств // Химическая техника. — 2012. — № 12. — С. 24-28.

6. Костюков А.В., Костюков В.Н. Повышение операционной эффективности предприятий на основе мониторинга в реальном времени. — М.: Машиностроение, 2009. — 192 с.

7. ГОСТ 32106-2013. Контроль состояния и диагностики машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Вибрация центробежных насосов и компрессорных агрегатов.

8. Малов Е.А., Шаталов А.А., Бронфин И.Б., Долгятов В.Н., Костюков В.Н., Бойченко С.Н., Мелинг А.Я. Эффективность внедрения стационарных систем вибродиагностики на Омском НПЗ // Безопасность труда в промышленности. — 1997. — № 1. — С. 9-15.

УДК 665./:7:66-9

## Влияние рециркуляции потока на интенсивность теплообмена в двухтрубчатом аппарате

О.Ю. ИСМАИЛОВ, А.М. ХУРМАМатов, А.А. ХУДАЙБЕРДИЕВ

Институт общей и неорганической химии АН РУз, г. Ташкент, Узбекистан

На нефтеперерабатывающих заводах тепловая подготовка (нагревание) углеводородного сырья осуществляется за счёт съёма тепла горячих технологических потоков, отходящих из установок атмосферной перегонки нефти, — дистиллятов топливных фракций, потоков циркуляционных орошений и кубового остатка (мазута) [1-5]. Анализ материалов, приведённых в литературных источниках, указывает на большие возможности увеличения доли использования вторичных энергоресурсов в стадии тепловой подготовки углеводородного сырья и интенсификации теплообмена при рециркуляции потоков теплоносителей, имеющих различные гидродинамические режимы движения потоков в аппаратах [2]. Поэтому установление влияния рециркуляции потока сырья на интенсивность теплообмена в трубчатых теплообменных аппаратах установки атмосферной перегонки жидких углеводородов является актуальной задачей.

Объектом исследования служила нефтегазоконденсатная смесь, состоящая по объёму из 70% нефти и 30% газового конденсата. Экспериментальные исследования проведены в опытной установке, принципиальная схема которой представлена на рис. 1.

Внутренняя труба 7 аппарата имеет диаметр 20-25 мм и рабочую длину 6 м, а его кожух выполнен из

трубы 5 диаметром 50-57 мм и длиной 6 м. Полезная теплопередающая поверхность модельного аппарата составляет 0,377 м<sup>2</sup>.

Для проведения экспериментов в парогенератор 2 заливают измеренное количество жидкого теплоносителя (газовый конденсат) и, зажигая природный газ в горелке 1, доводят её до кипения. При достижении необходимого давления в парогенераторе 2 по трубопроводу 4 подаётся пар в межтрубное пространство 5 теплообменника. После прогрева аппарата, открыв кран 13 в днище расходной ёмкости 12, приступают к подаче нефтегазоконденсатной смеси по внутренней трубе 7 при помощи центробежного насоса 15. При этом заданный расход смеси устанавливается при помощи крана 13 и по показаниям объёмного счётчика 14.

Нефтегазоконденсатная смесь, перемещаясь по трубе 7, нагревается за счёт теплоты конденсации паров газового конденсата и стекает в мерную ёмкость 16. В свою очередь, пары греющего теплоносителя, отдавая часть своего тепла холодной смеси, конденсируются на внешней поверхности внутренней трубы 5 и возвращаются обратно в парогенератор 2.

Давление паров углеводородного сырья в парогенераторе 2 измеряется манометром 3. Температура