

Торайғыров университетінің хабаршысы  
ҒЫЛЫМИ ЖУРНАЛЫ

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ  
Вестник Торайғыров университета

---

# Торайғыров университетінің ХАБАРШЫСЫ

Энергетикалық сериясы  
1997 жылдан бастап шығады



## ВЕСТНИК Торайғыров университета

Энергетическая серия  
Издается с 1997 года

ISSN 2710-3420

---

№ 1 (2026)

ПАВЛОДАР

**НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ**  
**Вестник Торайгыров университета**

**Энергетическая серия**  
выходит 4 раза в год

---

**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

о постановке на переучет периодического печатного издания,  
информационного агентства и сетевого издания

№ 14310-Ж

выдано

Министерство информации и общественного развития  
Республики Казахстан

**Тематическая направленность**

публикация материалов в области электроэнергетики,  
электротехнологии, автоматизации, автоматизированных и  
информационных систем, электромеханики и теплоэнергетики

**Подписной индекс – 76136**

---

<https://doi.org/10.48081/BGQF1934>

**Бас редакторы – главный редактор**

Талипов О. М.

*доктор PhD, ассоц. профессор (доцент)*

Заместитель главного редактора

Калтаев А.Г., *доктор PhD*

Ответственный секретарь

Сағындык Ә.Б., *доктор PhD*

**Редакция алқасы – Редакционная коллегия**

Клецель М. Я.,	<i>д.т.н., профессор</i>
Никифоров А. С.,	<i>д.т.н., профессор</i>
Новожилов А. Н.,	<i>д.т.н., профессор</i>
Алиферов А. И.,	<i>д.т.н., профессор (Российская Федерация)</i>
Кошекков К. Т.,	<i>д.т.н., профессор</i>
Приходько Е. В.,	<i>к.т.н., профессор</i>
Кислов А. П.,	<i>к.т.н., доцент</i>
Нефтисов А. В.,	<i>доктор PhD</i>
Шерьязов С. К.	<i>т.ғ.д., профессор (Российская Федерация)</i>
Искакова З. С.	<i>технический редактор</i>

---

За достоверность материалов и рекламы ответственность несут авторы и рекламодатели  
Редакция оставляет за собой право на отклонение материалов

При использовании материалов журнала ссылка на «Вестник Торайгыров университета» обязательна

**\*Л. А. Садыкова<sup>1</sup>, С. В. Олейников<sup>2</sup>,  
Б. А. Сарғужиева<sup>3</sup>, Н. Г. Буранова<sup>4</sup>**

<sup>1,2,3,4</sup>Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет,  
Республика Казахстан, г. Уральск

<sup>1</sup>ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-3786-8529>

<sup>2</sup>ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-3751-9048>

<sup>3</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2618-9529>

<sup>4</sup>ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0440-5948>

\*e-mail: [lazatsadykova022@gmail.com](mailto:lazatsadykova022@gmail.com)

## **ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СУХИХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ УПЛОТНЕНИЙ НА КОМПРЕССОРНЫХ АГРЕГАТАХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА**

*В данной статье проанализированы перспективы применения сухих газодинамических уплотнений на центробежных компрессорных агрегатах, применяемых в нефтегазовой отрасли Казахстана. Рассмотрены принципиальные основы управления такими уплотнениями, обеспечивающие их надежную и безопасную эксплуатацию на центробежном компрессоре ЦК-1 Атырауского нефтеперерабатывающего завода. Большинство центробежных компрессоров выпускались с торцевыми уплотнениями масляного типа. Проблема при использовании традиционных «масляных» уплотнений, состоит в риске перегрева картриджей из-за высоких окружных скоростей, особенно, если при этом и давление среды высокое. Утечки масла создавали свои проблемы, решение которых требовало значительных финансовых затрат. В отличие от «масляных» уплотнений, в «сухих» уплотнениях непосредственного контакта между уплотняющими втулками во время работы нет и, соответственно, отсутствует нагрев. В статье описан принцип работы газодинамической ступени. Подробно описано как на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе провели модернизацию центробежного компрессора, приведена принципиальная схема системы сухих газодинамических уплотнений, принципиальная*

*схема блока буферного газа, принципиальная схема блока разделительного газа, перечислены преимущества использования сухих газодинамических уплотнений по сравнению с масляной системой уплотнений. Также предложена система контроля режимов работы узлов системы сухих газодинамических уплотнений.*

*Ключевые слова: компрессор, агрегат, уплотнение, схема, надежность, процесс, масло, контакт.*

### **Введение**

Общеизвестно, что центробежные компрессоры различного типа и назначения широко применяются в нефтегазовой отрасли для перекачки газообразных углеводородных газов. При этом, одной из наиболее остро стоящих технических проблем у таких компрессоров, является проблема надежности уплотнений вала ротора [1, с. 32].

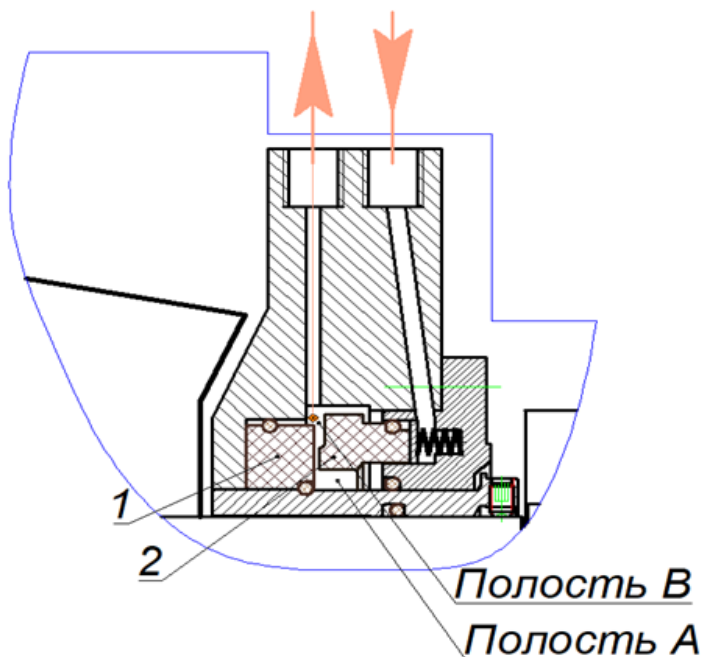


Рисунок 1 – Схема масляного уплотнения

До 2004 года большинство центробежных компрессоров выпускались с торцевыми уплотнениями масляного типа (рис. 1), когда запирающие пары трения (неподвижный 1 и вращающийся 2 картриджи) осуществлялись давлением масла, подаваемого под давлением на 1,5 ÷ 2,0 % выше, нежели давление перекачиваемого газа.

Однако, проблема при использовании традиционных «масляных» уплотнений, состоит в риске перегрева картриджей из-за высоких окружных скоростей, особенно, если при этом и давление среды высокое. Например, природный газ под давлением 70 кгс/см<sup>2</sup> и при частоте вращения 6500 об/мин очень сложно уплотнить обычным «масляным» уплотнением. При таких высоких значениях давления и скоростей, торцевое уплотнение должно иметь высокий нормированный уровень протечек между полостями А и В (рис. 1) для предотвращения перегрева и выхода из строя картриджей, а, следовательно, всего уплотнения.

Основная часть протечек «масло – газ» собирается и возвращается в маслобак с последующим выводом газа в факельный резервуар или на свечу. А вот с маслом возникает другая проблема. Какое-то количество барьерной жидкости (масла) попадает в компримируемый газ. Для одних потребителей это «всего лишь» стоимость масла, часто 1-3 бочки в сутки, как например, в системе масляных уплотнений компрессоров RF 2BB-30 фирмы Купер-Бессемер, работающих в составе газоперекачивающих агрегатов УМГ «Уральск».

Утечки масла для некоторых технологических процессов, создавали свои проблемы, решение которых требовало значительных финансовых затрат [2, с. 121]. Например, потери от загрязнения дорогостоящего катализатора, используемого в реакторах каталитического риформинга на НПЗ. Так, на установке каталитического риформинга, утечки масла при перекачке водородосодержащего газа сокращают срок службы рениево-платинового катализатора примерно в 3 раза. А учитывая стоимость такого катализатора, становится ясно, что стоимость катализатора для производства высокооктанового бензина значительно увеличивается. Что, собственно, сказывается и на конечной продукции Атырауского нефтеперерабатывающего завода (АНПЗ),

В отличие от «масляных» уплотнений, в «сухих» уплотнениях непосредственного контакта между уплотняющими втулками во время работы нет и, соответственно, отсутствует нагрев.

### **Материалы и методы**

Описание работы сухого газодинамического уплотнения (СГДУ). Принцип работы газодинамической ступени, представленной на рисунке

2 заключается в следующем: аксиально-подвижное кольцо 2 совместно с вращающимся кольцом 1 образуют торцовый уплотнительный зазор. Область высокого давления газа  $P_0$  отделяется от области низкого давления  $P_2$  резиновыми уплотнительными кольцами 3 и 4. Кольцо 4 не препятствует осевой подвижности кольца 2. На вращающемся кольце 1 лазером выполнены спиральные канавки глубиной  $5 \div 10$  мкм и углом наклона  $\phi_1$  и  $\phi_2$  к наружному радиусу.

Следует отметить, что формы канавок, предлагаемые фирмами-производителями СГДУ, могут быть различными [3, с. 18], в зависимости от таких параметров компрессоров, как скоростных, реверсивное или не реверсивное исполнение компрессора, давлением перекачиваемого газа и т.д. В частности, приведенная на рисунке 2 форма канавок однонаправленного вращения вала компрессора, получила наибольшее распространение у фирм-производителей СГДУ: ЗАО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа», «JohnCrane», ЗАО «ТРЭМ Инжиниринг», ООО НПФ «Грейс-инжиниринг», «EagleBurgmann» и др.

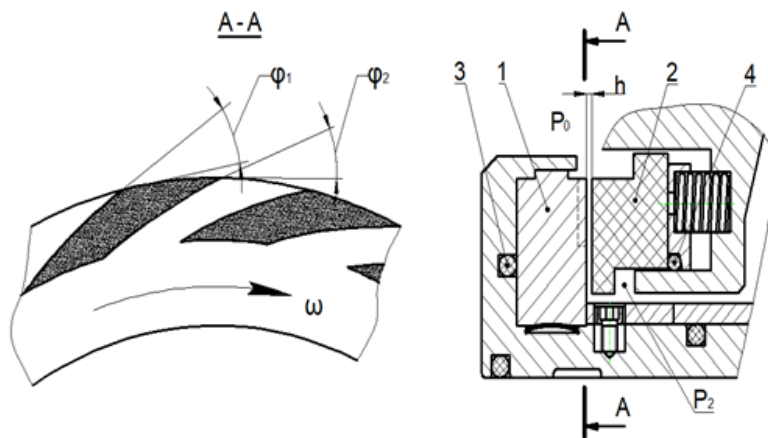


Рисунок 2 – Схема одноступенчатого СГДУ

При вращении кольца 1 (направление вращения показано на схеме стрелкой с угловой скоростью  $\omega$ ) на тыльных стенках канавок возникают аэродинамические силы, которые захватывают газ из полости с давлением  $P_0$  и перемещают его вдоль осей канавок к центру. Газодинамическое давление в канавках возрастает до некоторого наибольшего значения

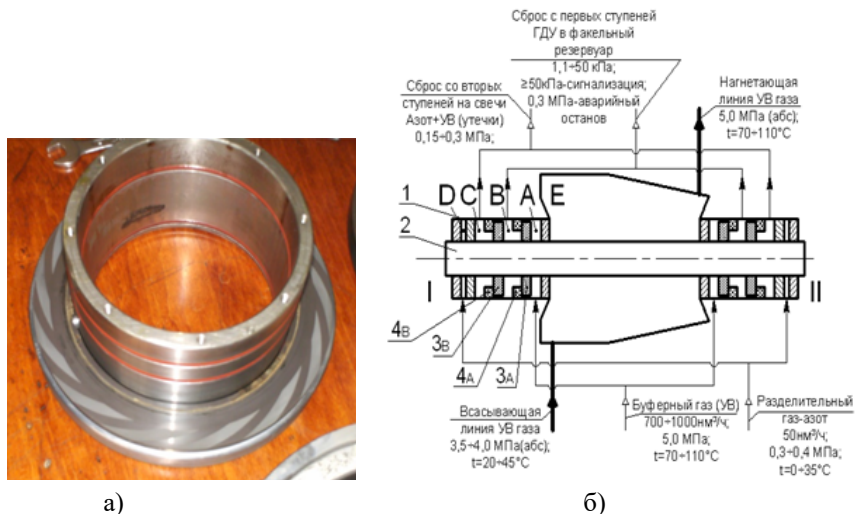
$P_k > P_0$ , распространяясь и за пределы канавок. Далее давление уменьшается в направлении к центру, постепенно достигая значения давления за уплотнением  $P_2$  [4, с. 118]. В следствии влияния аэродинамических сил, действующих между кольцами газодинамической ступени, аксиально-подвижное кольцо отодвигается от вращающегося кольца («подвсплывает»), образуя уплотнительный зазор  $h$ , проходя через который уплотняемый газ составляет утечку  $Q$ .

Долговечность пар трения достигается за счет обеспечения рабочего зазора между вращающимся 1 и аксиально-подвижным кольцом величиной  $h = 2 \div 4$  мкм, обеспечивающего «сухое» газодинамическое трение в рабочем режиме. При остановках компрессора, герметизация достигается за счет плотного прилегания торцевых поверхностей диска и кольца.

На Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (АНПЗ) при непосредственном участии специалистов ТОО «БатысТехСервис» провели модернизацию центробежного компрессора ЦК-1 установки каталитического риформинга (установка ЛГ-35-11/300-95) цеха № 3 с заменой масляных торцевых уплотнений «сухими» двойными газодинамическими уплотнениями фирмы «ТРЭМ Инжиниринг», которые обеспечивают повышенную надежность.

Принципиальная схема системы СГДУ на ЦК-1, приведена на рисунке 3а. СГДУ состоит из двух ступеней уплотнений: первая (так называемая рабочая) разделяет полости А и В, вторая ступень (страховочная) полости В и С [5, с. 35]. Каждая ступень включает вращающую часть, установленную на валу 2, и неподвижную, установленную в корпусе компрессора 1.

Герметизацию обеспечивает пара трения: вращающийся диск 3А, 3В и аксиально-подвижное кольцо 4А, 4В.



а)

б)

Рисунок 3 – Принципиальная схема системы сухих газодинамических уплотнений

Преимущества использования СГДУ по сравнению с масляной системой уплотнений:

- обеспечивается полная герметичность на стоянке и незначительные утечки газа при вращении вала, примерно в 10 раз меньше, нежели с масляными уплотнениями;

- отсутствует необходимость смазки пары трения маслом или другой жидкостью за счет использования газовой смазки (гарантированный зазор  $2 \div 4$  мкм обеспечивается нагнетанием газа в уплотнительную щель);

- не требуется существенной доработки корпуса и вала при замене штатного уплотнения на СГДУ;

- упрощается маслосистема (полностью демонтируется масляная система высокого давления, обеспечивающая запирание трущихся пар), снижаются невосполнимые потери масла и расход электрической энергии на привод насосов масляной системы (выводится из эксплуатации электродвигатель мощностью 37 кВт с непрерывным режимом работы в 8000 часов);

- высокая безопасность и длительный ресурс (срок службы до 100000 ч против 8000 ч для масляных уплотнений);

- незначительные потери мощности на трение;

- снижаются эксплуатационные затраты (регламент – через 12000 ч);

– исключается попадание масла в перекачиваемый компрессором газ. В этом случае выдерживается нормативный срок использования катализатора – 15 лет, против 5 при использовании масляного уплотнения [6, с. 148]. С целью унификации, уплотняющие устройства и подшипниковые узлы со стороны всасывания I и со стороны нагнетания II изготавливаются одной конструкции и типоразмера.

Смазочное масло будет иметь естественную тенденцию мигрировать вдоль вала от подшипника к барьерному уплотнению, что требует проектирования полости подшипника таким образом, чтобы минимизировать воздействие смазочного масла на барьерное уплотнение [7, с. 205].

При работе компрессора, в его рабочей полости E давление перекачиваемого газа возрастает от  $3,5 \div 4,0$  МПа на всасе до 5,0 МПа на выходе. По задуманной линии часть углеводородного (УВ) из нагнетающей линии подается в полости A со стороны всасывания I и нагнетания II в виде буферного газа.

Основной рабочей ступенью СГДУ является первая ступень, именно она обеспечивает герметизацию торцевого уплотнения. Вторая ступень является резервной, обеспечивающей герметизацию в так называемом «аварийном режиме». Буферный газ, в качестве которого выступает перекачиваемый водородосодержащий газ, служит для «запирания» первой (рабочей) ступени. Он подается в рабочую полость A с давлением чуть выше давления перекачиваемого газа у ступицы ротора. Утечки буферного газа из полости B через пару трения 3A  $\div$  4A сбрасываются в факельную систему для утилизации (используется в качестве топливного газа или сжигается на факеле).

«Запирание» второй (страховочной) ступени осуществляется давлением утечек буферного газа в полости B, а для надежного отсечения от атмосферы – используется разделительный инертный газ, подаваемый в полость D. В качестве разделительного газа используется азот, установки для производства которого, имеются практически на всех НПЗ. Разделительный газ совместно с некоторыми утечками буферного газа, сбрасываются на свечи.

Поскольку сухие газодинамические уплотнения используются, в основном, для уплотнения валов компрессоров (нагнетателей), то они изготавливаются по требованиям стандарта для компрессоров API 617 «Осевые и центробежные компрессоры и детандер-компрессоры». Некоторые технические требования также указаны в стандарте API 682 (стандарт по торцовым уплотнениям), так как сухие уплотнения используются также и для уплотнения валов насосов.

Стандарт API STD 617 определяет минимальные требования и дает рекомендации для осевых компрессоров, одновалных и интегрально-

редукторных центробежных компрессоров и детандер-компрессоров специального назначения, которые обрабатывают газ или технологический воздух в нефтяной, химической и газовой промышленности. Эта часть API 617 определяет общие требования, применимые ко всем таким машинам.

Применение газодинамических уплотнений для уплотнения валов компрессоров значительно возросло за последние 20 лет ввиду целого ряда преимуществ для потребителя.

Вышеуказанные сухие уплотнения могут иметь следующие конфигурации:

- Тандемные уплотнения – как с дополнительным лабиринтным уплотнением, так и без него;
- Двойные уплотнения – как с дополнительным лабиринтным уплотнением, так и без него;
- Тройные уплотнения для особо чистых процессов (сочетание уплотнений тандемного и двойного типа для предотвращения попадания азота в перемещаемый газ и исключения протечки перемещаемого газа в подшипниковый узел или в атмосферу).

Пример двойного СГДУ производства ЗАО «ТРЭМ Инжиниринг» показан на рисунке 4.

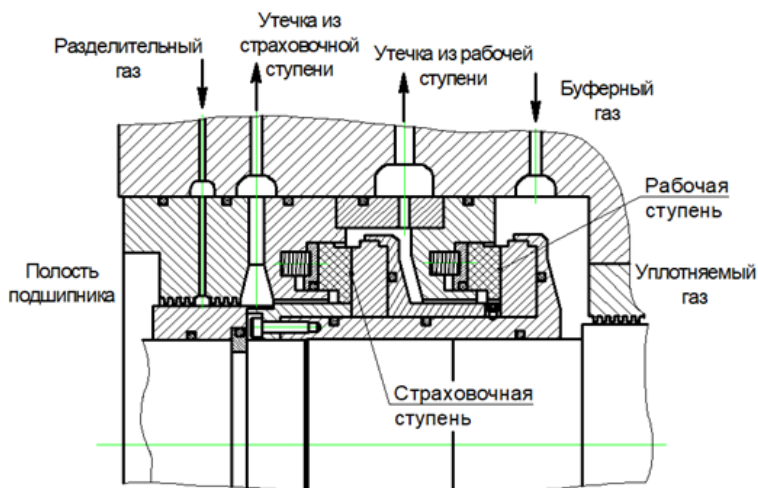


Рисунок 4 – Двойное (тандемное) СГДУ ЗАО «ТРЭМ Инжиниринг»

Все газодинамические уплотнения проходят стендовые испытания на рабочих параметрах, а также разгонные испытания на параметрах,

превосходящие рабочие. Процедура испытания соответствует стандарту API617 [8, с. 12]. На испытания приглашаются, как правило, представители Заказчика, на оборудовании которого планируется установка данного уплотнения.

Следует отметить, что визуально отслеживать техническое состояние уплотнений, от которых в значительной степени зависит безопасность эксплуатации компрессоров, невозможно вследствие закрытой конструкции СГДУ. Кроме того, работа компрессора в соответствии с производственной необходимостью, требует смены технологических режимов, что, в свою очередь, требует соответствующих изменений в подаче буферного и разделительного газа. Таким образом, установка СГДУ на действующие компрессоры, требует не только механической их доработки, но и модернизации системы автоматической защиты и управления.

### Результаты и обсуждения

Оборудование системы управления, входящей в состав СГДУ должно обеспечивать три основные функции:

1. Дистанционный контроль и поддержание параметров работы СГДУ в заданных пределах;
2. Выдачу в систему управления компрессором унифицированных выходных сигналов предупредительной сигнализации.

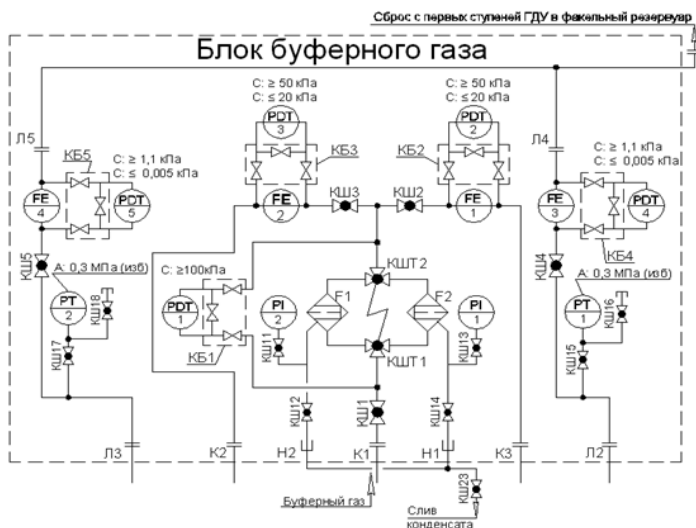


Рисунок 5 – Принципиальная схема блока буферного газа

3. Автоматических аварийных остановов и блокировок по опасным образующим факторам.

В общем случае система управления уплотнениями состоит из трех функциональных подсистем [8, с. 4-5]:

- подачи буферного газа на уплотнения;
- подачи разделительного газа в лабиринтные или щелевые уплотнения;
- отвода утечек из внутренних (рабочих) ступеней уплотнений.

Подсистема подачи буферного газа на уплотнения должна включать фильтр с байпасным краном или фильтры с крановой обвязкой, позволяющей производить переключение с одного фильтра на другой в процессе работы. Датчик перепада давлений на работающем фильтре с выдачей сигнала о достижении предельного значения. Краны с трубопроводной обвязкой для заполнения газом неработающего фильтра перед включением его в работу и для стравливания газа из отключенного фильтра перед заменой его фильтрующего элемента. Манометров, контролирующих давление в фильтрах, регулирующий клапан с ручным, пневматическим или электрическим приводом для поддержания заданного перепада давлений или расхода буферного газа на уплотнения и датчиков перепада давлений на диафрагмах или расхода буферного газа на каждое уплотнение.

Повышенные требования к чистоте буферного газа обусловили необходимость установки газового коалесцентного фильтра, а для обеспечения непрерывности технологического процесса, таких фильтров установлено два F1 и F2. Их попеременную работу обеспечивают два синхронных трехходовых крана КШТ1 и КШТ2. Техническое состояние рабочего фильтра отслеживается в непрерывном режиме реального времени с помощью датчика разности давления PDT1, подключенного через клапанный блок КБ1. При перепаде давления  $\geq 100$  кПа, датчик выдает сигнал на АРМ оператора, указывающий о предельной степени загрязнения фильтра. Линия подачи буферного газа переключается на резервный фильтр, а из загрязненного фильтра с помощью кранов КШ12 и КШ14 сливается конденсат и, при необходимости осуществляется замена фильтрующего элемента и коалесцирующей насадки. Для визуального контроля остаточного давления газа в фильтре установлены манометры P11 и P12.

После фильтрации буферный газ делится на два потока: поток со стороны нагнетания и со стороны всасывания. Как уже отмечалось в [2, с.126], конструкция и режимы работы СГДУ с обеих сторон одинаковы. Для дозирования и количественного контроля объема подаваемого газа, установлены диафрагмы FE1 и FE2, параллельно которым через клапанные блоки КБ2 и КБ3, подключены датчики разности давлений PDT2 и PDT3.

Датчики выдают сигнал при понижении давления  $\leq 20$  кПа и при повышении давления  $\geq 50$  кПа. В первом случае давление буферного газа в рабочей полости ГДУ недостаточно, что может привести к «сухому трению» и перегреву уплотнения – исключается газодинамический зазор. Во втором случае, повышенный перепад давления (увеличение расхода буферного газа) свидетельствует о выработке ресурса ГДУ и о необходимости замены уплотняющей пары.

«Низкая» сторона блока буферного газа (отвод из полости В, рис.3а), представлена линиями отвода утечек с первых ступеней ГДУ, на которых установлены датчики избыточного давления РТ1 и РТ2. Датчики выдают сигнал на АРМ оператора и одновременно дают команду на автоматический останов компрессора, когда избыточное давление в полости В достигнет 0,3 МПа. Это будет свидетельствовать о практическом выходе из строя уплотнения первой ступени. Для определения расхода утечек, что позволяет контролировать баланс буферного газа, и косвенного контроля состояния уплотнения первой ступени, на данной линии установлены диафрагмы, а параллельно им через клапанные блоки КБ-4 и КБ-5, датчики разности давлений РДТ4 и РДТ5. Датчики выдают сигнал при понижении давления  $\leq 0,005$  кПа и при повышении давления  $\geq 1,1$  кПа.

Блок буферного газа (рис.5) можно условно разделить на «высокую» (подача в полость А, рис.3а) и «низкую» (отвод из полости В, рис.3а) стороны. Высокая сторона включает линию подачи буферного газа К1. В качестве буферного газа используется перекачиваемый водородосодержащий газ (ВСГ) из линии нагнетания компрессора. На линии подачи буферного газа ставится отсекающий кран КШ1.

Подсистема подачи разделительного газа в лабиринтные или щелевые уплотнения должна включать фильтр, регулятор давления типа «после себя» с байпасным краном, датчик давления разделительного газа на входе в уплотнения с выдачей сигнала при снижении давления ниже нормы и регулирующие вентили для настройки давления подачи газа на каждое уплотнение.

Блок разделительного газа (рис.6) включает: основную и резервную линии подачи азота с входной запорной арматурой КО1, КО2, КШ24 и КШ25. Фильтр-регулятор FRD с входным Р13 и выходным Р14 манометрами.

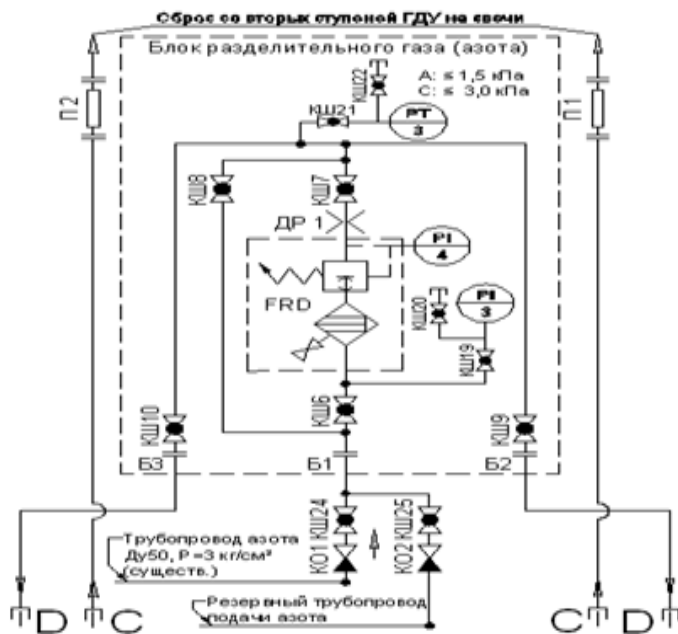


Рисунок 6 – Принципиальная схема блока разделительного газа

За фильтром-регулятором установлен дроссель ДР 1. На период пусконаладочных работ на место проставок П1 и П2 устанавливаются ротаметры, по которым, с помощью фильтра-регулятора и дросселя осуществляется достаточно точная регулировка пределов срабатывания датчика разности давления РТ3. Сигнализация регулируется на срабатывание при превышении давления азота в полости D  $\leq 3,0$  кПа, а аварийное отключение – при падении давления в этой полости св.  $\leq 1,5$  кПа. После завершения регулировки, ротаметры заменяются на проставки.

Подсистема отвода утечек из внутренних ступеней уплотнений должна включать датчики давления утечек с выдачей аварийных сигналов по превышению заданного значения, датчики перепада давлений на диафрагмах или расходомеры с выдачей предупредительных сигналов по минимальным и максимальным значениям [9, с. 5-8].

Таким образом, общую картину управления СГДУ можно представить следующей схемой (рис.7), которая показывает размещение приборов, параметры сигнализаций и аварийных остановов (блокировок).

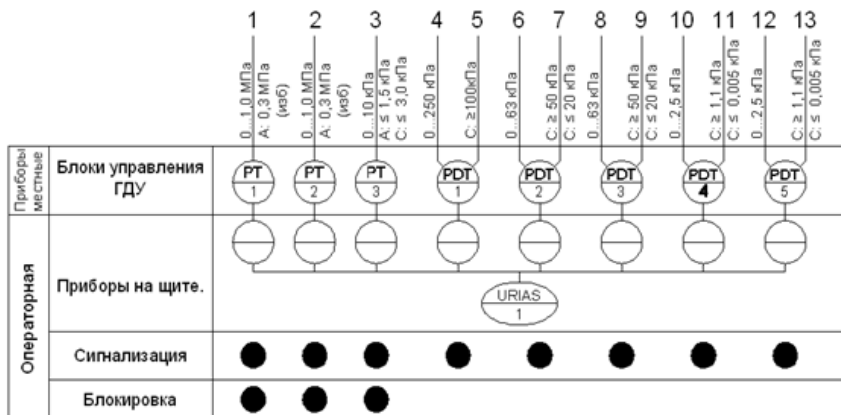


Рисунок 7 – Схема сигнализаций и блокировок СГДУ

Для технологических объектов нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), как объектов автоматизации, характерно существование двух ветвей направления автоматизации, решающих общую задачу управления объектом [10, с. 15]:

- поддержание основных технологических параметров, различных по функциональному назначению установок и оборудования, обеспечивающих фракционирование нефти, очистку получаемых компонентов, компаундирование в заданных пределах и т.д.;

- обеспечение промышленной безопасности технологического процесса, заключающееся в блокировке или даже в аварийном останове оборудования при возникновении нештатных ситуаций в технологическом процессе.

Система контроля и управления узлами сухих газодинамических уплотнений (СГДУ), установленных на центробежном компрессоре ЦК-1 Атырауского НПЗ, подчинена решению именно второго типа задач, т.е. обеспечения безопасности работы компрессора после проведенной модернизации по замене масляной системы запора торцевых уплотнений компрессора на сухие газодинамические уплотнения (СГДУ).

Автоматизация процесса отслеживания и поддержания основных технологических параметров процесса перекачки водородосодержащего газа (ВСГ) [11, с. 8], осталась без изменения и в настоящей статье не рассматривается.

Все первичные приборы (датчики давления) смонтированы на стойке управления (Рисунок 8), включающей два блока: блок буферного газа и блок

разделительного газа. Технологическая взаимосвязь узлов компрессора и первичных приборов стойки управления представлена на рисунке 7. Здесь же показана связь датчиков и вторичных приборов, а также предупредительной и аварийной сигнализации. По сути дела, здесь представлен интерфейс управления узлами СГДУ, который выведен на монитор оператора.



Рисунок 8 – Общий вид стойки управления СГДУ

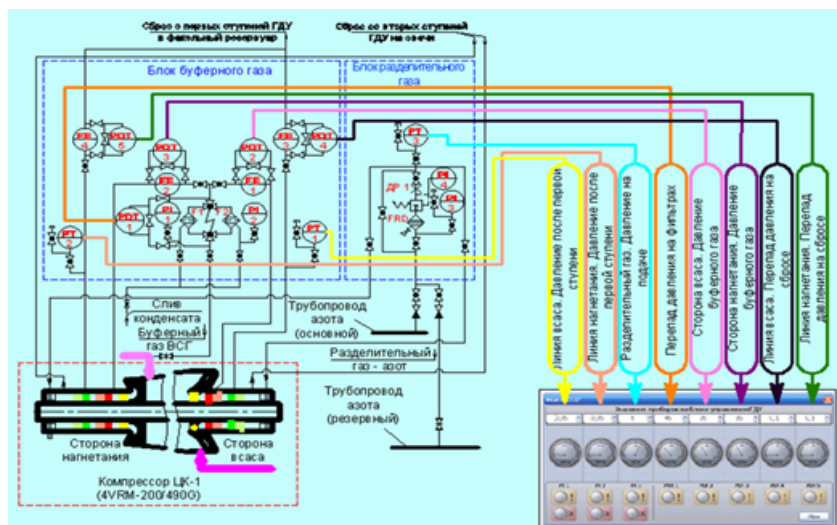


Рисунок 9 – Интерфейс управления узлами СГДУ

Надежность работы СГДУ зависит от многих факторов, различных по функциональному назначению и значимости для безопасности процесса.

#### *Блок буферного газа*

Поскольку динамический зазор в картридже СГДУ первой ступени в штатном режиме составляет  $3 \div 4$  мкм, то необходима ступень очистки и осушки буферного газа, подаваемого в полость перед картриджем. Эту функцию выполняют попеременно коалесцирующие фильтры F1 и F2 (один в работе, второй в резерве).

Контроль загрязненности фильтров осуществляется с помощью измерительного преобразователя перепада давлений PDT1, сигнал от которого идет на вторичный прибор оператора с дублирующим предупредительным световым индикатором [12, с. 22]. По этому сигналу оператор дает команду переключиться на второй фильтр, а служба эксплуатации обязана сдrenировать конденсат из полости фильтра и, при необходимости, провести сервисное обслуживание фильтрующего элемента. Для безопасного ведения работ по разгерметизации фильтров, на каждом фильтре установлены визуальные манометры PI1 и PI2, показания которых свидетельствуют о наличии или отсутствии избыточного давления в полости. Очищенный буферный газ подается на первую ступень СГДУ.

Первичный сигнал подачи буферного газа в полости перед картриджем первой ступени дают датчики разности давления PDT2 и PDT3, установленных параллельно калиброванным вставкам FE1 и FE2, на линии всасывания и нагнетания соответственно и отслеживают по показаниям вторичных приборов и световым сигнализаторам предельных параметров. Большая часть буферного газа проходит через лабиринтное уплотнение в сторону проточной части компрессора, а меньшая часть проходит через рабочую пару внутрь картриджа и затем сбрасывается через линию первичной протечки в факельный резервуар. Надежность работы СГДУ отслеживается по давлению в полостях между первой и второй ступенями. Первичные датчики PT1 и PT2 выдают сигналы на вторичные приборы и световую сигнализацию: предупреждающую и аварийного останова. Датчики перепада давления PDT4 и PDT5, установленные параллельно калиброванным вставкам FE3 и FE4, выдают сигналы на предупреждающую сигнализацию, которая свидетельствует о предельных утечках через первую ступень.

Вторая ступень СГДУ является предохранительной от аварийного выброса ВСГ в помещение машинного зала, где установлен компрессор, в случае аварийного выхода из строя первой ступени и останова компрессора.

### *Блок разделительного газа*

Разделительный газ отсекает полость картриджа СГДУ после второй ступени с возможными малыми утечками от полости подшипника и далее от помещения машинного зала. По этой причине, в качестве разделительного газа используется нейтральный газ - азот. Требования к чистоте разделительного газа не такие жесткие, как к буферному. Поэтому на линии подачи азота устанавливается один аналогичный фильтр FRD. Контроль подачи разделительного газа осуществляется по давлению в линии подачи. Первичный прибор – датчик давления РТЗ. На интерфейс оператора выводится показание вторичного прибора, предупредительная и аварийная сигнализация.

### **Выводы**

Проблема при использовании традиционных «масляных» уплотнений, состояла в риске перегрева картриджей из-за высоких окружных скоростей, особенно, если при этом и давление среды высокое. Утечки масла создавали свои проблемы, решение которых требовало значительных финансовых затрат. В отличие от «масляных» уплотнений, в «сухих» уплотнениях непосредственного контакта между уплотняющими втулками во время работы нет и, соответственно, отсутствует нагрев.

Таким образом, предложенная система контроля режимов работы узлов СГДУ обеспечивает минимум необходимой и достаточной информации, позволяющей в полуавтоматическом режиме эксплуатировать центробежный компрессор после модернизации, обеспечивая его безопасную эксплуатацию.

### **Список использованных источников**

1 **Фалалеев, С. В., Новиков, Д. К.** Сухое газовое уплотнение для нагнетателя [Текст] // Газовая промышленность. – 1998. – № 4. – С. 55–57.

2 **Седов, В. В., Фалалеев, С. В.** Снижение стоимости жизненного цикла торцовых газодинамических уплотнений ГПА [Текст] // Газотурбинные технологии. – 2008. – № 7. – С. 8–12.

3 **Белоусов, Ю., Кочетов, Д., Кравцов, Д., Шайхутдинов, А., Еремин, С.** Особенности работы сухих нагнетателей в предпомпажных режимах [Текст] // Газотурбинные технологии. – Рыбинск, 2004. – № 3. – С. 18–21.

4 **Фалалеев, С. В., Новиков, Д. К., Косицын, И. П., Вигурский, А. В.** Опыт создания «сухих» уплотнений для высокооборотного компрессора [Текст] // Труды 11-й международной научно-технической конференции «Герметичность, вибронадежность и экономическая безопасность насосного и компрессорного оборудования». – Сумы, 2005. – 270 с.

5 **Фалалеев, С. В., Балякин, В. Б., Новиков, Д. К., Россеев, Н. И., Медведев, С. Д.** Динамика «сухих» уплотнений [Текст] // Газовая промышленность. – 2001. – № 10.

6 **Stahley, J. S.** Design, Operation, And Maintenance Considerations For Improved Dry Gas Seal Reliability In Centrifugal Compressors [Text]. – 2001. – P. 203–208.

7 **Голубев, А. И., Кондаков, Л. А.** Уплотнения и уплотнительная техника : справочник [Текст]. – М.: Машиностроение, 1986. – 464 с.

8 **Олейников, С. В., Нуралина, А. Б.** Сухие газодинамические уплотнения центробежных компрессоров и принципы управления: сборник статей магистрантов ЗКГУ [Текст]. – Уральск : Изд-во ЗКГУ, вып. 1, 2009. – С. 125–128.

9 **Олейников, С. В., Нуралина, А. Б.** Основные принципы управления СГДУ: материалы научно-практической конференции «Научно-технический прогресс: техника, технологии и образование» [Текст]. – Актобе : Изд-во АГПУ им. К. Жубанова, 2010. – С. 269–272.

10 **Гольвсейн, Я.** Сухие уплотнения фирмы «John Crane» [Текст] // Труды VI научно-технической конференции «Уплотнения и вибрационная надёжность центробежных машин». – Сумы, 1991. – С. 295–313.

11 **Седов, В. В., Фалалеев, С. В.** Снижение стоимости жизненного цикла торцовых газодинамических уплотнений [Текст] // Газотурбинные технологии. – 2008. – № 7. – С. 8–12.

12 **Хедер, В.** Причины отказов насосов и компрессоров [Текст]. – М. : Гостехиздат, 1932. – 196 с.

## References

1 **Falaleev, S. V., Novikov, D. K.** Sukhoe gazovoe uplotnenie dlya nagnetatelya [Dry gas seal for supercharger] [Text]. In Gazovaya promyshlennost. – 1998. – № 4. – P. 55–57.

2 **Sedov, V. V., Falaleev, S. V.** Snizhenie stoimosti zhiznennogo tsikla tortsovykh gazodinamicheskikh uplotneniy GPA [Reduction of the cost of the life cycle of mechanical gas dynamic seals GPA] [Text]. In Gazoturbinnye tekhnologii. – 2008. – № 7. – P. 8–12.

3 **Belousov, Yu., Kochetov, D., Kravtsov, D., Shaikhutdinov, A., Eremin, S.** Osobnosti raboty «sukhikh» nagnetateley v predpompazhnykh rezhimakh [Features of operation of «dry» superchargers in presurge modes] [Text]. In Gazoturbinnye tekhnologii. – Rybinsk, 2004. – № 3. – P. 18–21.

4 **Falaleev, S. V., Novikov, D. K., Kositsyn, I. P., Vigurskiy, A. V.** Opyt sozdaniya «sukhikh» uplotneniy dlya vysokooborotnogo kompressora [Experience in creating dry seals for a high-speed compressor] [Text]. In Trudy 11-oy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Germetichnost, vibronadezhnost i ekonomicheskaya bezopasnost nasosnogo i kompressorного oborudovaniya». – Sumy, 2005. – 270 p.

5 **Falaleev, S. V., Balyakin, V. B., Novikov, D. K., Rosseev, N. I., Medvedev, S. D.** Dinamika «sukhikh» uplotneniy [Dynamics of dry seals] [Text]. In Gazovaya promyshlennost. – 2001. – № 10.

6 **Stahley, J. S.** Design, Operation, And Maintenance Considerations For Improved Dry Gas Seal Reliability In Centrifugal Compressors [Text]. – 2001. – P. 203–208.

7 **Golubev, A. I., Kondakov, L. A.** Uplotneniya i uplotnitelnaya tekhnika : spravochnik [Seals and sealing technology : a reference book] [Text]. – Moscow : Mashinostroenie, 1986. – 464 p.

8 **Oleynikov, S. V., Nuralina, A. B.** Sukhie gazodinamicheskie uplotneniya tsentrobezhnykh kompressorov i printsipy upravleniya [Dry gas dynamic seals of centrifugal compressors and control principles] [Text]. In Sbornik statey magistrantov ZKGU. – Uralsk : Izd-vo ZKGU, vyp. 1, 2009. – P. 125–128.

9 **Oleynikov, S. V., Nuralina, A. B.** Osnovnye printsipy upravleniya SGDU [Basic principles of SRS management] [Text]. In Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Nauchno-tekhnicheskii progress: tekhnika, tekhnologii i obrazovanie». – Aktobe : Izd-vo AGPU im. K. Zhubanova, 2010. – P. 269–272.

10 **Golvsvayn, Ya.** Sukhie uplotneniya firmy «John Crane» [John Crane dry seals] [Text]. In «Uplotneniya i vibratsionnaya nadezhnost tsentrobezhnykh mashin» : Trudy VI nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. – Sumy, 1991. – P. 295–313.

11 **Sedov, V. V., Falaleev, S. V.** Snizhenie stoimosti zhiznennogo tsikla tortsovykh gazodinamicheskikh uplotneniy [Reducing the life cycle cost of mechanical gas seals of gas pumping units] [Text]. In Gazoturbinnye tekhnologii. – 2008. – № 7. – P. 8–12.

12 **Kheder, V.** Prichiny otkazov nasosov i kompressorov [Causes of failures of pumps and compressors] [Text]. – Moscow : Gostekhizdat, 1932. – 196 p.

Поступило в редакцию 05.06.25.

Поступило с исправлениями 13.01.26.

Принято в печать 27.02.26.

\*Л. А. Садыкова<sup>1</sup>, С. В. Олейников<sup>2</sup>, Б. А. Сарғужиева<sup>3</sup>, Н. Г. Буранова<sup>4</sup>

<sup>1,2,3,4</sup>Батыс Қазақстан инновациялық-технологиялық университеті,

Қазақстан Республикасы, Орал қ.

05.06.25 ж. баспаға түсті.

13.01.26 ж. түзетулерімен түсті.

27.02.26 ж. басып шығаруға қабылданды.

## **ҚҰРҒАҚ ГАЗДИНАМИКАЛЫҚ ҚОЛДАНУ ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫ КОМПРЕССОРЛЫҚ АГРЕГАТТАРДАҒЫ ТЫҒЫЗДАҒЫШТАР МҰНАЙ ӨНДЕУ ЗАУЫТЫ**

*Бұл мақалада Қазақстанның мұнай-газ саласында қолданылатын орталықтан тепкіш компрессорлық агрегаттарда құрғақ газ-динамикалық тығыздағыштарды қолдану перспективалары талданады. Атырау мұнай өңдеу зауытының ОК-1 орталықтан тепкіш компрессорында олардың сенімді және қауіпсіз пайдаланылуын қамтамасыз ететін осындай тығыздағыштарды басқарудың қағидатты негіздері қаралды. Орталықтан тепкіш компрессорлардың көпшілігі май түріндегі соңғы тығыздағыштармен шығарылды. Дәстүрлі «май» тығыздағыштарын пайдаланудағы мәселе, әсіресе қоршаған ортаның қысымы жоғары болса, жоғары айналым жылдамдығына байланысты картриджердің қызып кету қаупі болып табылады. Майдың ағуы олардың проблемаларын тудырды, оларды шешу айтарлықтай қаржылық шығындарды талап етті. «Майлы» тығыздағыштардан айырмашылығы,» құрғақ «тығыздағыштарда жұмыс кезінде тығыздағыш жеңдер арасында тікелей байланыс болмайды және сәйкесінше жылу болмайды. Мақалада газ-динамикалық кезеңнің жұмыс принципі сипатталған. Атырау мұнай өңдеу зауытында орталықтан тепкіш компрессорды қалай жаңғырту жүргізілгені егжей-тегжейлі сипатталған, құрғақ газдинамикалық тығыздау жүйесінің қағидаттық схемасы, буферлік газ блогының қағидаттық схемасы, бөлгіш газ блогының қағидаттық схемасы келтірілген, майлы тығыздау жүйесімен салыстырғанда құрғақ газдинамикалық тығыздағыштарды пайдаланудың артықшылықтары келтірілген. Сондай-ақ, құрғақ газ-динамикалық тығыздау жүйесінің түйіндерінің жұмыс режимдерін бақылау жүйесі ұсынылған.*

*Кілтті сөздер: компрессор, қондырғы, тығыздау, схема, сенімділік, процесс, май, байланыс.*

\*L. A. Sadykova<sup>1</sup>, S. V. Oleinikov<sup>2</sup>, B. A. Sarguzhieva<sup>3</sup>, N. G. Buranova<sup>4</sup>

<sup>1,2,3,4</sup>West Kazakhstan University of Innovation and Technology,

Republic of Kazakhstan, Uralsk.

Received 05.06.25.

Received in revised form 13.01.26.

Accepted for publication 27.02.26.

## **PROSPECTS FOR THE USE OF DRY GAS DYNAMIC SEALS ON COMPRESSOR UNITS AN OIL REFINERY**

*This article analyzes the prospects for the use of dry gas dynamic seals on centrifugal compressor units used in the oil and gas industry of Kazakhstan. The fundamental principles of managing such seals are considered, ensuring their reliable and safe operation on the CC-1 centrifugal compressor of the Atyrau Oil Refinery. Most centrifugal compressors were manufactured with oil-type mechanical seals. The problem with using traditional «oil» seals is the risk of overheating of the cartridges due to high circumferential speeds, especially if the pressure of the medium is high. Oil leaks created their own problems, the solution of which required significant financial costs. Unlike «oil» seals, in «dry» seals there is no direct contact between the sealing bushings during operation and, consequently, there is no heating. The article describes the principle of operation of the gas dynamic stage. It describes in detail how a centrifugal compressor was upgraded at the Atyrau Oil Refinery, provides a schematic diagram of the dry gas dynamic seal system, a schematic diagram of the buffer gas block, a schematic diagram of the separation gas block, and lists the advantages of using dry gas dynamic seals compared to an oil seal system. A system for monitoring the operating modes of the components of the dry gas dynamic sealing system is also proposed.*

*Keywords: compressor, unit, seal, circuit, reliability, process, oil, contact.*

Теруге 13.03.2026 ж. жіберілді. Басуға 31.03.2026 ж. қол қойылды.

Электронды баспа

28.54 Мб RAM

Шартты баспа табағы 22,2. Таралымы 300 дана. Бағасы келісім бойынша.

Компьютерде беттеген: З. Ж. Шокубаева

Корректор: А. Р. Омарова, Д. А. Кожас

Тапсырыс № 4523

Сдано в набор 13.03.2026 г. Подписано в печать 31.03.2023 г.

Электронное издание

28.54 Мб RAM

Усл. печ. л. 22,2. Тираж 300 экз. Цена договорная.

Компьютерная верстка: З. Ж. Мыржикова

Корректор: А. Р. Омарова, Д. А. Кожас

Заказ № 4523

«Toraighyrov University» баспасынан басылып шығарылған

Торайғыров университеті

140008, Павлодар қ., Ломов к., 64, 137 каб.

«Toraighyrov University» баспасы

Торайғыров университеті

140008, Павлодар қ., Ломов к., 64, 137 каб.

67-36-69

E-mail: [kereku@tou.edu.kz](mailto:kereku@tou.edu.kz)

[www.vestnik-energy.tou.edu.kz](http://www.vestnik-energy.tou.edu.kz)