



ISSN 1314-2550

Thermal Engineering

Топлотехника

13

ISSN 1314-2550

**НАЦИОНАЛЕН КОМИТЕТ ПО ТЕОРИЯ
НА МЕХАНИЗМИТЕ И МАШИНИТЕ**

**NATIONAL COMMITTEE FOR THE THEORY OF MACHINES AND
MECHANISMS**

ТОПЛОТЕХНИКА

ГОДИНА XI, КНИГА 1, 2018

THERMAL ENGINEERING

YEAR IX, No.1, 2018

ОТНОСНО ВЪЗМОЖНОСТИТЕ ЗА ВНЕДРЯВАНЕ НА ТУРБОДЕТАНДЕРНА ИНСТАЛАЦИЯ В ГРС НА ЛУКОЙЛ НЕФТОХИМ БУРГАС

Чавдар НИКОЛОВ¹, Петко ЦАНКОВ¹, Константин КОСТОВ¹, Венелин ГАВРАЙЛОВ²
nikolov.chavdar@abv.bg; ptsankov@abv.bg; gavrailov.venelin.p@neftochim.bg

¹ – кат.ММТ; ИПФ– Сливен; ТУ – София; гр. Сливен, бул. “Бургаско шосе” №59

² - “ЛУКОЙЛ НЕФТОХИМ БУРГАС” АД

Резюме: Работата е посветена на проучването и оценката на възможността за утилизация на енергетичния потенциал на природния газ постъпващ в ГРС на Лукойл Нефтохим Бургас (4,2 - 0,58 МРа). Коментирани са възможните технологични схеми за използване: турбодетандерна инсталация с водогреен котел и турбодетандерна инсталация с газова турбина. Отчетени са конкретните условия на обекта – ГРС на Лукойл Нефтохим Бургас. Направени са техническо и икономическо обследване и обосновка на проекта.

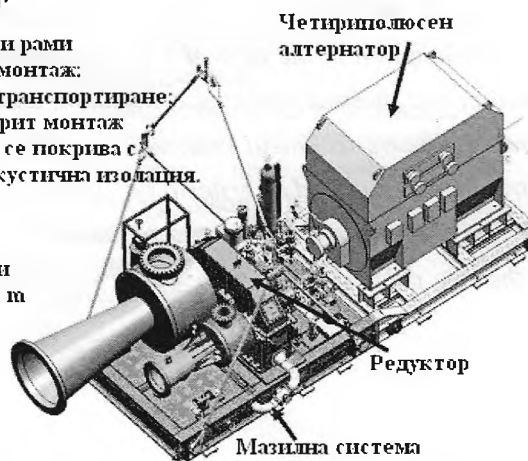
Ключови думи: турбодетандер, газорегулаторна станция, турбодетандерна инсталация с водогреен котел или с газова турбина, икономическа целесъобразност.

I. ВЪВЕДЕНИЕ

Полезното използване на енергията на природен газ постъпващ от магистралните газопроводи в газорегулаторните станции (ГРС), посредством замяна на дроселиращите устройства за редуциране на налягането с турбодетандери (ТД) е добре изучено [1,2,3,4,5]. Интересна към генерирането на електроенергия от алтернатори задвижвани от ТД (фиг.1) е предизвикан от чисто икономически съображения, но не може да се пренебрегва обстоятелството, че по своята същност това е една "чиста" енергоспестяваща технология, при която не се отделят въглеродни емисии в атмосферата. Известно е, че 1 MWh чиста енергия е равностойна на 0,68 тона емисии на CO₂[6,7].

2 отделни рами
-блочен монтаж;
-удобно транспортиране;
-при открит монтаж
агрегата се покрива с
термоакустична изолация.

Габарити
13x4x5,5 m



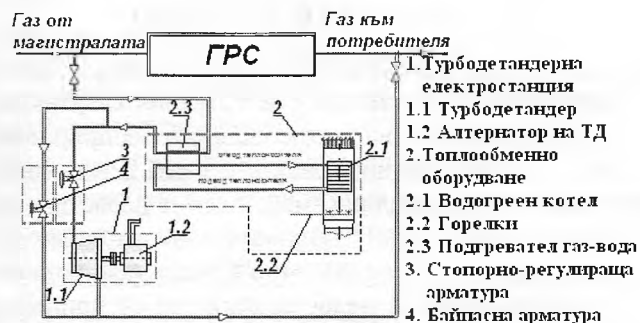
Фиг.1 Общ вид на турбодетандер

Физическия принцип на който се основава технологията е добре известен [8,9] При редуциране на налягането с клапан термодинамичния процес е изоенталпийен.

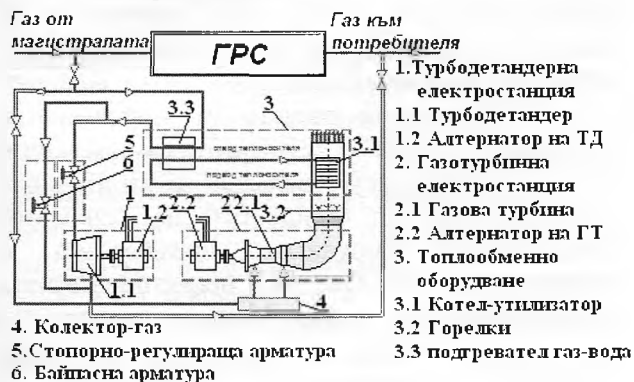
Температурата на газа се понижава 3-5⁰С на 1МРа пад на налягането вследствие полижителния Джаул-Томпсънов ефект [8,9]. При типичните зимни температурата на газа (5-10⁰С) редуцирането на налягането му от 4,2 на 0,6 МРа понижава температурата му до минус 12-22⁰С, стойности близки до зоната на хидратообразуване и точката на роса [10]. За да се гарантира безхидратна експлоатация на съоръженията в газа се въпръсква инхибитор - най-често метанол [11].

Използването на енергетичния потенциал на природния газ постъпващ в ГРС посредством ТД притежава някои особености. Получаването на положителна работа е за сметка на преработения енергетичен пад в процеса на разширението на работното тяло (природния газ) в машината. В общия случай този процес е политропен. Разширението на газа по политропа при аналогични начални условия, води до промяна на термодинамичното състояние на работното тяло, като температурата в края на процеса достига до отрицателни стойности в порядъка 70-75⁰С. Единствения начин да се избегне получаването на течна фаза и образуването на кристални хидрати е предварителното подгриване на газа преди да постъпи в ТД [5,7,12].

На фиг.2 и фиг. 3 са показани основните технологични схеми, които намират най-често приложение в инженерната практика. При първата схема подгриването на газа (обикновено до около 100⁰С) се извършва в газо-воден теплообменник. За топлоносител се използва гореща вода. Като топлинен източник се използва обикновен водогреен котел, в който се изгаря определено количество газ.



Фиг.2 Турбодетандерна инсталация с водогреен котел



Фиг.3 Турбодетандерна инсталация с газова турбина

При втората схема се използва комбиниран цикъл с когенерация на електроенергия и топлина. Топлоносителя към газо-водния топлообменник също е гореща вода, но тук източника на топлина е котел-утилизатор, който усвоява топлинния потенциал на изходящите газове от газова турбина, мощността на която се подбира в съответствие с необходимия топлинен товар. Втората схема се прилага в случаите когато масовия дебит на природен газ, преди да постъпи в ТД е достатъчно голям, така че подгръването му до необходимата температура, да обезпечи топлинен товар, съизмерим с възможностите на котел-утилизатора на газовата турбина. Ограничението идва от единичната мощност на турбината, която не е рентабилно да се строи за мощност под 1,5 MW. Схемата с когенерация изисква повече инвестиции, но притежава неоспоримо термодинамично предимство. Съдържащите фактори пред потенциалните инвеститори са:

1. На местата където са разположени ГРС обикновено няма в близост обособени потребители на "студ" и този енергиен ресурс не се утилизира.

2. Енергийния потенциал е собственост на предприятието стопанисващо газопроводната мрежа (Булгартрансгаз) и всеки потенциален инвеститор, ако не е самото газопреносно предприятие трябва да се съобразява с това.

3. Административните и финансовите проблеми свързани с реализацията на произведената електроенергия.

Възможностите са три:

а. Продажба на електроенергията на регионалното електроразпределително дружество (EVN) по тарифи определени от държавния регулатор (ДКЕВР). За целта е необходимо да се създаде ново юридическо лице или обособяване на нов специфичен раздел от дейността на съществуващото дружество като производител и търговец на електроенергия, регистрирано по надлежния ред на съответното законодателство;

б. Продажба на свободния пазар по цени определени на енергийната борса;

в. Продажба на електроенергията на непосредствено присъединени потребители по свободно договорирани цени. От икономическа гледна точка това е предпочитания вариант.

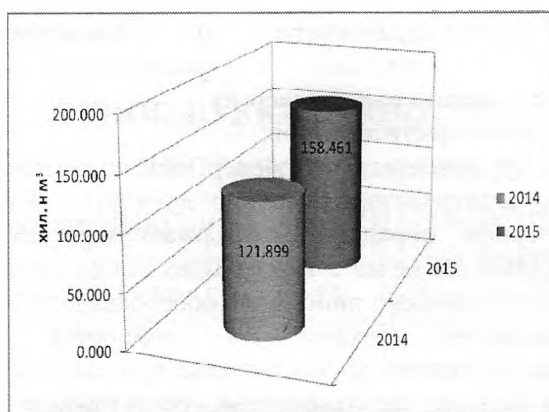
Икономическия анализ в редица публикации [13,16] показва, че капиталните разходи се оценят между 1600 и 2200 USD/kW в зависимост от избраната технологична схема и единичната мощност на съоръженията. От тях 16-24% са за присъединяването на генериращите мощности към енергийната система. Срока на строителството е около 10-12 месеца.

II. ОПИСАНИЕ НА ОБЕКТА

Обекта на обследване е ГРС обслужваща Лукойл Нефтохим Бургас. Разположена е непосредствено до прилежащата територия на рафинерията в землището на село Братово. Собственост е на Булгартрансгаз.

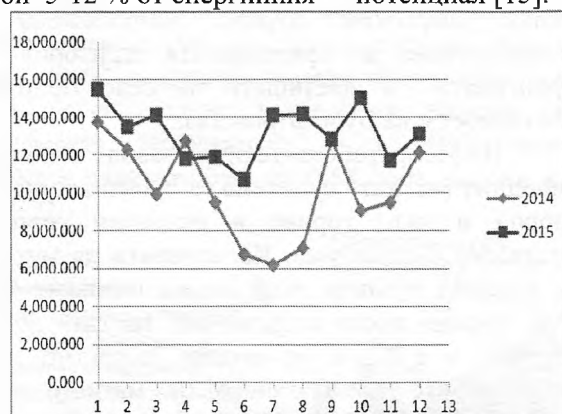
Нефтопреработвателния завод използва природния газ като суровина за производство на водород и като гориво в различни горивотехнически съоръжения. Конверсията на метана във водород протича под високо налягане (3,5 MPa), поради което налягането на газа не се редуцира в ГРС, а се подава директно към консуматорите с налягането от магистралния газопровод (4,2 MPa). Интерес представляват количествата природен газ за Лукойл Нефтохим Бургас, налягането на който се редуцира в ГРС от 4,2 на 0,58 MPa (условно 6 ата). На фиг.4 е показано сравнението на годишна база за 2014 г. и 2015г. Регистрира се увеличение от 30%, понеже от началото на 2015 г. в експлоатация е новия комплекс за хидрокрекинг, което води до промяна на структурата на потреблението на природен газ като гориво и суровина.

На фиг.5 е съпоставено потреблението по месеци от което се вижда, че след въвеждането на новите мощности, потреблението на природен газ като гориво се колебае в интервала между 10 и 16 млн. m³ (съответно юни - януари).



Фиг.4 Количества горивен газ който се редуцира от 4,2 на 0,58 МРа (абс.) в ГРС

Неравномерното сезонно потребление се обяснява с по-голямото количество собствени нефтозаводски газове през лятото, поради затрудненото охлаждане на шлемовите топлообменници на ректификационните колони и неефективната работа на въздушните хладилници при високите летни температури. Максималния месечен разход предполага да се подбере ТД с капацитет 0,55 млн.м³/денонощие, тоест като масов дебит 4,78 kg/s. ТД работят ефективно само при постоянен товар [13,14]. За да се гарантира постоянен режим се прибегва към дроселно регулиране с регулиращ клапан преди машината, което не е съвсем рационално, защото в регулиращата арматура се губи 5-12 % от енергийния потенциал [15].



Фиг.5 Месечно потребление на природен газ като гориво

III. ЦЕЛ И ЗАДАЧИ

Основната цел е да се оцени възможността за утилизация на енергетичния потенциал на природния газ постъпващ в ГРС на Лукойл Нефтохим Бургас. Непосредствено от целта произтичат следните задачи:

1. Да се избере технологична схема на която да се определят началните и крайните технически параметри.
2. Да се определи икономическата рентабилност на капиталните вложения.

IV. РЕЗУЛТАТИ И АНАЛИЗ

Въпреки въвеждането на нови преработвателни мощности в Лукойл Нефтохим Бургас прираста на потреблението на природен газ за горивните инсталации е само 2 млн. м³/год., т.е. максималния масов дебит нараства от 4,35 на 4,78 kg/s. Топлината необходима за подгряването му до 100⁰С в газо-водния топлообменник е недостатъчна да се приложи коогенерация с газова турбина. Топлинния товар за подгряването на такива количества природен газ предполага отпускането на топлина да се осъществи от водогреен котел по технологичната схема показана на фиг.2.

Инженерните разчети са извършени с програмата "HISIST". Резултатите са показани в Табл.1. Основните съставляващи на капиталните вложения включват стойностите на: основното технологично оборудване, инженеринга с архитектурата на проекта, проектно-сметната документация на строителството, строително-монтажните работи, пусково-настроечните изпитания, разходите за шеф-монтаж и разходите за електрооборудване и присъединяване към електропреносната мрежа. В конкретния случай разходите за електроприсъединяване следва да се завишат защото:

1. При генерирана мощност над 300 kW е целесъобразно да се използва високоволтово електрооборудване.

2. Разстоянието до най-близката подстанция на 6 kV е 3,5 km и трябва да се изгражда ново кабелно трасе.

3. Необходимо е преустройство на шинната система и релейната защита на подстанцията. При тези утежняващи условия на база на анализ на ценовите нива на оборудването, капиталните разходи се оценят на 1979,670 х.лв

Доходната част се определя от цената на продадената на Лукойл Нефтохим електроенергия. За да има интерес завода да я купи, тарифата трябва да е по-ниска от произведената електроенергия от собствения заводски ТЕЦ и от цената на енергията закупена с пряко договаряне от АЕЦ „Козлодуй“ франко шини 110kV на главната понижавача подстанция. Приемлива цена е 120 лв/MWh, т.е. годишния доход е 494,16 х.лв/год. Към приходната част следва да е отнесе продажбата на емисии на парниковите газове, но липсата на гарантиран пазар не дава основание този доход да бъде остойносттаван при оценка ефективността на инвестицията.

Основните съставляващи на експлоатационните разходи включват стойностите на: топлината необходима за предварителния подгрев на газа на входа в ТД, електроенергията за собствени нужди, смазочните материали, заплатите за персонала, разходите за поддръжка

Наименование параметъра	Обозначение	Размерност	Стойност
Мах.расход на пр. газ за редукция 4,2/0,48	Qн ГРС	млн.м ³ /ден	0,53
Мах .расход газ през ТД	Q дт	млн.м ³ /ден	0,53
Мах. масов расход на природен газ	G	kg/s	4,78
Абсолютно налягане на газа на вх. в топлообменника	Рвх.т-к	МРа (абс)	4,2
Абсолютно налягане на газа на вход в рег. клапан	Рвх.рк	МРа (абс)	4,15
Абсолютно налягане на газа на вход в ТД	Рвх.дт	МРа (абс)	3,80
Абсолютно налягане на газа на изход от ТД	Риз.дт	МРа (абс)	0,58
Коефициент на разширение на газа	Рi дт		6,55
Температура на газа на вход в ГРС	Твх.ГРС	°С	10,0
Температура на газа на вход в топлообменника	Твх.(т-к)	°С	10,0
Температура на газа на изход от топлообменника	Тиз.(т-к)	°С	105,0
Топлина, необходима за подгрев газа до Тиз.(т-к)	Qдт	MW	0,987
Расход на пр.газ като гориво за подгрев	Gтопл	kg/s	0,033
Температура на газа на вход в ТД	Твх.дт	°С	100,0
Пад на температурата в ТД (Твх.дт-Тиз..д.т)	dТ.дт	°С	105,0
Температура на газа на изход от ТД	Тиз.ТД	°С	-5,0
Температура на газа на изход от ГРС	Тиз.ГРС	°С	-5,0
Теоретична мощност	Ндт теор.	MW	0,787
Вътрешен относителен КПД на ТД	η тд		0,78
Мощност на вала	Ндт	MW	0,614
Разполагаемост по време	R вр		0,87
Разполагаемост по мощност	R _н		0,88
Годишен добив на ел.енергия	E ел	MWh	4118

Табл.1 Резултати от инженерни разчети

и ремонт, амортизационните отчисления и определен процент непредвидени разходи. Според [16] за този тип оборудване експлоатационните разходи са около 30 % от годишния доход-148,246 х.лв. При 8% лихва на заемния капитал, чистия дисконтиран доход (NPV) за първата година съставлява 187,540 х.лв. При вътрешната норма на доходност (IRR), 16 % минималното равнище на гарантиран доход е 316,747 х.лв с индекс на рентабилност на инвестицията (PI) 1,16. В табл.2 са показани основните икономически показатели на Бизнес-плана.

Наименование	Стойност
Чист дисконтиран доход(NPV),х.лв.	316,747
Вътрешна нормена доходност (IRR), %	16
Индекс на рентабилността на инвестиции (PI)	1,16
Срок на откупуване (dPBP), год	8,8

Табл.2 Основни икономически показатели

V. ИЗВОДИ

1.Внедряването на инсталация с ТД за утилизация на енергийния потенциал на природния газ постъпващ от магистралните

газопроводи в ГРС на Лук Ойл Нефтохим Бургас е технически възможно.

2.Икономическата целесъобразност на проекта е спорна. Без добавена стойност от екологическия ефект, икономическия срока на откупуване е над 8 години .

3.Определени административни трудности създава собствеността. ГРС е собственост на Булгартрансгаз, а потребител на утилизиранията енергия е Лукойл Нефтохим Бургас. Съчетаването на икономическите им интереси е един от съдържащите фактори за реализацията на проекта.

VI. ЛИТЕРАТУРА

- Howard C., Oostuizen P., Peppley B., An investigation of the performance of a hybrid turboexpander-fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations, Applied Thermal Engineering (2011) 216-531 -217- 0
- Kostowski W., Żydek T., Górny K. Turboekspander jako perspektywiczna technologia dla systemu gazowego, Rynek energii, Nr 3. 2010,
- Григоров, Ал. Промислена топлоенергетика. ТУ-София. (2016) 978-619-167-236-3. 61
- Chaczykowski M., A.J.Osiadacz-Turboekspandery w układach redukcji ciśnienia gazu- Warszawska Politechnika, W, listopad 2012 r.

5. Твердохлебов В.И., В.П.Мальханов-Утилизационные турбоустановки для ГРС и КС - Газовая промышленность-1985- № 1- С. 64-69
6. Stepanec, A. A. Energoseberegajuschie turbodetandernye ustanovki. Moscow: Nedra-bisnesscentr, 1999
7. https://electric220.ru/news/princip_dejstvija_turbo_detandera/2016-06-06-9726
8. Poling, B. E., J. M. Prausnitz and J. P. O'Connell. The properties of gases and liquids. New York: McGraw-Hill Companies, Inc., Print. 2001.
9. Кръстев Ж., В.Марков, Д.Чоторов-Техническа термодинамика и топлопренасяне-Техника, С., 1981
10. Йонин А.А.-Газоснабжение-Стройиздат, М., 1989
11. Петков.П, Д.Аличков - Газоснабдяване"ISBN 978- 954 - 724-104 -6
12. Моисеев С.В., В.Бурняшев, В.П.Сарапин - Выбор оптимальных номинальных параметров УТДУ для работы на ГРС-Наукові праці: 18 Техногенна безпека-Миколаїв:ЧДУ ім. П. Могили, 2007. - Т. 77, № 64. - С. 49-52.
13. Сарапін В.П.- автореферат дисертация "Удосконалення експлуатаційних характеристик турбодетандерних установок, що працюють в системах транспорту природного газу". Н АНУ Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорногр, Харків ,2016
14. Сенецький О.В., В. П. Сарапін - Многоступенчатый осевой утилизационный турбодетандер для работы с потребителями газа разных давлений: Вісник НТУ -ХПІ, 2016. - № 41 (1213). - С. 18-24. - Бібліогр.: 12 назв. - ISSN 2411-3441.
15. Теплоэнергетика и теплотехника Справочная серия под общей редакцией В.Григориева и В.Зорина кн3 М Энергоатомиздат 1989
16. Yershov, S. V., A. V. Rusanov - Kompleks prohram rozrakhunku tryvymirnykh techiy hazu v bahatovintsevykh turbomashynakh "FlowER"-State Agency of Ukraine on Copyright and Related Rights, PA nb 77. 19 Febr1996.

ABOUT POSSIBILITIES FOR IMPLEMENTATION OF TURBO EXPANDER INSTALLATION IN GAS SEPARATION STATION IN LUKOIL BURGAS

Chavdar NIKOLOV, Petko TSANKOV, Konstantin KOSTOV, Venelin GAVRAILOV
nikolov.chavdar@abv.bg ; ptsankov@abv.bg ; gavrailov.venelin.p@neftochim.bg

Abstract: This paper is about research and evaluation of possibility for utilization of energy potential of incoming natural gas in gas regulatory station inside Lukoil Burgas (4,2 – 0.58 MPa). Receiving positive work is at the expense of processed energy fall in the process of expansion of working body (natural gas) inside the machine – turbo expander. This process is associated with a decrease of the gas temperature and crystal formation . This requires heating of the gas . The possible technological schemes of use are commented: Turbo expander installation with boiler and turbo expander installation with gas turbine. Specific conditions in gas separation station in Lukoil Burgas are considered . Specific issues have been raised: about ownership of the station, problems about realization of electrical and heat energy with including in the power grid. Economic analysis of such projects shows that the capital expenditure are between 1600 and 2200 USD/kW, depending on the technological scheme and the single power of installation.

The consumption of natural gas as a fuel in Lukoil Burgas is between 10 and 16 million normal cubic meters, depending on the month. Maximum month expenditure suggests turbo expander with capacity of 0,55 million normal cubic meters in twenty-four hours i.e. 4,78 kg/s as mass flow rate. The heat load for heating of this natural gas suggests using of technological scheme of turbo expander with boiler.

Using company software (HISIST) have been made preliminary engineering summaries. Results with technical and economical observation are applied in present work. The main constituents of capital expenditures , extra costs on electrically joining , operating costs and rental costs have been reported. The final conclusions determinate: technical realization of the project, economical expedience – payback period 8,8, years, administrative difficulties with the ownership of gas regulatory station.

Key words: turbo expander, gas regulatory station, turbo expander installation with boiler or gas turbine, economical advisability

СЪДЪРЖАНИЕ

Д.Кандаров, К.Костов, Ч.Николов, П.Цанков Анализ на възможностите за оползотворяване на отпадна топлина от колона К-101 на вакуумна дестилация и термичен крекинг в колона К-104 на централна газо-фракционираща инсталация в „Лукойл нефтохим Бургас“ АД.....	3
Ч.Николов, П.Цанков, К.Костов, В.Гавраилов Относно възможностите за внедряване на турбодетандерна инсталация в ГРС на Лукойл нефтохим Бургас.....	8
К.Орманджиев Изследване на електрохидравлична следяща система с размито управление.....	13
И.Драганов, Д.Господинов, Р.Радев Числено моделиране на охлаждането на медна сфера.....	18
А.Митов, И.Ангелов, Й.Кралев Проучване и анализ на съществуващи схемни решения на електрохидравличен управляващ модул за цифрово управление на хидравлични кормилни устройства.....	24
T.Petrova Fields of use of a stirling engine and its modeling in the context of renewable energy sources.....	30
И. Иванов Експериментално изследване на скоростно поле във физически модел на животновъден обект.....	35
Р.Янков Влияние на напречните пулсации в скоростното поле върху напречното движение на твърда частица в граничния слой на равнинно хоризонтално течение с умерена турбулентност.....	40
И.Николаев, Г.Попов, К.Тужаров Моделиране обемния К.П.Д. на пластинкови помпи при работа с нисковискозни течности.....	46
Н.Кръстев, П.Костов Възможности за управление на процеса горене в ограничена инжектирана завъртяна струя.....	52
Б.Миленков, Н.Катранджиев, Д. Христовоз Проектиране на система за събиране, архивиране и обработване на разходите за енергоносители.....	58
Г.Попов, У.Мхана Влияние на вискозитета върху енергетичните характеристики на зъбни помпи с несиметрични зъбни профили.....	63
П.Томов, М.Николова Неизотермичен модел на маслен резервоар с променлива маса - процес „охлаждане“.....	68
Н. Новаков, Г.Попов Определяне коефициента на полезно действие на регулируеми електрозадвижвания на помпени агрегати.....	73
Т.Мунис, К.Йорданов, П.Златева Значение на степента на запълване с топлоносител, видът на топлоносителя и ъгълът на наклона за топлопредаването на дълъг наклонен гладкостенен термосифон от медна тръба O16x1 И L=1,600M.....	78