УДК 620.91: 665.6

О.Є. МАЛЯРЕНКО, *канд. техн. наук (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ),*
Л.О. КЄСОВА, *доктор техн. наук (Національний Технічний Університет України "Київський політехнічний інститут")*

ПРОГРЕСИВНІ ТЕХНОЛОГІЇ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НАФТОПЕРЕРОБНИХ ПІДПРИЄМСТВ І ОЦІНКА ЇХ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

Розглянуто джерела надходження і параметри технологічної та енергетичної пари, вторинних енергетичних ресурсів, можливі напрями їх використання для заміщення теплопостачання від ТЕЦ і котельних. Виділено заходи, що дозволять знизити споживання теплоенергії в нафтопереробній промисловості, шляхи додаткового виробництва електроенергії при зниженні теплової потужності промислової ТЕЦ.

Нафтопереробні підприємства є значними споживачами пари різних параметрів. За споживанням теплоенергії, в 1990 р. нафтопереробна промисловість посідала третє місце в промисловому секторі економіки України, в 2004 р. – сьоме (табл. 1) [1].

Системи теплопостачання промислових підприємств використовують два типи теплоносіїв: для технологічних потреб – пару, для санітарно-технічних – воду (опалення, гаряче водопостачання). Режими теплоспоживання сучасних промислових підприємств протягом доби та року є неоднаковими, тому їх розподіляють на три групи:

– перша: а) число годин використання максимуму теплового навантаження становить n = 4000...4700 год/рік; б) відношення середньодобового навантаження до максимального добового за рік відповідає K = 0,57...0,68;

– друга: а) n = 5000...6000 год/рік; б) K = 0,6...0,76;

– третя: а) n = 6000 год/рік; б) K = 0,76.

До першої групи належать легка промисловість і машинобудування, де переважають процеси з низькою теплоємністю та санітарно-технічне споживання теплоти; до другої – хімічна галузь та галузі, які відзначаються значною теплоємністю; до третьої – нафтопереробна промисловість і галузі з рівномірним річним графіком теплоспоживання, де технологічне навантаження перевищує 90% [2].

Теплопостачання нафтопереробних заводів (НПЗ) здійснюється централізовано від ТЕЦ або промислових котелень (табл. 2), незначна частка пари виробляється в утилізаційних установках.

Як видно з таблиці 2, майже 99% спожитої теплоенергії використовується на виробниче споживання, решта – на комунально-побутове. З аналі-

Таблиця 1. Структура споживання теплоенергії на технологічні потреби в галузях промисловості, %

Роки	Хімічна та нафтохімічна	Машинобудівна	Нафтопереробна	Харчова	Целюлозно-паперова	Вугільна	Легка	Чорна металургія	Кольорова металургія	Будівельних матеріалів
1990	20,2	15,5	12,4	10,0	9,0	7,6	7,2	6,3	5,9	5,9
2004	22,7	9,3	4,7	21,3	2,0	13,4	3,8	14,5	5,7	2,6

Таблиця 2. Споживання і джерела надходження теплоенергії на НПЗ [1]

Споживання теплоенергії, тис. Гкал /тис. ГДж	2000 р.	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.
Споживання теплоенергії – всього	2554,6 10703,8	3029,4 12693,2	3526,9 14777,7	3686,6 15446,8	3607,1 15113,7
– виробниче споживання	2549,1 10680,7	3026,1 12679,3	3521,5 14755,1	3683,8 15435,1	3599,1 15080,2
– комунально-побутове споживання	5,5 23	3,3 13,8	5,4 22,6	2,7 11,3	8,0 33,5
Джерела надходження теплоенергії					
– від власних ТЕЦ	1509,1 6323,1	1643,2 6885,0	1787,8 7490,9	1921,2 8049,8	1796,5 7527,3
– від власних котельних установок	275,1 1152,7	347,3 1455,2	373,0 1562,9	335,0 1403,6	322,6 1351,7
– від утилізаційних установок	239,4 1003,1	554,0 2321,3	745,3 3122,8	789,8 3309,3	766,9 3213,3
– % від загального споживання	9,4	18,3	21,1	21,4	21,3
– від сторонніх підприємств і організацій	2352,2 9855,7	1301,5 5453,3	1079,7 4523,9	878,3 3680,1	938,4 3932,0
– % від загального споживання	92	43	30,6	23,8	26

зу джерел надходження теплоенергії на НПЗ за період 2000-2004 рр. видно:

– позитивну тенденцію зниження відсотку надходження теплоенергії від сторонніх підприємств і організацій з 92% до 23,8-26%;

– збільшення частки теплоенергії власного виробництва, що зумовлює незалежність підприємств у постачанні енергоносіїв;

– збільшення з 9,4 до 21,4% (у 2,3 разу) виробництва теплоенергії шляхом використання вторинних енергоресурсів у теплоутилізаційних установках.

На зарубіжних НПЗ відсоток виробництва теплоенергії за рахунок використання теплових вторинних енергоресурсів (ВЕР) становить 70% [3]. Можливості використання ВЕР необхідно враховувати при вирішенні задачі раціонального теплопостачання промислових підприємств, оскільки економічність ТЕЦ значно впливає на ефективність роботи всього заводу.

Споживання технологічної пари на НПЗ. У більшості технологічних процесів нафтоперероб-ки водяна пара застосовується як енергетичний агент для підтримки потрібної температури в реакційних та масообмінних апаратах, підігріву нафтопродуктів, проведення технологічних процесів (здебільшого в процесах фракціонування та відпарювання продуктів) та як компонент сировини (парова конверсія вуглеводнів) і розріджувач (термічний піроліз). Залежно від характеру технологічного процесу і температурного режиму застосовується пара тиском 0,3-3,0 МПа за температури від стану насиченості до 400°С.

Питомі витрати пари в основних технологічних процесах нафтопереробки наведено в табл. 3, з якої видно, що найбільш теплоємними процесами є каталітичний риформінг, каталітичний крекінг, деасфальтизація гудронів, гідроочищення олив, виробництво бітуму, газофракціонування [3, 4]. Зниження питомих витрат теплоенергії в цих процесах можливо досягти двома напрямами: по-перше, модернізацією та реконструкцією установок шляхом їх повної або часткової заміни на більш сучасні та менш енерговитратні установки; по-друге, зниженням втрат тепла завдяки виходу обладнання на номінальний режим роботи.

Перший напрям потребує значних інвестицій, але може забезпечити суттєву економію в процесах шляхом використання пари, яка вироблятиметься при утилізації теплових ВЕР. Другий напрям може

Таблиця 3. Витрати пари в основних вітчизняних технологічних установках

Технологічні процеси, тип установки (потужність)	Витрати пари, тис. т / рік	Питомі витрати пари, Мкал/т (МДж/т)
Первинна переробка		
АТ-3 (3 млн. т /рік) АТ-6 (6 млн. т /рік)	64,7 217,0	12,9 (54,0) 21,7 (90,9)
ЕЛОУ-АВТ (2 млн. т /рік)	486,2	19,6 (82,1)
АВТ-8 (8 млн. т /рік із вторинною перегонкою за паливною схемою)	2090,2	28,5 (119,4)
Крекінг і деструктивна перегонка		
Каталітичний крекінг із каталізатором у зваженому шарі, Г-43-107 (2 млн. т/рік)	Власне виробництво пари	119,3-179,0 (499,9-750,0)
Комбіновані установки переробки нафти: ГК-3 (3 млн. т/рік) ЛК-6у (6 млн. т/рік)	 277,2 277,2	 55,4 (232,1) 20,4-40,8 (85,5-170,9)
Каталітичний риформінг з попереднім гідроочищенням сировини: Л-35-11/300 (300 тис. т/рік) Л-35-11/600 (600 тис. т/рік) Л-35-11/1000 (1 млн. т/рік)	 Власне виробництво пари	 10,0 (41,9) 17,6 (73,9) 214,8-238,7 (900-1000)
Очищення палив та олив		
Гідроочищення дизельних палив: ЛЧ-24/7-600 (600 тис. т/рік) Л-24-1500 (1,5 млн. т/рік) ЛЧ-24-2000 (2 млн. т/рік)	 Власне виробництво пари	 36,0 (150,8) 26,9 (112,7) 21,0 (88,0)
Деасфальтизація гудронів: тип 36-4 (500 тис. т/рік)	69,2	814,8 (3414,0)
Гідроочищення олив: тип Г-24 (360 тис. т/рік)	36,25	411,0 (1722,1)
Інші процеси		
Виробництво бітуму: тип 19-6 (250 тис. т/рік)	5,5	150,8 (631,8)
Газофракціонування: ГФУ-1 (400 тис. т/рік) Г-45 (500 тис. т/рік)	 401,75 80,76	 600,2 (2514,8) 101,2 (424,0)

розглядатись як тимчасовий на найближчі 5-7 років. Для вибору напряму зниження споживання теплоенергії аналізують тепловий чи ексергетичний баланс установки. Так, у [5] представлено укрупнені теплові баланси основних технологічних процесів нафтопереробки, з яких видно, що в процесах первинної переробки, каталітичного риформінгу та гідроочищення корисно витрачається 20-30% тепла, а решту становлять втрати, найбільшою часткою яких є втрата з охолоджуючим теплоносієм (до 50-60%). Тому вигідніше не охолоджувати отримані продукти, а підтримувати їх температуру до рівня, який потрібен для наступного процесу [6].

Аналіз ексергетичного балансу установки первинної переробки нафти ЕЛОУ-АТ-3 дозволив визначити, що із 100% підведеної енергії корисно використовується 17,8%, а решту становлять втрати тепла з димовими газами, відпрацьованою парою, нагрітими нафтопродуктами, що відходять у довкілля [7, 8]. На сьогодні цей енергетичний потенціал використовується лише на 52-55%.

На більшості НПЗ України питомі витрати пари перевищують номінальні показники, що пов'язано з використанням технічно застарілого обладнання, низьким коефіцієнтом завантаження технологічного обладнання з переробки сировини (відносно проектного обсягу переробки), що впливає на збільшення питомих витрат теплоенергії [1, 7, 8].

Графічно залежність питомих витрат теплоенергії на переробку нафти від обсягів завантаження виробничого обладнання представлено на рис. 1.

Споживання енергетичної пари на НПЗ. На заводських ТЕЦ водяна пара використовується для виробництва електроенергії, а також для паротурбінного приводу компресорів та іншого обладнання. В таблиці 4 наведено основних споживачів енергетичної пари на НПЗ [3].

Вибір типу приводу для компресорів, повітродувок, насосів та інших машин (паровий чи електричний) визначається залежно від потужності агрегатів. На агрегатах потужністю 20-30 МВт корисним є використання парових або газових турбін для безпосереднього виробництва механічної енергії та утилізації вихлопу газової турбіни для виробництва пари. При турбінному приводі з енергосистеми випадає ланцюг: електрогенератор – трансформатор – лінія передач – електродвигун. За потужності понад 30 МВт ККД двигуна при газотурбінному приводі зростає приблизно на 20% при зменшенні капітальних витрат. Для агрегатів малих потужностей (до 10 МВт) паровий привід стає неекономічним, тому його необхідно замінити на електричний.

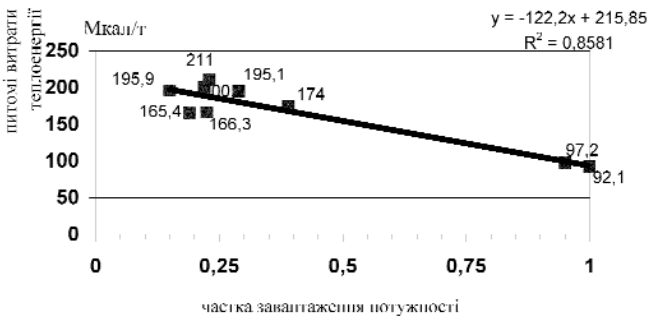

Рис. 1. Функціональна залежність питомих витрат теплоенергії у 1991-2004 рр. на переробку нафти від завантаження виробничих потужностей відносно встановленої у 1990 р. – 59 млн. т.

За наявності споживача пари низького тиску в більшості випадків найбільш економічним двигуном є парова турбіна з протитиском. За малої та середньої потужності конденсаційна турбіна поступається економічністю електродвигуну [4]. У праці [9] рекомендується застосовувати подвійний привід: конденсаційна турбіна – електродвигун. У цьому випадку турбіна працює, коли є надлишки пари, а недостатню потужність дає електродвигун.

Джерела теплопостачання на НПЗ. Теплоенергія на українські НПЗ надходить із різних джерел [10, 11]:

– ВАТ "Укртатнафта" – від міської ТЕЦ;

– ВАТ "Херсоннафтопереробка" – від власної промислової ТЕЦ із паровими котлами БКЗ-75 (3 шт.) і ТС-35 (2 шт.), та котельну з паровими котлами ДЕ-25 (4 шт.). Загальна теплова потуж-

Таблиця 4. Основні споживачі енергетичної пари на НПЗ

Технологічні споживачі водяної пари	Призначення водяної пари	Тиск насиченої водяної пари, МПа
Прямодіючий поршневий насос без розширення пари	силовий агент	0,6-1,0
Насоси з подвійним розширенням	силовий агент	1,0-1,2
Парові машини (з приводом до насосів через редуктор)	силовий агент	0,6-1,2
Парові турбіни з протитиском або конденсацією	силовий агент	1,0-1,2
Пароежекторні насоси	забезпечення вакууму	1,0-1,2
Предвключені пароежекторні насоси	забезпечення вакууму	1,0-1,2
Пароперегрівачі (нагрів до 300-500^{o}C)	перегрів пари	0,3-0,6

ність парових котлів становить 294 Гкал/год. В енергетичних котлах як паливо використовується нафтозаводський газ і мазут;

– ВАТ "Лукойл – Одеський НПЗ" – від промислової котельні тепловою потужністю 76,5 Гкал/год та бойлерної установки – 15 Гкал/год. У котельній працюють парові котли ДКВР-20-13-250 (3 шт.) та ДЕ-25-14-250 (2 шт.). Види палива: газ нафтопереробки і мазут. За результатами звіту Одеської обласної інспекції з енергозбереження, у 2000 р. виявлено невідповідність показників роботи окремих котлів їх паспортним даним. Так, на котлі ДЕ-25-14-250 (працює на мазуті) фактична паропродуктивність становила 13,1 т/год, фактичне повернення конденсату – 17 %, температура пари – 205°С, тиск пари на виході з котлоагрегату – 12,8 ата; коефіцієнт надлишку повітря – α = 2,06; сумарні втрати тепла – 10,64%; фактичний ККД – 89,36% (паспортний – 90,89%), втрати мазуту по котлоагрегату – 15,3 кг/год. На котлі ДКВР 20-13-250 (працює на мазуті та газі) фактична температура пари – 220°С, фактичне повернення конденсату – 17%, тиск пари на виході з котлоагрегату – 12,8 ата, коефіцієнт надлишку повітря – α =1,66; сумарні втрати тепла – 10,92%; фактичний ККД – 89,08% (паспортний – 89,9%), втрати палива по котлоагрегату – 10,8 кг/год. Інспекцією рекомендовано провести режимну наладку п'яти парових котлів, що може дати економію 3225 т у.п.

– ВАТ "Нафтохімік Прикарпаття" – від ТЕЦ із паровими котлами типу БГ-35/39 (7 шт.) загальною тепловою потужністю 247 Гкал/год. Використовують як паливо мазут, природний і нафтозаводський газ;

– ВАТ "Линос" – від ТЕЦ встановленої теплової потужності 429 Гкал/год, максимальне навантаження теплової потужності 169 Гкал/год. Використовують як паливо мазут, природний і нафтозаводський газ;

– АТ "НПК – Галичина" – від ТЕЦ, встановлена теплова потужність якої 122 Гкал/год. Як паливо використовують природний газ, крекінг-газ, мазут та інші важкі залишки виробництва.

До основних недоліків експлуатації систем паропостачання нафтопереробних підприємств слід віднести: роботу котлів на понижених проти номінальних тисках; зниження якості водопідготовки завдяки погіршенню її технологічного процесу та якості аналізу проб води; недостатню увагу до питань оптимізації паропостачання та впорядкування графіків споживання теплоти; наявність значних втрат пари та конденсату; недостатнє використання можливостей регенерації теплоти та пари вторинного скипання.

Виробництво пари та гарячої води шляхом використання вторинних теплових енергоресурсів. Для отримання пари різного тиску та гарячої води на технологічних установках первинної переробки нафти, каталітичного крекінгу, коксування та інших процесів переробки нафти широко використовуються вторинні теплові енергетичні ресурси. Для цього встановлюють котли-утилізатори та теплообмінні апарати. Додаткове виробництво пари і тепла враховується в загальному балансі заводу, що вимагає зниження теплової потужності ТЕЦ. При розгляді варіантів теплопостачання при використанні вторинних енергоресурсів необхідно враховувати кількість і параметри пари, що може бути вироблена. Максимально можливу кількість пари потрібно виробляти в утилізаційних установках після вичерпання всіх можливостей регенерації тепла безпосередньо на технологічних установках. У табл. 5 наведено технологічні установки, на яких забезпечено виробництво пари та гарячої води шляхом утилізації вторинних теплових енергетичних ресурсів – високопотенційного скидного тепла.

Таблиця 5. Виробництво пари та гарячої води на технологічних установках шляхом утилізації вторинних теплових енергоресурсів [3]

Установки і процеси	Пара тиском 1,0-1,2 МПа		Пара тиском 0,3 МПа		Гаряча вода t = 130-150°С		Конденсат	
	т/год	тис. т/рік	т/год	тис. т/рік	ГДж/год	тис. ГДж/рік	т/год	тис. т/рік
Електрознесолення (ЕЛОУ)	–	–	1,9	14,1	–	–	21,3	161,9
Первинна переробка (АТ-3)	9,23	72	0,025	0,195	5,54	43,16	–	–
Первинна переробка (АТ-6)	–	–	–	–	190,23	1666,4	–	–
Первинна переробка (АВТ-6)	30,4	237	0,24	1,87	154,61	1206,7	2,8	22,1
Каталітичний риформінг при 2 МПа (тип 35-6)	19	138,4	4,1	30,2	–	–	51,8	378
Газофракціонування (ГФУ)	–	–	5,45	41,2	–	–	44,3	332,2
Деасфальтизація та селективне очищення гудрону (Г-36-37)	6,52	50,1	0,52	3,9	–	–	4,86	36,2

На нафтопереробних заводах тепло відхідних газів використовують для виробництва пари середніх параметрів у котлі-утилізаторі. Перспективним напрямом ефективного використання палива є комбінування ГТУ і технологічних печей.

Прогресивні технології в системах теплопостачання нафтопереробних підприємств і оцінка їх енергоефективності. Економія енергоресурсів і виробництво пари та гарячої води шляхом утилізації енергії ВЕР приведе до зниження рівнів споживання теплоенергії від ТЕЦ та котельних на 25-30%, наслідком чого стане неможливість виробляти проектну електричну потужність. Це знизить надійність електропостачання заводу, оскільки потреба в електричній енергії при поглибленні переробки нафти зростає. Крім того, витрати палива на одиницю виробленої електроенергії та теплоенергії на вітчизняних НПЗ значно перевищують аналогічні показники у розвинених країнах світу [12].

Серед різноманітних способів виробництва електричної та теплової енергії все більшого поширення набувають децентралізовані когенераційні установки – міні-ТЕЦ і блок-ТЕЦ. Вони не потребують значних інвестицій, мають невеликі терміни введення в дію та окупності, зменшують техногенне навантаження на довкілля і є гарантією від аварійних відключень, які неминучі через зношеність енергоустаткування в системах централізованого енергопостачання. Впровадження принципу когенерації шляхом комбінування парових та водогрійних котлів і котлів-утилізаторів (КУ) з паротурбінними, газотурбінними або газопоршневими установками забезпечує сумісне виробництво теплової і електричної енергії з високим ККД та низькими витратами палива на одиницю енергетичної продукції завдяки послідовному використанню термодинамічного потенціалу робочого тіла [12-14].

Існують різні способи створення малих промислових ТЕЦ на базі парових котелень. Найбільш простим з них є встановлення парових турбін з протитиском потужністю 0,5-3,0 МВт в існуючих будівлях або прибудова поблизу котельні. Цей процес можливий майже в будь-якій котельні, тим паче, що в даний час виготовляються турбіни з протитиском на низький початковий тиск пари 1,3 МПа з витратами 10 т пари/год і вище. Виробництво електроенергії на таких міні-ТЕЦ повинно здійснюватися в парових котельних – на турбінах з протитиском, в водогрійних котельних – на газових турбінах або дизель-генераторах з повним використанням тепла відпрацьованих газів у топках котлів або винесених поверхнях нагріву. Питомі витрати палива на міні-ТЕЦ вдвічі нижчі, ніж на крупних ТЕС, знижуються і викиди шкідливих речовин в атмосферу.

Для агрегатів із тепловою потужністю 10-20 МВт для приводу електрогенератора краще використовувати газопоршневий двигун, що працює за утилізаційною схемою. Перевагою цього циклу є відсутність паливного компресору, тому що робочий тиск газопоршневого двигуна становить 0,05-0,5 МПа, тоді як у ГТД – 2-2,5 МПа.

За теплових потужностей понад 20-30 МВт кращим є привід електрогенератора від ГТУ [13]. Міні-ТЕЦ з газотурбінними установками (ГТУ) дозволяють використовувати парові котли з будь-яким паливом, при цьому котел може постійно працювати з номінальною потужністю і виробляти електроенергію за місцем її споживання, що мінімізує втрати в лініях електропередач [13-14].

Для утилізації теплових потоків відхідних газів за водонагрівальними і енергетичними котлами заводських котелень замість традиційних повітро- або водонагрівачів можуть бути впроваджені сучасні теплоутилізатори на основі теплових труб, що виробляються науково-виробничим підприємством "Рикс" (м. Київ). Найбільш ефективно теплоутилізатори зарекомендували себе в діапазоні температур 100-350°С. Вони сприяють підвищенню енергоефективності устаткування на 5-10%, знижують кількість шкідливих викидів і теплове забруднення довкілля, є малогабаритними. Для промислових котелень забезпечується повернення і використання 30-60% теплової енергії, що розсіюється в довкілля.

На Одеському НПЗ (фірма "Лукойл") передбачалося до 2005 року для модернізації енергопостачання заводу добудувати заводську котельню газотурбінною установкою. Таке впровадження, за оцінкою енергетичної служби "Лукойлу", дозволило б заощадити 12 тис. т у.п. на виробництво енергоносіїв порівняно з роздільним виробництвом теплової енергії в котельні та купівлі електроенергії з міських електромереж (проект поки що не здійснився).

Таким чином, модернізація котельних і промислових ТЕЦ дозволить вирішити такі важливі задачі:

– підвищення надійності електропостачання промислових підприємств та відпуску тепла;

– зниження витрат на отримання електроенергії;

– підвищення прибутковості виробленої продукції;

– зниження рівнів шкідливих викидів у довкілля.

При зниженні теплових відборів від ТЕЦ для забезпечення потрібного обсягу електроспоживання на підприємствах необхідно забезпечити власне виробництво електроенергії: впроваджувати утилізаційні установки, що дозволяють виробляти додаткову електроенергію, наприклад, шляхом надбудови печей та реакторів технологічних установок ГТУ та КУ для більш повного використання енергетичного потенціалу відхідних газів. Ще одним із варіантів додаткового виробництва електроенергії є впровадження на газорозподільних пунктах заводів (ГРП) турбодетандерів (ВЕР надлишкового тиску). Такі схеми доцільні на НПЗ, які купляють природний газ (Лисичанський, Надвірнянський).

Фірмою Shell було розроблено схему енерготехнологічного комбінування, що включає ГТУ, яку встановлено паралельно або послідовно до існуючої трубчастої печі нагрівання нафти, яка дозволяє використати теплоту скидних газів ГТУ в печі [15]. Паралельне включення вважається переважним, оскільки воно дозволяє збільшити надлишкову потужність системи. Частіше за все теплоутилізаційний апарат розраховують на навантаження, яке дорівнює 50 або 100% від проектного навантаження трубчастої печі.

Для типового НПЗ (потужність з переробки нафти – 20700 м^3/добу) трубчаста піч (АТ) має теплову потужність 95 МВт. НПЗ такої потужності споживає в годину майже 45 МВт електроенергії, 190 т пари, 450 МВт теплоенергії палива. Коефіцієнт використання календарного часу – 95%. Приймають, що ТЕЦ заводу працює на природному газі, ціна 1 м^3 якого становить 0,124 євро. Парові котли мають ККД 90%, електроенергія виробляється у комбінованому циклі з ККД 54%. Ціна 1 МВт·год електроенергії – 35 євро. Трубчаста піч НПЗ споживає в годину сумарно 450 МВт теплової енергії важкого котельного палива вартістю 120 євро/т та має ККД 85%. Ціни пари: 10 МПа – 12,68 євро/т, 3,4 МПа – 10,85 євро/т, 0,4 МПа – 8,03 євро/т. Якщо 50% теплового навантаження трубчастої печі передати на рекуперацій ний парогенератор, що підключений паралельно до неї, то він повинен працювати у блоці з газовою турбіною потужністю N_e=70 МВт. Апарат вироблятиме 57 т/год пари під тиском Р = 3,4 МПа та 17 т/год пари під Р = 0,4 МПа. Річна економія енергоресурсів від його роботи сягатиме 7,4 млн. євро. Капітальні вкладення в енергоблок становлять 37,7 млн. євро, окупність проекту – 5,1 років [15]. При цьому зменшуються викиди газів, що зумовлено як загальною економією енергоресурсів, так і частковою заміною важкого котельного палива природним газом.

Такий проект впроваджено в 1991 році на НПЗ S/F Dansk Shell у м. Фредерісте (Данія), але в ньому теплота, яка не використовується для підігріву нафти, витрачається на теплопостачання житлового району. В Україні когенераційну схему для печей установки первинної переробки нафти ЕЛОУ-АВТ-8 Лисичанського НПЗ було запропоновано українськими вченими А.В. Степановим та М.І. Сульжиком [16].

Ефективним напрямом енерготехнологічного комбінування є рекуперація потенційної енергії відхідних газів для вироблення електроенергії в газовій турбіні. Проект утилізації для установки каталітичного крекінгу типу Г-43-107 (Лисичанський НПЗ), що переробляє 2,0 млн. т/рік вакуумного газойлю та споживає 198 млн. кВт·год/рік електроенергії, розроблено в Термодинамічному центрі Мінпаливоенерго України [17]. Утилізаційний агрегат може забезпечити додаткове виробництво електроенергії на рівні 70 млн. кВт·год/рік, що дозволить заощадити до 35% від електроенергії спожитої установкою.

Важливим напрямом додаткового виробництва електроенергії для нафтопереробної промисловості є використання низькопотенційного тепла. Одним із напрямів такої утилізації є будівництво електростанцій (ЕС) на низькокиплячих робочих тілах (НРТ): фреонах, ізобутані, пентані тощо, оскільки ці НРТ є продуктами даного виробництва. Подібні ЕС працюють у 17-ти країнах світу (Японії, Філіппінах, США, Германії, Австрії, Китаї, Новій Зеландії та ін.). У 2004 р. сумарна встановлена потужність ЕС на НРТ становила понад 750 МВт при загальній кількості станцій більше ніж 50. Одинична потужність енергоблоків знаходиться в діапазоні 0,2-6,5 МВт. Найбільшу потужність – 125 МВт має ГеоЕС з НРТ на Філіппінах.

Дуже актуальним напрямом розвитку ЕС з НРТ є використання скидного тепла промислових виробництв [18]. До речі, вихід низькотемпературних ВЕР у нафтопереробній промисловості України нами оцінюється у 2880 тис. ГДж/ рік, що теоретично становить 19-27% від теплоспоживання шістьма нафтопереробними заводами за рік, але низька температура не дозволяє повністю їх використовувати.

Іншим варіантом додаткового виробництва електроенергії на НПЗ є утилізація низькопотенційного тепла продуктових потоків, що відводять із ректифікаційної колони. Так, у патенті [19] запропоновано тепло продуктового потоку з температурою до 120^{o}С (наприклад, пародистилятної

фракції бензину) використовувати для нагрівання проміжного теплоносія (фреону, пентану та ін.), який має низьку температуру кипіння (для пентану $t_{кип}$ = 36,074 °С при 0,1 МПа), а пари його використовувати для приводу ГТУ потужністю 1 МВт. За нашою оцінкою, економія електроенергії від заводської електромережі становитиме 8760 МВт·год/рік, або 36% від спожитої.

На українських НПЗ, в енергогосподарствах яких експлуатуються парові котли, можливо додаткове виробництво електроенергії за умови заміни редукційних або редукційно-охолоджувальних установок на парові турбіни з протитиском потужністю 0,5-3 МВт.

Важливим напрямом економії теплоенергії є впровадження в системі рекуперації тепла сучасних теплообмінних апаратів, які дозволяють найбільш повно використовувати тепло нагрітих потоків. Найвідомішими у світі виробниками теплообмінної апаратури для нафтопереробної, нафтохімічної та хімічної галузі є апарати фірми Alfa Laval, Покінокс, SWEP, а також термосифони і теплові труби. Теплоутилізатори на теплових трубах можливо застосовувати для утилізації хвостових потоків відхідних газів котельних і промислових ТЕЦ.

Значні втрати пари на НПЗ спостерігаються в конденсатовідвідниках. Важливим чинником для задовільної роботи конденсатовідвідників є правильний вибір його типу та розміру. Сучасні термодинамічні конденсатовідвідники випускають з величиною пролітної пари не більше 1% від загального пропуску конденсату. Заміщення ними застарілих конденсаційних горщиків дало б економію до 167 600 МДж /рік на кожен прилад [4].

Таким чином, теплопостачання нафтопереробних підприємств має забезпечуватися шляхом створення енерготехнологічних комплексів. При виборі напряму реконструкції технологічного обладнання вітчизняних нафтопереробних заводів необхідно розглядати комплексно енергогенеруючі та енергоспоживаючі установки. Це особливо важливо при обґрунтуванні схеми утилізації вторинних енергоресурсів, тому що зниження відбору тепла від ТЕЦ негативно позначається на техніко-економічних показниках теплоелектроцентралі.

1. Форми статистичної звітності 11-МТП за 1990–2004 рр.

2. Цветков В.В. Организация пароснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1980. – 208 с.

3. Багиров И.Т., Кардаш И.М. Снижение энергозатрат на нефтеперерабатывающих заводах . – М.: Химия, 1972. – 143 с.

4. Степанов А.В., Сульжик Н.И., Горюнов В.С. Рациональное использование сырьевых и энергетических ресурсов при переработке углеводородов. – К.: Техника, 1989. – 160 с.

5. Справочно-информационный материал по выходу ВЭР в энергоёмких отраслях промышленности // ГР № 81094138, арх. № 5Н12Э20. – Л.: ГНИИП, ВНИПИЭнергопром. – 1981. – С.107–134.

6. Пути ресурсосбережения: нефтеперерабатывающая промышленность // ЕСТА. – 2002. – № 12(36). – С.42–44.

7. Маляренко Е.Е. Методы энергетической эффективности для определения потенциала энергосбережения и прогнозирования энергопотребления в нефтепереработке. Диссертация на соискание степени кандидата технических наук – К., 2005. – 225 с.

8. Маляренко О.Є. Методи оцінювання енергетичної ефективності для визначення потенціалу енергозбереження та прогнозування енергоспоживання в процесах нафтопереробки. Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. – К., 2005. – 20 с.

9. Гвидсп Т.С. Экономия на НПЗ в 80-х годах // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1982. – №5. – С. 137–140.

10. Форми статистичної звітності 6-ТП за 2000–2001 рр.

11. Форми статистичної звітності 1-ТЕП за 2000–2001 рр.

12. Чепурний М.М., Ткаченко С.Й., Чужинський В.В., Медведева А.В. Газопарові установки на базі промислових котелень // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2005. – №3. – С. 39–42.

13. Соболь И.Д. ТЭЦ малой мощности на базе котельных предприятий. – К.: Майстерня, 1996. – 56 с.

14. Булат А.Ф., Чемерис И.Ф., Перепелица В.Г., Подтуркин Д.Т. Когенерационные технологии – прогрессивный путь решения проблем энергопотребления в промышленных регионах Украины // ЭСТА. – 2002. – №2. – С. 44–46.

15. Сенджанс Дж., Гоудаппел Э. Прямая рекуперация тепла на установках с когенерацией позволяет уменьшить энергозатраты и газовые выбросы // Нефтегазовые технологии. – 2005. – №1. – С. 70–71.

16. Сульжик Н.И., Степанов А.В. Ресурсосбережение в нефтехимических производствах. – К.: Нора-принт, 2000. – 340 с.

17. Дрегуляс Э.К., Ставцев А.Ф. Энергоагрегат для утилизации тепловой энергии дымовых газов из регенератора установок каталитического крекинга с целью получения электрической энергии // Збірник доповідей X Ювілейної Міжнародної конференції "Ресурсоенергозбереження у ринкових відносинах". – К., 2003. – С. 53–56.

18. Сапожников М.Б., Тимошенко Н.И. Электрические станции на низкокипящих рабочих телах // Теплоэнергетика. – 2005. – №3. – С. 73–77.

19. Патент РФ №2081146 Рабочее вещество для турбогенератора-утилизатора тепла. Термодинамический центр Госкомнефтегаза Украины. Заявка №94018328. Зарегистр. 10.06.97.