

УДК 665.65

Ковецкий В.М., Ковецкая М.М., Лаврик В.М.

Институт технической теплофизики НАН Украины

ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВНУТРЕННИХ ТОПЛИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

Визначено енергетичний потенціал вторинних паливних джерел нафтопереробки, розглянуто можливості його використання для забезпечення власних потреб НПЗ і вироблення електроенергії для передачі в енергосистему.

Определен энергетический потенциал вторичных топливных источников нефтепереработки, рассмотрены возможности его использования для обеспечения собственных нужд НПЗ и выработки электроэнергии для передачи в энергосистему.

The power budget of secondary fuel sources of petroleum refining industry is obtained, possibilities its using for ensuring own needs sources of petroleum refineries and generation of electrical energy for transmission to the power system are considered.

Q – энергетический потенциал;

ГТД – газотурбинный двигатель;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ТЭС – теплоэлектростанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.

В настоящее время нефтеперерабатывающая промышленность Украины находится в состоянии перестройки, связанной с модернизацией технологических установок, направленной на повышение глубины переработки нефти с целью экономии энергоресурсов. Глубина переработки нефти на украинских НПЗ в среднем составляет 63 %, на лучших зарубежных заводах – 90 %. Переработка каждой тонны сырой нефти при полной загрузке нефтеперерабатывающего завода требует от 5 до 12 % нефти на собственные нужды [1]. Это количество нефти определяется ее физико-химическими характеристиками, видами основной продукции НПЗ (топливо, масло и др.), количеством и характером основных технологических процессов, техническим совершенством оборудования и рядом других факторов.

На НПЗ топливного профиля производства нефть для собственных нужд расходуется в количестве 65...75 % в технологических процессах нефтепереработки, 20...30 % – для производства тепловой энергии (пар, горячая вода) и 3...6 % – для выработки электроэнергии. Это эквивалентно затратам энергии на технологические процессы 1361...3768 МДж/т, на производство тепловой и электрической энергии 523..1809 МДж/т (при теплоте сгорания нефти 41,87 МДж/кг). При топливно-масляном про-

филе производства на технологические процессы необходимо 53...55 % нефти, расходуемой на собственные нужды, на выработку тепловой энергии – 35...40 % и электроэнергии – 7...12 %, что эквивалентно затратам энергии на технологические процессы 1109...2763 МДж/т, на выработку тепловой и электрической энергии 879...2613 МДж/т. Независимо от профиля производства снижение загрузки НПЗ до 25 % от номинальной увеличивает удельный расход топлива на технологические процессы в 1,5 раза, на производство тепловой энергии – в 2 раза, электроэнергии – в 2,1 раза [2]. Для снижения расхода сырой нефти на собственные нужды нефтепереработки целесообразно использовать внутризаводские вторичные топливные источники:

- внутризаводской газ (смесь водорода, метана и этана), поступающий от основных технологических процессов нефтепереработки;
- факельный газ, состоящий из смеси углеводородов, соединений серы и других газообразных химических соединений, сбрасываемых при дебалансных и аварийных ситуациях;
- генераторный газ, получаемый из нефтяного кокса.

Внутризаводской газ

На нефтеперерабатывающих заводах во всех основных технологических процессах

присутствует разная по количеству газовая фаза продуктов разделения нефти. Газовая фаза представляет собой смесь водорода, легких и тяжелых углеводородов, газообразных сернистых соединений. Водород в смеси с метаном и этаном (заводской газ) используется как топливо, а также в процессах гидрогенизации. Сероводород и другие сернистые газообразные соединения нейтрализуются в промывных колоннах, освободившийся водород после осушки смешивается с заводским газом, а продукты промывки подаются на установки Клауса для получения элементарной серы. В табл. 1 пред-

ставлены характеристики заводского газа, получаемого в каждой из семи технологий переработки нефти [3].

Наименьший энергетический потенциал заводского газа – в технологии первичной переработки нефти, наибольший – в каталитическом риформинге. При использовании на НПЗ всех семи технологических процессов нефтепереработки возможно получение от 10,5 до 17,5 %/т (273...472 нм³/т) заводского газа со средней массовой теплотой сгорания 28,07...31,76 МДж/нм³. Наименьшая теплота сгорания этих газов отмечается при гидрокрекинге,

Табл. 1

Показатели	Технологические процессы нефтепереработки							Всего по семи технологиям
	первичная перегонка	каталитический риформинг	гидроочистка дизтоплива	гидрокрекинг	термический крекинг	коксование	каталитический крекинг газойля	
Газовая фаза, %/т	1,0...1,2	7...13	2...5	3...6	2...4	5...6	17	
Выход заводского газа, %/т (нм ³ /т)	0,04...0,061 (0,47...0,69)	2,8...5,2 (90,8...167,2)	0,7...2,6 (16,7...57,2)	0,91...2,7 (25,85...55,44)	0,60...1,21 (9,03...18,05)	1,82...2,19 (34,36...78,16)	3,57 (95,64)	10,44...17,53 (272,9...472,4)
Состав заводского газа, %/т								
Водород	–	6,0	{22...28}	{30...45}	0,2	0,5	2,0	
Метан	1,0	13,0			16,0	32,0	11,0	
Этан	3...4,1	21,0	13...24	–	14,0	4,0	8,0	
Низшая тепл. сгор., МДж/нм ³	49,7...52,02	21,83...32,68	27,3...26,49	5,0...33,91	39,69...39,77	32,45...17,12	20,44	
Энергетич. потенциал заводского газа, МДж/т	22,68...34,4	1982,5...5462,3	456,8...1514,5	129,2...1879,6	398,2...717,5	1114,9...1337,8	1954,4	6058,8...12898,4

наибольшая – при первичной переработке нефти.

Заводской газ низкого (0,03...0,1 МПа) и среднего (0,1...0,5 МПа) давления используется совместно с нефтью как топливо в нагревательных печах технологических процессов нефтепереработки. Газ высокого давления (0,5...0,6 МПа) в количестве около 30 % от общего объема заводских газов используется на ТЭЦ НПЗ для выработки электроэнергии, пара и горячей воды. Теплота пара разных давлений расходуется на снижение парциального давления углеводородов при их фракционировании и на обогрев продуктопроводов. Горячая вода от ТЭЦ используется на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Заводской газ удобно и целесообразно использовать для замещения топочного мазута на заводской ТЭЦ.

Проектные характеристики НПЗ Украины

Табл. 2

Наименование НПЗ	Установл. мощность млн.т/год	Количество технолог. процессов	Выход заводского газа, %/т (нм ³ /т)	Энергетический потенциал, МДж/т	Характер производств (остаточный продукт)
«Укртатнафта» г. Кременчуг	18,6	4	1,76...2,80 (204...321)	4417,2...8964,0	Топливо-масляный (битум)
«ЛИНОС» г. Лисичанск	16,0	4	1,76...2,80 (204...321)	4417,2...8964,0	Топливо-нефтехимич. (битум)
«Херсоннефтепереработка» г. Херсон	7,1	3	0,855...1,62 (51,5...136,0)	1594,8...2883,6	Топливный (битум)
НПЗ «Галичина» г. Дрогобыч	4,2	3	1,44...2,26 (187,0...263,5)	3960,0...7448,4	Топливный (битум)
«Лукойл – Одесский НПЗ» г. Одесса	3,5	2	0,37...1,33 (91,3...168,0)	2005,2...5493,6	Топливный (битум)
«Нефтехимик Прикарпатья» г. Надвирня	2,6	3	0,855...1,62 (125,7...246,0)	3121,2...6832,8	Топливный (парафин)

по мощности, количеству технологических процессов, профилю производства и характеру остаточного продукта приняты согласно данным работы [2]. Выход заводского газа и его энергетический потенциал для каждого технологического процесса украинских НПЗ рассчитаны по данным табл. 1. Их суммарные значения представлены в табл. 2.

Например на НПЗ «Галичина» при 100% загрузке сырой нефтью, для выработки электрической и тепловой энергии необходимо затратить энергии 523...1809 МДж/т. Использование 30 % энергетического потенциала НПЗ в виде заводского газа высокого давления (1188...2734 МДж/т) позволяет обеспечить выработку тепловой и электрической энергии. С уменьшением загрузки НПЗ энергетический потенциал заводского газа уменьшается, а затраты на выработку тепловой и электрической энергии на заводской ТЭЦ, оснащенной газомазутными

котлами с докритическими параметрами пара без промпрегрева и паротурбинными установками с промышленным и теплофикационным отборами пара, возрастают. На рис. 1 представлено изменение энергетического потенциала всего заводского газа (кривые 1, 2), газа высокого давления (кривые 3, 4) и энергетические затраты на производство тепловой и электрической энергии ТЭЦ (кривые 5, 6) в зависимости от загрузки НПЗ. Из рисунка видно, что при использовании энергетического потенциала всего заводского газа возможно снижение загрузки НПЗ до 34...46 %, а при использовании только газа высокого давления – до 62...85 %.

Снижение загрузки НПЗ ниже предельного значения потребует кроме сжигания на ТЭЦ заводского газа использовать резервное топливо – топочный мазут. При этом при рабо-

те на газе или топочном мазуте КПД (брутто) паротурбинной установки с паровым котлом составит 32...33 %. Увеличение глубины переработки нефти на НПЗ «Галичина», за счет использования семи технологических процессов вместо трех повысит энергетический потенциал заводского газа высокого давления в 1,5...1,7 раза, что позволит расширить диапазон изменения загрузки НПЗ, а избыток вырабатываемой на ТЭЦ электроэнергии передавать в энергосистему.

При реконструкции ТЭЦ (замена газомазутных котлов на газотурбинные двигатели с котлами-утилизаторами) и сооружении парогазотурбинной установки с КПД(брутто) 56...59 % возникает возможность сократить на 24...26 % потребление на ТЭЦ заводского газа высокого давления, используя его остаток в технологических процессах нефтепереработки.

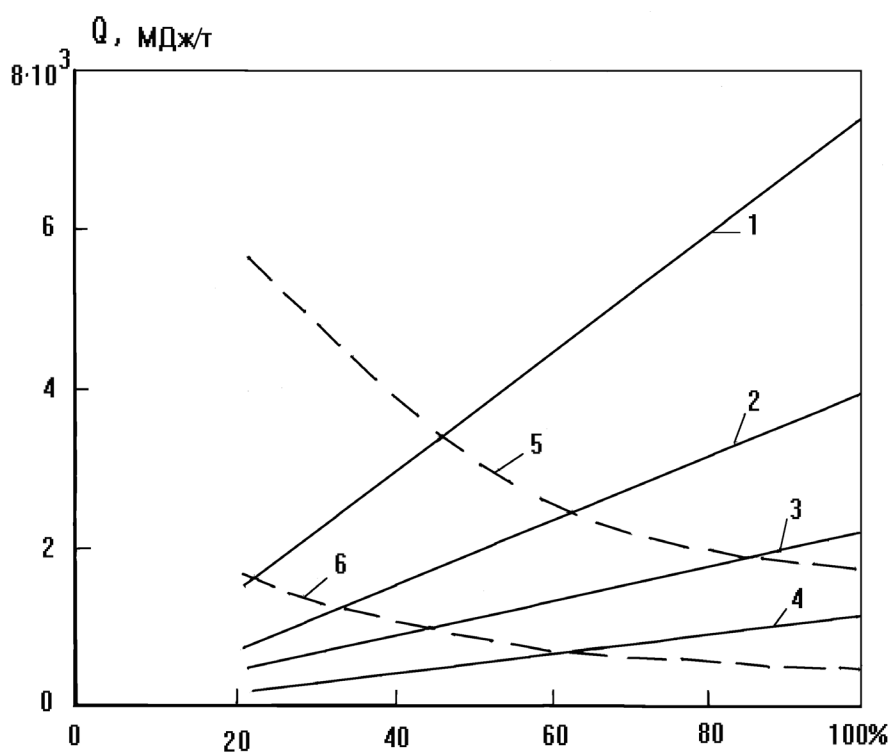


Рис. 1. Изменение энергетического потенциала заводского газа и затрат на производство тепловой и электрической энергии в зависимости от загрузки НПЗ «Галичина»: 1, 2 – максимальный и минимальный энергетический потенциал заводского газа; 3, 4 – то же газа высокого давления; 5, 6 – максимальные и минимальные энергетические затраты на производство тепловой и электрической энергии.

Для использования осушенного, обеспыленно-го и очищенного от серы и ванадия заводского газа в газотурбинных двигателях ПГУ необходимо выполнение следующих норм и требования заводов изготовителей энергетического оборудования:

- концентрация твердых частиц $0,001 \text{ г/нм}^3$, их размер не более 5 мкм ;
- содержание летучих силоксанов 25 мкг/л , галлоидных составляющих 150 мкг/л ;
- содержание изобутана и тяжелых углеводородов не более 2 \% /нм^3 ;
- размер частиц масляного и нефтяного тумана $0,3 \text{ мкм}$;
- отсутствие капельной влаги;
- концентрация меркаптановой серы не более $0,036 \text{ г/нм}^3$, сероводорода не более $0,02 \text{ г/нм}^3$;
- содержание ванадия $0,0007 \text{ \% /нм}^3$.

Кроме того температура топливного газа должна быть выше температуры точки росы не менее, чем на $11 \text{ }^\circ\text{C}$, но не выше $+60 \text{ }^\circ\text{C}$ перед использованием.

На английской электростанции Immingham [4], обеспечивающей электроэнергией и технологическим паром два нефтеперерабатывающих завода, введены в строй две парогазотурбинные установки общей электрической мощностью (брутто) 734 МВт с расходом электроэнергии на собственные нужды 20 МВт ($2,7 \text{ \%}$). Особенности технологической схемы электростанции являются:

- установка параллельно с котлами-утилизаторами ГТУ вспомогательных паровых котлов;
- номинальное потребление свежего пара давлением 11 МПа паротурбинными установками обеспечивается совместной параллельной работой котлов-утилизаторов и вспомогательных паровых котлов;
- паровые турбины мощностью по 115 МВт и котлы-утилизаторы двухконтурные по пару и питательной воде;
- подача пара к потребителям НПЗ из производственных отборов паровых турбин осуществляется по паропроводам трех давлений $5,0$; $1,5$; $0,7 \text{ МПа}$;

– котлы-утилизаторы, вспомогательные паровые котлы и паровые турбины по пару разных давлений и возвращаемому с НПЗ конденсату объединены коллекторными трубопроводными связями;

– газотурбинные двигатели марки JE9FA (Франция) проектной мощностью каждый по 260 МВт .

Такие особенности технологической схемы ТЭЦ позволяют:

- гибко реагировать на изменение загрузки НПЗ сырой нефтью;
- обеспечивать паром НПЗ при остановке ГТД;
- учитывать понижение мощности ГТД при увеличении температуры воздуха более $+15 \text{ }^\circ\text{C}$.

Топливом для газотурбинных двигателей служит природный или заводской газ НПЗ, а для вспомогательных паровых котлов – топочный мазут. Удельные капитальные затраты на сооружение двух ПГУ и вспомогательных котлов для НПЗ составили около 930 дол./кВт без учета стоимости трубопроводных эстакад.

Факельный газ

Газ после сероочистки, а также дебалансные и аварийные горючие газы технологических процессов нефтепереработки направляются для сжигания в факельные устройства НПЗ, так как они неравномерны по расходу и не отвечают требованиям к качеству газа при использовании в газомазутных котлах и газотурбинных двигателях [5].

Генераторный газ нефтяного кокса

Дальнейшее сокращение затрат нефти на технологические процессы нефтепереработки возможно за счет совместного сжигания в нагревательных печах технологических процессов нефти с генераторным газом от газификации нефтяного кокса.

Нефтяной кокс является твердым продуктом глубокой переработки нефти, позволяющей увеличить выход светлых нефтепродуктов в среднем от 60 до 80 \% с уменьшением производства мазута. Физические характеристики нефтяного кокса марки КЭК ($20 \dots 250 \text{ мм}$): зольность (на сухую массу) до 10 \% ; влажность

до 5...7 %; содержание серы до 3 %; выход летучих веществ до 10...18 %; низшая теплота сгорания 33,1...33,9 МДж/кг (ТУ0258–128–00148636–2003, Россия). По данным работы [6] качество нефтяного кокса на НПЗ России характеризуется содержанием серы 1,45...2,8 % по массе, ванадия 0,015...0,04 % (меньшие значения для легких марок нефти, большие для тяжелых). Средний выход нефтяного кокса в России составил 189 кг/т сырой нефти с тенденцией роста производства. В Украине технологии получения нефтяного кокса используются на НПЗ «Херсоннефтепереработка» и «Нефтехимик Прикарпатья».

Над технологией газификации нефтяного кокса и использования его генераторного газа в мире работают около 10 фирм (Техасо, Shell, Destec, Prontto и др.) [7]. По состоянию на 2002 г. в мире работает 31 газификатор нефтяного кокса с парогазотурбинными установками электрической мощностью от 40 до 700 МВт. Все они размещены на нефтеперерабатывающих заводах. Широкое распространение в мире получили газификационные котлы нефтяного кокса фирмы Техасо (11 из 31). Газификаторы Техасо работают при давлении в топке 2,5...8,5 МПа и максимальной температуре процесса 1250...1500 °С на парокислородном дутье.

Использование генераторного газа нефтяного кокса в газотурбинных двигателях парогазотурбинных установок сопряжено не только с недопущением критического отношения H_2 к СО равного единице, но и с необходимостью глубокой очистки генераторных газов от твердых частиц, серы и ванадия до уровня, отвечающего требованиям, предъявляемым к газообразному топливу. После очистки генераторного газа, полученного в результате газификации нефтяного кокса, его теплота сгорания составит 26,8...27,4 МДж/кг, а энергетический потенциал 5065,2...5178,6 МДж/т при среднем выходе нефтяного кокса в процессе нефтепереработки 189 кг/т. Этот энергетический потенциал генераторного газа на 27...73 % может быть использован совместно

с нефтью или топочным мазутом в нагревательных печах технологических процессов нефтепереработки на НПЗ топливного профиля производства и на 22...53 % – на НПЗ топливно-масляного профиля. Оставшееся количество генераторного газа может быть использовано на заводской ТЭС для выработки электроэнергии.

По своей структуре технологическая схема ТЭС с газификацией нефтяного кокса и использованием генераторного газа в парогазотурбинной установке аналогична технологической схеме ПГУ с внутрицикловой газификацией каменных углей [8]. Газотурбинные двигатели, предназначенные для работы на природном газе, подлежат модификации, применительно к новому химическому составу и теплоте сгорания генераторного газа. Термодинамический КПД (брутто) такой установки составляет 42...46 %. Удельные капитальные затраты на сооружение ПГУ мощностью (брутто) 935,4 МВт с газификацией нефтяного кокса составляют 1552 дол./кВт в г. Бильбао (Испания) [9].

Выводы

1. Нефтеперерабатывающие заводы располагают энергетическим потенциалом внутренних топливных источников нефтепереработки, достаточным для:
 - полного снабжения производства электрической и тепловой энергией за счет сжигания на ТЭЦ заводского газа высокого давления в широком диапазоне изменения загрузки НПЗ сырой нефтью;
 - полного энергетического обеспечения нагревательных печей технологических процессов нефтепереработки при сжигании в них генераторного газа от газификаторов нефтяного кокса с подстветкой нефтью или мазутом;
 - сооружения ТЭС при НПЗ, работающей на избытке генераторного газа, получаемого от газификации нефтяного кокса.
2. Замена на ТЭЦ и ТЭС газомазутных паровых котлов на газотурбинные двигатели с котлами-утилизаторами в составе ПГУ позволяет уменьшить потребление заводского газа

на 24...26 %, генераторного газа на 12...16 % при номинальной загрузке

3. Использование внутривоздушных топливных источников наиболее эффективно в парогазотурбинных установках, но требует предварительной глубокой очистки заводского и генераторного газа от вредных примесей, а также модификации газотурбинных двигателей.

ЛИТЕРАТУРА

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

2. Гнедой Н.Е., Маляренко Е.Е. Энергоэффективность и определение потенциала энергосбережения в нефтепереработке. Киев.: Наукова Думка. – 2008. – 182 с.

3. www.chemport.ru/chemical_encyclopedia_article_730.html.

4. Саламов А.А. Парогазовая ТЭЦ Immingham // Энергетик. – 2006. – №6. – С.32-33.

5. Соркин Я.Г. Особенности переработки сернистых нефтей и охрана окружающей среды. – М.: Химия. – 1975. – 296 с.

6. www.chem.msu.su.

7. Гольдштейн А.Д., Позгалев Г.Н., Доброхотов В.И. Состояние развития ПГУ на твердом топливе // Теплоэнергетика. – 2003. – №2. – С. 16-23.

8. Ковецкий В.М. Использование генераторного газа угольных газификационных котлов в парогазотурбинных установках // Энергетика и электрификация. – 2009. – №10. – С. 32-35.

9. Саламов А.А. Тепловые электростанции с газификацией топлива // Теплоэнергетика. – 2004. – №5. – С. 75-77.

Получено 29.03.2010 г.