

ПРО МЕТОДИКУ ВИЗНАЧЕННЯ ВИТРАТ ПАЛИВА ПАРОГЕНЕРАТОРНИМИ УСТАНОВКАМИ НАФТОГАЗОВОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ТРАНСПОРТУ

¹Ф.В.Козак, ²Б.Д.Процюк, ²М.І.Богатчук

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42111,
e-mail: trans@nung.edu.ua

²ЦНЕД ВАТ "Укрнафта", 76000, Івано-Франківськ, вул. Незалежності, 93, тел. (80342) 962220;
e-mail: bobo1983@meta.ua

Рассмотрена методика определения расходов топлива парогенераторными установками нефтегазового технологического транспорта при их эксплуатации на разных режимах генерации и подачи влажного насыщенного пара потребителям. Проанализированы возможные эксплуатационно-необоснованные расходы топлива при эксплуатации парогенераторных установок. Расчетным методом определены расходы топлива установками для получения пара при разных мерах сухости x от 0 до 0,8 и постоянных режимах P и t . Разница в необоснованных расходах топлива может составлять до 77,5 кг за час.

The method of determination of fuel consumption of steam units of oil and gas technological transport in the course of their exploitation on different modes of generation and supply of wet saturated steam to the consumers has been considered. Possible unreasonable consumption of fuel (in terms of operation) during steam units exploitation has been analyzed. With the help of computational methods, we have calculated fuel consumption of steam units, necessary for steam generation at different measures of dryness x from 0 to 0,8 and permanent modes of P and t . The difference in unreasonable consumption of fuel can make up to 77,5 kg per hour.

В нафтогазовій, геологічній та інших галузях народного господарства експлуатується значна кількість пересувних парогенераторних установок, змонтованих на шасі автомобілів, типу: ППУ-3М; ППУА-1200/100; ППУА-1600/100; АДПМ-12/150У1; 2АДПМ-12/150-У1 та інші; частина парогенераторних установок, встановлена на рамах і стаціонарно, застосовуються впродовж тривалого часу на одному місці, наприклад, ППУА 4/120 тощо [1].

Парогенераторні установки призначені для теплової обробки привибійної зони свердловин та депарафінації насосно-компресорних труб, підземного та наземного обладнання. На підприємствах нафтогазової галузі парогенераторні установки можуть застосовуватися і для інших потреб, наприклад: миття автомобілів перед техоглядом і фарбуванням, відпарювання землі і трубопроводів водопостачання, теплопостачання і т.ін.

Для нагрівання і нагнітання нафти у свердловини і депарафінації трубопроводів застосовують агрегати типу 1АДП-4-150 або 2АДП-12-150 У1, які забезпечують подавання пари об'ємом 2, 8 і 12 м³/год за температури 150⁰С і тиску 20 та 16 МПа [2].

В парогенераторах прямотечійного типу джерелом тепла є нижча теплота згоряння дизельного палива, яка витрачається на перетворення води у пару і нагрівання її до заданої температури за умов сталого абсолютного тиску. Експлуатаційні спостереження і аналіз витрат палива під час роботи парогенераторних установок засвідчили, що в багатьох випадках дійсні витрати палива не співпадають з витратами за технічними характеристиками парогенераторної установки. За нормативними даними для паро-

генераторних установок типу ППУА-1200/100 при $P=10$ МПа, $t=310^0$ С, $D=1200$ кг/год, витрата палива складає $V=83,2$ кг/год; для установки ППУА-1600/100 за тих же параметрів P і t та продуктивності $D=1600$ кг/год – $V=110$ кг/год.

Результати теплотехнічних розрахунків свідчать, що застосування установок в умовах різних температурних режимів і тисків, що передбачені технічною характеристикою та інструкцією з експлуатації, призводить до збільшення або зменшення витрати палива на отримання 1 кг пари.

В процесі роботи парогенераторних установок мають місце випадки порушення правил технічної експлуатації. Не завжди у виробничих умовах контролюється якість живильної води, що подається до парогенератора. Зустрічаються й інші порушення, наприклад, перегрівання котла: належно не підготовлена вода зумовлює появу шару накипу з низьким коефіцієнтом теплопровідності, та, як наслідок, і високого термічного опору стінок труб, що призводить до зниження коефіцієнта корисної дії (к.к.д.) котла, перевитрат палива на отримання необхідної кількості пари порівняно з нормативними даними [1].

Реально парогенераторні установки часто застосовують для отримання вологої і сухої насиченої пари за абсолютних тисків, нижчих за 10 МПа, що вимагає меншої кількості теплоти порівняно з перетворенням 1 кг води в перегріту пару. Організації, що експлуатують парогенераторні установки, розрахунок витрат палива здійснюють за технічними характеристиками теплогенераторних установок у ході їх експлуатації на максимальних режимах ($P=10$ МПа, $t=310^0$ С).

Таблиця 1 — Рекомендовані режими роботи парогенераторних установок [3, 5]

Тиск пари абсолютний, P, МПа, (кгс/см ²)	Температура насичення, t _s , °С	Тиск пари абсолютний, P, МПа, (кгс/см ²)	Температура насичення, t _s , °С	Тиск пари абсолютний, P, МПа, (кгс/см ²)	Температура насичення, t _s , °С
1,0 (10)	179,04	4,5 (45)	256,23	8,0 (80)	293,62
1,5 (15)	197,36	5,0 (50)	262,70	8,5 (85)	297,86
2,0 (20)	211,38	5,5 (55)	268,69	9,0 (90)	301,92
2,5 (25)	222,90	6,0 (60)	274,29	9,5 (95)	305,80
3,0 (30)	232,76	6,5 (65)	279,54	10,0 (100)	309,53
3,5 (35)	242,50	7,0 (70)	284,48		
4,0 (40)	249,18	7,5 (75)	289,17		

У парогенераторі в процесі нагрівання утворюється двофазна система, в якій одна фаза – вода, інша – пара. Пара має три стани: волога насичена, суха насичена і перегріта. Вологу насичену пару отримують при незавершеному пароутворенні (кипінні) води, і вона є сумішшю при температурі кипіння насиченої пари з дрібними краплинами води. Суха насичена пара – пара, що за температури кипіння не містить крапель однойменної рідини. Перегріту пару отримують нагріванням сухої насиченої пари за умови сталого абсолютного тиску.

Стан вологої насиченої пари характеризується мірою сухості x . Міра сухості вказує на масову частку сухої насиченої пари у вологій насиченій парі. Величину $(1-x)$ називають мірою вологості даної пари.

Експлуатаційні і теоретичні дослідження свідчать, що міра сухості пари суттєво впливає на надійність і безаварійність роботи парогенератора. Для запобігання інтенсивному відкладенню накипу в змійовиках котла за інструкцією з технічної експлуатації парогенераторних установок і опублікованими науковими джерелами [3, 4] рекомендується виробляти вологу насичену пару з мірою сухості до 80% за жорсткості води не більше 10 мкг-екв/кг.

На практиці оператори (машиністи) парогенераторних установок не дотримуються вказаних режимів і часто відпускають споживачам вологу насичену пару за нижчих значень міри сухості ($x < 80\%$), а, значить, для отримання 1 кг такої пари буде витрачена менша кількість теплоти і, разом з тим, витрачено меншу кількість палива порівняно з нормативною величиною.

Наведене підтверджується технічною інструкцією з експлуатації [3, 5] із застереженням, що в установках типу ППУА відсутній прилад для визначення міри сухості пари. Тому в інструкції рекомендується керуватися наступним: температура пари не повинна перевищувати температуру насичення при заданому абсолютному тиску. Рекомендовані режими роботи наведені в таблиці 1.

Тому інструкція з технічної експлуатації установок ППУА-1200/100 [3] рекомендує керуватись наступним: подавання палива у форсунку не повинне перевищувати 83 кг/год, тем-

пература пари не повинна перевищувати температури насичення пари за абсолютного певного тиску, що наведені в таблиці 1. Наприклад, за абсолютного тиску пари 5 МПа (50 кгс/см²) температура насичення пари буде рівна 262,7⁰С [5]. Наведені режими не зовсім коректні з фізичної точки зору, так як 5 МПа відповідає не 50 кгс/см², а 49,03 кгс/см², і згідно з джерелом [6] температура насичення пари для тиску 5 МПа рівна 263,92⁰С, а для рекомендованих P=10 МПа, t=310,96⁰С, а не 309,53⁰С, як зазначено в [5].

Враховуючи ті обставини, що згідно з рекомендаціями [3, 5] установки можуть виробляти пару температурою від 179,4 до 309,53⁰С (табл. 1), то у ході проведення невідповідних робіт з підігрівання, відігрівання і пропарювання різних об'єктів експлуатація установки на максимальних режимах недоцільна. У цих випадках достатньо мати тиск пари в межах 30-50 кгс/см². У процесі депарафінізації свердловин або в інших випадках установку експлуатують за максимального режиму роботи. Слід зауважити, що робота установки за тисків 30-50 кгс/см² не дає економії палива, а навпаки, витрата палива може буде більша ніж за критичних (максимальних) режимів (рис. 1).

Саме робота установки за нерегламентованих режимів дає можливість обслуговуючому персоналові зловживати використанням палива, оскільки у ході виконання невідповідних робіт замість вологої насиченої пари з $x=0,8$ можна подавати вологу насичену пару з меншою мірою сухості, а також нагріту до температури насичення воду. Все це призведе до зменшення питомих витрат палива на отримання 1 кг вологої насиченої пари.

Розглянемо теоретичну розрахункову питому витрату палива у ході роботи установок ППУА-1600/100; ППУА-1200/100. Установкам ППУА-1200/100; ППУА-1600/100 присвоєно відповідно індекси I і II, які використаємо нижче для їх скороченого позначення. Для розрахунків візьмемо рекомендовані інструкцією з експлуатації режими [3, 5]. При цьому використаємо термодинамічні властивості води і водної пари в стані насичення (за тиском) [6].

Для отримання сухої насиченої пари з води за температури $t_B < t_S$ за умови сталого абсолютного тиску (суха насичена пара має температуру насичення t_S) питома кількість теплоти складає [7-9]

$$q_{снп} = c_p \cdot (t_S - t_B) + r = c_p \cdot (t_S - t_B) + (i'' - i') = i'' - c_p \cdot t_B, \text{ кДж/(кгК)}, \quad (1)$$

де: c_p – питома масова ізобарна теплоємність води, кДж/(кгК); для подальших розрахунків згідно рекомендацій [8] приймаємо $c_p = 4,19$ кДж/(кгК);

t_B – температура живильної води, яка в практичних умовах коливається в певних межах, °С;

t_S – температура сухої насиченої пари, °С;

r – питома теплота пароутворення ($r = i'' - i'$), кДж/кг;

i'' – ентальпія сухої насиченої пари, кДж/кг;

$i' = c_p \cdot t_S$ – ентальпія киплячої води, кДж/кг;

$i_B = c_p \cdot t_B$ – ентальпія живильної води, кДж/кг.

Для отримання 1 кг вологої насиченої пари з мірою сухості x з води температурою $t_B < t_S$ витрата питомої теплоти складе [7-9]

$$q_x = c_p \cdot (t_S - t_B) + x \cdot r = c_p \cdot (t_S - t_B) + x \cdot r = i' \cdot (1 - x) + x \cdot i'' - i_B \text{ кДж/(кгК)}, \quad (2)$$

де x – міра сухості вологої насиченої пари (x змінюється від 0 до 1).

Підставивши в формулу 2 замість i_B значення $c_p \cdot t_B$, отримаємо кількість підведеної питомої теплоти до води для отримання вологої насиченої пари

$$q_x = i''x + i' \cdot (1 - x) - c_p \cdot t_B, \text{ кДж/кг.} \quad (3)$$

Теоретична годинна витрата палива установок I і II складає

$$B = \frac{q_x \cdot D}{\eta_{оп} \cdot Q_n^p}, \text{ кг/год,} \quad (4)$$

де: D – паро (водо) продуктивність парогенераторної установки, кг/год; згідно з технічною характеристикою [3, 5] продуктивність установок ППУА-1200/100 – 1200 кг/год, ППУА-1600/100 – 1600 кг/год;

$\eta_{оп}$ – к.к.д. брутто парогенераторної установки;

Q_n^p – нижча теплота згоряння палива, за його робочою масою кДж/кг; для дизельного палива згідно [3,5] $Q_n^p = 42654$ кДж/кг палива.

В технічній характеристиці та інструкції з експлуатації на установках I, II [3,5] відсутні дані про коефіцієнт корисної дії парогенераторних установок. Джерелами [4,9] наводяться

дані, що к.к.д. брутто подібного типу установок становить від 0,7...0,8 і більше для різного типу парогенераторних установок. Знаючи витрату палива для одержання сухої насиченої пари за потрібних P , t і x , а також рекомендовану витрату палива згідно з технічною характеристикою установок [3,5], визначаємо коефіцієнт корисної дії брутто парогенераторної установки

$$\eta_{оп} = \frac{B}{B_{ТХ}}, \quad (5)$$

де $B_{ТХ}$ – витрата палива для зазначених P , t і x ; за технічними характеристиками установок ППУА-1200/100 – 83,2 кг/год, ППУА-1600/100 – 110 кг/год.

Відповідно коефіцієнт корисної дії брутто для установок складає $\eta'_{оп} = 0,817$ і $\eta''_{оп} = 0,824$.

Відтак за формулою 5 виконаємо розрахунки витрат палива парогенераторними установками для міри сухості пари при $x = 0$; $x = 0,2$; $x = 0,4$; $x = 0,6$ і $x = 0,8$. Дані розрахунків зводимо в таблицю 2, 3.

Питома витрата (частка) палива на отримання 1 кг пари за різних значень міри сухості буде складати

$$q_m = \frac{B_x}{D}, \frac{\text{кг палива}}{\text{кг пари}},$$

де: B_x – дійсна витрата палива для отримання пари для певної міри сухості x , кг;

D – кількість пари, отримана з витраченого палива B_x , кг.

Аналіз розрахункових даних (див. табл. 2, 3) свідчить, що у ході роботи установки на одному і тому ж режимі P і t , але за різних значень міри сухості x витрата палива на отримання вологої насиченої пари відрізняється на величину

$$\Delta B_x = B_{x=0,8} - B_{(x=0-0,6)}, \text{ кг/год,}$$

де: $B_{x=0,8}$ – витрата палива для отримання пари за міри сухості ($x=0,8$), кг/год;

$B_{(x=0-0,6)}$ – витрата палива для отримання пари для значень міри сухості ($x=0$; 0,2; 0,4; 0,6), кг/год.

Різниця витрат палива $\Delta B_x = f(P, x)$ для різних мір ступеня сухості зображена на рис. 1.

Наприклад, при сухості пари $x = 0,8$; $P=10$ МПа; $t=310^\circ\text{C}$ установкою ППУА-1600/100 витрачається 109,987 кг/год дизельного палива, а при сухості пари $x = 0,2$ (де є тільки 20% сухої пари) за тих же параметрів витрата палива складає 73,971 кг/год, що приблизно у 1,5 рази менше і складає 36,016 кг "умовної" економії палива за годину. Різниця між необґрунтованими витратами палива у випадку неконтрольованої міри сухості і режимів подавання пари може складати до 77,5 кг за годину.

Таблиця 2 — Режими, вихідні дані і розрахунки витрат палива парогенераторною установкою ППУА-1200/100 (I)

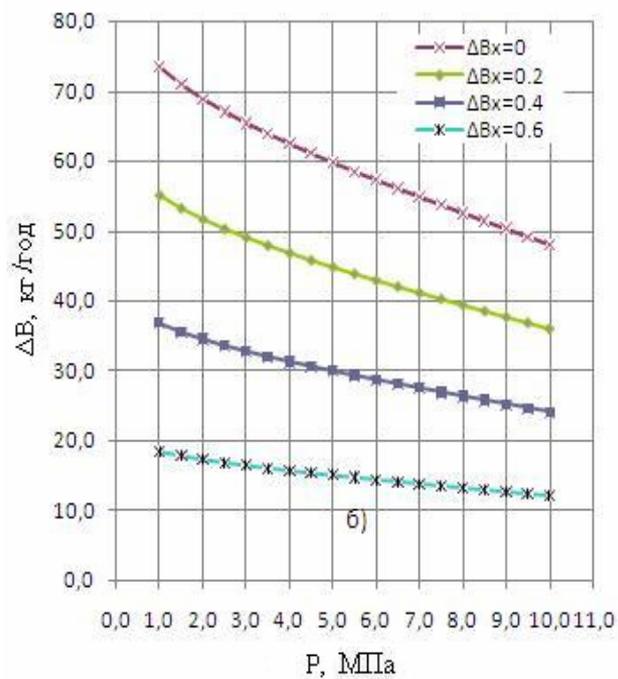
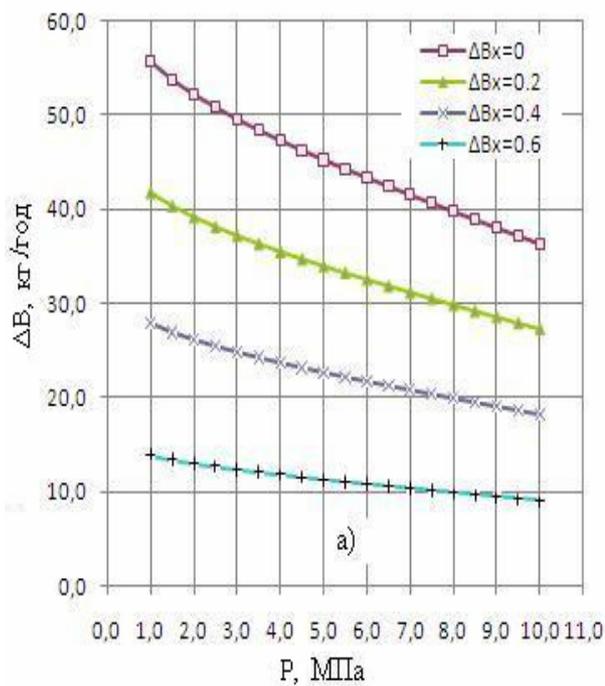
P, МПа	t, °С	i'' , кДж/кг	i' , кДж/кг	$B_{x=0}$	$B_{x=0,2}$	$B_{x=0,4}$	$B_{x=0,6}$	$B_{x=0,8}$
1,0	179,88	2777,0	762,6	24,581	38,483	52,386	66,288	80,191
1,5	198,28	2790,4	844,7	27,414	40,842	54,270	67,699	81,127
2,0	212,37	2797,4	908,6	29,619	42,654	55,690	68,726	81,761
2,5	223,94	2800,8	962,0	31,461	44,152	56,843	69,533	82,224
3,0	233,84	2801,9	1008,4	33,063	45,441	57,818	70,196	82,574
3,5	242,54	2801,3	1049,8	34,491	46,579	58,667	70,755	82,843
4,0	250,33	2799,4	1087,5	35,792	47,607	59,422	71,236	83,051
4,5	257,41	2796,5	1122,2	36,990	48,545	60,100	71,655	83,211
5,0	263,92	2792,8	1154,6	38,108	49,414	60,720	72,026	83,332
5,5	269,94	2788,4	1185,1	39,160	50,225	61,291	72,356	83,421
6,0	275,56	2783,3	1213,9	40,154	50,985	61,817	72,648	83,479
6,5	280,83	2777,6	1241,4	41,103	51,705	62,307	72,909	83,512
7,0	285,80	2771,4	1267,7	42,010	52,388	62,766	73,144	83,522
7,5	290,51	2764,7	1293,0	42,883	53,040	63,198	73,355	83,512
8,0	294,98	2757,5	1317,5	43,729	53,667	63,605	73,544	83,482
8,5	299,24	2749,9	1341,2	44,547	54,269	63,991	73,713	83,436
9,0	303,31	2741,8	1364,2	45,340	54,848	64,356	73,863	83,371
9,5	307,22	2733,4	1386,7	46,117	55,411	64,705	74,000	83,294
10,0	310,96	2724,4	1408,6	46,873	55,954	65,035	74,116	83,197

* x – міра ступеня сухості пари. Наведені норми витрат палива нормативами слугувати не можуть

Таблиця 3 — Режими, вихідні дані і розрахунки витрат палива парогенераторною установкою ППУА-1600/100 – 110 (II)

P, МПа	t, °С	i'' , кДж/кг	i' , кДж/кг	$B_{x=0}$	$B_{x=0,2}$	$B_{x=0,4}$	$B_{x=0,6}$	$B_{x=0,8}$
1,0	179,88	2777,0	762,6	32,496	50,875	69,254	87,633	106,012
1,5	198,28	2790,4	844,7	36,241	53,993	71,746	89,498	107,250
2,0	212,37	2797,4	908,6	39,156	56,389	73,623	90,856	108,089
2,5	223,94	2800,8	962,0	41,592	58,369	75,146	91,923	108,700
3,0	233,84	2801,9	1008,4	43,709	60,073	76,436	92,800	109,164
3,5	242,54	2801,3	1049,8	45,598	61,578	77,559	93,539	109,520
4,0	250,33	2799,4	1087,5	47,317	62,937	78,556	94,175	109,794
4,5	257,41	2796,5	1122,2	48,900	64,177	79,453	94,729	110,005
5,0	263,92	2792,8	1154,6	50,379	65,325	80,272	95,219	110,166
5,5	269,94	2788,4	1185,1	51,770	66,398	81,027	95,655	110,283
6,0	275,56	2783,3	1213,9	53,084	67,403	81,722	96,041	110,360
6,5	280,83	2777,6	1241,4	54,338	68,354	82,371	96,387	110,403
7,0	285,80	2771,4	1267,7	55,538	69,258	82,977	96,697	110,416
7,5	290,51	2764,7	1293,0	56,692	70,120	83,548	96,975	110,403
8,0	294,98	2757,5	1317,5	57,810	70,948	84,087	97,225	110,364
8,5	299,24	2749,9	1341,2	58,891	71,744	84,597	97,450	110,302
9,0	303,31	2741,8	1364,2	59,940	72,509	85,079	97,648	110,217
9,5	307,22	2733,4	1386,7	60,967	73,254	85,541	97,828	110,115
10,0	310,96	2724,4	1408,6	61,966	73,971	85,976	97,982	109,987

* x – міра ступеня сухості пари. Наведені норми витрат палива нормативами слугувати не можуть



а – установка ППУА-1200/100; б – ППУА-1600/100

Рисунок 1 – Графіки різниці витрат палива ППУА при сталих P і t з різною мірою ступеня сухості x

Література

1 Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.

2 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник. – К.: ІСДО, 1995. – 496 с.

3 Установка промышленная паровая передвижная ППУА-1200/100. Техническое описание и инструкция по эксплуатации (25.00.00.000 ТО). – 1989. – 72 с.

4 Байбаков Н.К., Брагин В.А., Гарушев А.Р., Толстой И.В. Термоинтенсификация добычи нефти. – М.: Недра, 1971. – 280 с.

5 Установка промышленная паровая передвижная ППУА-1600/100. Техническое описание и инструкция по эксплуатации (35.00.00.000 ТО). – 2004. – 61 с.

6 Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара – М.: Энергия, 1980. – 424 с.

7 Литвин А.М. Теоретические основы теплотехники. – М.: Энергия, 1969. – 328 с.

8 Буляндра О.Ф. Технічна термодинаміка – К.: Техніка, 2001. – 320 с.

9 Поршаков Б.П., Романов Б.Д. Основы термодинамики и теплотехники. – М.: Недра, 1988. – 300 с.