

*Л.М. УЛЬЄВ*, д-р техн. наук, проф. НТУ «ХП»;

*М.О. КЕРЖАКОВА*, аспірант НТУ «ХП»

## **ЕКСТРАКЦІЯ ДАНИХ ДЛЯ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ІНТЕГРАЦІЇ ПРОЦЕСУ СТАБІЛІЗАЦІЇ НАФТИ НА НАФТОВОМУ ПРОМИСЛІ**

Стаття присвячена вивченню установки стабілізації нафти на нафтовому промислі. Легкі фракції нафти (вуглеводневі гази від етану до пентану) є цінною сировиною, з якого отримують такі продукти, як спирти, синтетичний каучук, розчинники, рідкі моторні палива, добрива, штучне волокно та інші продукти органічного синтезу, широко застосовуються в промисловості. Тому необхідно прагнути не тільки до зниження втрат легких фракцій з нафти, але і до збереження всіх вуглеводнів, видобутих з нафтоносного горизонту, для подальшої їх переробки. В статті наводиться короткий опис технологічного процесу стабілізації нафти. Визначені технологічні потоки і наведені їх основні характеристики. Складена таблиця поточкових даних і побудована сіткова діаграма існуючого процесу.

**Ключові слова:** стабілізація нафти, сіткова діаграма, потокова таблиця, утиліти, рекуперація тепла.

**Вступ.** У даний час в Україні в промисловій розробці знаходиться понад 250 нафтових і газових родовищ. Більшість з них мають початкові видобуті запаси природного газу в середньому на рівні 1,2 млрд. м<sup>3</sup>, нафти близько 700000 т. Шість найбільших нафтових родовищ, що мають початкові балансові запаси понад 35 млн. т, забезпечують близько 20 % усього видобутку нафти в Україні. За природному газу є чотири найбільших місця народження (з початковими балансовими запасами понад 100 млрд. м<sup>3</sup>), де видобувається близько 24 % всього обсягу. При цьому частка найбільших родовищ в загальному видобутку вуглеводнів з кожним роком зменшується.

Легкі фракції нафти (вуглеводневі гази від етану до пентану) є цінною сировиною, з якого отримують такі продукти, як спирти, синтетичний каучук, розчинники, рідкі моторні палива, добрива, штучне волокно та інші продукти органічного синтезу, широко застосовуються в промисловості. Тому необхідно прагнути не тільки до зниження втрат легких фракцій з нафти, але і до збереження всіх вуглеводнів, видобутих з наф-

тоносного горизонту, для подальшої їх переробки [1]. Причини, зазначені вище, показують на необхідність підготовки нафти до транспорту. Запобігти втрати нафти можна шляхом повної герметизації всіх шляхів руху нафти. Однак деяку недосконалість існуючих систем збору і транспорту нафти, резервуарів, технології наливу і зливу не дозволяє доставити нафту на переробку без втрати легких фракцій. Отже, необхідно газу та легкі фракції нафти відібрати в умовах нафтопромислу і направити їх для подальшої переробки. Основну боротьбу з втратами нафти необхідно починати з виходу її зі свердловини. Ліквідувати втрати легких фракцій нафти можна в основному застосуванням раціональних систем збору нафти і попутного нафтового газу, а також спорудженням установок по стабілізації нафти для її подальшого зберігання і транспорту [2].

**Початкова технологічна схема одноколонної установки стабілізації нафти і її опис.** Технологічна схема одноколонної установки стабілізації нафти приведена на рис. 1. Сира нафта, яка надходить з свердловини забирається сировинним насосом Н-1, прокачується через трубчасту печ П-1 і при температурі 143°C подається під верхню тарілку стабілізаційної колони РК-1. Ця колона обладнана тарілками жолобчастого типу (число тарілок може бути від 16 до 26), верхня з яких є відбійною, три нижніх – змішувальними.

Надмірний тиск у колоні від 0,2 до 0,4 МПа, що створює кращі умови для конденсації нафтових газів в сепараторі С-1. Нафта, переливаючись з тарілки на тарілку, зустрічає більш нагріті пари піднімаються і звільняються від легких фракцій. Температура низу колони підтримується в межах 130 – 150 °С за рахунок тепла стабільної нафти, що циркулює через змішувачі трубчастої печі П-1 [3].

Далі нафта проходить апарат повітряного охолодження Х-4 і надходить у резервуари стабільної нафти при температурі 15 °С, звідки вона і транспортується на нафтопереробні заводи.

Суміш газів і парів, що виходить з верху колони РК-1, надходить в установку компресора першого ступеня, в якій відбувається відділення газів і парів від несконденсованої частини в газосепараторі С-1.



Цей несконденсований газ виходить з газосепаратора зверху і далі направляється в компресор К-1, де де стискається під тиском, потім проходить через холодильник Х-1. Зріджений газ, відводиться з низу газосепаратору, направляється в приймач (на схемі не показаний) [4].

Охолоджений несконденсований газ надходить в установку компресора другого ступеня, а потім і в – третього ступеня, де проходить такий же цикл як і в установці компресора першого ступеня [5].

**Визначення технологічних потоків процесу стабілізації нафти. Сіткова діаграма.** Для аналізу даних енергоспоживання та структури теплообмінної мережі необхідно виділити технологічні потоки, що приймають участь у теплообміні, а також потоки, які можуть бути включені до теплової інтеграції.

Під час обстеження процесу стабілізації нафти були визначені основні параметри технологічних потоків.

Характеристика основних технологічних потоків, які беруть участь у процесі стабілізації нафти, наведена в наступному списку, який послужить основою для проведення теплової інтеграції процесу [6].

Потік №1 (П1) стабільна нафта. Виходить знизу колони РК-1, поступає в теплообмінник Т-1 та охолоджується в холодильнику Х-1.  $T_S = 90,7^\circ\text{C}$ ,  $T_T = 41,6^\circ\text{C}$ ,  $G = 4752$  т/год.

Потік №2 атмосферний компресор першого ступеня. Виходить з компресору К-1 і прямує до компресору К-2.  $T_S = 129,6^\circ\text{C}$ ,  $T_T = 32,2^\circ\text{C}$ ,  $G = 1256$  т/год.

Потік №3 перша ступінь компресора високого тиску. Виходить з компресору К-2 і прямує до компресору К-3.  $T_S = 88,3^\circ\text{C}$ ,  $T_T = 32,2^\circ\text{C}$ ,  $G = 592,2$  т/год.

Потік №4 друга ступінь компресора високого тиску. Виходить з компресору К-3 та прямує у ємність.  $T_S = 99,4^\circ\text{C}$ ,  $T_T = 32,2^\circ\text{C}$ ,  $G = 514,8$  т/год.

Потік №5 початкова сировина. Виходить зі свердловини та прямує до сепаратору С-1.  $T_S = 32,2^\circ\text{C}$ ,  $T_T = 44,1^\circ\text{C}$ ,  $G = 18590$  т/год.

Потік №6 знесолена сировина. Виходить зі знесолювача З-1 та прямує дроселювання.  $T_S = 43,2^\circ\text{C}$ ,  $T_T = 71,1^\circ\text{C}$ ,  $G = 9450$  т/год.

Потік №7 стабілізатор сировини. Виходить після дроселювання розділяючись на два потоки: один йде на зрошення колони, а другий у теплообмінник Т-1 та поступає у колонну.  $T_S = 69,7$  °С,  $T_T = 79,4$  °С,  $G = 3414$  т/год.

Потік №8 гарячий струмінь РК-1. Вихід з колони РК-1 підігрівається в Н-3 і повертається назад у колонну.  $T_S = 73,8$  °С,  $T_T = 91,1$  °С.

Використовуючи результати вивчення технологічної схеми, регламенту, матеріальний баланс установки, складається таблиця 1 поточкових даних, які необхідні для визначення теплової потужності, яку споживає установка стабілізації нафти на даний момент [7 – 10].

Таблиця 1. Система потоків для аналізу енергоспоживання установки стабілізації нафти

№ потоку	Назва потоку	Тип	$T_S$	$T_T$	$\Delta H$ МВт	СР МВт/°С	$\alpha$ , кВт/ ( $m^2 \cdot K$ )	Ср кДж/кг·°С	G т/год
1	Стабільна нафта	Гар.	90,7	41,6	155,5	3,2	0,4	2,4	4752
2	Атм. компресор 1 ступеня	Гар.	129,6	32,2	31,9	0,9	0,2	2,6	1256
3	1 ступінь компресора ВТ	Гар.	88,3	32,2	24	0,43	0,2	2,6	592,2
4	2 ступінь компресора ВТ	Гар.	99,4	32,2	25	0,37	0,2	2,6	514,8
5	Сира нафта	Хол.	32,2	44,1	133,4	11,2	0,5	2,05	18590
6	Знесолена сировина	Хол.	43,2	71,1	176,7	6,3	0,4	2,4	9450
7	Стабілізатор сировини	Хол.	69,7	79,4	22,03	2,276	0,4	2,4	3414
8	Гарячий струмінь	Хол.	73,8	91,1	58,03	3,35	0,4	2,4	

В цілому, в розпорядженні є 4 гарячих технологічних потоків і 4 холодних потоків з визначеними поточковими даними.

Для подальшого аналізу необхідно визначити величину потужності рекуперації у процесі, що існує [11].

Використовуючи дані, отримані під час обстеження установки, (табл.), будуємо сіткову діаграму процесу стабілізації нафти, як показано на рис. 2.

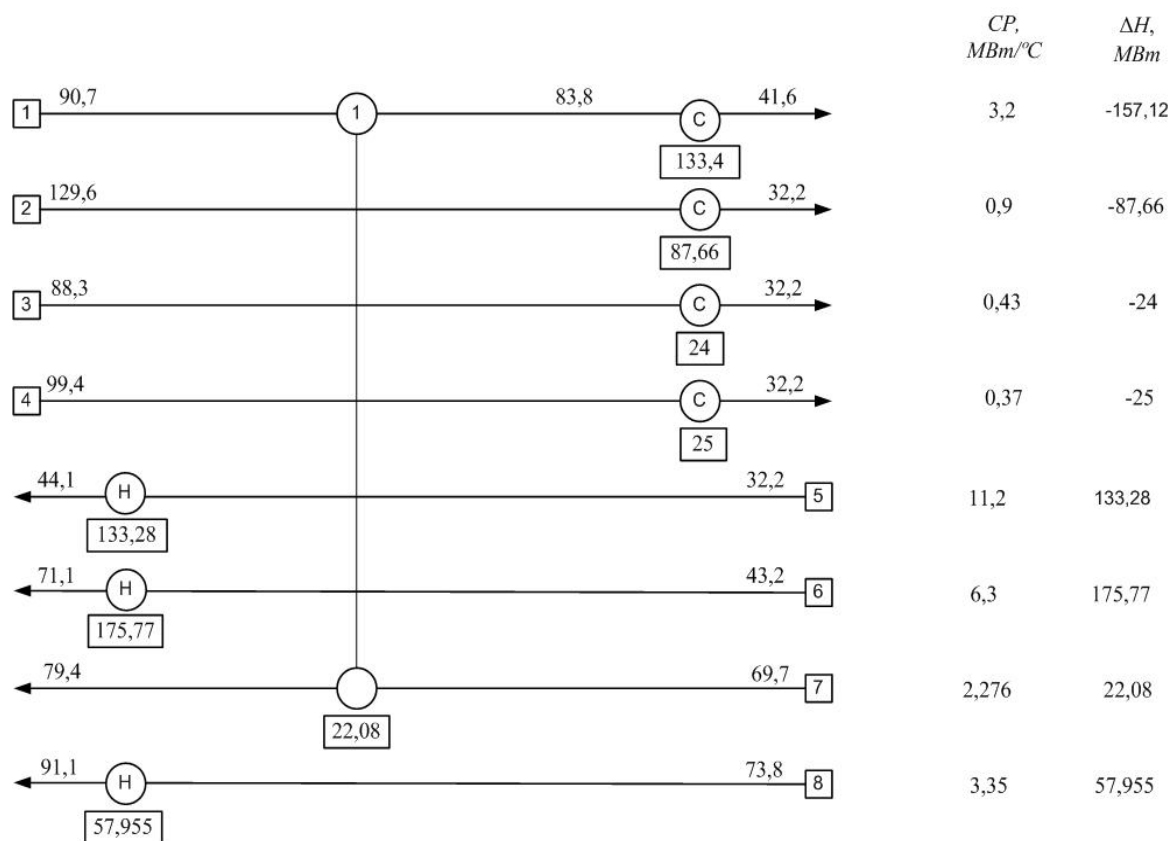


Рис. 2. Сіткова діаграма для процесу, що існує:  
 1–4 – гарячі потоки; 5–8 – холодний потік;  
 CP – потокова теплоємність; ΔH – теплові навантаження  
 для кожного потоку

За вимірними температурами технологічних потоків та їх потоковими теплоємкостями визначаємо навантаження кожного з рекуперативних теплообмінників [12 – 17].

Гарячі утиліти в процесі, який ми розглядаємо становлять величину 269,12 МВт, а холодні утиліти – 364,42 МВт [18].

Після визначення та підсумовування теплових навантажень усіх теплообмінних апаратів отримано потужність рекуперації на установці стабілізації нафти, що дорівнює приблизно 22,08 МВт .

### Висновок.

У результаті проведеного обстеження установки стабілізації нафти за встановленими правилами були екстрагованих потокові дані, систематизовані і занесені в таблицю.

На основі визначених потоків була побудована сіткова діаграма. Визначено величина холодних і гарячих утиліт споживані процесом на початковій стадії (до інтеграції) і існуюча рекуперация теплової енергії. Підготовчий етап завершено успішно, на основі отриманих даних можна проводити подальші розрахунки для обчислення необхідних цільових функцій процесу.

**Список литературы:** 1. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев. – М.: Недра, 1988. – 63 с. 2. Нурелдин М.Б. Снижение выбросов парниковых газов и преимущества улавливания CO<sub>2</sub> / М.Б. Нурелдин, А.С. Азери, С. Аль-Хашими // Нефтегазовые технологии. – 2008 – №4 – С.106 – 108 3. Смит Р. Основы интеграции тепловых процессов / Р. Смит, Й. Клемеш, Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев. – Харьков: Издательский центр НТУ «ХПИ», 2000. – 457 с. 4. Уильям Д. Леффлер. Переработка нефти / Уильям Д. Леффлер. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес». 2004. – 223 с. 5. Товажнянский Л.Л. Интеграция тепловых процессов на установке первичной переработки нефти АВТ А12/2 при работе в зимнее время / Л.Л. Товажнянский, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев, С.А. Болдырев, М.В. Тарновский // Теорет. основы хим. технологии. 2009. – Т. 43, – №6. – С. 665 – 676. 6. Plesu V. Catalytic, reforming plant simulation for energy saving and rational use of hydrogen / Plesu V., Baetens D., Vumbac G. // 1th Conference on process integration, modeling and optimization for energy saving and pollution reduction. PRES'01. Chemical engineering translations, 2001. – Vol. 2. – p. 489 – 492. 7. Гуревич И.Л. Общие свойства и первичные методы переработки нефти и газа / И.Л. Гуревич. – М.: Химия, 1972. – 195 с. 8. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей / А.К. Мановян. – М.: Химия, КолосС, 2006. – 456 с. 9. Эрих В.Н. Химия и технология нефти и газа / В.Н. Эрих, М. Г. Расина, М. Г. Рудин. – Л.: Химия, 1985. – 378 с. 10. Nordman R. New process integration methods for heat-saving retrofit projects in industrial systems Thesis for the degree of doctor of philosophy / R. Nordman – Göteborg: Printed by Chalmers Reproservice, Sweden. 2005. – 77 p. 11. Tovazhneanski L.L. Energy Integration of the Early Crude Oil Unit with Take Into Account Different regime / L.L. Tovazhneanski, P.A. Kapustenko, L.M. Ulyev, S.A. Boldyryev, M.V. Tarnovsky // Chemical Engineering Transaction. – 2005 – Vol. 7. – P. 103–108. 12. Суханов В.П. Каталитические процессы в нефтепереработке / В.П. Суханов. – М.: Химия, 1973. – 350 с. 13. Львова А.И. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа / А.И. Львова, А.Г. Сарданашвили. – М.: Химия, 1980. – 256 с. 14. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа / С.А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 671 с. 15. Мешалкин В.П., Товажнянский Л.Л., Ульев Л.М., Мельниковская Л.А., Ходченко С.М. Энергоэффективная реконструкция установки нефтепереработки на основе пинч-анализа с учетом внешних потерь // Теорет. основы хим. технологии. –2012. –Т. 46, –№5. –С. 491–500. 16. Клемеш Й., Костенко Ю.Т., Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М., Перевертайленко А.Ю., Зулин Б.Д. Применение метода пинч-анализа для проектирования энергосберегающих установок нефтепереработки // Теорет. основы хим. технологии. 1999. Т. 33, №4. С. 420–431. 17. Клемеш Й. Определение оптимальной энергетической эффективности предприятий с помощью построения составных кривых технологических процессов / Й. Клемеш, Л.Л. То-

важнянський, Н.Д. Андрійчук, П.А. Капустенко, Л.М. Ульєв, А.Ю. Перевертайленко, Б.Д. Зулін // Тези доповідей IX міжнародної конференції «Удосконалення процесів та апаратів хімічних, харчових та нафтохімічних виробництв». Ч. 7. Ресурсозберігаючі та екологічно чисті енерготехнології. Теплові труби. Теплові насоси. Одеса. – 1996. – с. 24. **18.** Капустенко П.А., Кузін А.К., Макаровський Е.Л., Товажнянський Л.Л., Ульєв Л.М., Черная Е.Б. Альтернативная энергетика и энергосбережение: современное состояние и перспективы. – Харьков: ООО Издательский дом «Вокруг цвета». 2004. – 312 с.

**Bibliography (transliterated):** **1.** Aliev R.A. Truboprovodnyiy transport nefiti i gaza / R.A. Aliev. – Moscow: Nedra, 1988. – 63 p. **2.** Nureldin M.B. Snizhenie vyibrosov parnikovyyih gazov i preimuschestva ulavlivaniya SO<sub>2</sub> / M.B. Nureldin, A.S. Azeri, S. Al-Hashimi // Neftegazovyye tehnologii. 2008 – No. 4. – p.106 – 108. **3.** Smit R. Osnovyi integratsii teplovyih protsessov / R. Smit, Y. Klemesh, L.L. Tovazhnyanskiy, P.A. Kapustenko, L.M. Ulev. – Kharkov: Izdatelskiy tsentr NTU «KhPI», 2000. – 457 p. **4.** Uilyam D. Leffler. Pererabotka nefiti / Uilyam D. Leffler. M.: ZAO «Olimp-Biznes». 2004. – 223 p. **5.** Tovazhnyanskiy L.L. Integratsiya teplovyih protsessov na ustanovke pervichnoy pererabotki nefiti AVT A12/2 pri rabote v zimnee vremya / L.L. Tovazhnyanskiy, P.A. Kapustenko, L.M. Ulev, S.A. Boldyirev, M.V. Tarnovskiy. / Teoret. osnovyi him. tehnologii. 2009. – T. 43, – No. 6. – P. 665 – 676. **6.** Plesu V. Catalytic, reforming plant simulation for energy saving and rational use of hydrogen / Plesu V., Baetens D., Bumbac G. 1th Conference on process integration, modeling and optimization for energy saving and pollution reduction. PRES'01. Chemical engineering translations, 2001. – Vol. 2. – P. 489 – 492. **7.** Gurevich I.L. Obshchie svoystva i pervichnyie metody pererabotki nefiti i gaza / I.L. Gurevich. – M.: Himiya, 1972. – P. 195. **8.** Manovyan A.K. Tehnologiya pererabotki prirodnyih energonositeley / A.K. Manovyan. – Moscow: Himiya, KolosS, 2006. – 456 s. **9.** Erih V.N. Himiya i tehnologiya nefiti i gaza / V.N. Erih, M.G. Rasina, M.G. Rudin. – Leningrad: Himiya, 1985. – p. 378. **10.** Nordman R. New process integration methods for heat-saving retrofit projects in industrial systems Thesis for the degree of doctor of philosophy / R. Nordman – Göteborg: Printed by Chalmers Reproservice, Sweden. 2005. – 77 p. **11.** Tovazhshneanski L.L. Energy Integration of the Early Crude Oil Unit with Take Into Account Different regime / L.L. Tovazhshneanski, P.A. Kapustenko, L.M. Ulyev, S.A. Boldyryev, M.V. Tarnovsky Chemical Engineering Transaction. 2005 – Vol. 7. – P. 103–108. **12.** Suhanov V.P. Kataliticheskie protsessy v neftepererabotke / V.P. Suhanov. – Moscow : Himiya, 1973. – 350 p. **13.** Lvova A.I. Primery i zadachi po tehnologii pererabotki nefiti i gaza / A.I. Lvova, A.G. Sardanashvili. – Moscow: Himiya, 1980. – 256 p. **14.** Ahmetov S.A. Tehnologiya glubokoy pererabotki nefiti i gaza / S.A. Ahmetov. – Ufa: Gilem, 2002. – 671 p. **15.** Meshalkin V.P., Tovazhnyanskiy L.L., Ulev L.M., Melnikovskaya L.A., Hodchenko S.M. Energoeffektivnaya rekonstruktsiya ustanovki neftepererabotki na osnove pinch-analiza s uchetom vneshnih poter // Teoret. osnovyi him. tehnologii. 2012. – T. 46, – No. 5. – P. 491–500. **16.** Klemesh Y., Kostenko Yu.T., Tovazhnyanskiy L.L., Kapustenko P.A., Ulev L.M., Perevertaylenko A.Yu., Zulin B.D. Primenenie metoda pinch-analiza dlya proektirovaniya energosberegayuschih ustanovok neftepererabotki // Teoret. osnovyi him. tehnologii. 1999. T. 33, No. 4. – P. 420–431. **17.** Klemesh Y. Opredelenie optimalnoy energeticheskoy effektivnosti predpriyatiy s pomoschyu postroeniya sostavnyih krivyih tehnologicheskikh protsessov / Y. Klemesh, L.L. Tovazhnyanskiy, N.D. Andriychuk, P.A. Kapustenko, L.M. Ulev, A.Yu. Perevertaylenko, B.D. Zulin // Tezi dopovidney IXmIzhnarodnoYi konferentsIYi «Udoskonalennya protsesIv ta aparatIv hImIchnIh, harchovih ta naftohImIchnih virobnitstv». Ch. 7. Resursozberigayuchi ta ekologIchno chistI energotehnologiyi. teplovi trubi. teplovi nasosi. Odessa. 1996. – p. 24. **18.** Kapustenko P.A., Kuzin A.K., Makarovskiy E.L., Tovazhnyanskiy L.L., Ulev L.M., Chernaya E.B. Alternativnaya energetika i energosberezhenie: sovremennoe sostoyanie i perspektivy. – Kharkov: ООО Издательский дом «Вокруг тsveta». 2004. – 312 p.

Надійшла (received) 10.10.14