

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. м³, 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. м³), 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 піч 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	ΔH МВт	СР МВт/°С	α , 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.

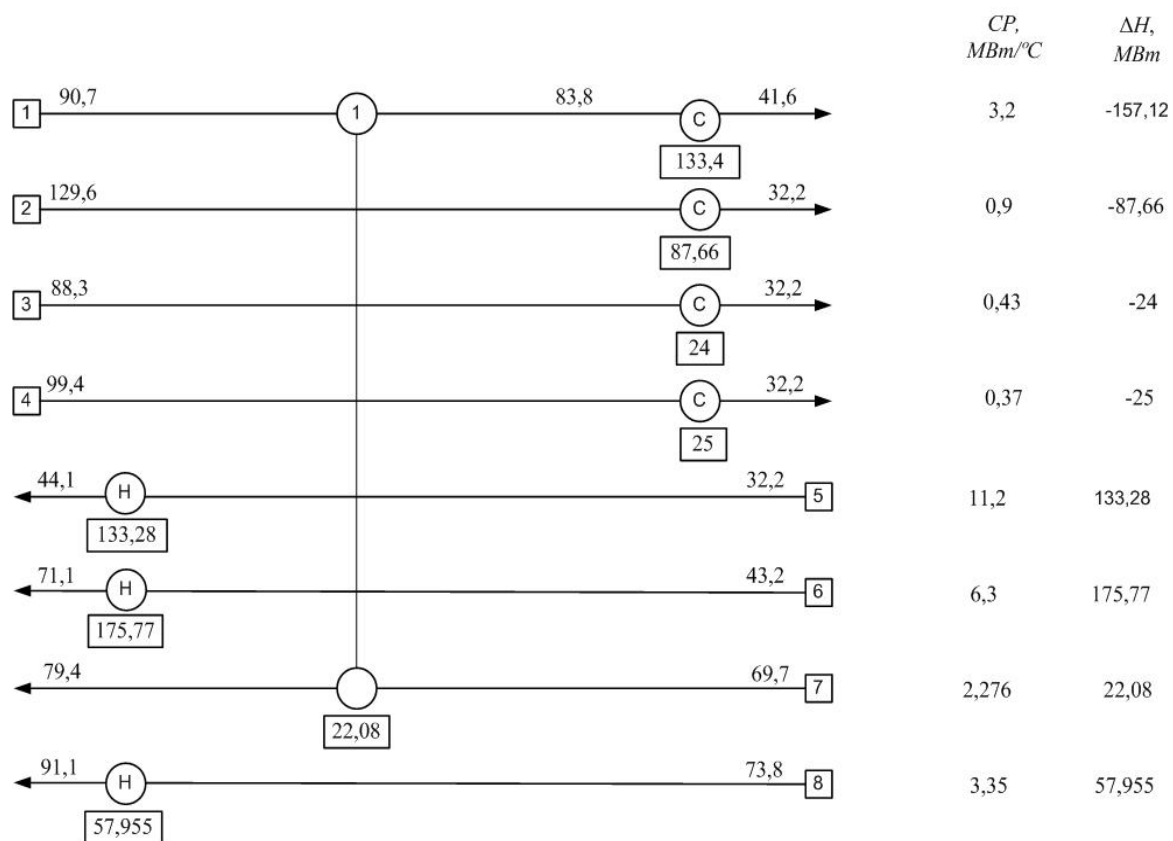


Рис. 2. Сіткова діаграма для процесу, що існує:
 1–4 – гарячі потоки; 5–8 – холодний потік;
 CP – потокова теплоємність; ΔH – теплові навантаження
 для кожного потоку

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 CO₂ / 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 SO₂ / 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 dopovidey 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