

роблену методику її розрахунку, а також розраховано та зроблено порівняння енергетичних затрат на висушування СМ в барабанній сушарці і фільтраційним методом, що доказує доцільність застосування запропонованого методу сушіння.

Література

1. Горова А.І. Дослідження екологічного стану територій розміщення золошлакових відходів теплових електростанцій / А.І. Горова, А.В. Павличенко // Розробка родовищ 2013: щорічний наук.-техн. збірник. Дніпропетровськ.: – 2013. – С.393-397.
2. Масленко Ю.В. Эколого-экономический анализ использования твердых отходов теплоэнергетики / Ю.В. Масленко, Е.Ю. Горбачева // Современные проблемы управления производством: VI Междунар. научно-практическая конференция, тезисы докл.: – Донецк, 2011, – С. 453-459.
3. Кіндзера Д.П. Сушіння паливних матеріалів різнодисперсного складу у щільному шарі: Автореф. дис...канд. техн. наук: 05.17.08 / Д.П. Кіндзера; [НУ Львівська політехніка]. –Львів, 2003. – 20с.
4. Мосюк М.І. Гідродинаміка і тепломасообмін під час сушіння подрібненої "енергетичної" верби в стаціонарному шарі: Автореф. дис...канд. техн. наук: 05.17.08. / М.І. Мосюк; [НУ Львівська політехніка]. –Львів, 2012. – 22с.
5. Светлов Ю.В. Комбинированная радиационно-фильтрационная сушилка барабанного типа / Ю.В. Светлов, О.И. Старосвитский, А.А. Захарова // Кож.- обувная пром. – 2002. – № 4. – С. 43-44.
6. Атаманюк В.М. Наукові основи фільтраційного сушіння дисперсних матеріалів : монографія / В.М. Атаманюк, Я.М. Гумницький. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2013. – 276 с.
7. Сажин Б.С., Сажин В.Б. Научные основы техники сушки – М.: Наука, 1997. – 448 с.
8. V.V. Sazhin, B.S. Sazhin. Scientific Principles of Drying Technology. – New York.: Begell house, 2007. – 500 p.
9. Сажин Б.С. Сушилки взвешенного слоя с управляемой гидродинамикой для дисперсных волокнообразующих полимеров / В.Б. Сажин, М.Б. Сажина, В.А. Углов, Б.С. Сажин // Известия высших учебных заведений. Технология текстильной промышленности. – 2003. – № 4. – С. 92-95.
10. Муштаев В.И. Сушка дисперсных материалов / В.И. Муштаев, В.М.Ульянов. – М.: Химия, 1988. – 352 с.

УДК 658.26:665.63:338.45

ЕКСТРАКЦІЯ ДАНИХ ДЛЯ ТЕПЛОВОЇ ІНТЕГРАЦІЇ ПРОЦЕСУ СТАБІЛІЗАЦІЇ НАФТИ НА НАФТОВОМУ ПРОМИСЛІ

Ульєв Л.М., д-р техн. наук, професор,

Кержакова М.О., аспірант

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», м. Харків

Стаття присвячена вивченню установки стабілізації нафти на нафтовому промислі. В ній наводиться короткий опис технологічного процесу стабілізації нафти. Визначені технологічні потоки і наведені їх основні характеристики. Складена таблиця потокових даних і побудована сіткова діаграма існуючого процесу.

The article is devoted to study oil stabilization unit in the oil industry. It provides a brief description of the process of stabilization of oil. Workflows are define and given their basic characteristics. The table of stream data is composed and built grid diagram for heat exchangers network design of the existing process.

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

Постановка проблеми. 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 якої 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 [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 гази 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 установок стабілізації нафти і її опис. Технологічна схема одноколонної установок 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 колоні 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 колоні 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 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].

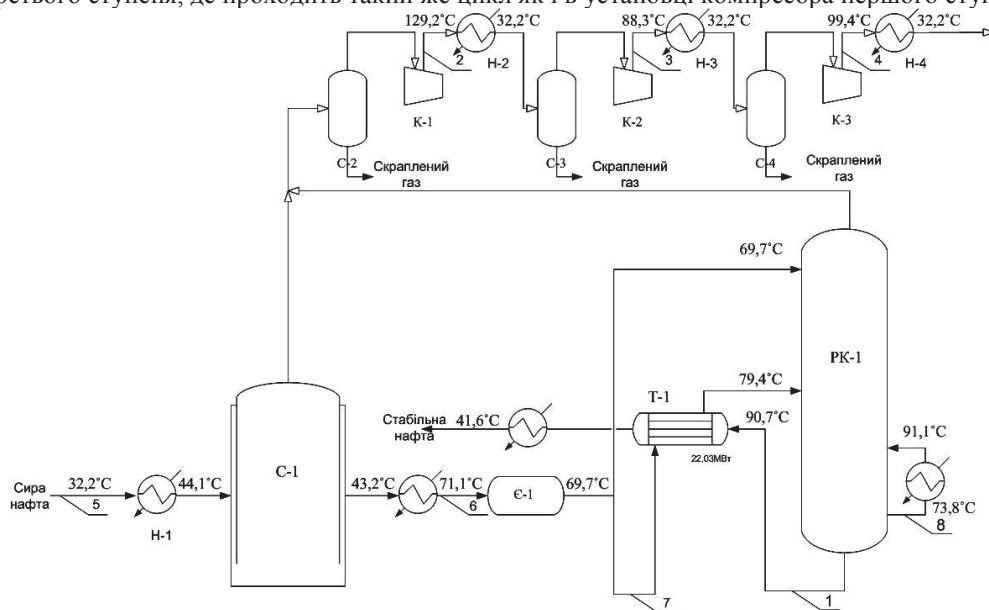


Рис. 1 – Енерго-функціональна схема установки стабілізації нафти

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 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 знесольвача 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. $T_S = 69,7^\circ\text{C}$, $T_T = 79,4^\circ\text{C}$, $G = 3414$ т/год.

Потік №8 гарячий струмінь РК-1. Вихід з колони РК-1 підігривається в Н-3 і повертається назад у колону. $T_S = 73,8^\circ\text{C}$, $T_T = 91,1^\circ\text{C}$.

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].

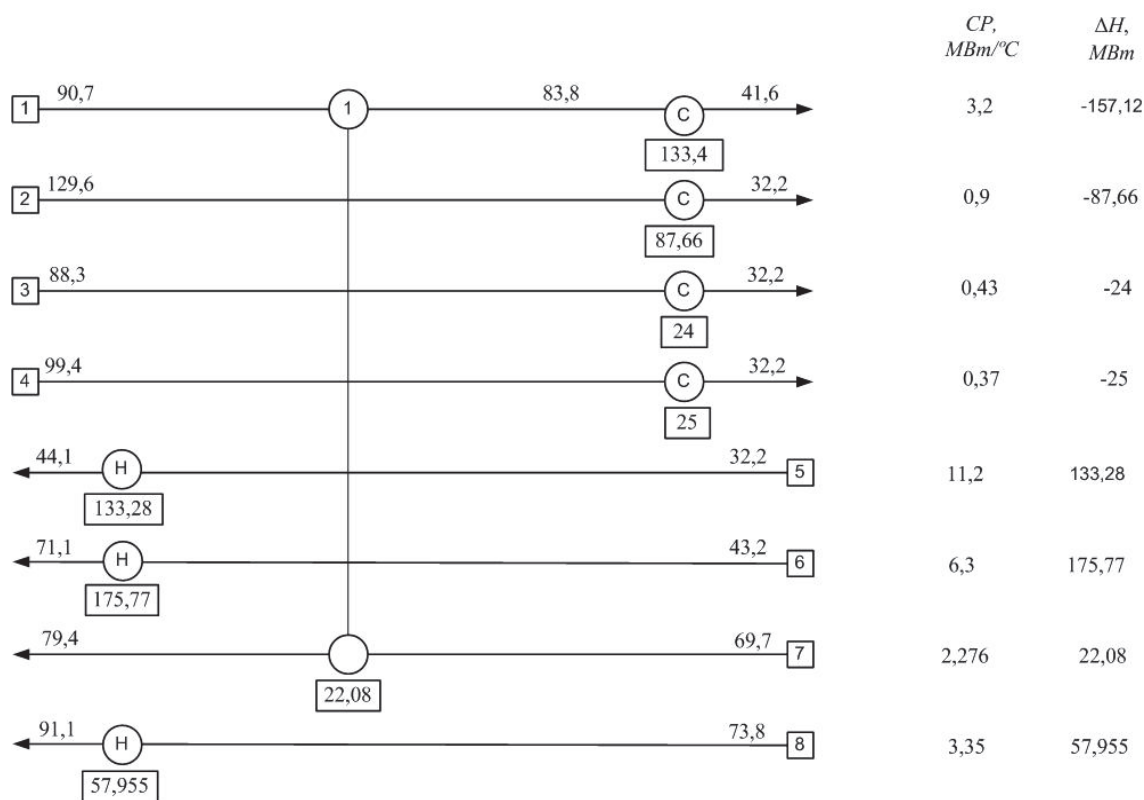
Таблиця 1 – Система потоків для аналізу енергоспоживання установки стабілізації нафти

№ потоку	Назва потоку	Тип	T_S	T_T	ΔH МВт	СР МВт/°С	α кВт/(м ² ·К)	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
№ потоку	Назва потоку	Тип	T_S	T_T	ΔH МВт	СР МВт/°С	α кВт/(м ² ·К)	Ср кДж/кг·°С	G т/год
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. 1), будуємо сіткову діаграму процесу стабілізації нафти, як показано на рис. 2.

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



1 - 4 – гарячі потоки; 5 - 8 – холодний потік;
 CP – потокова теплоємність;
 ΔH – теплові навантаження для кожного потоку

Рис. 2 – Сіткова діаграма для процесу, що існує

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 екстраговані поточкові 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 рекуперація теплової енергії. Підготовчий етап завершено успішно, на основі отриманих даних можна проводити подальші розрахунки для обчислення необхідних цільових функцій процесу.

Література

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. Гарновский // 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. Tovazshneanski L.L. Energy Integration of the Early Crude Oil Unit with Take Into Account Different regime / L.L. Tovazshneanski, 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. Сардашвили. – 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. Товажнянский, Н.Д. Андрийчук, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев, А.Ю. Перевертайленко, Б.Д. Зулин // Тези доповідей ІХ 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., Кузин А.К., Макаровский Е.Л., Товажнянский Л.Л., Ульев Л.М., Черная Е.Б. Альтернативная энергетика и энергосбережение: современное состояние и перспективы. – Харьков: ООО Издательский дом «Вокруг цвета». – 2004.–312 с.