

ISSN 1813-5420 (Print). *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 4

ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ В ЕНЕРГЕТИЦІ ENVIRONMENTAL PROBLEMS IN ENERGY

УДК 665

С.В. Бойченко, д.т.н., професор, завідувач кафедри екології,

О.Г. Пузік, магістр,

П.І. Топільницький, к.т.н., доцент

Національний авіаційний університет,

доцент кафедри хімічної переробки нафти та газу НУ «Львівська політехніка»

Л.М. Черняк, к.т.н., доцент, доцент кафедри екології,

В.В. Романчук, к.т.н., асистент кафедри хімічної переробки нафти та газу

НУ «Львівська політехніка»,

О. Бабатунд, аспірант кафедри екології,

Каземір Лейда, д.т.н., професор, завідувач кафедри двигунів внутрішнього згорання і транспорту,

Жешувської Політехніки, (Польща),

ОЦІНКА ЕКОЛОГІЧНОГО ВПЛИВУ НАФТОПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ

У статті розглянуто і проаналізовано можливий вплив типового нафтопереробного підприємства на навколишнє середовище. Визначено шкідливі речовини, що викидаються в атмосферу на нафтопереробному підприємстві, їх основні джерела та причини викидів у навколишнє середовище. Виконано розрахунок валових викидів шкідливих речовин в атмосферу для підприємства нафтопереробки. Також охарактеризовані технологічні заходи щодо зниження викидів шкідливих речовин та запропоновано основні засоби для зменшення негативного впливу майбутнього нафтопереробного заводу на навколишнє середовище

Ключові слова: шкідливі речовини, викиди, вуглеводні, небезпека, нафтопереробний завод.

Вступ. Екологічні проблеми, що мають у наш час глобальний соціальний характер, найяскравіше проявилися у нафтопереробній галузі, де викиди шкідливих речовин створюють техногенне навантаження на довкілля та суспільно-політичну напруженість у суспільстві. Постійно змінюються технології, внаслідок чого такі параметри як температура, тиск, вміст небезпечних речовин досягають критичних величин. Багато видів продукції нафтопереробних заводів з передовими технологіями, які забезпечують комплексну переробку сировини є вибухонебезпечні чи токсичні. Перелічені особливості сучасних об'єктів нафтопереробки зумовлюють їх потенційну екологічну небезпеку. Нафтопереробна промисловість усього світу стикається з жорсткими екологічними вимогами до якості нафтопродуктів, що випускаються.

Актуальність теми полягає в тому, що інтенсивний розвиток промисловості та розширення сфери використання нафтопродуктів усіх видів зумовлює зростання забруднення навколишнього середовища. Тому з найважливіших проблем нафтовидобувної і нафтопереробної галузей промисловості є проблема охорони виробничого та навколишнього середовища. Нафтопереробна промисловість належить до тих галузей народного господарства, які найбільшою мірою відповідальні за здоров'я населення. У зв'язку з цим важливим є аналіз впливу середовища розташування підприємств нафтопереробного комплексу. Процеси переробки нафти являють собою небезпеку для довкілля живого світу, так як забруднюються атмосфера, гідросфера, літосфера. Щоб знизити і запобігти екологічному навантаженню на навколишнє середовище, в нафтопереробці необхідно впроваджувати екологічні методи управління, вести господарську діяльність у межах ємності екосистем на основі масового впровадження енерго- та ресурсозберігаючих технологій.

Концепція сталого розвитку людства передбачає такий розвиток, який забезпечує потреби теперішнього часу без шкоди для основних параметрів біосфери і не ставить під загрозу

© С.В. Бойченко, О.Г. Пузік, П.І. Топільницький, Л.М. Черняк, В.В. Романчук, О. Бабатунд, К.Лейда, 2016

здатність майбутніх поколінь задовольняти свої потреби. За останні десятиліття серйозною міжнародною проблемою став захист атмосфери, що погіршується внаслідок господарської діяльності людини. Постійною проблемою в містах, наближених до джерел викидів, а також в більших районах, які оточують промислові зони і міста, є традиційне забруднення – частинки пилу, оксиди сірки, азоту, вуглецю і різні вуглеводні. Нерозумна діяльність людини може призвести природу до межі біологічної катастрофи, яка відгукнеться насамперед на ній самій. Набагато більшу небезпеку приховує у собі використання нафтопродуктів в якості палива, при згорянні якого в атмосферу виділяються у великих кількостях вуглекислий газ, оксиди сірки, азот, тверді частинки і незгорілі вуглеводні. На даний час людство щорічно спалює близько 3,5 млрд. тонн нафтових палив, на що споживається понад 8 млрд. тонн кисню. Мінімізувати кількість викидів забруднюючих речовин можна за рахунок заміни всіх видів палив на палива з поліпшеними екологічними характеристиками. Отже, необхідно розвивати і впроваджувати нові технологічні процеси та апаратуру, що дозволяють одержувати викиди в атмосферу з допустимими рівнями, що обмежують вміст шкідливих речовин.

Процес посилення екологічних вимог до нафтопродуктів в більшості розвинених країн йде набагато інтенсивніше, ніж в Нігерії. У зв'язку з цим: нігерійська промисловість і фінансові структури будуть відчувати зростаючі труднощі при експорті готової продукції вже найближчим часом.

Предмет дослідження. Шкідливі речовини, що викидаються в атмосферу на нафтопереробних підприємствах – це сірководень, діоксид сірки, оксид і діоксид азоту, вуглеводні, сірчистий газ, окис вуглецю, аміак, фенол і т.ін.

Об'єкт дослідження. Дослідження впливу наявності в атмосфері сірчистих сполук, оксиду вуглецю на токсичність вуглеводнів, що є причиною більш низького значення ГДК сірководню в присутності вуглеводнів, ніж за їх відсутності.

Основними джерелами викидів вуглеводнів в атмосферу є: резервуарні парки (викиди з дихальних клапанів за рахунок випарів з відкритих поверхонь), технологічні установки (викиди за рахунок нещільності технологічного обладнання, трубопровідної апаратури, сальників насосів, а також з робочих клапанів у випадку аварійних ситуацій, вентиляційні викиди з робочих приміщень); системи оборотного водопостачання (випаровування вуглеводнів у нафтовіддільники і градирнях); очисні споруди (випаровування з відкритих поверхонь нафтопасток, ставків-відстійників, флотаторів, шламо- і мулонакопичувачів); а також об'єкти очисних споруд та системи споруджень водопостачання (відкриті пастки, різні ставки, біологічні очисні споруди, градирні та колодязі заводської каналізації, з яких випаровуються вуглеводні та інші сполуки з поверхні стічних вод).

Викиди твердих речовин пов'язані, насамперед, з хімічними методами переробки вуглеводневої сировини, особливо каталітичними. Ці речовини складаються в основному з частинок діаметром від 0,01 до 100 мкм. Хімічний склад пилу, що утворюється дуже складний і може викликати збільшення ризику захворювання на рак легенів, оскільки аналізи зазвичай виявляють присутність сполук вуглецю, ароматичних і поліциклічних вуглеводнів, важких металів тощо. Розподіл викидів твердих речовин в атмосфері за основними джерелами їх виділення наступні (%): вузли розсівання і пневмотранспорт каталізатора – 29,5; регенератори установок каталітичного крекінгу – 23,3; факельні стояки – 4,7; вентиляційні системи – 0,7. Отже, з метою зменшення техногенного навантаження даного заводу на навколишнє середовище необхідно застосовувати спеціальні засоби та заходи щодо зменшення негативного впливу НПЗ на навколишнє середовище. До заходів зі зниження викидів шкідливих речовин у запропонованому проекті заводу відносять: вдосконалення технологічних процесів і впровадження маловідходних і безвідходних технологій; зміна складу і поліпшення якості використовуваних ресурсів; комплексне використання сировини та зниження споживання ресурсів, виробництво яких пов'язане із забрудненням навколишнього середовища; зміна складу та поліпшення якості продукції, яка випускається (неетильовані бензини, малосірчисті палива і т.д.); очищення промислових газів, які викидаються.

При розгляді технологічних заходів щодо зниження викидів шкідливих речовин їх прийнято розбивати на групи відповідно до того, викидам яких речовин вони запобігають.

Зниження викидів SO₂ і H₂S. Для зниження викидів діоксиду сірки з димовими газами основними методами захисту у даному запропонованому проекті НПЗ будуть наступні: використання малосірчистих залишкових палив; збільшення частки газу в паливі; очищення паливних газів.

Зменшення викидів SO₂ досягається використанням газу, очищеного від сірчистих сполук, і малосірчистого мазуту власного виробництва. Для зменшення викиду на даному НПЗ проектом передбачено використання установки виділення H₂S на установці очищення газів МЕА.

Оксид вуглецю (II). До заходів, проведених щодо зниження викидів оксиду вуглецю (II), відносяться: каталітичне дожигпалювання відхідних газів; утилізація великих кількостей газу в котлах-утилізаторах; допалювання відхідних газів в регенераторі на базі застосування промотуючих добавок до основного каталізатора процесу крекінгу. Із зростанням частки важкої і залишкової сировини в загальному обсязі сировини каталітичного крекінгу, а також з посиленням екологічних вимог, актуальність проблеми скорочення шкідливих викидів в атмосферу на цих установках зростає. Одним з найбільш раціональних і перспективних способів вдосконалення процесу регенерації є регульоване окиснення CO і зв'язування SO₂ в обсязі регенератора за допомогою спеціальних каталізаторів.

Зниження викидів оксиду вуглецю на установках каталітичного крекінгу досягається допалюванням відхідних газів, здійсненням повного допалювання безпосередньо в регенераторі на базі застосування промотуючих додатків до основного каталізатора (благородний метал на оксиді алюмінію). Концентрація CO у відхідних газах знижується при цьому від 10 до 0,1 %.

Вирішення поставлених завдань. Отже, можна виділити основні способи зниження рівня забруднення атмосфери при зберіганні нафт і нафтопродуктів на заперктованому заводі:

- забезпечення стабілізації бензинових компонентів та інших легких фракцій, що виробляються на заводах і які скеровуються для зберігання в резервуари. Причинами незадовільної роботи системи стабілізації бензинових компонентів можуть бути: низький тиск в стабілізаторах і недостатнє кількість ректифікаційних тарілок, малий діаметр апарату, низька температура нагрівання продукту, порушення технологічного режиму роботи;

- забезпечення охолодження світлих продуктів, які скеровуються в резервуари для зберігання, до мінімально можливої температури, для чого необхідно споруджувати додаткові кінцеві холодильники. Дослідження показали, що за зниження на 10-15 °С температури охолодження світлих продуктів перед поступанням їх в резервуари для зберігання втрати від "подихів" резервуарів зменшуються в 1,5-2,5 рази;

- використання резервуарів з плаваючим дахом. У резервуарі з плаваючим дахом немає газового простору над продуктом. Виключені втрати від "подихів". Резервуари подібних конструкцій можуть бути великої ємності, що дає значну економію капітальних затрат на їх спорудження, а також додаткове скорочення втрати продукту при малих "диханнях";

- обладнання діючих резервуарних парків спеціальними системами уловлювання випаровуються з резервуарів парів нафтопродуктів: адсорбцією парів на активованому вугіллі з циклічною вакуумною регенерацією останніх і поглинанням десорбованих парів потоком бензину; адсорбцією парів бензином за знижених температур; спалюванням пари, що виділяється.

З хімічними методами переробки вуглеводневої сировини, особливо каталітичними, крім вище вказаних забруднювачів атмосфери, пов'язаний і викид пилоутворюючих речовин.

Нами пропонується на установках каталітичного крекінгу застосувати двоступінчасті системи циклонів в регенераторі та одноступінчасті – в реакторі. При цьому вимоги технології (наприклад максимальний вміст легких фракцій лімітується величиною механічних домішок у важких продуктах крекінгу) вимагають цілком певної ефективності каталітичних систем і зумовлюють рівень втрат каталізатора в атмосферу.

Підвищення ефективності роботи факельної системи, зменшення об'ємів газів, що скидаються на факел, і повернення їх у виробництво – одне з актуальних завдань нафтопереробки. Скидання газів при пуску установок, в аварійних ситуаціях і порушення технологічних режимів поки що неминучий. При цьому склад і обсяги газів можуть сильно

відрізнятися. Факельна установка завжди повинна бути готова до прийому та знешкодження аварійних та періодичних скидів, тому вона оснащена пілотними пальниками. Постійні скиди повинні збиратися на установці утилізації і повертатися на переробку або використовуватися в якості паливного газу.

Вплив стічних вод нафтопереробних підприємств на гідросферу. Технологічні установки та інші виробничі об'єкти переробки вуглеводневих систем є джерелами забруднення водного басейну не тільки нафтопродуктами, а й іншими речовинами і сполуками. Основними джерелами забруднення водного басейну є промислові стоки з різних установок НПЗ.

Під час зберігання і переробки нафти і нафтопродуктів, проміжних і побічних продуктів відбувається неминуче забруднення використовуваної води вуглеводнями, твердими частинками металів та іншими компонентами. Основними джерелами забруднення води нафторпродуктами є нещільності в різних з'єднаннях технологічних ланцюжків, витіки з сальників насосів, технологічні конденсати, атмосферні опади, що контактують з потоками на технологічних майданчиках.

Склад стічних вод нафтопереробних підприємств різних профілів за основними показниками відрізняється незначно. Кількість зворотних вод у розрахунку на 1 т нафти, що переробляється може досягати 30-40 м³. Велика їх частина (90-95 %) перебуває в обороті, так як проходить відповідне очищення. Тому кількість власне стічних вод на підприємствах становить зазвичай 1-2 м³ на 1 т нафти.

Стічні води НПЗ відводять по двох системах каналізації. У першу систему включають маломінералізовані стоки і дощові води. Після очищення ці стічні води повертаються для повторного використання. Надлишок води (під час злив) скеровуються в аварійні накопичувачі та після очищення скидаються у водойму.

У другу систему каналізації входять кілька (від 5 до 7) мереж, що транспортують стічні води від окремих цехів і установок. Ці води сильно мінералізовані, забруднені токсичними речовинами і в обороті не використовуються. За необхідності вони можуть піддаватися локальному очищенню від специфічних забруднень.

Стоки нафтопереробних підприємств різняться більш складним складом, ніж сама нафта та продукти її переробки, і включають різноманітні токсичні сполуки, зокрема пропан, бутан, етилен, фенол, бензол та інші вуглеводні. Ці стоки, потрапляючи в природні води, негативно впливають на гідробіоти та водні рослини.

Позначається прямий токсичний вплив компонентів стічних вод на гідробіоти.

Збільшення вмісту вуглеводнів у воді веде до зниження вмісту кисню, що утруднює дихання водних організмів, порушує процеси окиснення.

Впровадження хімічних речовин, що містять поліциклічні ароматичні вуглеводні, змінює смак їстівних організмів, крім того, це небезпечно, тому що подібні речовини є канцерогенними.

Ефект довгострокових впливів безпосередньо не виявляється і зазвичай носить кумулятивний характер. Ці ефекти можуть бути викликані періодичним введенням речовин з великим часом «біорозкладання» або безперервним введенням стійких або нестійких речовин; вони залежать від реакційної здатності цих речовин.

Риби накопичують значні кількості токсичних речовин, які, просуваючись харчовими ланцюгами, можуть дійти до людини.

Таким чином, одним з найважливіших аспектів захисту екологічної чистоти гідросфери підприємствами нафтопереробної промисловості є питання вдосконалення структури водоспоживання та водоскидання.

Заходи щодо зниження шкідливого впливу стічних вод НПЗ на гідросферу. Для НПЗ запропонована раціональна схема водопостачання і каналізації, в основу яких покладені наступні принципи:

- максимально можливе зменшення водоспоживання за рахунок застосування повітряного охолодження;
- мінімальне споживання свіжої води;
- повторне використання очищених виробничих і зливових стічних вод;
- мінімальне скидання стічних вод у водойму.

До складу комплексу очищення стічних систем входять послідовно працюючі такі споруди: піскоуловлювачі, нафтопастки, відстійники, піщані фільтри або напірні флотаційні установки із застосуванням реагенту. У схемі очищення стічних вод важливе значення мають споруди фізико-хімічного очищення стічних вод, основне призначення яких – можливо повне вилучення

з води, що очищається від тонкоемультгованих нафтопродуктів і завислих речовин.

Забруднення літосфери нафтопереробним підприємством. Технологічне забруднення ґрунту нафтою і нафтопродуктами є вкрай небезпечним явищем, загрозою для флори, фауни і здоров'я населення. Крім того, існує пожежонебезпека твердих нафтовмісних відходів. В результаті експлуатації підприємств відбувається забруднення ґрунтів і підземних вод. Це призводить до безповоротних втрат дорогих дефіцитних нафтопродуктів. Потрапляючи у ґрунтові води, нафтопродукти можуть спільно з ними виходити на поверхню і стати причиною небезпечної ситуації.

До числа твердих відходів на даному НПЗ, забруднюючих літосферу, зокрема, пожежонебезпечними компонентами, є: різні хімічні продукти; адсорбенти, що не підлягають регенерації; зола і тверді продукти, що виходять в процесі термічної обробки стічних вод; різні опади; смоли; пил, що утворюється під час очищення викидів, та ін.

Зниження екологічного навантаження нафтопереробних підприємств на літосферу. Тверді домішки, присутні в переробці та допоміжних матеріалах на заводах нафтопереробної промисловості, що призводять до утворення нафтових шламів. Такі шлами представляють собою важкі нафтові залишки, що містять в середньому 10-56 % нафтопродуктів, 30-85 % води і 1,3-46 % твердих домішок.

Найпоширенішим способом утилізації та знешкодження нафтових шламів є їх спалювання в печах різної конструкції (камерних, киплячого шару, барабаних та ін.). Розроблено ряд технологій переробки нафтошламів, основними напрямками яких були: обробка стійких пасткових емульсій з підвищеним вмістом механічних домішок, що дозволяє виділяти з нафтової фази механічні домішки; розрідження і попереднє очищення багаторічних відкладень нафтошламів, ґрунту від твердих включень і трав'яного сміття; переробка високов'язких нафтошламів за комбінованою технологією з використанням прес-фільтрів безперервної дії; розробка технології застосування виділених на прес-фільтрах концентрованих залишків в якості сировини для отримання надлегкого керамзиту і керамзит-бетону, а також технології застосування води, виділеної в процесі переробки шламів, для закачування в нафтові пласти при розробці нафтових родовищ.

Також під час забезпечення діяльності роботи НПЗ використовується спецавтотранспорт, що також є джерелом шкідливих викидів в атмосферу. Адже нафтові палива належать до основних джерел забруднення навколишнього середовища. Так, з продуктами згорання палив в атмосферу щорічно викидається (млн. т): близько 80 – оксидів сірки, 30-50 – оксидів азоту, 300 – оксиду вуглецю, 10-15 млрд. т – вуглекислого газу. Прийняття нових екологічних норм настільки сильно впливає на стан багатьох галузей промисловості, що вимагає істотних змін технології виробництва моторних палив.

На заводі передбачено ряд процесів, що поліпшують якість бензинів і, таким чином, зменшують шкідливий вплив на навколишнє середовище. При цьому отримують бензини оптимального фракційного складу, з вмістом бензолу менше 1 %, ароматики менше 35 %, сірки менше 0,001 %.

Підвищення екологічності реактивного палива. Екологічність реактивних палив визначається вмістом ароматичних вуглеводнів, смол, загальної та меркаптанової сірки. Продукти згорання ароматичних і сіркоорганічних сполук сприяють руйнуванню озонового шару земної атмосфери. Для зниження вмісту сірки і ароматичних вуглеводнів в реактивних паливах передбачений процес гідроочищення бензинокеросинових фракцій.

Підвищення екологічності дизельного палива. З прийнятих в процесі переробки вуглеводневих систем технологій на заводі, який проектується, використані ефективні способи зниження вмісту сірки в дизельному паливі. Це процеси гідрощення гідрокрекінгу і гідродароматизації. Ці процеси забезпечують істотне зниження вмісту ароматичних вуглеводнів. Гідроочищення фракцій і підвищення стабільності нафтопродуктів проводять

шляхом вилучення сірко-, азот-, кисневмісних і металоорганічних сполук. При цьому відбувається насичення алканів і ароматичних вуглеводнів.

Підвищення екологічності котельного палива. Продукти згорання котельних палив є потужним джерелом забруднення навколишнього середовища оксидами сірки, азоту, важких металів. Тому на заводі виробництво малосірчистих котельних палив базується головним чином на застосуванні процесів гідрокрекінгу гудрону. При цьому, крім бензину і дизельного палива, виходить малосірчисте котельне паливо.

Наступним етапом роботи був розрахунок кількісних показників викидів шкідливих речовин в навколишнє середовище на даному нафтопереробному заводі продуктивністю 6 млн. т/рік, де переробляються нігерійські нафти. Адже, як відомо, робота нафтопереробного заводу неможлива без втрат частини вуглеводнів. Кількість цих втрат залежить від багатьох чинників, основними з яких є характеристика нафти і нафтопродуктів, кліматичні умови в даному регіоні, технологічні аспекти виробничого циклу, особливості обслуговування технологічного обладнання при нормальній експлуатації і під час планових ремонтів тощо.

При виконанні роботи розраховували втрати вуглеводнів на різних етапах переробки нафти, під час зберігання нафти і нафтопродуктів, їх транспортування та ін.

Залежно від природи походження загальна заводські втрати вуглеводнів (нафтопродуктів) діляться на такі основні групи:

1. Втрати з резервуарних парків;
2. Втрати з транспортних ємностей;
3. Втрати з очисних споруд.
4. Втрати з блоків зворотного водопостачання (БОВ);
5. Втрати при роботі вакуумстворюючої апаратури;
6. Втрати при роботі технологічних насосів та компресорів;
7. Технологічні втрати;
8. Втрати під час проведення ремонтних робіт.

При розрахунках враховується середній атмосферний тиск для умов проектного нафтопереробного заводу, що складає 750 мм рт.ст., та середньорічні температури.

Середньорічні температури по всій країні перевищують +25 °С. На півночі найгарячіші місяці – березень-червень, на півдні – квітень, коли температура сягає +30–32 °С.

Розрахунок втрат з резервуарних парків. Для проведення розрахунку втрат була прийнята наступна структура резервуарних парків на НПЗ. Сира нафта, що надходить на завод, знаходиться в сировинному резервуарному парку. У товарному резервуарному парку знаходяться групи резервуарів компонентів бензину, компонентів дизельного палива, резервуари товарних бензинів, дизельного і реактивного палив, а також резервуари олив. Крім цього до складу товарного резервуарного парку входить група мазутних резервуарів (резервуари котельного палива). Крім сировинних і товарних резервуарів до складу НПЗ обов'язково входять резервуари прямогонних нафтових фракцій, що входять до складу проміжних резервуарних парків (промпарків). Це група резервуарів прямогонного бензину, прямогонної реактивної та дизельної фракції, а також резервуари вакуумного газойлю до і після гідроочищення.

Характеристика резервуарів подається в табл. 1. Всі резервуари працюють в режимі «мірник» в умовах атмосферного робочого тиску. Сировинні (нафтові) резервуари обладнані плаваючим дахом; всі інші обладнані понтонами. Обсяг і кількість резервуарів брали залежно від річного завантаження.

Втрати з резервуарів з нафтопродуктами відбуваються за рахунок великого і малого «дихання». Велике «дихання» має місце при закачуванні нафтопродукту в резервуар. При цьому відбувається витіснення з резервуара повітря в суміші з парами нафтопродукту (пароповітряної суміші) через дихальні клапани або вентиляційні патрубки. Склад пароповітряної суміші залежить від характеристики самого продукту (фракційний склад, тиск насиченої пари), а також від умов закачування (температура закачування нафтопродукту і навколишнього середовища, інтенсивність і періодичність закачування і т.д.). Основна частина втрат з резервуарів пов'язана саме з великим «диханням». Мале «дихання» резервуарів

пов'язане зі зміною температури навколишнього середовища протягом доби: при підвищенні температури тиск у резервуарі підвищується і частина пароповітряної суміші з резервуара витісняється, а при зниженні навпаки – тиск зменшується і в резервуар всмоктується повітря.

Втрати з резервуарів розраховували згідно з РД-17-86 – Методичні вказівки з розрахунку валових викидів шкідливих речовин в атмосферу для підприємств нафтопереробки і нафтохімії.

Відповідно до цієї методики річні втрати нафтопродуктів з резервуарів з нафтою і легкими фракціями визначаються складанням кварталних втрат, які розраховуються за формулою (1):

Таблиця 1 Характеристика резервуарів НПЗ

№ п/п	Нафтопродукт	наявність понтона або плаваючою даху	Об'єм, м ³	Кількість
1	Нафта	пл. дах	50000	6
2	Фракція н.к.-85 С	понтон	2000	3
3	Каталізатор риформингу	понтон	10000	4
4	Бензин гідрокрекінгу	понтон	5000	3
5	Легкий алкілат	понтон	2000	3
6	Крекінг-бензин	понтон	5000	3
7	Стабільний газовий бензин	понтон	1000	2
8	Прямогонний бензин	понтон	10000	6
9	Товарі бензини	понтон	10000	8
10	Гідроочищене диз.паливо	понтон	10000	4
11	Відгін гідроочищення вакуумного газойлю	понтон	1000	2
12	Крекінг-газойль	понтон	5000	3
13	Тяжкий алкілат	понтон	1000	2
14	Диз. фр. Гідрокрекінгу	понтон	5000	4
15	Прямогонне диз.паливо	понтон	10000	4
16	Товарне диз.паливо	понтон	10000	6
17	Прямогонне реактивне паливо	понтон	5000	4
18	Товарне реактивне паливо	понтон	5000	4
19	Котельне паливо	нема	2000	4
20	Вакуумний газойль	нема	5000	4
21	Гідроочищений вакуумний газойль	нема	5000	4
22	Оливні резервуари	нема	5000	4

$$P_{рез.}^{кв} = V_{кв}^i \cdot \frac{P_{нас.}^{г.п.}}{P_{атм.}^{г.п.}} \cdot \rho_{сер}^{г.п.} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

де $V_{кв}^i$ – обсяг нафтопродукту, що надходить в резервуар або групу одноцільових резервуарів за відповідний квартал, м³;

$P_{нас.}^{г.п.}$ – тиск насичених парів вуглеводнів в газовому просторі резервуара при середньоквартальній температурі газового простору, мм рт.ст. ;

$P_{атм.}^{г.п.}$ – середній барометричний тиск в газовому просторі резервуара, мм рт.ст. ;

$\rho_{сер}^{г.п.}$ – середня щільність парів нафтопродукту в газовому просторі резервуара, кг/м³;

K_1 – коефіцієнт, що характеризує питомі втрати вуглеводнів з урахуванням середньоквартальної оборотності резервуара;

K_2 – коефіцієнт, що враховує наявність технічних засобів скорочення втрат від випаровування і режим експлуатації резервуара;

K_3 – коефіцієнт, що враховує вплив кліматичних умов на випаровування.

Середньоквартальна температура газового простору резервуара визначалася як середнє значення між температурою нафтопродукту в резервуарі і температурою атмосферного повітря. Тиск насичених парів нафтопродуктів приводиться до середньоквартальної температури газового простору. Густина парів нафтопродуктів розраховується залежно від молекулярної маси парів, а також від середньоквартальних температур і тиску в резервуарі. Коефіцієнти K_1 , K_2 , K_3 визначають за таблицями (РД-17-86 «Методичні вказівки з розрахунку валових викидів шкідливих речовин в атмосферу для підприємств нафтопереробки і нафтохімії») залежно від конструкції і режиму роботи резервуара.

Для резервуарів з гасом, дизельним паливом і темними нафтопродуктами втрати вуглеводнів розраховують як суму втрат за 6 найбільш теплих і 6 найбільш холодних місяців в році, що розраховуються за формулою:

$$P_{рез.}^{m(x)} = V^{m(x)} \cdot C_e^{m(x)} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot 10^{-6}, \quad (2)$$

де $V^{m(x)}$ – обсяг нафтопродукту, що надходить в резервуар або в групу одноцільових резервуарів протягом теплої (холодної) періоду року, m^3 ;

$C_e^{m(x)}$ – масова концентрація насичених парів при середній температурі газового простору резервуара за певний період року, $г/м^3$;

K_1 - коефіцієнт, що характеризує питомі втрати вуглеводнів з урахуванням середньоквартальної оборотності резервуара; K_2 - коефіцієнт, що враховує наявність технічних засобів скорочення втрат від випаровування і режим експлуатації резервуара.

Також було розраховано втрати вуглеводнів з транспортних ємностей. Адже значна частина втрат має місце під час завантаження товарних нафтопродуктів у транспортні ємності (залізничні або автоцистерни) і вивантаженні сировини з них. Місце, де губляться нафтопродукти – зливо-наливні естакади. При наливанні нафтопродуктів в цистерни з них виходить пароповітряна суміш з певним вмістом вуглеводнів (за аналогією з великими «диханнями» резервуарів). Втрати вуглеводнів залежать від характеристики нафтопродукту, метеоумов, а також від технології наливання нафтопродукту в транспортну ємність. При зливанні нафти з цистерн частина вуглеводнів переходить в парову фазу і залишається в обсязі транспортної ємності. Під час відвантаження зріджених газів певна їх кількість залишається в наливних рукавах. Після заправки транспортної ємності і від'єднання рукавів ці залишки випаровуються. Ще однією причиною втрат можуть бути аварійне розливання нафтопродуктів під час зливання або відвантаження нафтопродуктів. Приймаємо, що в нашому випадку нафта надходить на завод у залізничних цистернах. Товарні нафтопродукти на НПЗ також відвантажуються в залізничні цистерни. Для транспортування нафтопродуктів і нафти застосовуються стандартні залізничні цистерни типу 62 ($L = 10,77м, D = 3м, V = 73,175м^3$), типу 53 ($L = 10,62м, D = 3м, V = 72,260 м^3$). Приймаємо, що відвантаження нафтопродуктів у залізничні цистерни здійснюється закритим методом під шар нафтопродукту. Зливання нафти здійснюється відкритим методом. Тривалість операції заповнення залізничних цистерн (тип 62 та 53) складає 30 хв. Для відвантаження зріджених газів в залізничні цистерни використовується закрыта система. Довжина заправних рукавів – 8 м, діаметр – 85 мм. Заправні рукави укомплектовані додатковими вентилями, тому втрати рідких вуглеводнів під час заправки практично відсутні. Втрати при кожній заправці - від звільнення газоурівненої лінії (діаметр – 35 мм, довжина – 6 м). «Мертві залишки» при зливі транспортних ємностей відсутні; пропарювання цистерн не проводиться. Приймаємо, що втрати від аварійного розливання нафти і нафтопродуктів на заводі відсутні. Втрати світлих нафтопродуктів від випаровування при наливанні в транспортні ємності розраховували згідно РД-17-86 за формулою (3):

$$P = K_n \cdot K_p \cdot V_n \cdot \frac{P_{нас.}}{P_0} \cdot \rho_0 \cdot \frac{T_0}{T_0 + t_n} \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

де K_n - коефіцієнт, що залежить від тривалості та умов наливання;

K_p - коефіцієнт, залежить від тиску в газовому просторі ємності;
 V_n - об'єм нафтопродукту, що відвантажується в транспортні ємності за певний період часу;
 $P_{нас}$ - тиск насичених парів при середній температурі нафтопродукту, мм рт.ст. ;
 P_0 - атмосферний тиск, мм рт.ст. ;
 t_n - середня за розрахунковий період температура нафтопродукту, °С;
 $T_0 = 273$ °С;
 ρ_0 - густина парів нафтопродукту при температурі t_n кг / м³.

Густина парів нафтопродуктів розраховується залежно від молекулярної маси парів, середньої температури і тиску в ємності. Тиск насичених парів перекладається на робочу температуру. Коефіцієнти K_n і K_p визначаються за РД-17-86.

Визначення втрат при наливанні в транспортні ємності дизельного і реактивного палива, а також темних нафтопродуктів проводили згідно РД-17-86 за формулою (4):

$$П = V^{m(x)} \cdot C_e^{m(x)} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot 10^{-6}, \quad (4)$$

де $V^{m(x)}$ - обсяг нафтопродукту, який закачують в транспортні ємності протягом теплого (холодного) періоду року, м³;
 $C_e^{m(x)}$ - масова концентрація насичених парів при середній температурі газового простору ємності за певний період року, г / м³;
 K_1 - коефіцієнт, що характеризує питомі втрати вуглеводнів з урахуванням періодичності завантаження транспортних ємностей;
 K_2 - коефіцієнт, що враховує наявність технічних засобів скорочення втрат.

Масову концентрацію парів нафтопродуктів і коефіцієнти K_1 , K_2 визначали згідно з РД-17-86.

Втрати нафти при зливанні з залізничних цистерн розраховували згідно з методикою УкрНТЕК (м. Донецьк) за формулою (5):

$$П = 0,2485 \cdot V_n \cdot P_{нас.(38)} \cdot M_n \cdot (K_{5x} + K_{5m}) \cdot 10^{-9}, \quad (5)$$

де V - об'єм нафти, що зливається з цистерн за розрахунковий період, м³;
 $P_{нас.(38)}$ - тиск насичених парів нафти при температурі 38 °С, гПа;
 M_n - середня молекулярна маса парів нафти;
 K_5 - коефіцієнт, що залежить від тиску насичених парів нафти і температури газового простору транспортної ємності. Зазначені величини розраховуються або визначаються з використанням збірника методик УкрНТЕК (м. Донецьк).

Наступним етапом роботи був розрахунок втрат з очисних споруд. Очисні споруди проектного НПЗ складаються з установок механічного, хімічного та біологічного очищення стічних вод. Після очисних споруд стічні води з допустимим вмістом забруднюючих речовин (вуглеводнів) виводяться за територію заводу.

Втрати з очисних споруд можна розділити на 3 частини:

- втрати через об'єкти, що мають дзеркало випаровування (нафтовловлювачі, відстійники, шламонакопичувачі);
- втрати з установки біологічного очищення стічних вод;
- втрати зі стічними водами (частина вуглеводнів виноситься за територію підприємства разом зі стічними водами).

Втрати з відкритих об'єктів очисних споруд розраховували згідно РД-17-86 за формулою (6):

$$П_i^{mn} = F_i \cdot q_i^{mn} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (6)$$

де F_i - площа поверхні рідини відкритих об'єктів очисних споруд, м²;
 $q_{інт}$ - питомі втрати вуглеводнів з поверхні об'єкта, кг/(час · м²);
 K_1 - коефіцієнт, що враховує ступінь укриття відкритій поверхні об'єкта;
 K_2 - коефіцієнт, що враховує ступінь укриття об'єкта зі сторін.

Втрати вуглеводнів з об'єктів біологічного очищення стічних вод згідно з РД-17-86 рекомендовано приймати 3,8 % від сумарних втрат об'єктів механічного очищення.

Далі були визначені втрати з блоків оборотного водопостачання. На проєктованому НПЗ передбачена система циркуляції оборотної води, яка використовується в технологічних холодильниках для охолодження матеріальних потоків різних процесів переробки нафти. Блоки оборотного водопостачання обслуговують технологічні процеси по групах і складаються з нафтових пасток закритого типу і градирень для охолодження оборотної води. Нафтопродукти з нефтеловушек повертаються в сировинні резервуари і направляються на повторну переробку. Тому втрати з блоків оборотного водопостачання зводяться до втрат з градирень.

Втрати з градирень оборотного водопостачання розраховували згідно з РД-17-86 за формулою (7):

$$P_{i}^{mn} = L_i \cdot q_i^{mn}, \quad (7)$$

де L_i – продуктивність градирні по воді, м³ / год;
 q_i^{mn} – питомі втрати вуглеводнів з градирні, кг/м³.

5.3.5 Втрати при роботі вакуумстворюючої апаратури. Втрати при роботі апаратури для створення вакууму мають місце на вакуумному блоці установки АВТ. Вони пов'язані з викидом певної кількості газової фази з системи в атмосферу. Крім цього частина вуглеводнів розкладається внаслідок дії високої температури з утворенням газів розкладання.

Втрати з вакуумстворюючої апаратури розраховували згідно з РД-17-86 за формулою (8):

$$P_{i}^{mn} = G_c \cdot q_i, \quad (8)$$

де G_c – продуктивність вакуумної колони по сировині, т / год;
 q_i – питомі витрати, кг/т.

Наступним етапом був розрахунок втрат під час роботи технологічних насосів та компресорів. В цей час мають місце втрати вуглеводнів. Вуглеводні губляться внаслідок проходження незначної їх кількості через сальникові ущільнення насосів і компресорів.

Насосно-компресорне обладнання проєктованого НПЗ знаходиться в приміщеннях технологічних насосних і компресорних, а також на відкритих майданчиках. Приймаємо, що технологічні насоси та компресори, що обслуговують установки з переробки нафти знаходяться в закритих насосах, а насоси загальнозаводського господарства – в насосах відкритого типу.

Виробничі приміщення (технологічні насосні і компресорні) обладнані системами припливно-витяжної вентиляції.

Для проведення розрахунку втрат з технологічних насосів і компресорів закритого типу приймаємо концентрацію вуглеводнів у робочій зоні, яка знаходиться в допустимих межах (до 300 мг/м³).

Річні втрати вуглеводнів при роботі насосів та компресорів, які знаходяться в технологічних насосах закритого типу визначали згідно з РД-17-86 за формулою (9) :

$$P_{i}^{mn} = C_c^{p3} \cdot K \cdot \Sigma G_g \cdot 10^{-6}, \quad (9)$$

де C_c^{p3} – середня концентрація вуглеводнів в робочій зоні, мг/м³;

K – поправочний коефіцієнт, який залежить від типу насосів;

ΣG_g – сумарне виробництво вентиляційних установок, м³/год.;

Річні втрати відкритих насосів приймаються згідно середньостатистичних даних інвентаризації викидів на НПЗ.

Технологічні втрати. Під час нормальної роботи всіх без винятку технологічних установок з переробки нафти мають місце технологічні втрати. Вони пов'язані зі специфікою роботи кожної установки окремо.

Технологічні втрати умовно можна розділити на такі групи:

- втрати через нещільності з'єднань технологічних апаратів, трубопроводів, арматури (в основному фланцевих). При цьому частина вуглеводнів втрачається безпосередньо на апаратних дворах установок;

- втрати вуглеводнів у кожухотрубчастих холодильниках внаслідок їх часткового переходу в охолоджуючу воду (враховується при розрахунку втрат з блоків оборотного водопостачання);
- втрати, пов'язані з утворенням коксу на поверхні каталізаторів термokatалітичних і гідрогенізаційних процесів переробки нафти;
- втрати, пов'язані з утворенням відходів;
- втрати від спрацювання запобіжних клапанів;
- втрати при проведенні передбачених регламентом технологічних операцій (періодичний дренаж окремих апаратів тощо).
- інші втрати.

Визначення технологічних втрат є надзвичайно складним завданням, оскільки вимагає проведення розрахунку щільності практично кожного роз'ємного з'єднання, проведення великої кількості вимірів концентрації вуглеводнів в повітрі робочої зони; наявності абсолютно точних статистичних даних по окремих групах втрат (спрацювання запобіжних клапанів та ін.). Тому річні технологічні втрати розраховували згідно з РД-17-86 за формулою (10) :

$$P = K_0 \cdot K_1 \cdot \sqrt{G}, \quad (10)$$

де K_0, K_1 – коефіцієнти, які залежать від типу виробництва технологічної установки;
 G – виробництво установки, кг/год.

Крім цього існує кілька особливих категорій втрат вуглеводнів в процесі технологічного циклу. До них відносяться втрати паливної системи – газ, що направляється на пілотні пальники загальнозаводського факела; втрати вуглеводнів в лабораторії (вуглеводні для проведення лабораторних аналізів). Ці втрати приймаються з практичними даними для типових НПЗ.

При проведенні планових попереджувальних ремонтів (ППР) мають місце втрати значної кількості вуглеводнів. Ці втрати можна розділити на наступні групи:

- втрати при проведенні зачищення резервуарів;
- втрати при звільненні та дегазації обладнання перед проведенням ППР;
- втрати при продуванні обладнання і трубопроводів;
- втрати при пресуванні обладнання. Ці втрати приймаються згідно з практичними даними по роботі існуючих НПЗ.

Розрахунок загальнорічних втрат вуглеводнів на спроектованому НПЗ наводиться у вигляді таблиці 2 (табл.2).

Таблиця 2 Річні втрати вуглеводнів на НПЗ

Група втрат вуглеводнів	Річні втрати	
	т/рік	% на сировину
Втрати з резервуарів:	13414,00	0,2236
резервуари нафти і бензину	13308,00	11090,044
резервуари дизельних палив і темних нафтопродуктів	34,74	88,0419
Втрати з транспортних ємностей	3792,30	0,0632
транспортні ємності світлих нафтопродуктів	3747,70	0,0625
транспортні ємності темних нафтопродуктів	28,976	0,0005
зливання нафти	15,605	0,0003
Втрати на очисних спорудах	624,90	0,0104
Втрати на блоках оборотного водопостачання	966,68	0,0161
Втрати при роботі вакуумстворюючої апаратури	1015,50	0,0169
Втрати насосно-компресорного обладнання	1175,60	0,0196
насосні закритого типу	618,89	0,0103

Продовження табл.2

насосні відкритого типу	308,40	0,0051
компрессорные закрытого типа	248,35	0,0041
Технологічні втрати	64753,00	1,0930
Нормативні втрати при роботі установок	9819,50	0,1637
Кокс-випалювальні установки каталітичного крекінгу	54720,00	0,9120
Втрати газу на пілотних пальниках факелу	207,36	0,0173
Втрати вуглеводнів у лабораторії	6,60	0,0001
Втрати при проведенні ППР	940,80	0,0225
Втрати при проведенні зачищення резервуарів	660,00	0,0110
Втрати при вивільненні технологічного обладнання	102,60	0,0085
ПродоВтрати при продуванні технологічного обладнання	46,20	0,0008
Втрати при відпресовуванні технологічного обладнання	132,00	0,0022
Загальні річні втрати	86683,00	1,4653

Таблиця 3 Річні втрати вуглеводнів на НПЗ

Група втрат вуглеводнів	Річні втрати	
	т/рік	% на сировину
Втрати з резервуарів:	11118,994	0,2236
резервуари нафти і бензину	11090,044	11090,044
резервуари дизельних палив і темних нафтопродуктів	28,950	88,0419
Втрати з транспортних ємностей	3160,249	0,0633
транспортні ємності світлих нафтопродуктів	3123,098	0,0625
транспортні ємності темних нафтопродуктів	24,147	0,0005
зливання нафти	13,004	0,0003
Втрати на очисних спорудах	520,747	0,0104
Втрати на блоках оборотного водопостачання	805,570	0,0161
Втрати при роботі вакуумстворюючої апаратури	846,216	0,0169
Втрати насосно-компресорного обладнання	979,700	0,0196
насосні закритого типу	515,745	0,0103
насосні відкритого типу	257,000	0,0051
компрессорные закрытого типа	206,955	0,0041
Технологічні втрати	53961,221	1,0930
Загальні річні втрати	71392,675	1,4429

Висновки. Річні втрати на розроблювальному НПЗ становлять $\approx 1,47\%$, що знаходиться на рівні втрат на найсучасніших нафтопереробних заводах світу. Основну частку у втратах

складають технологічні втрати за рахунок випалу коксу на установці каталітичного крекінгу, які уникнути неможливо.

Список використаної літератури

1. Петро Топільницький, Олег Гринишин, Остап Мачинський. Технологія первинної переробки нафти і газу. Підручник для студ. ВНЗ Львів: Видавництво Львівської політехніки. 2014 – 488 с.
2. Бабаджанова О.Ф., Васійчук В.О. Негативний вплив нафтопродуктів на довкілля // Захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування: І міжн. конгрес: зб. мат. – Львів, 2009. – С. 83 –84.].
3. Ісаєнко В. М., Криворотько В. М., Франчук Г. М. Екологія та охорона навколишнього середовища. Дипломне проектування: Навч. посіб. – К.: Книжне видавництво НАУ, 2006. – 192 с.
4. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Розпорядження КМУ від 15.03.2006, № 145.
5. Бойченко С. В. Рациональное використання вуглевод-невих палив / С. В. Бойченко. – К.: НАУ, 2001. – 216 с.
6. Бойченко С. В. Газ і мастильні матеріали / С. В. Бойченко С. В., В. Г. Моца, О. С. Тітова. – К.: НАУ, 2002. – 188 с.
7. Бойченко С. В. Контроль якості паливно-мастильних матеріалів: навчальний посібник / С. В. Бойченко, Л. М. Черняк, В. Ф. Новікова, Й. А. Любінін, О. В. Полякова, М. В. Курбатова. – К.: НАУ, 2012. – 316 с.
8. Хіммотологія та інженерне забезпечення використання газу і паливно-мастильних матеріалів: навчальний посібник / С.В. Бойченко, Л.М. Черняк, Й.А. Любінін [та ін.]. – К.: НАУ, 2014. – 276 с.
9. Братичак М.М. Технологія нафти і газу / Братичак М.М., Гринишин О.Б. – Львів: В-во НУ «Львівська політехніка», 2002. – 179 с.
10. Вержичинская С.В. Химия и технология нефти и газа / Вержичинская С.В., Дигуров Н.Г., Синицин С.А. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2007. – 400 с.
11. Ibragim Asaad M. Ali. Innovative Technological Scheme of Iraq Oils Refining / Ibragim Asaad Ali, Sergii Boichenko, Viktoria Romanchuk, Mariia Boichenko, Olexandr Lazorko // Chemistry & Chemical Technology. – 2014. – Vol. 8. – №. 2. – P. 219–224.
12. Ибрагим Асаад М. Али. Сравнительный анализ свойств нефтей месторождений Ирака, России и Украины/ Ибрагим Асаад М. Али, Бойченко С. В., Кочирко Б. Ф. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – № 9. – С. 7–12.

S. Boychenko , Professor, Doctor of Science (Engineering)

Head of department of ecology,

O. Puzik , master degree,

National Aviation University,

P. Topilnytskyi , Associate Professor,

assistant professor of chemical processing of oil and gas «**Lviv Polytechnic**»,

I. Chernyak, Associated Professor at Ecology Department,

V. Romanchuk, Candidate of Engineering Sciences, assistant department chair of chemical processing of oil and gas "**Lviv Polytechnic**"

O. Babatunde, post graduated student at ecology department,

Kazimierz Lejda, Professor, Doctor of Science (Engineering), Head of the Department of internal combustion engines and transport of **Rzeszow University of Technology (Poland)**

THE ENVIRONMENTAL IMPACT OF REEFINERIES

The article describes and analyzes the potential impact of a typical oil refinery on the environment. Certain harmful substances emitted into the atmosphere by neftepererab consultation, their main sources and causes of releases to the environment. The calculation of gross emissions of harmful substances into the atmosphere for enterprises of oil refining. Also characterized by technological measures to reduce emissions of harmful substances and provides the basic tools to reduce the negative impact of the future of the refinery on the environment.

Keywords: pollutants, emissions, hydrocarbons, danger refinery.

С.В. Бойченко, д.т.н., профессор, заведующий кафедры экологии,
О.Г. Пузик О.Г., магистр,
Национальный авиационный университет
П.И. Топольницкий, к.т.н., доцент,
доцент кафедры химической переработки нефти и газа НУ «**Львовская политехника**»
Л.Н. Черняк, к.т.н., доцент, доцент кафедры экологии,
В.В. Романчук, к.т.н., ассистент кафедры химической переработки нефти и газа
НУ «**Львовская политехника**»,
О. Бабатунде, аспирант кафедры экологии,
Каземир Лейда, д.т.н., профессор,
Жешувская Политехника (Польша)

**ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО
ПРЕДПРИЯТИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

В статье рассмотрено и проанализировано возможное влияние типового нефтеперерабатывающего предприятия на окружающую среду. Определены вредные вещества, выбрасываемые в атмосферу на нефтеперерабатывающем предприятии, их основные источники и причины выбросов в окружающую среду. Выполнен расчет валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятия нефтепереработки. Также охарактеризованы технологические мероприятия по снижению выбросов вредных веществ и предложены основные средства для уменьшения негативного влияния будущего нефтеперерабатывающего завода на окружающую среду

Ключевые слова: вредные вещества, выбросы, углеводороды, опасность, нефтеперерабатывающий завод.

Надійшла 30.11.2016
Received 30.11.2016