

НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

На правах рукопису

ВДОВЕНКО СЕРГІЙ ВІКТОРОВИЧ

УДК 665.6.006.3:574.63:665.775(043.5)

**РОЗРОБЛЕННЯ КОМПЛЕКСУ РЕСУРСОЕКОНОМІЧНИХ ЗАХОДІВ
РАЦІОНАЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ
НА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ЗАВОДАХ**

Спеціальність 05.17.07 – хімічна технологія палива
і паливно-мастильних матеріалів

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник

Бойченко Сергій Валерійович,
доктор технічних наук, професор

Ідентичність усіх примірників дисертації
ЗАСВІДЧУЮ:

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради Д.26.062.09

Матвєєва І.В.

Київ 2016

ЗМІСТ

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
Розділ 1. МЕТОДИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ НА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ЗАВОДАХ (ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ)	10
1.1. Втрати вуглеводнів з резервуарних парків	13
1.2. Втрати вуглеводнів з транспортних ємкостей.	17
1.3. Втрати вуглеводнів з очисних споруд	19
1.4. Втрати вуглеводнів з блоків обігового водопостачання.	21
1.5. Технологічні втрати вуглеводнів на НПЗ.	22
1.6. Втрати вуглеводнів під час проведення ремонтних робіт	26
1.7. Втрати вуглеводнів з нафтошламами, кислими гудронами та іншими відходами перероблення нафти.	27
1.8. Втрати вуглеводнів у разі виникнення аварійних ситуацій.	29
Висновки до розділу 1	30
Розділ 2. ОБ'ЄКТИ ДОСЛІДЖЕНЬ, МЕТОДИКИ ЕКСПЕРИМЕНТІВ ТА АНАЛІЗІВ	32
2.1. Характеристика вихідних речовин	32
2.2. Методика проведення експериментів	33
2.3. Методика проведення аналізів	38
Висновки до розділу 2	40
Розділ 3. МОНІТОРИНГ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ НА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ЗАВОДАХ	41
3.1. Бенчмаркінг ефективності роботи структурних підрозділів НПЗ з контролю за втратами вуглеводнів.	41
3.2. Організація системи моніторингу втрат вуглеводнів на НПЗ.	50
3.3. Розподіл втрат вуглеводнів на НПЗ за категоріями	64
Висновки до розділу 3	68

Розділ 4. ЗАХОДИ ЩОДО ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ З РЕЗЕРВУАРНИХ ПАРКІВ, ОЧИСНИХ СПОРУД ТА ТРУБЧАСТИХ ПЕЧЕЙ	70
4.1. Заходи щодо зменшення втрат вуглеводнів з резервуарів	70
4.2. Заходи щодо зменшення втрат вуглеводнів на спорудах механічного очищення стічних вод	76
4.3. Покращення роботи трубчастих печей для зниження втрат і витрат газу	81
Висновки до розділу 4	84
Розділ 5. МЕТОДИ ПЕРЕРОБЛЕННЯ НАФТОШЛАМІВ, УТВОРЕНИХ НА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ЗАВОДАХ	86
5.1. Склад нафтошламів та розподіл їх компонентів у місцях зберігання	87
5.2. Властивості вуглеводневої частини нафтошламів	90
5.3. Вивчення процесу неглибокої термічної деструкції органічної частини нафтошламів	94
5.4. Використання залишку термічної деструкції органічної частини нафтошламів у процесі виробництва бітумів	103
5.5. Використання органічної частини нафтошламів у процесі виробництва бітумів	106
5.6. Основи технології комплексного перероблення нафтошламів	109
5.7. Обґрунтування вибору технології перероблення нафтошламів	111
Висновки до розділу 5	119
ВИСНОВКИ	121
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	123
ДОДАТКИ	142

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АЗС – автозаправна станція
- НПЗ – нафтопереробний завод
- АВТ – атмосферно-вакуумна трубчатка
- АТ – атмосферна трубчатка
- БНД – бітум нафтовий дорожній
- БОВ – блок обігового водопостачання
- ГДВ – граничнодопустимі викиди
- ГПЗ – газопереробний завод
- ГДС – граничнодопустимі скиди
- ЕЛЗУ – електрознесолювальна установка
- ЛРВ – ліміт розміщення відходів
- НШ – нафтовий шлам
- ПЕР – паливно-енергетичні ресурси
- ППР – планово-попереджувальний ремонт
- ППС – пароповітряна суміш
- ТКНПЗ – Туркменбашинський комплекс нафтопереробних заводів
- ФВА – функціонально-вартісний аналіз

ВСТУП

Актуальність роботи. Сьогодні одним з основних напрямів розвитку світової нафтопереробної галузі є зменшення кількості втрат вуглеводнів під час перероблення нафти на нафтопереробних заводах (НПЗ). Середньорічні втрати вуглеводнів на НПЗ України та, наприклад, Туркменістану досягають 1–3 % мас. у розрахунку на сиру нафту, що надходить на перероблення, проте аналогічний показник для НПЗ країн ЄС та США не перевищує 0,5%. Сумарні втрати світових НПЗ вимірюються десятками мільйонів тонн за рік, що негативно впливає на їх економіку. Іншим важливим завданням нафтоперероблення є зниження кількості викидів шкідливих речовин у навколишнє середовище, що безпосередньо пов'язано з кількістю втрат вуглеводнів. Проблема втрат особливо гостро постає для українських НПЗ, оскільки більшу частину технологічних установок та об'єктів загально-заводського господарства, що експлуатуються на цих заводах, побудовано в 60–80-х роках ХХ ст..

Проблема зменшення втрат вуглеводнів під час перероблення нафти протягом останніх десятиліть була предметом досліджень багатьох провідних учених науково-дослідних інститутів. Розроблено значну кількість ефективних заходів щодо зменшення втрат. Однак, не зважаючи на це, проблема втрат вуглеводнів на НПЗ дотепер залишається невирішеною. Отже, розроблення ресурсощадних технологій запобігання втратам вуглеводнів під час перероблення нафти на НПЗ є актуальним і важливим науково-прикладним завданням.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконувалась згідно планів наукових досліджень кафедри екології Інституту екологічної безпеки та Українського науково-дослідного та навчального центру хімотології і сертифікації паливно-мастильних матеріалів і технічних рідин Національного авіаційного університету згідно планів науково-дослідних проектів:

– «Правила запобігання викидів летких фракцій (пари) нафти, нафтопродуктів у навколишнє середовище на об'єктах нафтогазового комплексу України» (договір № 2/1030/20/1 від 01.06.2004 р. (номер державної реєстрації 0104U004475));

– «Інвентаризація і комплексний аналіз нафтових шламів Туркменбашинського комплексу нафтопереробних заводів» (контракт №011/13-(1-ХС) від 30.04.2013 р..

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є розроблення комплексу ресурсощадних технологічних заходів запобігання втратам вуглеводнів на НПЗ.

Для досягнення мети необхідно розв'язати такі основні завдання:

– дослідити, установити та систематизувати фактичні втрати вуглеводнів на НПЗ;

– установити причини та джерела втрат на НПЗ;

– дослідити склад, властивості нафтових шламів (нафтошламів) і основні закономірності процесу неглибокої термічної деструкції органічної частини нафтошламів з метою їх ефективного подальшого використання;

– дослідити вплив органічної частини нафтошламів на властивості бітумів, отриманих спільним окисненням із залишком перероблення нафти та компаундуванням з товарним дорожнім бітумом;

– розробити універсальний комплексний метод використання нафтошламів, утворених під час перероблення нафти на НПЗ для зменшення втрат та покращення показника глибини перероблення нафти;

– запропонувати методи зменшення втрат на об'єктах очисних споруд НПЗ.

Об'єкт дослідження – запобігання втратам вуглеводнів на НПЗ.

Предмет дослідження – способи та заходи зменшення втрат вуглеводнів з резервуарних парків, шламонакопичувачів і відкритих об'єктів загальнозаводського господарства НПЗ.

Методи дослідження. Науково-методичне забезпечення досліджень базувалось на використанні комплексу емпіричних інженерних і теоретичних

методів. Серед теоретичних методів застосовувався системний аналіз і синтез, узагальнення, формалізація, класифікація, аналогія. Серед емпіричних – вимірювання, порівняння та експеримент з застосуванням стандартних методів дослідження фізико-хімічних властивостей нафтових фракцій і нафтошламів, визначення групового складу бітумів за Маркуссоном, визначення температури розм'якшення, дуктильності, пенетрації бітумів тощо. З інструментальних методів аналізу використовували рідинно-адсорбційну хроматографію та комплексний дериватографічний аналіз.

Наукова новизна отриманих результатів:

– досліджено склад і властивості нафтошламів різної тривалості зберігання. Доведено, що завдяки процесам природного випаровування та автоокисненню вуглеводнів органічна частина нафтошламів тривалого зберігання характеризується нижчим вмістом світлих фракцій, а також вищими густиною, в'язкістю та вмістом асфальтово-смолистих речовин порівнянно з органічною частиною «свіжих» нафтошламів;

– досліджено основні стадії термічних перетворень органічної частини нафтошламів, відібраних на різних рівнях шламонакопичувачів. Доведено, що температурний інтервал 420–460°C є найбільш раціональним для проведення процесу термічної деструкції органічної частини нафтошламів, що дозволяє отримати додаткову кількість світлих нафтопродуктів;

– встановлено закономірності впливу органічної частини нафтошламів на властивості бітумів, отриманих спільним окисненням з залишком перероблення нафти та компаундуванням із товарним дорожнім бітумом. Доведено, що збільшення вмісту органічної частини нафтошламів у гудроні призводить до зниження температури розм'якшення, дуктильності та підвищення пенетрації дорожніх бітумів, що пояснюється зміною групового складу сировини, зокрема підвищенням у ній кількості оливних компонентів та зниженням кількості смол і асфальтенів.

Практичне значення отриманих результатів. Розроблено комплекс практичних заходів для зменшення втрат вуглеводнів на НПЗ, зокрема:

– встановлено принципову можливість використання органічної частини нафтошламів як компонента сировини для виробництва окиснених бітумів (до 5 % мас.) або як домішки до товарних бітумів (до 5 % мас.);

– розроблено спосіб комплексного перероблення нафтошламів з метою одержання товарних бітумів і додаткової кількості світлих нафтових фракцій;

– упроваджено у виробництво проект будівництва резервуарних парків зберігання нафти та проект будівництва резервуарних парків зберігання оливних фракцій установки Г-37 ПАТ «Укртатнафта» (м. Кременчук);

– розроблено проект технології очисних споруд закритого типу для ПАТ «Укртатнафта» (м. Кременчук);

– розроблено проект нормативного документа «Правила запобігання викидам летких фракцій нафти, нафтопродуктів у навколишнє природне середовище на об'єктах нафтогазового комплексу України»;

Корисність, новизна та практична значущість роботи підтверджена патентом України № 105141 від 10.03.2016 р. та двома актами упровадження на ПАТ «Укртатнафта» (м. Кременчук) і актом експертної оцінки ПАТ «Нафтохімік Прикарпаття» (м. Надвірна).

Очікуваний економічний ефект від упровадження проекту резервуарного парку нафти з урахуванням заходів щодо зменшення рівня втрат вуглеводнів від випаровування в середньому для ПАТ «Укртатнафта» становить 2,9 млн грн за рік, а питомий економічний ефект – 1,6 грн на 1 м³ закачаної в резервуарний парк нафти.

Особистий внесок здобувача полягає в участі у формулюваннях науково-прикладної проблеми, мети та завдань досліджень, а також аналізі літератури, виконанні експериментальної частини роботи, а також в аналізі та інтерпретації результатів досліджень. Постановка завдання, планування та постановка експериментів, формулювання основних наукових положень і висновків виконано спільно з науковим керівником. У спільних публікаціях автору належить переважний внесок.

Апробація результатів роботи. Основні положення роботи доповідалися та опубліковані в матеріалах міжнародних і вітчизняних конференцій, зокрема на I,

V Міжнародних науково-технічних конференціях «Проблеми хімотології» (Київ, 2006 р., 2014 р.); науково-практичній конференції «Моніторинг навколишнього середовища: науково-методичне, нормативне, технічне, програмне забезпечення» (Крим, Коктебель, 2006 р.); науково-технічній конференції «Авіа–2009» (2009 р.); VII Міжнародному енергоекологічному конгресі «Енергетика. Екологія. Людина» (Київ, 2007 р.); VIII Міжнародній конференції «Зелена енергетика» (Київ, 2013 р.); IV, VII Міжнародних науково-практичних конференціях «Поступ в нафтогазо-переробній та нафтохімічній промисловості» (Львів, 2007 р., 2014 р.); Міжнародному форумі-конкурсі молодих науковців «Проблеми надрокористування» (Санкт-Петербург, 2013 р.); науково-практичних конференціях «Екологічна безпека держави» (Київ, 2014 р., 2016 р.).

Публікації. Основний зміст роботи викладено у 9 статтях у фахових вітчизняних наукових журналах, у тому числі 1, що входить до міжнародної наукометричної бази Scopus та 11 матеріалах і тезах доповідей на наукових конференціях різного рівня.

Структура та обсяг роботи. Робота складається зі вступу, 5 розділів, висновків, списку використаних джерел літератури та 8 додатків. Загальний обсяг дисертації – 163 сторінки. Дисертація містить 37 таблиць, 17 рисунків, 179 найменувань використаної літератури. Додатки та список джерел використаної літератури займають 40 сторінок.

РОЗДІЛ 1. МЕТОДИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ НА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ЗАВОДАХ (ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ)

Нафтопереробна промисловість належить до числа стратегічно важливих галузей багатьох країн світу. Світове нафтоперероблення, що є вагомою частиною економіки, має забезпечувати зростання добробуту населення без руйнування природного середовища його існування [1]. Темпи її розвитку не повинні перевищувати швидкості відновлення сировинних ресурсів, а інтенсивність викидів забруднювальних речовин – можливості навколишнього середовища асимілювати ці викиди [2, 3].

Нафтоперероблення призначено для виробництва моторних палив, мастильних матеріалів, сировини для хімічної промисловості, а також пічних котельних палив, паливних газів та багатьох інших продуктів. У зв'язку з високою вартістю нафти та зростаючою потребою в якісних нафтопродуктах НПЗ стали складними комплексами, які містять десятки технологічних процесів [4, 5].

Структура світового енергобалансу (табл. 1.1) свідчить, що нафта займає провідне місце серед використовуваних сьогодні енергоносіїв. Згідно з прогнозами частка нафти у світовому енергобалансі в 2020 р. знизиться до 30 %, а в 2050 р. – до 28 – 29 %. Але навіть після такого зниження нафта буде залишатися основним енергоносієм планети [6].

Таблиця 1.1

Структура світового енергобалансу в 2015 р.

Види енергоносіїв	Нафта	Природний газ	Вугілля	Ядерна енергія	Інше
Частка в світовому балансі, %	36,4	23,5	27,8	6,0	6,3

У 2012 р. сумарна продуктивність НПЗ світу перевищила 89 млн бар/добу. У цей час перероблення нафти здійснювалося на 655 НПЗ [7]. У період 2013–2015 рр. світова нафтопереробна галузь наростила потужність (табл. 1.2), а

кількість НПЗ знизилася до 640 [8]. Наведені статистичні дані підтверджують без перебільшення гігантські масштаби нафтопереробної галузі та її вирішальне значення в енергетичному балансі сучасного світу.

Таблиця 1.2

Світовий попит на нафту (2013 – 2015 рр.), млн бар/добу

Регіон	2013 р.	2014 р.	2015 р.
Африка	3,8	3,9	4,1
Америка	30,7	30,8	31,0
Азія / Тихий океан	30,3	30,6	31,2
Європа	14,3	14,1	14,1
Колишній СРСР	4,7	4,8	4,6
Ближній Схід	7,9	8,1	8,3
Усього	91,8	92,4	93,3

Для сучасної нафтопереробної промисловості характерними є помірне зростання сумарних потужностей та обсягів перероблення, підвищення глибини перероблення нафти завдяки впровадженню вторинних деструктивних процесів, зниження рівня рентабельності, зростання питомих капіталовкладень, зумовлених вимогами до охорони навколишнього середовища, і необхідність перероблення сировини зі зниженими показниками якості [9, 10].

Однією з надзвичайно важливих проблем нафтопереробної галузі є незворотні втрати частини нафтопродуктів (вуглеводнів) під час перероблення нафти [11]. Кількість цих втрат залежить від набору технологічних установок на НПЗ, рівня технології і культури виробництва на цих установках, стану об'єктів загальнозаводського господарства і багатьох інших чинників [12]. Середньорічні втрати вуглеводнів на НПЗ досягають 1–3 % мас. у розрахунку на сирі нафту, що надходить на перероблення [13]. Отже, сумарні втрати світових НПЗ вимірюються десятками мільйонів тонн за рік, що без сумніву негативно впливає на економічні показники роботи цих підприємств.

Переважну більшість втрат вуглеводнів в екологічному сенсі кваліфікують як викиди. Вони потрапляють в атмосферне повітря, водний басейн або ґрунти, забруднюючи їх. Саме тому проблема викидів є не тільки технологічною чи техніко-економічною проблемою, але і глобальною екологічною проблемою сьогодення [14, 15].

Найбільша частина втрат вуглеводнів припадає на їх випаровування з різних об'єктів НПЗ (резервуарного парку, відкритих об'єктів водоочищення тощо). У результаті високого потенціалу забруднення атмосфери парами вуглеводнів ускладнюється екологічна обстановка в регіоні розташування НПЗ [16]. Токсичність вуглеводнів підсилюється наявними в атмосфері сірчистими сполуками та CO_2 . Крім цього, вуглеводні вступають у фотохімічні реакції і беруть участь в утворенні смогу [17].

Аналіз забруднення гідросфери Землі показав, що серед причин потрапляння вуглеводнів у водойми (в умовах НПЗ) найбільш вагомими є скид нафтовмісних стоків, потрапляння нафтопродуктів у ґрунтові води і далі у водойми через нещільності дна резервуарів, шламонакопичувачів, аварії та розливи нафтопродуктів, змивання нафтопродуктів дощовими водами тощо [18]. Небезпека забруднення водойм нафтопродуктами полягає в тому, що вони утворюють плівку на поверхні води, яка перешкоджає газообміну між водою і атмосферою та знижує вміст у воді кисню. Важкі нафтопродукти, що осідають на дно, знищують донні мікроорганізми, які беруть участь у процесі самоочищення води. Унаслідок гниття осадів, забруднених нафтопродуктами, виділяються шкідливі речовини, які отруюють усю воду в річці чи озері [19, 20].

Причини забруднення ґрунтів нафтопродуктами подібні до забруднення водних ресурсів. Як і в попередньому випадку ці забруднення становлять загрозу для життя і здоров'я людей та загрозу існування окремих видів флори і фауни. Унаслідок потрапляння нафтопродуктів у ґрунтові води зменшуються ресурси прісної питної води [21].

Для детального ознайомлення з проблемою втрат вуглеводнів під час перероблення нафти на НПЗ пропонується така їх класифікація за походженням:

- втрати з резервуарних парків;
- втрати з транспортних ємкостей;
- втрати з очисних споруд;
- втрати з блоків обігового водопостачання;
- технологічні втрати;
- втрати під час проведення ремонтних робіт;
- втрати вуглеводнів з нафтошламами, кислими гудронами та іншими відходами перероблення нафти;
- втрати, спричинені аварійними ситуаціями [22].

Нижче описано причини виникнення втрат вуглеводнів на НПЗ та відомі заходи щодо їх запобігання або зменшення.

1.1. Втрати вуглеводнів з резервуарних парків

Зберігання нафти і нафтопродуктів в резервуарах супроводжується незворотними втратами в навколишнє середовище. До загальних втрат цієї категорії входять:

- втрати від випаровування під час перекачування та зберігання;
- втрати під час періодичного зачищення резервуарів (див. втрати при проведенні ремонтних робіт);
- втрати унаслідок витікання нафтопродуктів через нещільності;
- втрати під час операції дренажу підтоварної води [23].

Найбільш істотними є втрати від випаровування (0,5–1,5 % від нафти, що надійшла на перероблення) [24, 25]. Відомо [26], що у просторі над поверхнею бензину в резервуарі в 1 м³ пароповітряної суміші (ППС) міститься до 1 кг бензину. З підвищенням температури газового простору резервуара лише на 1 °С втрачається 0,01 кг бензину з кожної одиниці об'єму. Унаслідок випаровування втрачається значна частина вуглеводневої сировини, яка могла б стати додатковим джерелом енергії та сировиною для вироблення цінних продуктів. До

того ж цінні компоненти не тільки безповоротно втрачаються, але й забруднюють атмосферу [27–29]. Річний об'єм викидів вуглеводнів в атмосферу перевищує 50 млн т.

Аналізуючи літературні джерела [23, 30–32], можна систематизувати експлуатаційні фактори, що впливають на випаровуваність і втрати нафтопродуктів. Величина цих втрат залежить від властивостей нафтопродукту (фракційного складу, тиску насиченої пари), від конструктивних особливостей резервуара (площі поверхні нафтопродукту, об'єму газового простору, наявності технічних засобів зниження втрат), від режиму роботи резервуара («мірника» або «буферної ємкості»), від обертовості резервуара (кількості заповнень за певний проміжок часу), від температури нафтопродукту в резервуарі та кліматичних факторів (кліматичної зони, тривалості дня, хмарності, прозорості тощо).

Втрати від випаровування складаються із втрат під час заповнення та випорожнення резервуарів («велике дихання») та втрат від добового коливання температури навколишнього середовища і зниження атмосферного тиску («мале дихання»). Втрати від «великих дихань» становлять близько 70 % від загальних втрат унаслідок випаровування [23, 33].

У результаті випаровування не тільки зменшується кількість нафти чи нафтопродукту в резервуарі, але й змінюється їх якість. Так, наприклад, нафта під час такого випаровування втрачає найлегші компоненти, які є особливо цінними для виробництва палив. Основна частка втрачених вуглеводнів (98–99 % об.) – це вуглеводні до C_6 [33, 34].

Відомо [35–38], що у бензинах унаслідок втрат легких фракцій змінюється груповий склад, знижується октанове число, зменшується тиск насиченої пари, підвищуються температура початку кипіння і температура википання 10 %. У результаті 1 % втрат від випаровування автомобільного бензину його октанове число знижується на одну одиницю (незалежно від терміну зберігання) [24, 39]. Через випаровування легких фракцій бензину ускладнюється запуск та зменшується прийманість роботи двигуна, збільшується імовірність утворення нагарів і відкладів. Крім цього, унаслідок тривалого зберігання бензину в

резервуарах відбувається зміна його якості по глибині, зокрема в нижніх шарах спостерігається обважчення фракційного складу, збільшення вмісту фактичних смол та незначне зниження октанового числа [40, 41].

Для зменшення втрат у резервуарах від випаровування використовують комплекс заходів, які включають: зменшення або повну ліквідацію газового простору резервуарів; скорочення амплітуди коливання температури газового простору і нафтопродукті в резервуарі; збільшення надлишкового тиску в резервуарі; застосування систем вловлювання нафтопродуктових парів, що виштовхуються з резервуарів [26, 30, 42].

Здійснено систематизацію існуючих заходів зменшення втрат нафтопродуктів від випаровування в резервуарах. Ці заходи поділяються на дві групи: організаційно-технічні та фізико-хімічні [43].

Зменшення об'єму газового простору резервуарів або повна його ліквідація в класичних резервуарах, обладнаних «дихальними» клапанами майже неможливі, оскільки максимальне наповнення таких резервуарів становить близько 95 % від об'єму, а решта об'єму залишається для температурного розширення нафтопродукту [26]. Зменшення газового простору резервуарів на практиці досягається покриттям дзеркала нафтопродукту плівками, мікробалонами, плаваючою покрівлею або понтонами. Ці заходи зменшують втрати від випаровування на 90 % і навіть більше [44].

На НПЗ використовують два принципово різні типи понтонів: 1) – що безпосередньо плаває на поверхні нафтопродукту; 2) – що спирається на поплавки з утворенням між екраном і поверхнею рідини газового прошарку. Ефективність застосування плаваючих покрівель та понтонів визначається ступенем герметизації зазору між покрівлею (понтоном) і стінкою резервуара, яка залежить від конструкції ущільнювального затвора [23, 42, 45–47]. Покриття поверхні нафтопродукту, що запобігають втратам від випаровування, наносять за допомогою напилення. Матеріал покриття – двокомпонентна пінополіуретанова композиція, наповнена плазмохімічно-модифікованими склосферами [48].

Однак навіть із застосуванням найдосконаліших пристроїв повністю уникнути втрат від випаровування не вдається через змочуваність стінок резервуара при опусканні покрівлі (понтону). Установлено [49], що питомі втрати бензину зі змочених стінок резервуара становлять 0,0245–0,1225 кг/м². За зазначених питомих втрат від змочування для резервуара з плаваючою покрівлею об'ємом 5000 м³ під час зниження рівня від 10,3 до 1,8 м з поверхні стінок може випаруватися від 14,91 до 74,55 кг палива. За іншими даними [50, 51] втрати від змочування становлять 0,0034 % від первинного об'єму нафтопродукту у резервуарі або приблизно дорівнюють 0,18 кг/м².

Важливу роль для зменшення втрат від випаровування відіграє конструкція «дихальних» клапанів [52].

Заходами для зменшення амплітуди коливання температури в газовому просторі резервуара є використання світловідштовхувального фарбування та теплової ізоляції зовнішньої поверхні резервуара, а також ізотермічне зберігання нафтопродуктів в підземних резервуарах [23, 25, 33].

Збільшення надлишкового тиску під час зберігання нафтопродуктів в резервуарах істотно знижує втрати від випаровування. Однак це не завжди можливо, оскільки потребує спеціальної конструкції резервуара [23, 30].

Одним з найпоширеніших заходів на НПЗ для зменшення втрат з резервуарів від випаровування є використання газозрівнювальних систем або систем уловлювання парів нафтопродуктів, які виштовхуються з резервуара [23]. Суть газозрівнювальних систем полягає в з'єднанні між собою газових просторів групи резервуарів. При цьому ППС, що видихається з резервуара, подається у резервуар, у якому повітря засмоктується у результаті відкачування з нього нафтопродукту [23, 53]. Для стабілізації роботи таких систем передбачено подачу інертного газу або повітря та скид надлишкової кількості газової фази в атмосферу.

Системи вловлювання легких фракцій – це автономні системи, призначені для відділення вуглеводнів від повітря, що виштовхується з резервуара під час закачування в нього нафтопродукту. Для цього використовують системи конденсації вуглеводнів в холодильниках, у тому числі і з використанням

кріогенної техніки, а також системи сорбційного вловлювання вуглеводнів з ППС [23, 53–56]. Серед використовуваних у промисловості найбільш відомими технологіями є процес холодної рідинної абсорбції (CLA) компанії Cool Sorption A/S (Denmark), ефективність якої становить 90 %, та вакуумрегенерованої вуглецевої адсорбції (CVA (Cool Sorption A/S) і Symex (Deutschland)), ефективність яких – 98 – 99,99 %. Уловлені таким чином вуглеводні повертаються у виробничий цикл.

Важливу роль у розробленні методу рекуперації вуглеводнів адсорбційним методом відіграє правильність вибору адсорбенту. Саме підбір оптимального сорбенту є вирішальним для зменшення втрат вуглеводнів від випаровування з резервуарів [57]. З'ясовано, що для рекуперації вуглеводнів доцільно використовувати промислові середньопористі силікагелі КСС–3 і КСС–4. Проте використовувати для цього цеоліт NaX та активоване вугілля СКТ недоцільно через складність їх регенерації і перебіг на їх поверхні каталітичних перетворень вуглеводнів [58].

Крім втрат від випаровування, можуть бути і втрати від негерметичності резервуарів. Корозія чи пошкодження днища резервуара – одна з найчастіших причин таких втрат, оскільки вона перебігає потай і виявляється тільки після значних втрат нафтопродукту або під час проведення ремонтних робіт усередині резервуара. Для захисту від корозії використовують системи катодного захисту, а для облаштування днищ – герметики [59].

1.2. Втрати вуглеводнів з транспортних ємкостей

Операції транспортування нафти на НПЗ і товарних нафтопродуктів з НПЗ у транспортних ємкостях супроводжуються втратами частини вуглеводнів. Місце втрат – зливно-наливні естакади. Під час наливання нафтопродуктів у цистерни з них витискається ППС з деяким вмістом вуглеводнів. Цей вміст залежить від характеристик продукту, що відвантажується, метеорологічних умов, а також від технології наливання нафтопродукту у транспортну ємкість. Під час зливу

нафтопродуктів з цистерн частина вуглеводнів переходить у парову фазу і залишається в об'ємі транспортної ємкості. Для зливу нафтопродуктів з транспортних ємкостей, які перебувають під надлишковим тиском, проводять стравлювання газової фази до атмосферного тиску. Після відвантаження нафтопродуктів певна їх частина залишається в наливних рукавах, а після завершення заправлення транспортних ємкостей та від'єднання рукавів ці залишки нафтопродукту випаровуються. Особливо це актуально для зріджених (скраплених) газів. Ще однією причиною втрат можуть бути аварійні розливи нафтопродуктів під час зливу або відвантаження нафтопродуктів [60].

З огляду на викладене слід виділити такі групи втрат вуглеводнів з транспортних ємкостей:

- втрати під час заповнення залізничних або автоцистерн;
- втрати під час зливу нафтопродуктів із залізничних або автомобільних цистерн;
- втрати від аварійних розливів нафтопродуктів під час завантаження чи зливу з транспортних ємкостей [61, 62].

Під час виконання зливно-наливних операцій з нафтопродуктами із залізничних цистерн втрачається до 0,36–0,44 кг/м³ закачаного нафтопродукту, а автомобільних – до 0,42–0,6 кг/м³. При цьому важливим фактором є технологія цих операцій [63].

Втрати під час заповнення транспортних ємкостей нафтопродуктами на наливних естакадах НПЗ мають таку саму природу, що і втрати від наповнення резервуарів. Але на відміну від резервуарів транспортні ємкості не мають жодної герметизації і ППС безперешкодно витісняється в атмосферу [60].

Для зменшення втрат під час зливно-наливних операцій нафти і нафтопродуктів використовують системи адсорбційного вловлювання парів нафтопродуктів, які виходять з транспортних ємкостей. Системи «газової обв'язки» дозволяють вловлювати до 40 % нафтопродуктів, що викидаються під час зливно-наливних операцій [64–67]. Знизити втрати під час завантаження нафтопродукту в транспортні ємкості можна за допомогою охолодження

нафтопродукту [68]. Ще один метод зменшення втрат – використання систем нижнього наливу нафтопродукту у транспортні ємкості.

Для рекуперації парів нафтопродуктів з ППС спустошеної ємкості її обробляють охолоджувальною речовиною (рідкою вуглекислою), яку вводять через розпилення [69].

Крім витрат від випаровування з транспортних ємкостей, втрати виникають унаслідок витікання нафтопродуктів через нещільності та дефекти, а також під час переливань. Ці втрати мінімізують використанням автоматизованих систем контролю та проведенням планових оглядів і своєчасних профілактичних та ремонтних робіт на об'єктах, на яких здійснюються операції зливу-наливу нафти та нафтопродуктів [62, 70, 71].

1.3. Втрати вуглеводнів з очисних споруд

Очисні споруди призначені для очищення стічних вод НПЗ. Залежно від типу стоків розрізняють такі типи систем каналізації на НПЗ: перша система – для відведення і очищення виробничих та зливних нейтральних стічних вод, забруднених нафтопродуктами; друга система – для відведення і очищення хімічно забруднених стічних вод; третя система (дощова) – для відведення дощових вод; господарсько-фекальна – для відведення і очищення стоків побутових приміщень НПЗ [33, 60].

Сучасний НПЗ передбачає комплекс очисних споруд, до складу яких входять системи механічного, хімічного та біологічного очищення стічних вод [72]. Причини втрат нафтопродуктів на очисних спорудах полягають в тому, що в очищених водах, які зазвичай скидаються в природні водойми, міститься певна кількість вуглеводнів. Частина вуглеводнів випаровується з поверхні стічних вод. Крім цього, частина вловлених на об'єктах очисних споруд вуглеводнів потрапляють у спеціальні ставки, відстійники або амбари і тривалий час там зберігаються, становлячи загрозу навколишньому середовищу [73]. Установлено,

що більша частина нафтопродуктів у стічних водах припадає на гасові та дизельні фракції [74].

Зменшення втрат вуглеводнів на об'єктах очисних споруд полягає в застосуванні сучасних засобів механічного очищення стічних вод, що досягається їх пропусканням через фільтри механічного та силового типів [75]. Попередня очистка стічних вод залежить від коалесценції, тобто збільшення дрібних крапель нафтопродуктів до утворення суцільної плівки нафтопродукту, яка надалі виводиться на утилізацію. Це досягається при застосуванні коалесцентних фільтрів з використанням спеціальних гофрованих волокнистих матеріалів [76, 77].

Для очищення стічних вод від нафти та нафтопродуктів широко застосовують метод флотації. Він дозволяє інтенсифікувати спливання нафтопродуктів завдяки дії бульбашок повітря, що подаються в стічні води. Ефективність процесу очищення нафтовмісних стічних вод може бути підвищена за допомогою флокулянтів і коагулянтів [78].

Наявність в стічних водах стійких емульсій нафтопродуктів істотно знижує ефективність відомих механічних, флотаційних та коалесцентних технологій. У цьому випадку доцільно застосовувати адсорбційні методи очищення стічних вод. Як адсорбенти використовують активоване вугілля, сульфовугілля, низькозольні антрацити, гомополімери тетрафторетилену і трифторетилену [79]. Особливу групу становлять нанопористі сорбенти [80].

Одним з напрямів очищення стічних вод від нафтопродуктів є дія змінного електромагнітного поля в комплексі з дією постійних магнітів [81].

Кінцевою стадією очищення стічних вод, як правило, є біологічне очищення, яке полягає в біологічному розкладі вуглеводнів в присутності кисню повітря [82]. Однак це не зменшує втрати вуглеводнів, а тільки запобігає отруєнню довкілля нафтопродуктами, що містяться у скидних водах НПЗ.

1.4. Втрати вуглеводнів з блоків обігового водопостачання

Із джерел літератури [83] відомо, що нафтопереробна промисловість займає п'яте місце зі споживання води з природних водойм. При цьому 90 % свіжої води використовується як холодоагент у системах обігового водопостачання. Водяні холодильники є найпоширенішим видом холодильного обладнання на НПЗ– їх частка в загальному апаратному парку становить 25–45 %, а затрати на ремонт теплообмінного обладнання досягають близько 40–65 % від загальної суми затрат на проведення капітальних і планових поточних ремонтів НПЗ [84].

Блоки обігового водопостачання (БОВ) призначені для обслуговування групи технологічних установок технічною водою для водяних холодильників та інших технологічних цілей. Багаторазове використання води в системі обігового водопостачання різко зменшує кількість свіжої води, яку споживає завод, і кількість стічних вод, які завод скидає у природні водойми, а також дає змогу споруджувати заводи в районах з менш потужними водними ресурсами [44].

На сучасних НПЗ, як правило, є декілька БОВ, до складу яких входять: насосна станція, що здійснює циркуляцію води; камери гарячої та охолодженої води; нафтовіддільники або продуктовловлювачі; градирні; вузол стабілізації обігової води; фільтри для очищення охолодженої води від завислих частинок твердої фази; трубопроводи тощо [60, 85, 86].

Утрати нафтопродуктів з БОВ спричиняються передусім потраплянням певної їх кількості в обігову воду через нещільності у технологічних холодильниках. Обстеження обігових систем декількох заводів показало, що вміст нафтопродуктів та домішок в обіговій воді становить 20–200 мг/л [87]. Відкритими об'єктами БОВ є нафтовіддільники та градирні. Саме на них і відбувається випаровування легкої частини цих вуглеводнів.

Кількість втрат вуглеводнів з БОВ залежить від технічного стану водяних холодильників, а також від площі поверхні рідини в нафтовіддільниках, ступеня

укриття нафтовіддільників зверху та з боків, конструкції градирень і температури циркулюючої води в нафтовіддільниках та градирнях.

Заходи, спрямовані на підвищення герметичності систем обігового водопостачання та зниження вмісту нафтопродуктів в обіговій воді, включають:

– монтаж пробовідбірних пристроїв після водяних холодильників по водяному тракту для оперативного виявлення джерела потрапляння нафтопродуктів в обігову воду;

– запобігання контакту обігової води з технологічними середовищами;

– заміну обігової води, що подається на установки ЕЛЗУ та на охолодження насосів на промислову воду;

– виключення практики нецільового використання обігової води (для опресовування, промивання, очищення обладнання тощо);

– своєчасну ревізію всіх систем БОВ [83].

У класичних нафтовіддільниках – залізобетонних горизонтальних відкритих відстійниках – функціонує система збирання вловленого нафтопродукту. Його здебільшого збирають з поверхні води спеціальними скребками і повторно використовують у виробничому циклі [33]. Утворений шлам осідає на дні апарата і його видалення є досить проблемним.

Особливою конструкцією є металевий напірний нафтовіддільник, який працює під тиском 0,15–0,2 МПа і монтується на опорах. Відведення вловленого нафтопродукту періодично здійснюється з верхньої пірамідальної частини нафтовловлювача, а відведення шламу – із шламовідвідного патрубку, розміщеного у нижній конічній частині апарата [87]. Істотною перевагою такої конструкції є зменшення втрат нафтопродуктів від випаровування.

1.5. Технологічні втрати вуглеводнів на НПЗ

Технологічними називають втрати нафтопродуктів під час нормальної експлуатації технологічних установок перероблення нафти та окремих об'єктів загальнозаводського господарства. Вони пов'язані зі специфікою кожної окремо

взятої технології. Технологічні втрати типових установок перероблення нафти визначають на основі детального аналізу їх роботи в різних режимах експлуатації протягом тривалого проміжку часу і зводять в таблиці [13, 22]. Ці втрати не можуть бути повністю ліквідовані, але можуть бути істотно знижені завдяки впровадженню комплексу організаційних і технічних заходів [88]. Нижче розглянуто причини виникнення і методи запобігання технологічним втратам нафтопродуктів на НПЗ.

На установках АВТ та на деяких інших установках перероблення нафти використовують системи створення вакууму – пароежекторні установки різних модифікацій [89]. Особливістю вакуумстворювальної апаратури є те, що несконденсовані пари з неї виводяться в атмосферу. До складу цих парів обов'язково входять вуглеводні. Кількість несконденсованих вуглеводнів, що є однією зі складових технологічних втрат, залежить від конструктивних особливостей конденсаційних систем. Саме тому на сучасних системах створення вакууму використовують поверхневі конденсатори замість конденсаторів змішування [90]. Заміна водяної пари на рідинне робоче середовище (дизельну фракцію) підвищує ККД пароежекторів з 10–12 % до 38–39 % і різко зменшує кількість забруднених вуглеводнями стічних вод і, відповідно, втрати вуглеводнів [91].

Однією з причин втрат вуглеводнів на будь-якій технологічній установці є наявність нещільностей. Це здебільшого стосується рознімних з'єднань (наприклад фланцевих) та більшою мірою технологічних насосів і компресорів [92]. Втрати такого типу відбуваються на апаратних дворах технологічних установок та в технологічних насосних і компресорних. Для герметизації нещільностей застосовують різні типи ущільнень. Високоєфективні сальникові ущільнення дають змогу не тільки мінімізувати втрати вуглеводнів, але і збільшити термін роботи трубопровідної арматури [93]. Герметичність вала насоса, що обертається, досягається станом і конструкцією торцевих ущільнень [94, 95]. Під час проектування та будівництва сучасних установок перероблення

нафти часто використовують вертикальні герметичні насоси без сальникових або торцевих ущільнень [96].

Факельні установки – обов'язковий елемент нафтогазопереробних та нафтохімічних підприємств. Це постійно діючі системи звільнення апаратури від горючих газів та парів, призначені для локалізації екстремальних ситуацій, які можуть виникати в процесі перероблення нафти та газу. Вивільнені гази та пари вуглеводнів знешкоджують, спалюючи на факелах, кількість яких на великих НПЗ може становити 3–5. Незважаючи на численні заходи з повернення факельних газів у виробництво, спалювання їх на факелі під час пуску установок та в аварійних ситуаціях поки що є обов'язковим [97].

Об'єм скиду газів на факел на НПЗ Росії становить 0,14–1,0 % від кількості переробленої нафти, а на НПЗ США цей показник у середньому складає 0,19 %. Із цим пов'язані значні втрати вуглеводнів. Для зменшення втрат вуглеводнів вдосконалюють факельну систему спалювання. Сучасні факели експлуатують в режимі очікування аварійних та періодичних скидів вуглеводневих газів та парів, для чого використовують стартові пальники, від яких відбувається займання цих скидів. Крім цього, застосування сучасних ефективних пальників, здатних працювати в широкому діапазоні витрат, забезпечує повноту згоряння на рівні 99,0–99,8 % [98]. Важливим для факельних установок є бездимність спалювання палива, що досягається використанням щільного газового затвора змінного перерізу, який забезпечує збільшений периметр контакту факельних газів з навколишнім повітрям [99]. Така технологія спалювання дозволяє відмовитися не тільки від подачі водяної пари та повітря в зону горіння, але і від гідравлічного затвора у факельному стволі та зменшити затрати на затворний газ в 5–40 разів.

Термокаталітичні процеси перероблення нафти відбуваються з утворенням коксу на поверхні каталізатора. Кокс утворюється в результаті реакцій ущільнення вуглеводнів. Під час регенерації каталізатора кокс згоряє. Тому кількість утвореного під час технологічних процесів коксу відносять до незворотних втрат. На особливу увагу в цьому сенсі заслуговує процес каталітичного крекінга, оскільки кількість коксу, утвореного в цьому процесі,

становить близько 5 % мас. на сировину [89, 100]. Кількість коксу, утвореного в процесі каталітичного крекінга, залежить від характеристики перероблюваної сировини, типу каталізатора, технологічних параметрів процесу, типу технології тощо [101]. Проте кокс, що утворюється на каталізаторі в зоні реакції і який випаюється в регенераторах, не завжди є втратами, бо частина тепла від спалювання коксу витрачається для утворення водяної пари, що використовується в подальшому для потреб установки і НПЗ, а решта тепла надходить в зону реакції з каталізатором.

Крім загальних причин виникнення втрат вуглеводнів на багатьох технологічних установках, є специфічні причини. Так, основним джерелом втрат нафтопродуктів на установках сповільненого коксування є стандартні технологічні операції прогрівання реакторів, пропарювання коксу водяною парою і охолодження водою. Це зумовлено безпосереднім контактом водної фази з нафтопродуктом і винесенням певної його кількості із системи установки [102]. Установлено, що за цикл пропарювання і охолодження коксу з водою виноситься 5–12 т нафтопродуктів [103]. Такі втрати можна зменшити тільки вловлюванням частини винесеного водою нафтопродукту в окремих апаратах та поверненням їх у виробничий цикл. Для зниження втрат вуглеводнів на установках сповільненого коксування використовують також окремі технологічні блоки вловлювання викидів, що утворюються під час вивантаження коксу та підготовчих операцій, що включають додаткову ректифікаційну колону з обв'язкою [104]. Крім зменшення втрат, при цьому покращується чіткість розділення в основній ректифікаційній колоні.

Бітумні установки НПЗ спричиняють найбільш шкідливі (після установок коксування) викиди в атмосферу [105]. У процесі одержання окиснених бітумів утворюються гази окиснення, які допалюються в спеціальних печах і виводяться в атмосферу. Їх кількість становить 1–2 % мас. на сировину [106]. Крім цього, частина вуглеводнів утрачається під час операцій пакування бітумів. Для зменшення цих втрат та для захисту від забруднень повітряного середовища використовують сучасні системи наливу в поліетиленову тару [107].

З метою зменшення втрат вуглеводнів на установках ЕЛЗУ можна використовувати вузол охолодження і розділення стоків цієї установки. При цьому відбувається більш повне відділення емульгованих нафтопродуктів від стічних вод– до залишкового вмісту не більше ніж 100 мг/дм³. Зниження незворотних втрат нафтопродуктів становить 100 г/т стоків [108]. Для зменшення втрат, що зумовлені виникненням стійких водонафтових емульсій на ЕЛЗУ, здійснено детальне вивчення процесу утворення таких емульсій [109]. Розроблено склад деемульгатора для руйнування стійких водонафтових емульсій [109, 110].

Зменшення витрати паливного газу хоча і не стосується безпосередньо втрат, суттєво впливає на зведений матеріальний баланс НПЗ, оскільки в переважній більшості випадків у технологічних трубчастих печах спалюють газ або мазут власного виробництва. Отже, зниження витрати технологічного палива підвищує вихід товарних нафтопродуктів на НПЗ. Як шляхи вирішення цієї проблеми слід відзначити економічність процесу горіння палива і організацію оптимального теплообміну в топці печі [111].

1.6. Втрати вуглеводнів під час проведення ремонтних робіт

Під час проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР) втрачається значна кількість вуглеводнів. Ці втрати можна поділити на такі групи:

- втрати під час звільнення і дегазації апаратів перед проведенням ППР;
- втрати під час продування обладнання;
- втрати з дренажними водами.

Перед проведенням ППР рідкі нафтопродукти з технологічних апаратів відкачуються у відповідні резервуари. Згідно з чинними нормами їх повне звільнення і зачищення потрібно проводити не рідше, ніж один раз на 2 роки. При цьому втрачається певна кількість вуглеводнів – так званий «мертвий» залишок, а також газоподібні продукти, оскільки весь об'єм апаратів і трубопроводів заповнений парами вуглеводнів. Очищення резервуарів проводять вручну або

розмивають залишок гарячою водою через спеціальні пристрої [112]. Вилучені продукти, як правило, надходять у спеціальні амбари або шламонакопичувачі.

Впливати на втрати вуглеводнів під час проведення ремонтних робіт здебільшого неможливо.

1.7. Втрати вуглеводнів з нафтошламами, кислими гудронами та іншими відходами перероблення нафти

Під час перероблення нафти на НПЗ утворюється значна кількість нафтових шламів, які зберігаються в спеціальних шламонакопичувачах відкритого типу. Вони утворюються внаслідок очищення стічних вод, під час ремонтів обладнання, від зачищення резервуарів тощо [14]. Нафтошлами здатні проникати в ґрунт, забруднювати воду та повітря. Крім цього, вуглеводні, що входять до складу нафтових шламів, є незворотними втратами на НПЗ. У середньому на НПЗ утворюється 5 тис. т нафтових шламів на 1 млн т переробленої нафти. Кількість нафтошламів, які сьогодні зберігаються в шламонакопичувачах, вимірюється мільйонами тонн [113].

Проблему утилізації нафтошламів неодноразово пробували вирішити багато вчених. Зроблено спроби вивчити склад та властивості нафтошламів, запропоновано класифікацію методів утилізації нафтових шламів, описано їх переваги та недоліки [113–118]. Основою всіх технологій є вирішення питання відділення органічної частини нафтошламів методами відстоювання, фільтрування або центрифугування [119, 120]. Виділену з нафтошламу органічну частину можна використовувати як компонент котельного палива [121], однак це негативно впливає на властивості останнього, а також збільшує кількість шкідливих викидів у довкілля. Одним з напрямів перероблення нафтошламів є використання їх у виробництві будівельних матеріалів [122], мастильних матеріалів [123], або як сировини для процесів піролізу та коксування [124, 125] для одержання газів і дистилятів. Усі ці методи вивчені і використовуються

недостатньо, тому проблема перероблення нафтошламів до цього часу залишається невирішеною.

Ще одним видом відходів у нафтопереробній промисловості є побічні продукти сірчаноокислотного очищення нафтопродуктів, які називають кислими гудронами. Це рідка, напіврідка або тверда маса чорного кольору із запахом оксиду сірки, що також зберігається в спеціальних ставках [126]. Кислі гудрони складаються з органічної та неорганічної частин. До органічної частини належать нерозчинні продукти реакції сірчаної кислоти з вуглеводнями, кисневмісними, сірковмісними і азотовмісними сполуками нафти, а також незначна частина вуглеводнів, що потрапили туди внаслідок нечіткості розділення. Неорганічної частина – це непрореагована сірчана кислота, вода і незначна кількість сірчаноокислого заліза. Компонентний склад свіжих технологічних кислих гудронів коливається в межах: сірчана кислота – 20–60 %, органічна частина – 30–50 %, вода – 3–10 % [127].

Утворення кислих гудронів – це також окрема стаття втрат вуглеводнів. Зменшити ці втрати можна впровадженням технологій перероблення кислих гудронів для вироблення товарних нафтопродуктів або напівфабрикатів. Сьогодні кислі гудрони використовуються недостатньо, не завжди раціонально або взагалі не використовуються, тому вони є загрозою навколишнього середовища, оскільки в процесі багатолітнього зберігання у відкритих шламонакопичувачах вони контактують з повітрям і атмосферними опадами.

Сучасні технології перероблення кислих гудронів поділяють на чотири основні групи: високотемпературне розщеплення; низькотемпературна утилізація; використання як компонента палива для промислових печей; комплексне перероблення з одержанням палива, коксу та інших продуктів. Вибір тієї чи іншої технології залежить від складу кислого гудрону та можливості реалізації одержаних продуктів [126, 128].

У результаті окисно-відновної взаємодії оливних кислих гудронів і залишку процесу деасфальтизації одержуються смолисто-асфальтенові концентрати, які можуть використовуватися для вироблення сульфокатіонітів [129]. Установлено

також принципову можливість використання кислих гудронів для вироблення теплової енергії методом спалювання в циркулюючому киплячому шарі [130]. В окремих випадках органічна маса кислого гудрону може використовуватися як сировина для виготовлення бітумних матеріалів [131, 132].

1.8. Втрати вуглеводнів у разі виникнення аварійних ситуацій

Нафтопереробні підприємства належать до об'єктів підвищеної небезпеки. Щороку в світі на НПЗ відбувається до 1500 аварій, які супроводжуються вибухами та пожежами. У результаті цих аварій втрачається значна частина нафтопродуктів. Причинами виникнення аварій є порушення правил техніки безпеки, недотримання технологічного регламенту, несправність технологічного обладнання, природні катаклізми тощо [12]. Для запобігання виникненню аварійних ситуацій та втрати вуглеводнів при цьому необхідне строге дотримання норм і правил безпечної експлуатації окремих об'єктів НПЗ, своєчасне проведення планово-попереджувальних ремонтів на технологічних установках тощо [12].

Крім масштабних аварій на НПЗ, можливі розливи нафти і нафтопродуктів. Джерелами таких розливів є транспортні операції, операції зливу-наливу нафтопродуктів, під час яких можуть відбуватися розрив шлангів, переливи транспортних ємкостей, негерметичності рознімних з'єднань апаратури та трубопроводів [133].

У результаті розливів нафти і нафтопродуктів підвищуються загальні втрати вуглеводнів, а також забруднюється навколишнє середовище [134]. У разі виникнення протікань першочерговим завданням є їх ліквідація з метою подальшого запобігання потраплянню вуглеводнів у навколишнє середовище, при цьому бажано вживати таких заходів без аварійного зупинення технологічної установки [135].

Після ліквідації місця протікання необхідно провести локалізацію та збирання нафтопродукту. Локалізацію нафтопродукту на поверхні ґрунту

проводять шляхом обвалування. Збирання нафти і нафтопродуктів з поверхні ґрунту або води є надзвичайно складним технічним завданням. Для цього найчастіше використовують різні типи сорбентів, які здатні поглинати вуглеводні [136, 137].

Висновки до розділу 1

Аналіз джерел літератури показує, що проблема втрат вуглеводнів від перероблення нафти на НПЗ належить до глобальних проблем. Під час проведення технологічних операцій зливу-наливу нафтопродуктів, їх зберігання, а також в процесі перероблення нафти втрачається значна кількість вуглеводнів. З огляду на масштаби світового нафтоперероблення це велетенська кількість, яка вимірюється десятками мільйонів тонн на рік! Наявність значних втрат від перероблення нафти призводить до колосальних економічних збитків у галузі, а зменшення втрат навіть на десяті частки відсотка зумовлюються зростанням виходу товарних нафтопродуктів і додатковими прибутками нафтопереробних підприємств. Необхідно зазначити, що проблема втрат нафтопродуктів є не тільки технологічною чи економічною проблемою. Надзвичайно важливим є також екологічний аспект, оскільки втрачені нафтопродукти забруднюють навколишнє середовище і є причиною численних техногенних катастроф.

Проблема зменшення втрат вуглеводнів під час перероблення нафти протягом останніх десятиліть була предметом досліджень багатьох провідних вчених, науково-дослідних інститутів та організацій. Однак вона дотепер залишається невирішеною. Тому науково-дослідні роботи, спрямовані на зменшення втрат нафтопродуктів від перероблення нафти на НПЗ, залишаються надзвичайно актуальним науково-прикладним завданням.

У зв'язку з цим необхідно вирішити такі наукові завдання:

- провести моніторингові дослідження і встановити реальний розподіл втрат вуглеводнів на НПЗ України та інших НПЗ;

- з використанням математичних методів проаналізувати роботу структурних підрозділів НПЗ за критерію виникнення втрат вуглеводнів;
- провести дослідження динаміки втрат вуглеводнів з резервуарів залежно від умов їх зберігання та запропонувати заходи щодо зменшення цих втрат;
- вивчити склад і властивості нафтошламів, утворених від перероблення нафти на НПЗ та розробити технологію їх перероблення з метою одержання додаткової кількості товарних нафтопродуктів або напівфабрикатів;
- розробити методи удосконалення процесу спалювання паливного газу в нафтозаводських трубчастих печах.

РОЗДІЛ 2 ОБ'ЄКТИ ДОСЛІДЖЕНЬ, МЕТОДИКИ ЕКСПЕРИМЕНТІВ ТА АНАЛІЗІВ

2.1. Характеристика вихідних речовин

Нафтові шлами для вивчення складу, властивостей та вибору методів кваліфікованого перероблення відбирали на двох НПЗ. На Туркменбашинському НПЗ (м. Туркменбаши, Туркменістан) відбирали недавно утворені нафтошлами, а на ПАТ «НПК–Галичина» (м. Дрогобич Львівської обл.) – нафтошлами тривалого зберігання. Нафтошлами відбирали на різних глибинах ставка відстійника і шламонакопичувача. Відібрані проби нафтошламів – це в'язкі рідини чорного кольору з характерним запахом, що містять механічні домішки різних розмірів.

Для вироблення окиснених бітумів використовували нафтовий гудрон – важкий залишок, виділений із суміші східноукраїнських нафт атмосферно-вакуумною перегонкою, відібраний на ПАТ «Укртатнафта» (м. Кременчук Полтавської обл.);

Для вивчення процесу вироблення компаундованого бітуму використовували бітум БНД–60/90 за ДСТУ 4044–2001, одержаний на установці виробництва окиснених бітумів ПАТ «Укртатнафта» (м. Кременчук Полтавської обл.). Характеристику бітумів наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Характеристика бітуму БНД–60/90

Характеристика	Значення
Температура розм'якшення за «кільцем та кулею», °С	50
Дуктильність за $t = 25\text{ °С}$, см	59
Пенетрація за $t = 25\text{ °С}$, $\text{м} \cdot 10^{-4}$	62

Автомобільний бензин А–95 для вивчення процесу випаровування з модельного резервуара відбирали на АЗС «Укрнафта».

Для проведення експериментів і аналізів використовували такі реактиви:

- петролейний ефір – фракція 40–70°C. Густина $d_4^{20} = 0,650$. Ароматичні та ненасичені вуглеводні, вода та механічні домішки відсутні;
- бензол марки «х.ч.»;
- спирт етиловий;
- ацетон марки «х.ч.».

2.2. Методика проведення експериментів

2.2.1. Методика відділення органічної частини нафтошламів

Для відділення від проб нафтошламів води і механічних домішок з метою одержання органічної частини зразки готували в такій послідовності. Спочатку попередньо зважений нафтошлам завантажували в хімічний стакан об'ємом 2,0 л. Поміщали його в сушильну шафу, нагрівали до температури 80–90 °C і витримували за цієї температури 10–15 год. За таких умов відділяється основна частина води і механічних домішок. Відділену забруднену органічну частину нафтошламу заливали в ділильну воронку і за температури 80–90 °C 5–6 разів промивали дистильованою водою при інтенсивному струшуванні. Відстояну воду зливали. Після останнього промивання відстоювали пробу в лійці протягом 10 год і зливали залишки води. Кінцеве осушування органічної частини нафтошламу проводили додаванням CaCl_2 . Після осушування зразок фільтрували за температури 80–90 °C для відділення частинок CaCl_2 і залишкових частинок механічних домішок. Відділений зразок органічної частини нафтошламу зважували і визначали його вихід. Відділену воду фільтрували і визначали вміст механічних домішок і води в нафтошламів.

2.2.2. Методика процесу окиснення

Одержання окиснених бітумів проводили на лабораторній установці, схему якої показано на рис. 2.1. Установка складається з реакторного блока, системи

подачі повітря, вузла охолодження та вловлювання летких продуктів окиснення [138].

Система подачі повітря складається з компресора 1, регулювального крана 2 і реометра 3 для вимірювання витрати повітря, яке подається в реактор. Реакторний блок складається зі скляного реактора 4, печі 9 для підтримання необхідної температури в реакторі, ЛАТР 10, який приєднаний до мережі через реле 11. Реактор обладнаний капіляром 6 для подачі повітря в реактор під шар сировини, кишенею 5, куди поміщається термопара для контролю та регулювання температури в реакторі, і горловиною для виведення газоподібних продуктів реакції. Температура регулюється за сигналом термопари за допомогою регулятора 12, сигнал з якого під час увімкнення-вимкнення надходить на реле 11.

Вузол охолодження і вловлювання летких продуктів окиснення складається з водяного холодильника 7 для охолодження і конденсації летких продуктів і вловлювача 8, у якому збираються конденсат води і чорний соляр.

Методика проведення експерименту. Сировину розігрівали і завантажували у попередньо зважений порожній реактор 4 (завантажували 100 г сировини). Зважували порожній вловлювач 8. Згідно з описаною схемою (рис. 2.1) монтували установку. Вмикали електричне нагрівання реактора. Інтенсивність нагрівання реактора регулювали за допомогою ЛАТР.

Із досягненням у реакторі 4 температури на 5 °С меншої від заданої у нього подавали повітря, фіксували час початку експерименту та зменшували інтенсивність нагрівання реактора 4. Витрату повітря встановлювали згідно з реометром 3 за допомогою регулювального крана 2. Надалі за допомогою ЛАТР 10 та регулювального крана 2 підтримували потрібні температуру в реакторі та витрату повітря.

Після закінчення часу, відведеного на окиснення, припиняли подачу повітря в реактор, установку демонтували і зважували реактор з бітумом. Відділяли від «чорного соляру» водяний конденсат у попередньо зважену посудину.

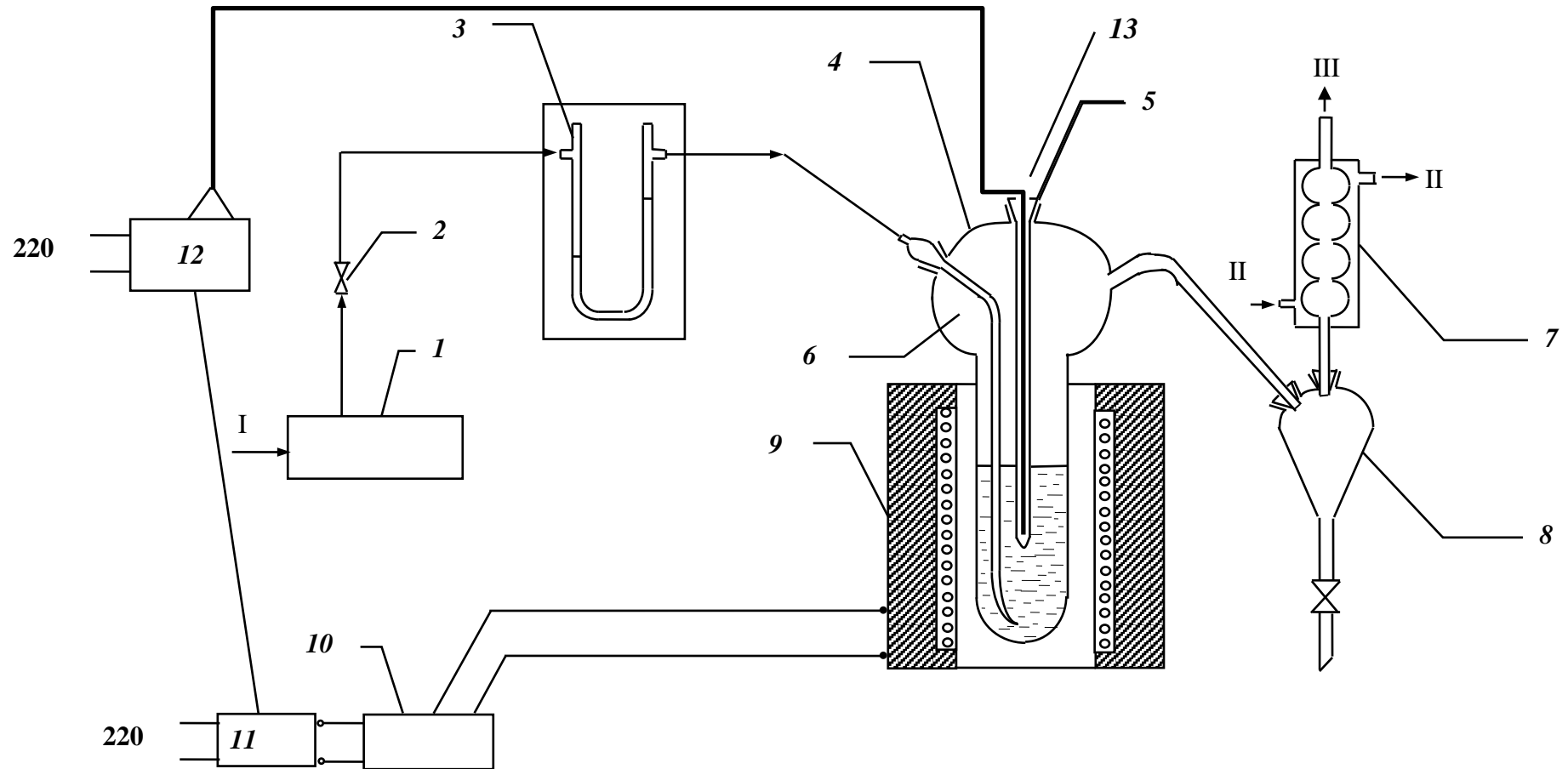


Рис. 2.1. Лабораторна установка для одержання окиснених нафтових бітумів:

I – повітря, II – вода, III – гази окислення;

1 – компресор для подачі повітря; 2 – кран для регулювання витрати повітря; 3 – реометр; 4 – реактор; 5 – кишеня термопари;
6 – капіляр; 7 – холодильник; 8 – уловлювач; 9 – пічка; 10 – ЛАТР; 11 – реле; 12 – регулятор; 13 – термопара

Окремо зважували вловлювач з «чорним соляром» та посудину з водяним конденсатом. За результатами досліджень склали матеріальний баланс процесу одержання окиснених бітумів.

2.2.3. Методика одержання компаундованих бітумів

Приготування компаундованих бітумів проводили на лабораторній установці, принципову схему якої показано на рис. 2.2.

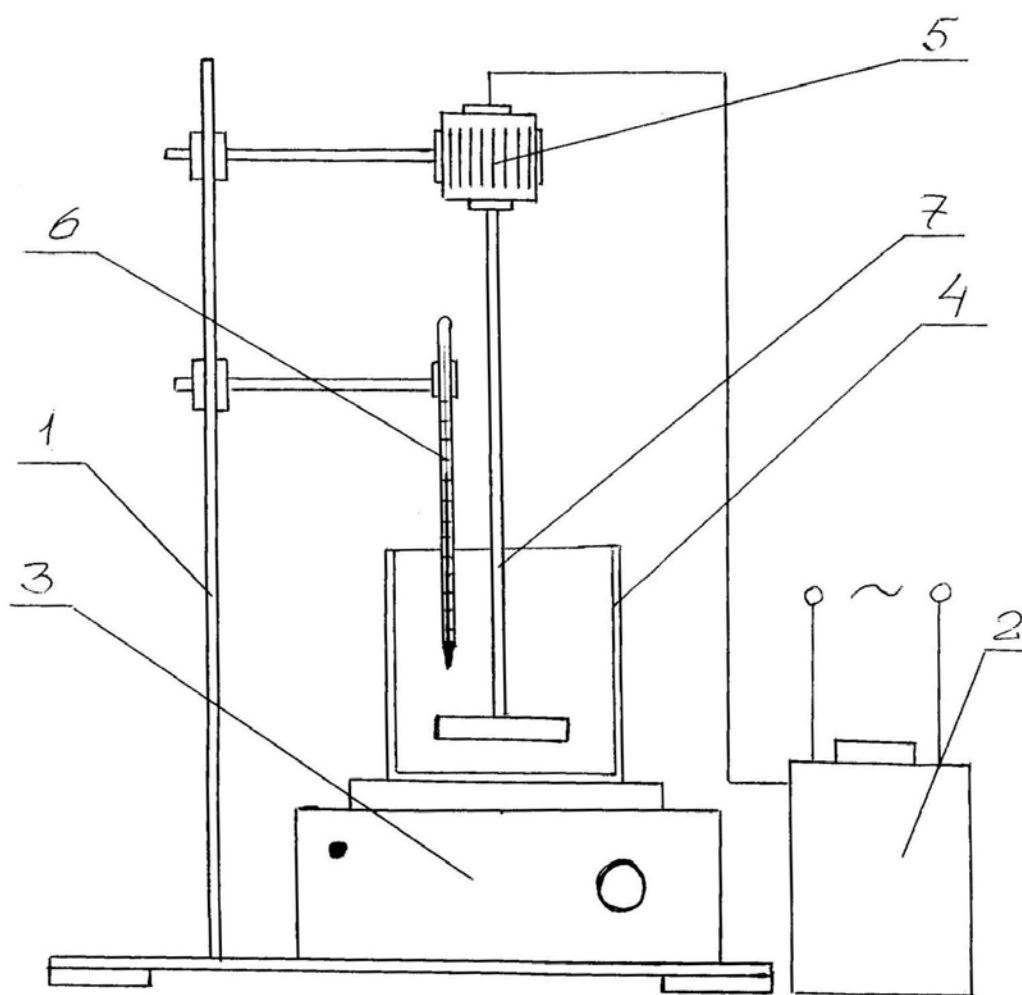


Рис. 2.2. Лабораторна установка для одержання компаундованих бітумів:
 1 – штатив; 2 – блок живлення; 3 – електронагрівальник; 4 – посудина;
 5 – електродвигун; 6 – термометр; 7 – перемішувальний пристрій

Для приготування компаундованих бітумів попередньо зважені зразки вихідних компонентів завантажували у металеву посудину і розігрівали на електричній плитці до температури 140–160 °С, постійно перемішуючи. Процес перемішування проводили протягом 1–2 год.

2.2.4. Методика проведення процесу термічної деструкції органічної частини нафтошляму

Принципову схему лабораторної установки термічної деструкції показано на рис. 2.3 [138].

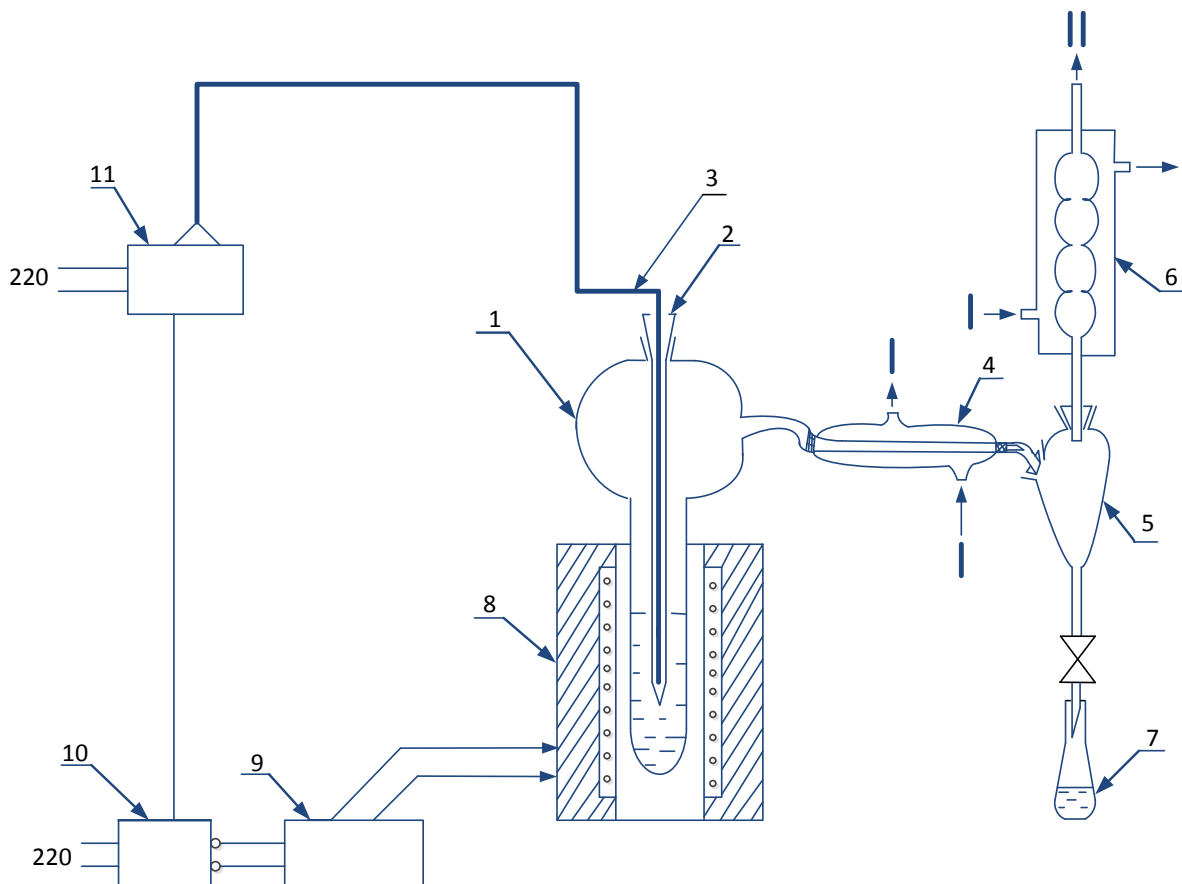


Рис. 2.3. Лабораторна установка процесу термодеструкції:

I – вода, II – повітря;

1 – реактор, 2 – кишеня термопар, 3 – термопара, 4 – холодильник, 5 – уловлювач, 6 – холодильник, 7 – колба-приймач, 8 – піч, 9 – ЛАТР, 10 – реле, 11 – регулятор.

Сировину розігрівали на лабораторній електроплитці. У попередньо зважений реактор 1 завантажували 100 г вихідної сировини. Зважували колбу-приймач 5 для вловлювання світлих нафтопродуктів. Реактор із сировиною поміщали у піч 8 і без доступу повітря нагрівали до робочої температури. Регулювання температури та інтенсивність нагрівання здійснювали за допомогою ЛАТР 9. Із досягненням заданої температури реактор з гудроном витримували у печі 5–10 хв, далі процес

нагрівання припиняли, а реактор охолоджували. Після охолодження зважували реактор і колбу-приймач та визначали вихід продуктів.

2.2.5. Методика вивчення процесу випаровування бензину з резервуара

Для вивчення процесу випаровування бензину з резервуара використовували вертикальну циліндричну металеву посудину об'ємом 10 л з отвором у верхній частині (діаметр отвору – 1 см). Автомобільний бензин в кількості 5 л заливали в посудину, установлену на електронні ваги і залишали на відкритому майданчику на 3 доби. Експеримент проводили в жарку сонячну погоду. Через кожні 2 год посудину з бензином зважували, замірювали температуру повітря, температуру на сонці та температуру бензину в посудині. Через 3 доби бензин зливали з посудини та визначали основні показники його якості. Для вивчення впливу кольору резервуара на втрати бензину від випаровування зовнішню поверхню посудини фарбували в різні кольори.

2.3. Методика проведення аналізів

Фракційний склад бензинів та органічної частини нафтошламів визначали на апараті АРН–2 за стандартною методикою (ГОСТ 11011–64) [139].

Густина бензинів та органічної частини нафтошламів визначали пікнометричним методом або за допомогою денсиметра [139].

Тиск насиченої пари бензинів визначали за стандартною методикою в «Бомбі Рейда» (ГОСТ 1756–52) [139].

Коксивність органічної частини нафтошламів визначали за стандартною методикою (ГОСТ 5987–51) [139].

Зольність органічної частини нафтошламів визначали за стандартною методикою (ГОСТ 1461–59) [140].

Вміст сірки в органічній частині нафтошламів визначали за допомогою лампового методу та методу подвійного спалювання (ГОСТ 1771–48) [139].

Показник заломлення нафтопродуктів визначали за допомогою рефрактометра [140].

Температуру застигання продуктів визначали за стандартною методикою (ГОСТ 1533–42) [140].

Температуру спалаху органічної частини нафтошламів визначали у відкритому тиглі за стандартною методикою (ГОСТ 4333–48) [139].

Уміст води в органічній частині нафтошламів визначали за стандартною методикою (ГОСТ 2477–65) [140].

Температуру розм'якшення окиснених та компаундованих бітумів визначали методом «кільця та кулі» за стандартизованою методикою (ГОСТ 11506–73) [141].

Дуктильність окиснених та компаундованих бітумів визначали за стандартизованою методикою (ГОСТ 11505–75) [142].

Пенетрацію (глибину проникнення голки) для окиснених та компаундованих бітумів визначали за стандартизованою методикою (ГОСТ 11501–78) [143].

Груповий хімічний склад бітумів визначали за методикою Маркуссона [140].

Умовну в'язкість органічної частини нафтошламів та залишку термічної деструкції нафтошламів визначали за допомогою віскозиметра ВЗ–246 за стандартною методикою [140].

Комплексний термічний аналіз зразків органічної частини нафтошламів проводили на дериватографі Q–1500D системи «Paulik-Paulik-Erday» з реєстрацією аналітичного сигналу втрати маси та теплових ефектів за допомогою комп'ютера. Зразки аналізували у динамічному режимі зі швидкістю нагрівання 10 °С/хв в атмосфері інертного газу. Маса зразка становила 100 мг. Еталонною речовиною був алюміній оксид.

Груповий вуглеводневий склад органічної частини нафтошламів визначали хроматографічним методом. Як адсорбент використовували силікагель марки АСК. Розділення зразків здійснювали у хроматографічній колонці довжиною 1600 мм, діаметром 15 мм. У колонку завантажували 200 г силікагелю, попередньо висушеного за температури 300 °С у муфельній печі. Наважку досліджуваної речовини розбавляли петролейним ефіром у співвідношенні 1:3. Фракції

вуглеводнів вимивали петролейним ефіром та бензолом, а смолисті речовини десорбували спирто-бензольною сумішшю [140].

Висновки до розділу 2

У ході виконання роботи використовували стандартизовані методи дослідження: методи визначення фізико-хімічних властивостей нафтових фракцій і нафтошламів, визначення групового складу бітумів методом Маркуссона, стандартні методи визначення температури розм'якшення, дуктильності, пенетрації бітумів тощо. З інструментальних методів аналізу використовували хроматографічне розділення і комплексний термічний аналіз.

Процеси окиснення та термічної деструкції залишків нафтоперероблення проводили на лабораторних установках за умов (параметрів), які характерні для процесів, що реалізують у промислових масштабах.

Зразки нафтошламів, гудрону, бітуму для проведення досліджень відбирали на відповідних НПЗ (ПАТ «Укртатнафта», ПАТ «НПК–Галичина», ТКНПЗ), бензин на АЗС «Укрнафта».

РОЗДІЛ 3. МОНІТОРИНГ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ НА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ЗАВОДАХ

Крім організаційно-технічних та фізико-хімічних заходів зменшення втрат вуглеводнів під час перероблення нафти на НПЗ [43], надзвичайно важливу роль відіграють організаційно-управлінські рішення. Для їх впровадження і ефективного функціонування вирішальну роль відіграє комплексне оцінювання ефективності діяльності НПЗ щодо енергоощадності та зменшення втрат вуглеводнів, а також організація системи моніторингу втрат на НПЗ.

3.1. Бенчмаркінг ефективності роботи структурних підрозділів НПЗ з контролю за втратами вуглеводнів

До найважливіших пріоритетів державної політики України можна віднести питання енергоощадного та раціонального використання вуглеводневих ресурсів у нафтопереробній промисловості, оскільки основні техніко-економічні показники роботи НПЗ (глибина перероблення нафти, питомі втрати нафтопродуктів, енерговитрати на тонну переробленої нафти) набагато нижчі від середніх показників НПЗ західноєвропейських країн [1, 144]. Аналізуючи питання підвищення рівня енергоефективності та раціонального використання вуглеводневих ресурсів на НПЗ, можна стверджувати, що вирішення цього завдання потребує не тільки технічних, але й організаційно-управлінських рішень. Тому однією зі складових зменшення рівня втрат вуглеводнів на НПЗ є оцінювання рівня якості роботи структурних підрозділів (департаментів головного енергетика та охорони навколишнього середовища). Одним з таких досить нових управлінських механізмів є використання методології бенчмаркінгу. Маючи такий механізм, можна підвищити рівень адекватності планування та роботи структурних підрозділів НПЗ з контролю за втратами вуглеводнів [145].

Основні завдання структурних підрозділів:

- забезпечення дотримання на підприємстві екологічних норм і правил;

– забезпечення дотримання нормативів якості навколишнього середовища на основі дотримання затверджених технологій, упровадження екологічно безпечних технологій та виробництв;

– первинний облік природних ресурсів та облік шкідливих речовин, що викидаються підприємством;

– запобігання шкідливому впливу виробництва на навколишнє середовище;

– складання планів організаційно-технічних заходів, спрямованих на підвищення надійності та економічності роботи енергетичного обладнання, в тому числі які забезпечують: раціоналізацію енергоспоживання, економію енергоресурсів, вивільнення дефіцитних видів палива, використання вторинних енергетичних ресурсів, збільшення коефіцієнта потужності, раціоналізацію теплових та електричних схем, установлення раціонального паливно-енергетичного режиму;

– контроль розроблення і виконання цехами підприємства планів організаційно-технічних заходів щодо економії паливно-енергетичних ресурсів відповідно до встановлених основними і додатковими завданнями.

До процедур, що дозволяють вирішити це завдання, можна віднести ранжування за рівнем якості роботи досліджуваних об'єктів. Ранжування – це упорядкування властивостей окремих якостей досліджуваних об'єктів, під час якого їх наділяють певними числовими формами [146]. Актуальним у цьому напрямі є визначення універсальних правил проведення оцінних заходів, які охоплюють усі напрями діяльності структурних підрозділів ряду НПЗ у галузі контролю за втратами вуглеводневих ресурсів за допомогою ранжування цих підрозділів. Результатом ранжування є деяка кількість рейтингів, за допомогою яких оцінюється діяльність підрозділів.

Для досліджень було обрано 7 працюючих НПЗ, розташованих в Україні, Росії і Туркменістані, яким присвоїли назви НПЗ1 – НПЗ7.

Процес оцінювання рівня ефективності роботи структурних підрозділів НПЗ за допомогою рейтингу передбачає декілька етапів.

На *першому етапі* визначаються параметри функціонування підрозділів НПЗ, за якими буде здійснюватися контроль у сфері енергоефективності та зниження втрат вуглеводнів.

Ці параметри на практиці набувають виду різного роду стандартів і нормативів, закладених у плани завдань у сфері енергоефективності.

До нормативів ставлять такі вимоги: наукова обґрунтованість, гнучкість, тобто здатність змінюватися відповідно до нових умов, надійність, адекватне віддзеркалення реальних процесів у сфері енергоощадності. У разі дотримання цих вимог нормативи можуть бути критеріями, показниками оцінювання рівня ефективності.

Другий етап – отримання енерго-економічної інформації про реально досягнуті результати і зіставлення її з відповідними нормативами, планами, якщо такі сформовані, що дозволяє визначити, чи є відхилення від стандартів, чи перебувають вони в допустимих межах і чи є необхідність та можливість провадження коригувальних дій з питань енергоефективності.

На *третьому етапі* процесу контролю приймаються відповідні управлінські рішення: коригується діяльність структурних підрозділів, переглядаються плани з питань енергоефективності, удосконалюються технології впровадження енергоощадних проектів і управління рівнем ефективності енерговикористання в цілому.

Коригувальними заходами можуть бути усунення причин, що породжують відхилення від запланованих дій у сфері енергоефективності, або переглядають і коригують плани реалізації запланованих енергоощадних проектів. Використовують різноманітні організаційні коригуючі дії щодо робочих процесів у сфері енергоефективності тощо.

Професійні рейтинги є тільки одним з варіантів діагностики стану підрозділів НПЗ. Але, зрозуміло, якщо методики рейтингів містять повний опис алгоритму всіх математичних процедур і є можливість перевірити рейтинг, а також відомо, на підставі яких показників і з якими вимогами побудований рейтинг, то, безумовно, він буде корисним.

У роботі під час ранжування НПЗ за показниками, що дозволяють оцінити рівень їх ефективності щодо втрат вуглеводнів використовували правило Борда.

Установлення рейтингів структурних підрозділів НПЗ залежно від факторів, які впливають на їх роботу, дають можливість аналізувати роботу таких структурних підрозділів та визначити шляхи коригувальних дій для підвищення рівня якості їх роботи.

Сформулюємо математичну постановку задачі ранжування.

Нехай досліджувана система складається з множини X_0 структурних підрозділів НПЗ X_i , $X_0 = \{X_i | i = \overline{1, m}\}$. Кожен структурний підрозділ НПЗ $X_i \in X_0$ характеризується множиною X_0 показників X_j , $X_0 = \{X_j | j = \overline{1, n}\}$. Кожен показник $X_j \in X_0$ підлягає аналізу щодо всіх структурних підрозділів НПЗ.

Модель ранжування структурних підрозділів ряду НПЗ за допомогою правила Борда має таку структуру. За кожним показником x_{ij} упорядковуємо всі структурні підрозділи НПЗ від кращого до гіршого щодо ефективності роботи структурних підрозділів НПЗ з контролю за втратами вуглеводнів. За останнє місце i структурний підрозділ НПЗ отримує 0 балів, один бал за передостаннє і так далі. За перше місце i структурний підрозділ НПЗ отримує $i-1$ бал. Згодом підраховуються бали, отримані за кожним показником. У загальному рейтингу на перше місце ставиться i структурний підрозділ НПЗ з найбільшою сумою балів і т.д.

Алгоритм правила Борда [147] включає таку послідовність дій.

Перший крок. Спочатку формували матрицю спостережень. Вихідна множина складається з m об'єктів, описаних n ознаками; кожна її одиницю можна інтерпретувати як точку n -вимірного простору з координатами, що дорівнюють значенням n ознак для об'єкта, що розглядається. Матриця спостережень X має такий вигляд:

$$X = \begin{pmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1k} & \dots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2k} & \dots & x_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{i1} & x_{i2} & \dots & x_{ik} & \dots & x_{in} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{m1} & x_{m2} & \dots & x_{mk} & \dots & x_{mn} \end{pmatrix},$$

де m – кількість НПЗ; n – найменування показників для оцінювання; x_{ik} – значення ознаки k для i -го структурного підрозділу НПЗ.

Як критерії для ранжування використовували такі показники:

$x_{1.1}$ – участь у перегляді та внесення змін у технологічні регламенти, графіки аналітичного і виробничого контролю, паспорти, інструкції та іншу технічну документацію, проведених науково-дослідних і проектних робіт з метою раціонального використання вуглеводневих ресурсів (відношення кількості переглянутої і знову розробленої технічної документації до запланованої кількості);

$x_{1.2}$ – проведення перевірок виконання приписів державної екологічної інспекції щодо дотримання показників граничнодопустимих скидів (ГДС) і викидів (ГДВ) забруднювальних речовин (нафти і нафтопродуктів) у навколишнє середовище об'єктами НПЗ, дотримання лімітів розміщення відходів (ЛРВ) (відношення кількості виконаних приписів до загальної кількості приписів);

$x_{1.3}$ – досягнення встановленого граничнодопустимого рівня втрат вуглеводнів від технологічних установок НПЗ (факт досягнення або недовсягнення);

$x_{1.4}$ – використання сучасного аналітичного обладнання і контрольно-вимірювальних приладів під час проведення планових перевірок роботи технологічного обладнання НПЗ (відношення кількості перевірок, виконаних з використанням аналітичного обладнання і контрольно-вимірювальних приладів до загальної кількості проведених перевірок);

$x_{1.5}$ – виконання планів проведення екологічного моніторингу довкілля на території НПЗ і на території санітарно-захисної зони підприємства (відношення кількості проведених моніторинрів до запланованої кількості);

$x_{1.6}$ – своєчасне виконання графіка запланованих заходів, передбачених нормативами ГДВ, ГДС, ЛРВ у частині зменшення скидів та викидів вуглеводнів (відношення кількості виконаних заходів до кількості заходів, відповідно до установленого в нормативах терміну);

$x_{1.7}$ – забезпечення в межах своїх повноважень підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації працівників структурних підрозділів НПЗ у галузі енергоощадних технологій (кількість працівників, які пройшли курси підвищення кваліфікації у звітному році);

$x_{1.8}$ – інформування суспільства через засоби масової інформації про стан і проблеми навколишнього середовища на прилеглий до НПЗ території (кількість публікацій у пресі, виступів по радіо і телебаченню, наданої інформації на сайті НПЗ);

$x_{1.9}$ – оформлення податкових, кредитних та інших пільг, передбачених національним законодавством «Про охорону навколишнього середовища», у разі впровадження маловідходних і ресурсозберігаючих технологій, використання нетрадиційних видів енергії, виконання інших ефективних заходів щодо охорони навколишнього природного середовища на підприємстві (факт оформлення або не оформлення пільг);

$x_{1.10}$ – облік і розслідування причин та наслідків наднормативних викидів шкідливих речовин у навколишнє середовище та підготовка пропозицій щодо їх попередження (відношення кількості розслідуваних інцидентів до загальної кількості інцидентів).

Вихідні дані, отримані від НПЗ, наведено в табл. 3.1.

Другий крок. Для значень, які включені в матрицю спостережень, нормування показників виконували таким чином:

$$a_{ij}^n = a_{ij} / \sum_{j=1}^n a_{ij}, \quad i = \overline{1, m}, \quad j = \overline{1, n}.$$

Таблиця 3.1

Показники ефективності роботи структурних підрозділів НПЗ

Порядковий номер НПЗ	$x_{1,1}$	$x_{1,2}$	$x_{1,3}$	$x_{1,4}$	$x_{1,5}$	$x_{1,6}$	$x_{1,7}$	$x_{1,8}$	$x_{1,9}$	$x_{1,10}$
НПЗ1	0,8	0,95	1	0,9	0,8	0,7	4	8	0	1
НПЗ2	1	1	1	0,5	0,9	0,7	5	15	1	0,8
НПЗ3	0,85	0,95	1	0,5	0,6	0,6	3	7	0	0,9
НПЗ4	0,8	0,9	0	0,2	0,5	0,5	4	3	0	0,7
НПЗ5	1	1	0	0,7	0,8	0,7	4	11	0	1
НПЗ6	0,85	0,9	1	0,8	0,8	0,8	2	5	0	1
НПЗ7	0,9	0,95	1	0,6	0,9	0,7	5	4	1	1

Пронормовані значення показників X_i ефективності роботи структурних підрозділів НПЗ наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Нормування вихідних даних ефективності роботи структурних підрозділів НПЗ

Порядковий номер НПЗ	$x_{1,1}$	$x_{1,2}$	$x_{1,3}$	$x_{1,4}$	$x_{1,5}$	$x_{1,6}$	$x_{1,7}$	$x_{1,8}$	$x_{1,9}$	$x_{1,10}$
НПЗ1	0,129	0,143	0,200	0,214	0,151	0,149	0,148	0,151	0,000	0,156
НПЗ2	0,161	0,150	0,200	0,119	0,170	0,149	0,185	0,283	0,500	0,125
НПЗ3	0,137	0,143	0,200	0,119	0,113	0,128	0,111	0,132	0,000	0,141
НПЗ4	0,129	0,135	0,000	0,048	0,094	0,106	0,148	0,057	0,000	0,109
НПЗ5	0,161	0,150	0,000	0,167	0,151	0,149	0,148	0,208	0,000	0,156
НПЗ6	0,137	0,135	0,200	0,190	0,151	0,170	0,074	0,094	0,000	0,156
НПЗ7	0,145	0,143	0,200	0,143	0,170	0,149	0,185	0,075	0,500	0,156

Кожен структурний підрозділ НПЗ оцінювали з використанням коефіцієнта Борда. Для кожного показника коефіцієнт Борда визначали за формулою:

$$B_j(\text{НПЗ}_i) = |\{\text{НПЗ}_k : \text{НПЗ}_i \succ \text{НПЗ}_k, \text{НПЗ}_k \in \{\text{НПЗ}_1, \text{НПЗ}_2, \dots, \text{НПЗ}_m\}\}|,$$

тобто для кожного j -показника визначається доміант НПЗ _{i} за кількістю НПЗ. За коефіцієнтами, які визначаються за кожним показником, розраховували підсумковий коефіцієнт B (НПЗ _{i}) для кожного НПЗ:

$$B(\text{НПЗ}_i) = \sum_{j=1}^n \rho_j B_j(\text{НПЗ}_i), i = \overline{1, m},$$

де ρ_j – ступінь важливості критерію, який визначається нормалізованими значеннями, тобто

$$\sum_{j=1}^n \rho_j = 1, \rho_j \geq 0, j = \overline{1, n}.$$

Значення проміжних коефіцієнтів Борда наведено в табл. 3.3

Таблиця 3.3

Значення проміжних коефіцієнтів Борда

Порядковий номер НПЗ	$x_{1,1}$	$x_{1,2}$	$x_{1,3}$	$x_{1,4}$	$x_{1,5}$	$x_{1,6}$	$x_{1,7}$	$x_{1,8}$	$x_{1,9}$	$x_{1,10}$
НПЗ1	0	2	2	6	2	2	2	4	0	3
НПЗ2	5	5	2	1	5	2	5	6	5	1
НПЗ3	2	2	2	1	1	1	1	3	0	2
НПЗ4	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
НПЗ5	5	5	0	4	2	2	2	5	0	3
НПЗ6	2	0	2	5	2	6	0	2	0	3
НПЗ7	4	2	2	3	5	2	5	1	5	3

За допомогою коефіцієнта Борда B (НПЗ _{i}) структурні підрозділи НПЗ впорядковували за ступенем переважання. У разі потреби ці коефіцієнти можна нормалізувати за стандартними правилами. Якщо розглядати питання визначення більш ефективного структурного підрозділу НПЗ (табл. 3.4), то його вибирали, виходячи з умови:

$$B(\text{НПЗ}^*) = \max_i B(\text{НПЗ}_i).$$

Повну таблицю результуючих коефіцієнтів Борда ранжування структурних підрозділів НПЗ наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Значення результуючих коефіцієнтів Борда

Порядковий номер НПЗ	Ранжування НПЗ (коефіцієнти Борда)
НПЗ1	23
НПЗ2	37
НПЗ3	15
НПЗ4	2
НПЗ5	28
НПЗ6	22
НПЗ7	32

Результуючі значення ранжування структурних підрозділів ряду НПЗ за правилом Борда для визначення більш ефективних і менш ефективних з них наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5

Результуючі значення ранжування за правилом Борда

№ з/п	Розподіл структурних підрозділів кількох НПЗ відповідно до ефективності контролю за рівнем втрат вуглеводнів
1	НПЗ2
2	НПЗ7
3	НПЗ5
4	НПЗ1
5	НПЗ6
6	НПЗ3
7	НПЗ4

Розрахунки за методом Борда були проведені з використанням програмного забезпечення Excel.

Таким чином, встановлено, що бенчмаркінг є ефективним інструментом еталонного зіставлення та вдосконалення системи управління для раціонального використання енергетичних ресурсів та мінімізації втрат вуглеводнів на НПЗ. Використання методу Борда в бенчмаркінгу дозволяє ранжувати ефективність роботи структурних підрозділів НПЗ з контролю за втратами вуглеводнів і прийняти відповідні управлінські рішення щодо зменшення рівня їхніх втрат.

3.2. Організація системи моніторингу втрат вуглеводнів на НПЗ

В економіці будь-якої країни ресурсощадні технології розглядаються як пріоритетні інвестиційні проекти у виробництво. В умовах обмеженої забезпеченості України первинними та вторинними енергоносіями нагальною постає проблема раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР). Підвищення ефективності використання вуглеводневих ресурсів натепер – це один із найреальніших напрямів вирішення енергетичних і екологічних проблем водночас.

Існуючий стан ефективності використання ПЕР в Україні і країнах СНД можна визначити як такий, що не відповідає сучасним вимогам. Однією з причин такого стану є надмірні втрати вуглеводнів. Особливо гостро стоїть це питання у сфері нафтоперероблення. Основна частина технологічних установок НПЗ України та країн СНД будувалася в 60–70 роках минулого століття, коли економії енергоресурсів не надавалося належного значення. Дотепер обладнання НПЗ дуже зношене, енергоспоживання і рівень втрат вуглеводнів в основних процесах на 30–60% вищі, ніж на сучасних закордонних установках [148, 149]. Пояснюється це кризою теорії та методів енергоефективного використання вуглеводневих ресурсів. Нагальною потребою сьогодні є комплексне упровадження у практику нових методів економії вуглеводнів та нового енергоефективного обладнання, оснований на запобіганні наднормативним втратам вуглеводнів під час перероблення нафти, зберігання та відвантаження нафтопродуктів на НПЗ [43]. Це потребує розроблення та вдосконалення технологічних основ, принципів, моделей зменшення втрат

вуглеводнів на НПЗ – складової енергоощадної політики. Кінцевою метою політики енергоощадності є підвищення техніко-економічних показників функціонування заводу.

На всіх рівнях державного та приватного управління повною мірою повинні бути використані такі інструменти, як управління системою енергоощадності. Дієвим інструментом раціоналізації системи управління, є розроблення системи націленої на єдиний результат, що проводиться на підставі даних, отриманих від НПЗ.

Одним з важливих факторів щодо витрат НПЗ є зниження рівня втрат вуглеводнів шляхом створення системи автоматизації диспетчерського керування та збирання даних (SCADA) для відстеження ефективності використання технологічного обладнання, режимів роботи установок, реалізації організаційних і технічних заходів щодо зниження рівня втрат вуглеводнів тощо [14].

Тому необхідною основою для ефективного використання ПЕР, виявлення технічних і технологічних втрат вуглеводневих ресурсів є побудова та провадження системи моніторингу за їх втратами.

Моніторинг втрат вуглеводнів дає змогу оцінювати фактичний рівень їх втрат на НПЗ та споживання ПЕР технологічними установками в натуральному і грошовому вираженні і використовувати цю інформацію для прийняття управлінських рішень, що сприяють впровадженню енергоощадних, протипожежних заходів та зниженню антропогенного навантаження на природне середовище. Таким чином моніторинг втрат вуглеводнів є також складовою частиною промислової безпеки НПЗ.

Побудова системи моніторингу втрат вуглеводнів ґрунтується на таких принципах:

- об'єктивність отриманих даних;
- незалежність вихідної інформації;
- захист від суб'єктивної інтерпретації особи, що збирає або надає інформацію. Це досягається чіткістю, визначеністю параметрів, що фіксуються кількісно;

– безперервність пооб'єктного контролю та облік інформації, що надходить для подальшого прийняття рішень.

Під час створення системи моніторингу втрат вуглеводнів особлива увага приділяється такій важливій складовій, як організація регулярних потоків інформації та документообігу про споживання вуглеводневого палива та втрат вуглеводнів на окремих установках для аналізу та оцінювання.

3.2.1. Поняття моніторингу як функції управління

Поняття «моніторинг» (від англ. monitoring – відстеження) стало загальноновизнаним як у науці, так і в інших сферах суспільної практики. Ідеться про спостереження за яким-небудь процесом на постійній основі з метою виявлення його відповідності бажаному результату. Інакше кажучи, якщо ситуація діагностується систематично з певною заданою періодичністю та використанням однієї і тієї ж базової системи індикаторів, це і є моніторингом [150].

Основна сфера використання моніторингу – це інформаційне обслуговування управління в різноманітних галузях народного господарства, тобто є невід'ємною складовою будь-якої функції управління.

3.2.2. Поняття моніторингу втрат вуглеводнів як системи аналізу раціонального використання ПЕР на НПЗ

Будь-яка система управління організацією потребує чіткого взаємозв'язку між усіма гілками управління. Сутність зв'язку між втратами вуглеводнів та управлінськими процесами зводиться до такого. Вхідним параметром є вуглеводневі ресурси, які в процесі використання матеріально-технічної бази та трудових ресурсів, і також із застосуванням системи управління за раціональним використанням ПЕР забезпечують головний принцип – отримання даних, виявлення тих чи інших недоліків щодо втрат вуглеводнів та прийняття рішення про шляхи підвищення ефективності використання технологічного обладнання, режимів роботи установок, реалізації організаційних та технічних заходів зі зниження рівня втрат вуглеводнів.

Результати моніторингу втрат вуглеводнів на НПЗ можна виразити через таку функцію:

$$P_m = f(V, V_n, E_f, I_f),$$

де P_m – дані, отримані шляхом проведення моніторингу, які можуть бути числом (наприклад, об'єм лінзи нафтопродуктів під НПЗ), матрицею і виражати кілька параметрів (наприклад, абсолютне значення рівня ґрунтових вод, кількість нових нафтових плям на поверхні ґрунту, кількість відкачаних нафтопродуктів за звітний період часу, концентрація нафтопродуктів у прилеглих водоймах та ін.), або «нечіткою» величиною (наприклад, «високий» або «низький» рівень витікання нафтопродуктів з резервуарів НПЗ);

V – фактична кількість втрат вуглеводнів;

V_n – нормативна кількість втрат вуглеводнів;

E_f – сукупність зовнішніх факторів, що впливають на кількість втрат вуглеводнів;

I_f – сукупність внутрішніх факторів, що впливають на кількість втрат вуглеводнів.

Отже, моніторинг втрат вуглеводнів – одна з основних функцій управління енергоефективністю на НПЗ, спрямована на дотримання норм, правил і режимів споживання, перероблення, зберігання та відвантаження вуглеводневих ресурсів, виконання запланованих заходів та дій з дотримання встановлених значень енергетичних, технологічних та екологічних показників.

Сутність системи моніторингу втрат вуглеводнів полягає у взаємозв'язку технічного, програмного і методичного забезпечення з необхідністю взаємного контролю результатів спостереження.

Така система дає можливість отримувати інформацію про об'єкт, що дає змогу приймати оперативні рішення щодо управління енергоефективністю, і в кінцевому підсумку створити передумови для обґрунтованого формування енергоощадної політики на НПЗ.

Метою моніторингу втрат вуглеводнів є:

- підвищення рівня ефективного використання ПЕР шляхом досягнення запланованих завдань з економії енергоресурсів;

- зниження негативних екологічних і техногенних наслідків;

- визначення можливостей впровадження заходів щодо зменшення втрат вуглеводнів та новітніх технологій.

Моніторинг втрат вуглеводнів спрямований на:

- підвищення рівня оперативності та якості реагування на наднормативні втрати вуглеводнів на всіх рівнях контролю;

- підвищення рівня якості обґрунтування енергоефективних заходів щодо зменшення рівня втрат вуглеводнів;

- раціональне використання ПЕР (природного газу, нафтозаводського газу, мазуту топкового) технологічними установками;

- перевірку відповідності бажаному результату;

- виявлення змін і нераціонального використання ПЕР;

- достовірне науково-інформаційне забезпечення програм розвитку у сфері споживання, перероблення, зберігання та відвантаження цільових вуглеводнів;

- оптимальний вибір цілей і завдань діяльності.

3.2.3. Опис гіпотетичної моделі моніторингу втрат вуглеводнів на НПЗ

Якщо розглянути весь цикл упровадження моніторингу втрат вуглеводнів на НПЗ, то можна виділити ряд характерних етапів, виконання яких є обов'язковим для ефективного функціонування системи [151–153]:

- розроблення концепції впровадження моніторингу втрат вуглеводнів;

- розроблення програм мотивації навчання персоналу у сфері енергоощадності та енергоефективності;

- створення внутрішніх стандартів і правил моніторингу втрат вуглеводнів.

Систему моніторингу втрат вуглеводнів на НПЗ потрібно упроваджувати поетапно і з виконанням цілого комплексу необхідних умов:

1. Систему моніторингу втрат вуглеводнів потрібно розробляти відповідно до її призначення, цільової орієнтації і умов функціонування. Вона повинна не формуватися еволюційним шляхом за допомогою окремих часткових нововведень.

2. Удосконалювати всі системоутворювальні елементи системи моніторингу втрат вуглеводнів (показників роботи установок, функціональної та організаційної структур, обладнання та методів відбору проб для аналізів і т. ін.) необхідно на єдиній системній основі.

3. Інтеграція елементів організаційної структури між собою та іншими системоутворювальними елементами моніторингу втрат вуглеводнів повинна здійснюватися за допомогою автоматизованих інформаційних систем, що забезпечують реалізацію технології оброблення даних і підтримання організаційно-економічних взаємодій ланок і персоналу.

Функціональну хімотологічну модель системи управління зі зменшення рівня втрат вуглеводнів показано на рис. 3.1.

Варто зауважити, що технічні засоби мають визначальний вплив на ефективність функціонування моніторингу втрат вуглеводнів. Більш важливими факторами вдосконалення управління ефективністю використання ПЕР є системне та організаційне узгодження управлінських функцій та оптимізація їх інформаційного змісту.

3.2.4. Вимоги до розроблення гіпотетичної моделі моніторингу втрат вуглеводнів як інструменту ефективності споживання, перероблення, зберігання та відвантаження вуглеводнів на НПЗ

Розроблення системи моніторингу втрат вуглеводнів повинна полягати у створенні функціональної хімотологічної моделі її роботи або в плануванні всього технологічного ланцюжка отримання інформації про втрати вуглеводнів. Оскільки всі етапи отримання інформації тісно пов'язані між собою, недостатня увага до розроблення певного етапу неминує призведе до різкого зниження цінності всієї отримуваної інформації, до її неправдоподібності, а також до помилкових висновків і кінцевих результатів.

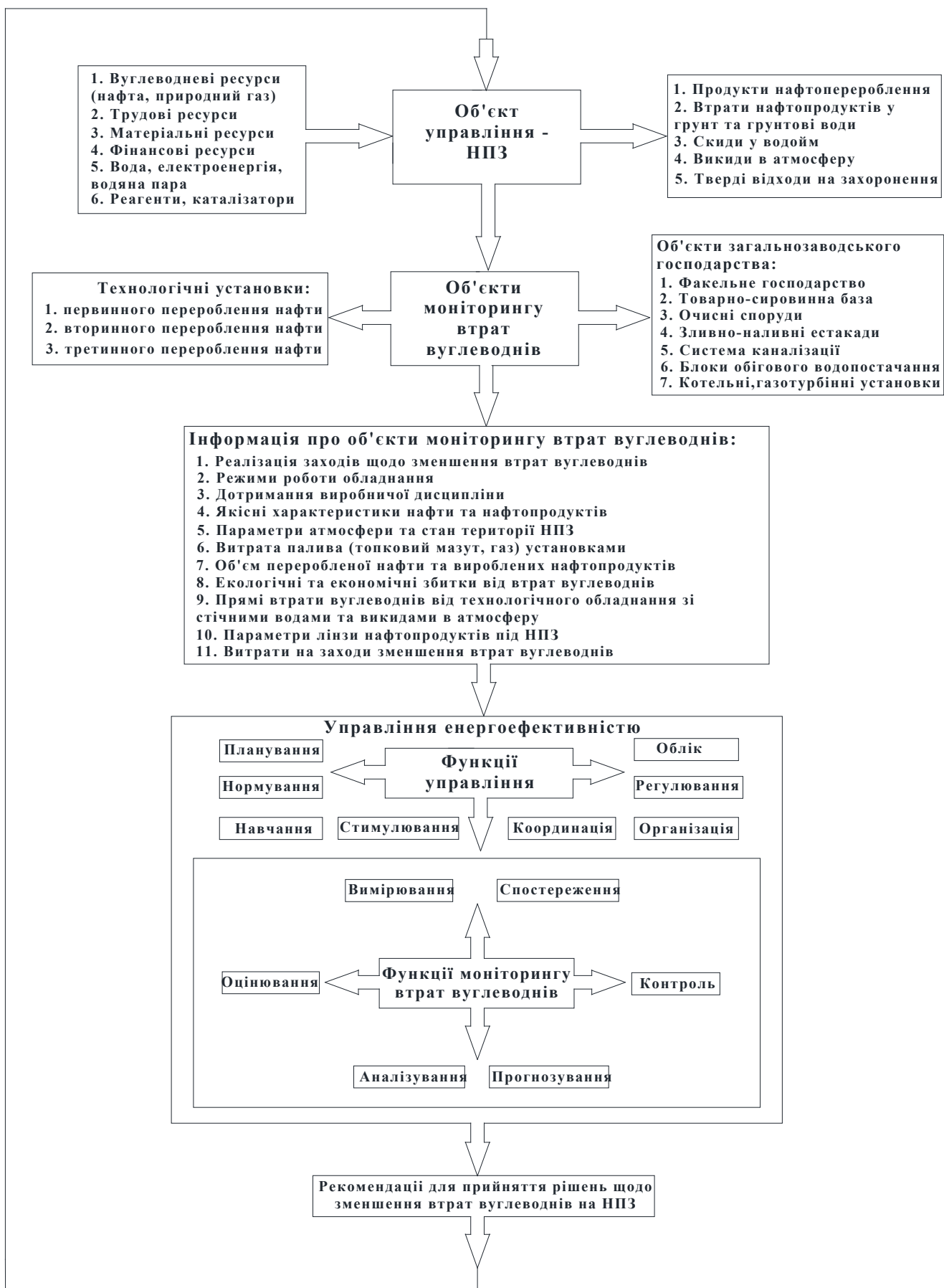


Рис. 3.1. Функціональна хімотологічна модель системи моніторингу та управління для зменшення рівня втрат вуглеводнів на НПЗ

Тому важливим є формулювання основних вимог до розроблення таких систем, які повинні включати такі етапи:

- визначення головних завдань моніторингу втрат вуглеводнів і вимог до вихідної інформації, необхідної для їх повного виконання;
- створення організаційної структури спостережень і розроблення принципів проведення аналізу інформації;
- побудова структури моніторингу втрат вуглеводнів;
- розроблення системи отримання даних (інформації) та подання інформації у зручному для аналізу вигляді;
- побудова системи перевірки отриманої інформації на відповідність вихідним вимогам системи моніторингу.

Під час розроблення системи моніторингу втрат вуглеводнів необхідно, щоб вихідна інформація включала якомога більш докладні дані просторово-часової мінливості показників втрат вуглеводнів і ефективності використання енергоресурсів на кожному об'єкті дослідження і контролю. Крім того, необхідно спиратися на всі законодавчі акти та нормативні документи в сфері енергоощадності та енергоефективності України, пов'язані з контролем і управлінням.

Визначення головних завдань системи моніторингу втрат вуглеводнів і вимог до вихідної інформації, необхідної для їх повного виконання. Для визначення вимог до вихідної інформації необхідна докладна деталізація і взаємозв'язок поставлених завдань. На підставі чітко сформульованих завдань, а також з урахуванням раніше нагромаджених даних, потрібно визначити вимоги до інформації, включаючи тип, форму та терміни звітності. На цьому етапі проектування необхідно вибрати основні статистичні методи оброблення даних (математичний апарат), оскільки від них значною мірою залежать частота і терміни спостережень, а також вимоги до точності отримуваних остаточних значень (результатів).

Створення організаційної структури спостережень і розроблення принципів проведення аналізу інформації. Це основний найбільш важливий і складний етап, на якому з урахуванням поставлених завдань і наявного досвіду функціонування системи моніторингу визначаються структурні підрозділи, основні мережі спостережень із зазначенням їх основних завдань. Передбачаються заходи щодо дотримання кращого співвідношення між видами наглядових мереж, включаючи спостереження на стаціонарних пунктах, що діють тривалий час за відносно незмінною програмою. На цьому етапі вирішується питання про доцільність і масштаби використання автоматизованих, дистанційних та інших підсистем моніторингу втрат вуглеводнів. Розробляються також загальні принципи проведення спостережень, обстежень та контролю об'єктів. Їх можна подати у вигляді методичних рекомендацій чи керівництв з проведення ряду заходів щодо зниження рівня втрат вуглеводнів:

- організація просторових аспектів спостережень (вибір місць розташування пунктів контролю, їх категорія залежно від важливості об'єкта та його стану; визначення розташування приладів контролю і т. ін.).

- організація системи контролю правильності виконання робіт і точності отриманих результатів на всіх етапах.

Побудова структурної мережі моніторингу. Цей етап передбачає реалізацію на основі запропонованої організаційної структури мережі розроблених раніше принципів проведення спостережень з урахуванням специфіки об'єктів. Уточнюється співвідношення видів спостережних мереж, установлюються місця розташування пунктів у стаціонарній мережі, виділяються місця інтенсивних спостережень, намічається періодичність обстеження об'єктів для можливого перегляду спостережної мережі. Складаються конкретні програми для кожного пункту і виду спостережень, що регламентують перелік досліджуваних показників, частоту і терміни їх спостереження. За наявності автоматизованих і / або дистанційних спостережень уточнюються програми їх робіт.

Розроблення системи отримання даних і подання інформації в зручному для аналізу вигляді. На цьому етапі визначаються особливості ієрархічної

структури отримання та збирання інформації: пункти спостережень, територіальні інформаційні центри, загальнонаціональний інформаційний центр. Планується розроблення бази даних, визначаються види й умови надання інформаційних послуг, які виконуються з їх допомогою. Дається детальна характеристика основних інформаційних форм, що публікуються у вигляді доповідей, звітів, оглядів. Передбачаються також процедури контролю точності і правильності отримання даних на всіх етапах робіт.

Побудова системи перевірки отриманої інформації на відповідність вихідним вимогам моніторингу втрат вуглеводнів. Після створення системи моніторингу та початку її функціонування виникає потреба перевірити, чи відповідає отримана інформація вихідним вимогам до неї. Для цього необхідно налагодити взаємодію з організаціями, місцевими органами у сфері енергоощадності та енергоефективності, охорони природи, Держгірпромнагляду. Якщо отримана інформація відповідає висунутим до неї вимогам, систему моніторингу можна залишити без змін. У разі, якщо ці вимоги не виконуються, а також виникають нові завдання, система моніторингу потребує перегляду, доопрацювання.

3.2.5. Принципи створення автоматизованої системи моніторингу втрат вуглеводнів на НПЗ

Під час побудови системи моніторингу втрат вуглеводнів одними з найважливіших компонентів є методологічне, математичне, алгоритмічне та програмне забезпечення процесів прийняття рішення про стан об'єктів. Зважаючи на уніфікованість (за своєю суттю) вихідної інформації, отримуваної від інформаційних комплексів, виникає необхідність створення автоматизованих систем обліку, контролю ефективності споживання, перероблення, зберігання та відвантаження вуглеводнів для осіб, що приймають рішення у сфері енергоощадності та енергоефективності на місцях [14].

Крім того, виникає потреба у впровадженні уніфікованих методів і методик побудови математичного та програмного забезпечення для виявлення, розпізнання та ідентифікації нераціонального споживання, перероблення, зберігання та

відвантаження вуглеводнів, заснованого на методах математичного моделювання та прогнозування.

Для вирішення поставлених завдань характерне виконання таких особливостей:

- практична неможливість варіювання у просторі досліджуваних факторів;
- багатоальтернативність при постановці завдань виявлення і розпізнання аномалій в вихідній інформації та просторі станів об'єкта;
- нерівномірність грубості оцінювання на множині параметрів математичних моделей об'єкта через складність їх структури, у тому числі нелінійності та розподіленості;
- некоректність у постановках завдань (виявлення, розпізнавання, ідентифікації та ін.) через інформаційну невизначенність вихідних даних.

3.2.6. Місце системи моніторингу втрат вуглеводнів у структурі енергетичного менеджменту НПЗ

Розглядаючи структуру системи енергетичного менеджменту (рис. 3.2), можна відзначити, що система моніторингу втрат вуглеводнів може виконувати функції обліку, контролю та аналізу стану об'єкта і видавати інформацію для блоку прийняття рішень [43, 152].

Центральне ядро системи енергетичного менеджменту є діяльність НПЗ у галузі енергощадності, яка включає в себе такі основні функції управління, як планування, оцінювання, облік, нормування, контроль і аналіз.

3.2.7. Приклад побудови системи моніторингу втрат вуглеводнів на НПЗ

Протягом останніх років на одному з НПЗ здійснюється комплекс науково-дослідних, моніторингових і практичних робіт з поліпшення екологічної обстановки. Він включає також запобігання забрудненню поверхневих вод нафтопродуктами з лінз, що сформувалися на рівні ґрунтових вод під територією заводу. Для інженерного супроводу таких робіт розроблено систему моніторингу витоків нафтопродуктів, а також експлуатації свердловин і дрен, призначених для вилучення нафтопродуктів з рівня ґрунтових вод під територією НПЗ.

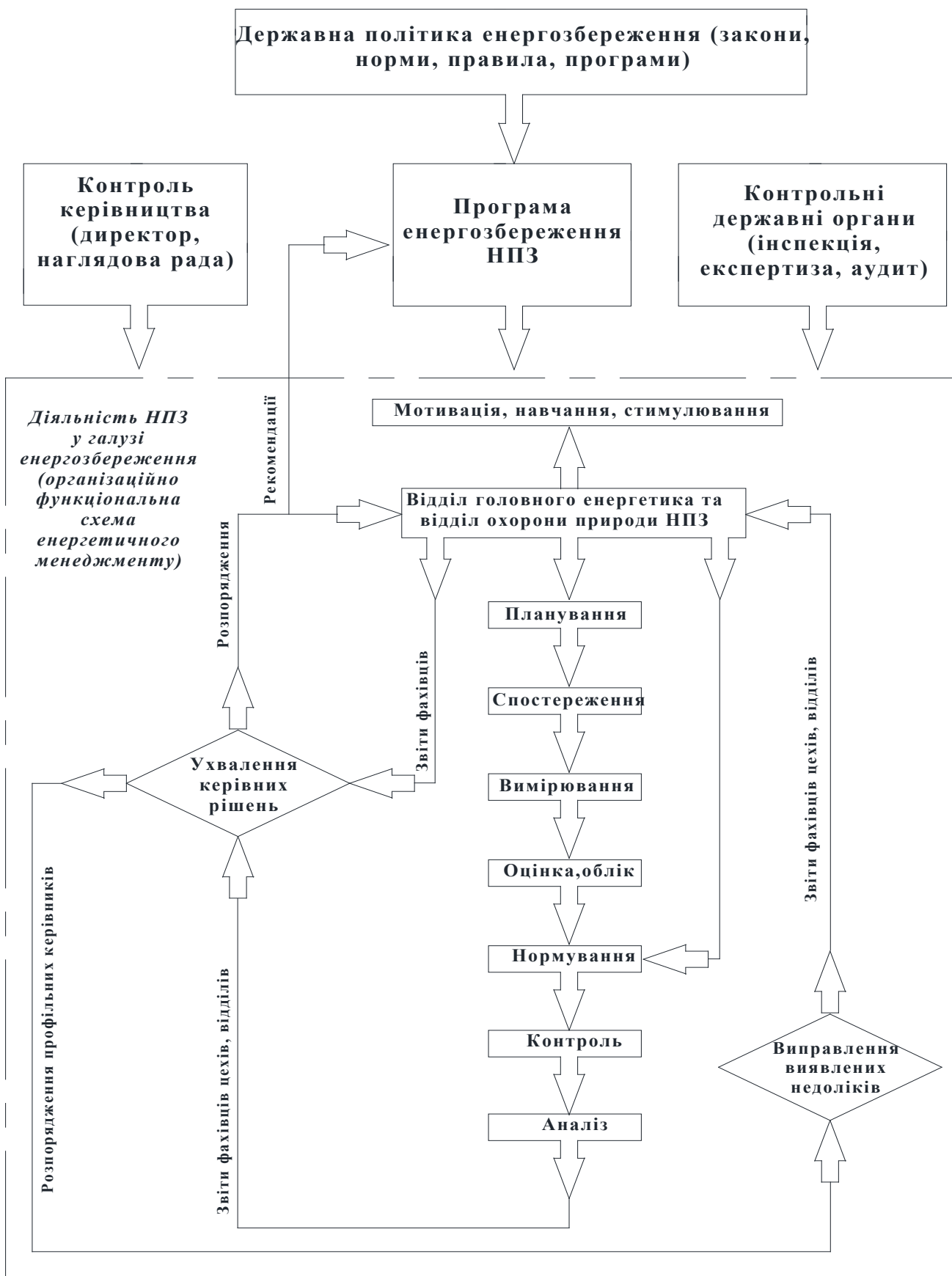


Рис. 3.2. Система енергетичного менеджменту НПЗ

Дані про об'єкт спостереження (система спостережних свердловин і дрен, поверхня території НПЗ, технологічні установки, загальнозаводське господарство) містять:

- 1) наявність нових плям нафтопродуктів на поверхні землі;
- 2) рівень вуглеводнів на поверхні ґрунтових вод у різних точках лінзи (вимірюється за допомогою мережі спостережних свердловин);
- 3) рівень ґрунтових вод (вимірюється за допомогою мережі спостережних свердловин);
- 4) концентрацію нафтопродуктів у довколишніх водоймах;
- 5) добова кількість відкачаних нафтопродуктів та ґрунтових вод;
- 6) фракційний склад нафтопродуктів;
- 7) поломки і відхилення в роботі технологічного обладнання свердловин і дрен;
- 8) поломки, аварії на технологічних установках та об'єктах загальнозаводського господарства НПЗ, спричинені викидами, скидами і витокami нафтопродуктів.

Аналіз даних включає:

- 1) розрахунок економічного і екологічного ефекту;
- 2) виявлення причин витоків нафти і нафтопродуктів;
- 3) порівняння кількості відкачаних нафтопродуктів за поточний період і аналогічний період попередніх років;
- 4) порівняння рівня нафтопродуктів у мережі контрольних свердловин за поточний період з попередніми періодами;
- 5) порівняння концентрацій нафтопродуктів у прилеглих водоймах за поточний період з попередніми періодами;
- 6) перевірка достовірності даних за рівнями втрат вуглеводнів технологічними установками, об'єктами загальнозаводського господарства і відкачування нафтопродуктів, одержуваних від виробничих цехів НПЗ;
- 7) визначення фільтраційних властивостей ґрунтів;
- 8) визначення ступеня мобільності нафтопродуктів;

9) визначення об'ємів нафтопродуктів у ґрунтах і їх зміна в результаті проведення природоохоронних очисних заходів. Після збирання та аналізу даних подаються звіти на вищий рівень управління (територіальним органам охорони природи, адміністрації міста, голові правління НПЗ, міжнародним організаціям і т.ін.), а також надаються рекомендації щодо заходів, необхідних для зменшення витоків нафтопродуктів, будуються екологічні й гідрогеологічні карти, уточнюються програми пробних та дослідно-фільтраційних відкачувань та ін.

Отже, моніторинг втрат вуглеводнів є засобом та складовою для підвищення ефективності управління системою енергоощадності та енергоефективності на НПЗ з одночасною реалізацією завдання економії ПЕР та захисту навколишнього природного середовища в поточних умовах.

Для ефективного виконання розробленої політики з енергоощадності та енергоефективності, досягнення поставлених цілей і завдань щодо зменшення рівня втрат вуглеводнів на НПЗ необхідно створити всі необхідні можливості і механізми для впровадження та функціонування системи моніторингу втрат вуглеводнів, а саме: забезпечити наявність необхідних трудових, матеріальних і фінансових ресурсів, сформуванати загальну організаційну структуру системи моніторингу втрат вуглеводнів, створити інформаційну систему для НПЗ у сфері енергоощадності та енергоефективності; організувати навчання та перепідготовку персоналу підприємств у сфері енергоощадності та енергоефективності, підтримувати систему внутрішніх і зовнішніх комунікацій у сфері вирішення проблем енергоощадності та енергоефективності, визначити підходи до ведення документації з моніторингу втрат вуглеводнів, розробити і запровадити в дію та підтримувати процедури, що забезпечують діяльність у галузі енергетичного менеджменту.

Система моніторингу втрат вуглеводнів може працювати як у структурі системи енергетичного менеджменту НПЗ, так і самостійно, якщо не передбачається подальше впровадження заходів щодо зменшення рівня втрат вуглеводнів.

Система моніторингу втрат вуглеводнів є найважливішою складовою служби енергетичного менеджменту НПЗ, оскільки реалізовує одне з основних завдань енергоменеджменту – аналіз стану втрат вуглеводнів і енергоспоживання технологічними установками НПЗ.

3.3. Розподіл втрат вуглеводнів на НПЗ за категоріями

Величина незворотних втрат на НПЗ залежить від профілю підприємства та об'єму переробленої нафти. Згідно з чинними нормами ВНТП 81–85 у проекти нових та реконструйованих підприємств закладають сумарні незворотні втрати нафти і нафтопродуктів у межах, указаних в табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Сумарні незворотні втрати нафти та нафтопродуктів

Тип підприємства	Втрати, % мас. на сировину, що переробляється	Примітки
Паливного профілю та паливно-оливного профілю	0,6–1,0	Втрати, що становлять 0,6 %, приймають для підприємств із неглибокою схемою перероблення нафти, а втрати, що становлять 1,0 %, приймають якщо не виробляється товарний мазут.
Нафтохімічні підприємства	1,5–2,0	Величину втрат визначають як суму втрат за окремими процесами
Паливного або паливно-оливного профілю з наявністю нафтохімічних виробництв	1,5–2,0	Втрати нафтохімічних виробництв додають до втрат виробництв паливного або паливно-оливного профілю, після чого визначають відсоток втрат на підприємстві в цілому

Нормативи втрат нафти і нафтопродуктів на українських НПЗ наведено в табл. 3.7. Такі втрати зумовлені фізичним виснаженням технологічних установок НПЗ, незадовільним станом об'єктів загальнозаводського господарства, а також застарілою нормативно-правовою базою щодо викидів вуглеводнів (втрат) під час перероблення

нафти на НПЗ. Тому можна стверджувати, що натеper вітчизняні НПЗ мають значні резерви зменшення втрат вуглеводнів.

Таблиця 3.7

Нормативи втрат нафти та нафтопродуктів на НПЗ України

НПЗ	Втрати, % мас. на сировину		Незворотні втрати
	всього	у т.ч. товарні	
Дрогобицький	1,62	0,03	1,34
Надвірнянський	1,78	0,11	1,16
Одеський	0,84	0,05	0,64
Херсонський	1,18	0,04	0,7
Кременчуцький	1,70	0,02	1,11
Лисичанський	1,05	0,03	0,71

Для оцінки та вибору можливих напрямів зменшення втрат нафти та нафтопродуктів на НПЗ необхідно було встановити розподіл втрат за категоріями. Тому з використанням описаної вище функціональної моделі здійснено визначення викидів (дод. А) та моніторинг втрат вуглеводнів на НПЗ України, РФ та Туркменістану за категоріями. Як характерний приклад структуру втрат на ТКНПЗ станом на 2015 р. зобрашено на рис. 3.3.

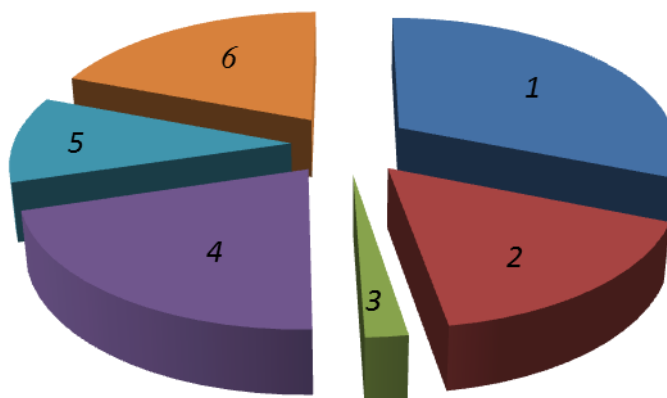


Рис. 3.3. Структура втрат вуглеводнів на НПЗ:

1 – втрати в резервуарах від випаровування та з нафтовими шламами (31,1 %); 2 – втрати під час спалювання на факелах (16,3 %); 3 – втрати на зливно-наливних естакадах (2,1 %); 4 – втрати через негерметичність обладнання (20,8 %); 5 – втрати на блоках обігового водопостачання (10,5%); 6 – втрати на очисних спорудах зі стічними водами, від випаровування та з нафтошламами (19,2 %)

Установлено, що основними статтями втрат є втрати в резервуарних парках, на факельних установках, з відкритих поверхонь очисних споруд, БОВ та втрати, спричинені негерметичністю обладнання технологічних установок. Вивчення розподілу втрат нафтопродуктів у резервуарних парках НПЗ свідчить, що їх переважну більшість (до 90–99 %) становлять втрати, пов'язані з відвантаженням та наступним наповненням резервуарів.

Структуру втрат нафтопродуктів від випаровування в резервуарах НПЗ та нафтобазах зображено на рис. 3.4.

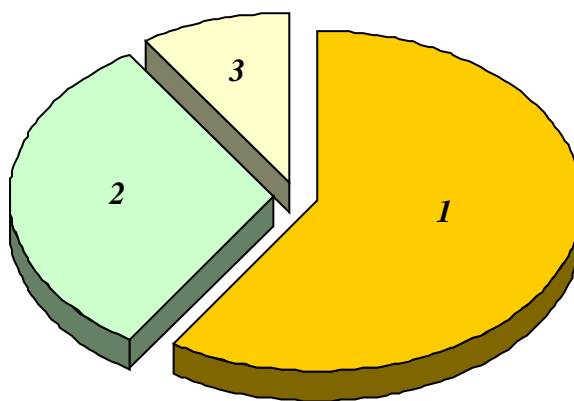


Рис. 3.4. Структура втрат вуглеводнів в резервуарах НПЗ:

1 – втрати від вентиляції газового простору – 60–65 %;

2 – втрати від «великих дихань» – 32–34 %; 3 – втрати від «малих дихань» – 3–6 %

Аналіз отриманих даних переконує, що вирішення проблеми втрат нафти і нафтопродуктів потребує жорстких законодавчих нормативних вимог до будівництва та експлуатації об'єктів нафтогазового комплексу щодо вловлювання вуглеводневих парів з їх наступною утилізацією, а також упровадження сучасних енергоощадних та екологічно безпечних технологій. Саме тому першим стратегічним напрямом зниження втрат нафти і нафтопродуктів на НПЗ є розроблення і впровадження нових нормативних документів, які б обмежували ці втрати та спонукали виробників вживати всіх можливих заходів для їх зменшення.

Чинні норми поширюються на об'єкти, що проектуються, або реконструюються. З метою оснащення діючих об'єктів нафтопродуктозабезпечення системами зниження втрат вуглеводнів розроблено «Правила запобігання викидам летких фракцій (пари) нафти, нафтопродуктів у

навколишнє природне середовище на об'єктах нафтогазового комплексу України». Цей нормативний документ розроблено згідно з технічним завданням Міністерства охорони навколишнього природного середовища України проектним інститутом ПАТ «Укрнафтохімпроект» спільно з Національним авіаційним університетом (дод. Б). Структуру цього нормативного документа зображено на рис. 3.5.

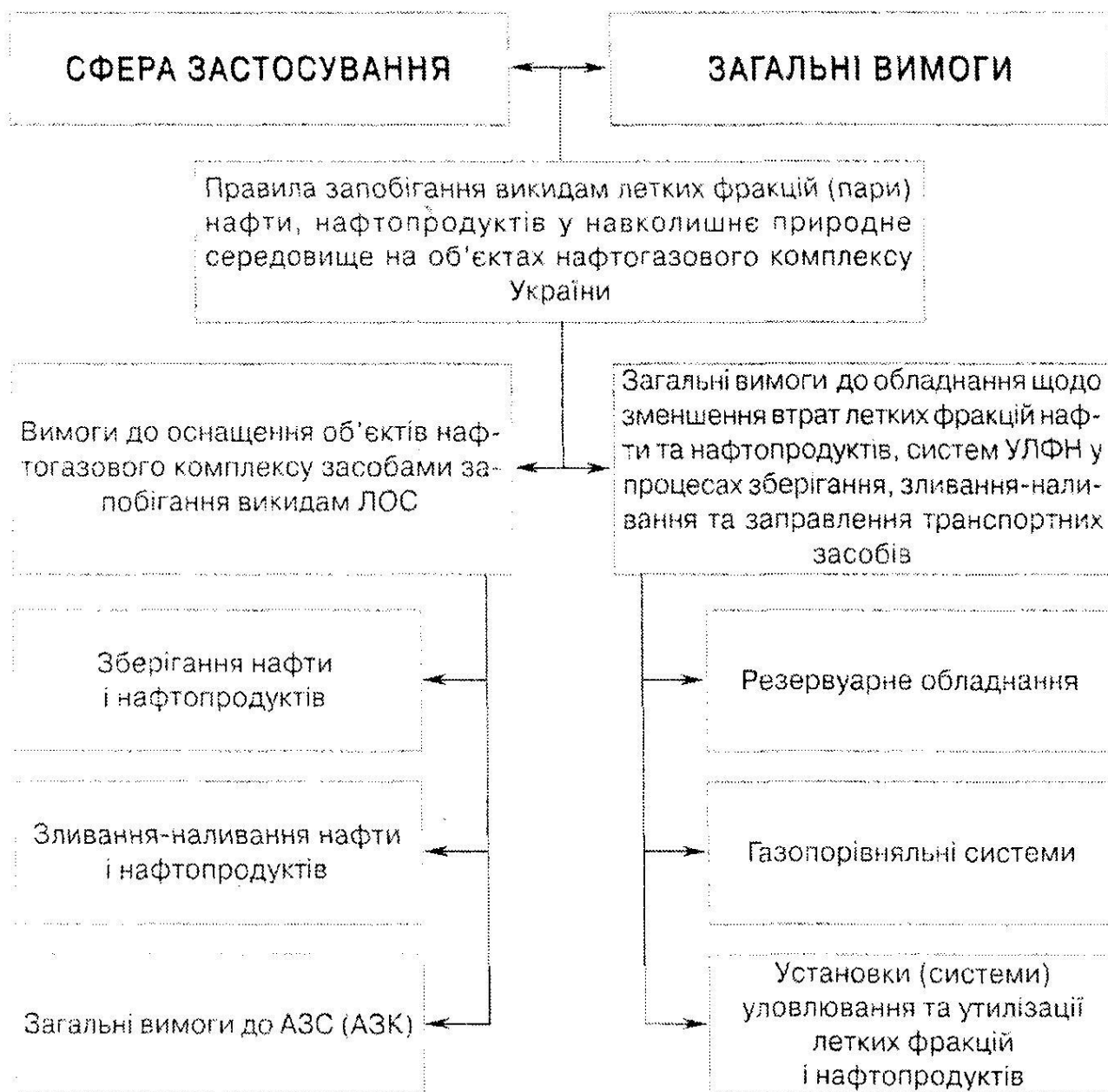


Рис. 3.5. Структура «Правил запобігання викидам легких фракцій нафти, нафтопродуктів у навколишнє природне середовище на об'єктах нафтогазового комплексу України»

Правила спрямовані на вирішення взаємопов'язаних завдань захисту навколишнього середовища та економії ресурсів. Під час розроблення правил проаналізовано стан чинних нормативно-правових документів України, а також вивчено вітчизняний і світовий досвід використання методів та засобів забезпечення зменшення втрат нафти і нафтопродуктів під час проведення операцій зберігання, зливання-наливання і транспортування нафти та нафтопродуктів. При цьому враховано стан виробництва і перспективи розроблення інноваційних технологій. Правила встановлюють вимоги до оснащення об'єктів нафтогазового комплексу технічними засобами запобігання втратам летких вуглеводнів та передбачають проведення контролю за викидами в атмосферу парів вуглеводнів на цих об'єктах. Використання цих правил дасть змогу заощадити цінну вуглеводневу сировину і зменшити загальні незворотні втрати на НПЗ.

Другим напрямом зменшення втрат вуглеводнів на НПЗ є розроблення нових методів запобігання втратам. До них, зокрема, можна віднести заходи щодо зниження втрат у резервуарах, на об'єктах очисних споруд, а також методи утилізації нафтошламів різного походження. Результати робіт цього напрямку наведено в розділах 4 і 5 дисертаційної роботи.

Висновки до розділу 3

У результаті виконаних робіт, описаних у цьому розділі:

– уперше запропоновано використання бенчмаркінгу для вдосконалення системи управління з раціонального використання енергетичних ресурсів та мінімізації втрат вуглеводнів на НПЗ;

– показано, що використання методу Борда в бенчмаркінгу дає змогу ранжувати ефективність діяльності структурних підрозділів НПЗ з контролю за втратами вуглеводневих ресурсів і, як результат, прийняти відповідні управлінські рішення щодо зменшення рівня втрат вуглеводнів;

– встановлено, що моніторинг втрат вуглеводнів є необхідною складовою для забезпечення високого рівня енергоощадності та енергоефективності на НПЗ, оскільки він дає змогу провести детальний аналіз стану втрат вуглеводнів і енергоспоживання технологічними установками та іншими об'єктами заводу;

– здійснено моніторинг втрат вуглеводнів на НПЗ за категоріями та встановлено, що основними статтями є втрати в резервуарних парках, на факельних установках та втрати, спричинені негерметичністю обладнання;

– розроблено «Правила запобігання викидам летких фракцій нафти, нафтопродуктів у навколишнє природне середовище на об'єктах нафтогазового комплексу України».

Результати робіт, описаних в даному розділі, викладено в публікаціях у фахових журналах [155, 156, 158, 159] та апробовано на науково-технічних конференціях [154, 157, 160–162].

РОЗДІЛ 4. ЗАХОДИ ЩОДО ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ З РЕЗЕРВУАРНИХ ПАРКІВ, ОЧИСНИХ СПОРУД ТА ТРУБЧАСТИХ ПЕЧЕЙ

Аналіз даних літератури та моніторингових досліджень щодо розподілу втрат вуглеводнів на НПЗ за категоріями показав, що найбільша кількість втрат припадає на резервуарні парки та окремі об'єкти очисних споруд. Тому зменшення втрат на цих об'єктах НПЗ має вирішальне значення. Відомо багато практичних заходів, що вживаються для зниження цих категорій втрат, однак втрати на цих об'єктах НПЗ залишаються досить великими. Саме тому розроблення нових заходів для їх зменшення є надзвичайно актуальним завданням сьогодення.

4.1. Заходи щодо зменшення втрат вуглеводнів з резервуарів

У літературі описано багато різних методів зменшення втрат вуглеводнів з резервуарів, зокрема використання понтонів, плаваючих покрівель, газопорівнювальних систем та систем уловлювання парів нафтопродуктів [23, 26, 30, 42, 44]. Відомо, що не останню роль для зменшення втрат нафтопродуктів з резервуарів від випаровування відіграє колір та якість їх зовнішнього фарбування [23]. Проведені натурні дослідження показали, що зменшення коефіцієнта поглинання сонячних променів (ступеня чорноти) зовнішньої поверхні резервуара за такої самої сонячної активності та інших однакових умов зменшує амплітуди добових коливань температури в газовому просторі резервуара і знижує втрати від «малих дихань». Важливу роль відіграє також стан покриття. Здатність теплозахисної фарби відбивати сонячні промені у процесі експлуатації резервуарів знижується внаслідок забруднення їх поверхні, а також хімічних змін та механічних пошкоджень покриття (рис. 4.1). У зв'язку з цим необхідно періодично відновлювати пофарбування.



Рис. 4.1. Стан покриття резервуара вертикального сталевго 3000 м³ нафтового

Згідно з практичними даними температура нафтопродукту в резервуарі протягом доби змінюється незначно (1–2 °С) внаслідок значного об'єму і високої теплоємності [57]. Тому дуже важко відслідкувати динаміку зміни цієї температури залежно від температурних умов і сонячної активності. У зв'язку з цим вивчено зміни температурного режиму і втрат бензину від випаровування в моделі резервуара об'ємом 10 л залежно від атмосферних умов.

Методику проведення експерименту описано в підрозділі 2.2. Для досліджень використовували товарний автомобільний бензин А–95. Зовнішню поверхню міні-резервуара фарбували в такі кольори: блакитний, білий, сріблястий, чорний.

Як показали результати досліджень (табл. 4.1), втрати бензину А–95 після зберігання в міні-резервуарі протягом трьох діб у жарку сонячну погоду становлять 10,29–14,90 % мас. від початкової кількості бензину. При цьому колір зовнішньої поверхні міні-резервуара суттєво впливає на величину загальних втрат, зокрема, втрати збільшуються в ряду кольорів «білий – блакитний – сріблястий – чорний», а втрати в міні-резервуарі чорного кольору в 1,45 разу вищі, ніж втрати з резервуара, пофарбованого у білий колір.

**Динаміка втрат бензину А–95 з міні-резервуара залежно від кольору
зовнішньої поверхні**

Колір зовнішньої поверхні резервуара	Сумарні втрати, г / % мас.	Добові втрати, г / % мас.		
		Перша доба	Друга доба	Третя доба
Білий	367 / 10,29	165 / 4,63	106 / 2,97	96 / 2,69
Блакитний	391 / 10,90	176 / 4,91	113 / 3,15	102 / 2,84
Сріблястий	473 / 13,13	212 / 5,88	139 / 3,86	122 / 3,39
Чорний	522 / 14,90	237 / 6,76	154 / 4,40	131 / 3,74

Важливим є також те, що максимальні втрати бензину спостерігалися протягом першої доби, а в наступні доби вони були значно нижчими. Це пояснюється тим, що спочатку випаровуються та втрачаються легкі фракції бензину, унаслідок чого він стає трохи стійкішим до випаровування. Для підтвердження проводили аналіз бензину до та після зберігання в міні-резервуарах протягом трьох діб. Для цього використовували усереднену пробу з проведених чотирьох експериментів. Установлено (табл. 4.2), що внаслідок зберігання товарного бензину А–95 у міні-резервуарах у жарких сонячних умовах фракційний склад його істотно змінюється (підвищується температура початку кипіння та температура википання 10 %, зменшується вміст легких фракцій).

Це також підтверджується різким зниженням тиску насиченої пари і підвищенням густини бензину (табл. 4.2). Порівнюючи властивості бензину з вимогами нормативних документів (ДСТУ 4839:2007), бачимо, що бензин після зберігання у вищеописаних умовах не задовільняє ці вимоги. Зокрема, він має надто високу густину, знижений тиск насиченої пари, а також незадовільні показники фракційного складу (температура початку кипіння, температура відгону 10 % тощо). Оскільки умови зберігання бензину в резервуарі суттєво залежать від температурних умов довкілля, то величина абсолютних втрат (табл. 4.1) має дуже відносне значення.

Характеристика бензину А–95 до та після зберігання в міні-резервуарі

Показник	Значення показника	
	до зберігання	після зберігання
Густина за $t = 20^{\circ}\text{C}$, г/см^3	0,757	0,778
Показник заломлення n_D^{20}	1,4427	1,4601
Фракційний склад, $^{\circ}\text{C}$:		
температура початку кипіння	51	65
температура відгону 10 %	63	80
температура відгону 20 %	71	89
температура відгону 30 %	79	99
температура відгону 40 %	91	108
температура відгону 50 %	108	118
температура відгону 60 %	124	134
температура відгону 70 %	142	148
температура відгону 80 %	159	162
температура відгону 90 %	180	179
температура кінця кипіння	213	222
Залишок, %	1,0	1,0
Тиск насиченої пари, мм рт.ст (кПа)	355 (47,3)	184 (24,5)

Для більш точної оцінки інтенсивності втрат під час зберігання бензину в міні-резервуарі необхідно було ввести відносні показники (табл. 4.3). Для цього виводили середні значення п'яти відносних показників. Три перші показники характеризують масові втрати бензину, віднесені до температури палива, температури повітря та температури на сонці. Установлено, що відносні величини втрат ($\text{г/}^{\circ}\text{C}$) підвищуються в ряду «білий – блакитний – сріблястий – чорний». Для

міні-резервуара чорного кольору втрати, віднесені до температури повітря і температури на сонці, в 1,49 разу вищі, ніж для білого резервуара.

Таблиця 4.3

Відносні показники втрат бензину А–95 з міні-резервуара залежно від кольору зовнішньої поверхні

Показник	Колір зовнішньої поверхні резервуара			
	білий	блакитний	сріблястий	чорний
Втрати, г / температура палива, °С	0,326	0,336	0,420	0,436
Втрати, г / температура повітря, °С	0,352	0,374	0,472	0,524
Втрати, г / температура на сонці, °С	0,314	0,334	0,420	0,467
Температура палива, °С / температура повітря, °С	1,053	1,070	1,082	1,140
Температура палива, °С / температура на сонці, °С	0,969	0,984	0,999	1,050

Втрати, віднесені до температури палива, також зростають у ряду «білий – блакитний – сріблястий – чорний». Це пояснюється різницею температур газового простору для резервуарів з різним зовнішнім забарвленням.

Цікавими є результати розрахунку середніх величин відношення температури палива до температури повітря і температури на сонці (табл. 4.3). Установлено, що ці показники, як і очікувалося, також збільшуються в ряду кольорів міні-резервуара «білий – блакитний – сріблястий – чорний». Для чорного резервуара відношення температури палива в резервуарі до температури на сонці перевищує 1,0, що свідчить про надмірне нагрівання.

На підставі проведених досліджень ще раз підтверджено необхідність покривати зовнішню поверхню резервуарів фарбами світлих відтінків, здатних максимально відбивати сонячні промені. Відносна величина втрат залежно від кольору зовнішньої поверхні резервуара для інших однакових умов наведена в табл. 4.4.

Описаний експеримент не відтворює процесів випаровування і втрат вуглеводнів під час зберігання бензину у великих (промислових) резервуарах, оскільки в міні-резервуарі спостерігається значно інтенсивніше випаровування та більша амплітуда коливань температури продукту і газового простору, ніж у резервуарах великого об'єму. Однак цей експеримент більш яскраво ілюструє закономірності, характерні і для великих резервуарів.

Таблиця 4.4

Відносна величина втрат для резервуарів залежно від кольору зовнішньої поверхні

Колір зовнішньої поверхні резервуара	Відносна величина втрат, од.
Білий	1,00
Блакитний	1,06
Сріблястий	1,34
Чорний	1,49

Ще одним важливим напрямом у межах виконання дисертаційної роботи є впровадження технічних заходів щодо зменшення втрат вуглеводнів при будівництві резервуарного парку нафти та модернізації резервуарів оливних фракцій установки Г–37 ПАТ «Укртатнафта» (м. Кременчук), а саме:

- між днищем резервуара і верхом монолітного ростверку передбачений гідроізоляційний шар з ґрунту вогкістю не більше ніж 3 %, перемішаного з органічним в'язучим у кількості до 10 % від об'єму суміші. Коефіцієнт ущільнення гідроізоляційного шару – 0,95. Вміст сірки у в'язучому не має перевищувати 0,5 %. Ґрунт для приготування суміші має складатися: із піску фракції 0,1–2мм – до 85 %; глинистих частинок менших за 0,1 мм – до 15 %;

- виконання бетонної підготовки під резервуарами з ухилом 0,002 від контуру до центра днища і випуском від центра через ростверк до контрольних колодязів;

- передбачено встановлення блокувальних відсікачів з досягненням максимального рівня заповнення резервуара;

– з метою уникнення імовірного розливу нафтопродукту передбачено обгородження резервуарного парку огорожею зі збірних залізобетонних плит.

Усі ці заходи впроваджено на ПАТ «Укртатнафта», що підтверджено відповідними актами впровадження (дод. В, Г).

4.2. Заходи щодо зменшення втрат вуглеводнів на спорудах механічного очищення стічних вод

НПЗ відносять до категорії підприємств з великим споживанням води, у результаті чого утворюється велика кількість токсичних стоків, забруднених нафтопродуктами. Очисні споруди на НПЗ займають значні площі (до 10–15 % від загальної площі заводу) [44]. Відкритість усіх споруд нафтоуловлювання при великому дзеркалі води і подача великої кількості повітря у флотатори та аеротенки, що, мають також відкриту поверхню великої площі, призводить до того, що очищуючи стоки, самі очисні споруди є значним джерелом забруднення атмосфери вуглеводнями. Втрати вуглеводнів на деяких НПЗ від очисних споруд можуть досягати 8,3 % від загальної кількості втрат на НПЗ [14, 57], а, наприклад, на ТКНПЗ – 19,2 %. Тому правильність вирішення питань відведення і очищення стічних вод НПЗ має першочергове значення для попередження збитків, яких можуть завдати ці стоки довкіллю та економіці підприємства.

На кожному НПЗ існує декілька ізольованих одна від одної систем каналізації. Основною щодо втрат вуглеводнів є перша система каналізації, у яку відводяться стоки водного промивання нафтопродуктів, охолодження вузлів обладнання, дренажні води, дощові води з виробничих майданчиків. Середньостатистичний склад стічних вод першої системи каналізації наведено в табл. 4.5.

Загальна кількість виробничих стоків першої системи каналізації складає:

- на НПЗ паливного профілю – 0,23–0,95 м³/т переробленої нафти;
- на НПЗ паливно-оливного профілю – 0,38–1,50 м³/т переробленої нафти.

На існуючих спорудах механічного очищення ПАТ «Укртатнафта» стоки першої системи каналізації послідовно проходять очищення в піскоуловлювачах, нафтових пастках, відстійниках додаткового відстоювання, флотаційних установках і спрямовуються на установку біологічного доочищення води. Після оброблення вода повертається в систему обігового водопостачання підприємства. Існуючі очисні споруди морально та фізично застаріли і не забезпечують необхідну якість очищення стічних вод, а їх стан є причиною втрат значної кількості вуглеводнів та забруднення атмосфери.

Таблиця 4.5

Характеристика стоків першої системи каналізації

Нафтопродукти, мг/л	≤ 5000
Солі, мг–екв/л	≤ 1500
Зважені речовини, мг/л	≤ 100
Амонійний азот, мг/л	≤ 30
pH	7,8–8,6
Феноли	$\leq 5-8$
Сульфід	≤ 2
Біологічне споживання кисню, мг O ₂ /л	250–450
Хімічне споживання кисню, мг O ₂ /л	400–550

З метою доведення якості очищених вод до вимог чинних норм та для істотного зменшення втрат вуглеводнів і захисту атмосферного повітря від забруднювальних речовин розроблено проект із заміни відкритого обладнання існуючих очисних споруд на сучасне обладнання закритого типу. Принципову схему закритих очисних споруд зображено на рис. 4.2.

Згідно із запропонованою схемою стоки першої системи каналізації по наземній напірній лінії надходять на ґратки, на яких уловлюються великі (понад 5 мм) механічні домішки. Потім стоки самопливом подають у горизонтальний піскоуловлювач, де вода звільняється від основної маси піску та інших твердих мінеральних домішок. Далі вода по трубопроводу надходить у сепаратор

нафтопродуктів, де відділяється від основної маси нафтопродуктів і залишків піску. Відділення нафти та дрібних мінеральних частинок від стічних вод забезпечують певною тривалістю перебування стоків у сепараторі. При цьому між близько розташованими пластинами сепаратора підтримують повільний ламінарний рух рідини, що дозволяє нафті спливати на поверхню води. Ступінь уловлювання нафти прямо пропорційний діаметру крапель. Тому для більшої ефективності необхідно максимально збільшити краплинки нафти та попередити їх емульгування. Із цієї причини нафтові стоки спрямовують у сепаратор самопливом, а не за допомогою насосів (щоб уникнути великих швидкостей та різких поворотів потоку).

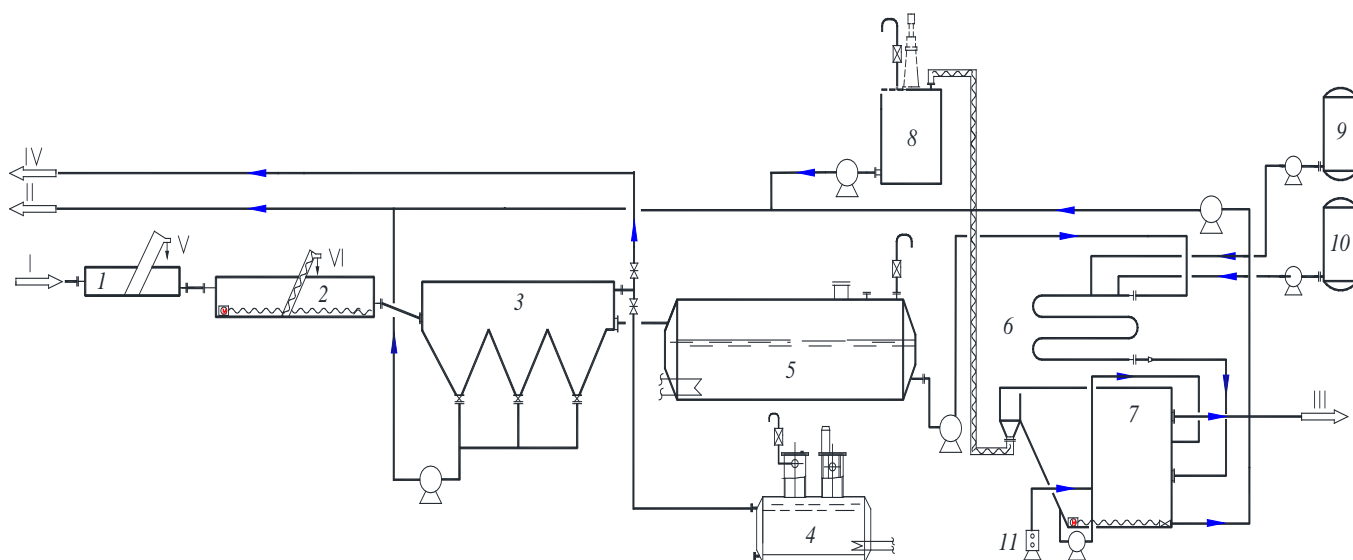


Рис. 4.2. Принципова схема закритих очисних споруд першої системи каналізації

ПАТ «Укртатнафта»:

I – стоки першої системи каналізації; II – суміш шламу та осаду; III – очищені стоки на споруди біологічного доочищення; IV – уловлений нафтопродукт; V – сміття; VI – пісок;

1 – ґратка; 2 – піскоуловлювач; 3 – сепаратор; 4 – ємкість для уловленого нафтопродукту; 5 – буферна ємкість; 6 – флокулятор; 7 – флотатор; 8 – ємкість флотошламу; 9 – ємкість флокулянту; 10 – ємкість коагулянту; 11 – компресор

Оброблену в сепараторі воду насосами подають через буферну ємкість у флокулятор, а потім у флотатор, що призначені для очищення води від емульгованих нафтопродуктів та дрібних завислих частинок мінерального та

органічного походження. Для інтенсифікації процесу очищення у флокулятор додають розчин коагулянта з ємкості робочого розчину і розчин флокулянта з автоматичної системи приготування розчину флокулянта.

У процесі очищення стічних вод утворюються пісок, осад, флотошлам і уловлений нафтопродукт. Вогкий пісок завантажують в автомобільний причіп. Осад відводять в ємкість флотошлему і осаду. Пінний продукт періодично видаляють за допомогою скребкового механізму флотатора в ємкість флотошлему й осаду. Уловлені нафтопродукти із сепаратора спрямовують в ємкість для уловленого нафтопродукту. Очищені стічні води з флотатора спрямовують для кінцевого доочищення на існуючі біологічні очисні споруди заводу.

Проект модернізації очисних споруд розроблено в ПАТ «Укрнафтохімпроект» за безпосередньої участі автора і відповідно до вимог чинних норм і правил, які забезпечують безпечну експлуатацію об'єкта. Ефективність розробленої системи очисних споруд закритого типу наведено в табл. 4.6.

Таблиця 4.6

Концентрація забруднень до і після споруд механічного очищення

Найменування забруднень	Концентрація забруднень у стічних водах, мг/л	
	що надходять на очисні споруди	після споруд механічного очищення
Завислі речовини	250	Не більше 40
Нафтопродукти	5000	Не більше 25

У результаті заміни відкритого обладнання існуючих очисних споруд на сучасне обладнання закритого типу з експлуатації виводиться нафтова пастка та став додаткового відстоювання, валові викиди від яких наведено в табл. 4.7.

Таблиця 4.7

**Структура втрат вуглеводнів від існуючих очисних споруд
першої системи каналізації на Кременчуцькому НПЗ**

Найменування джерела втрат	Втрати вуглеводнів, т/рік
Нафтова пастка	189,1
Ставки додаткового відстою	120,6
Усього	309,7

Основні джерела надходження забруднень в атмосферу від упродовженого обладнання закритого типу наведено в табл. 4.8.

Таблиця 4.8

**Структура втрат вуглеводнів від очисних споруд закритого типу першої
системи каналізації на Кременчуцькому НПЗ**

Найменування джерела втрат	Втрати вуглеводнів, т/рік
Решітка RS 75	7,55
Піскоуловлювач	2,10
Сепаратор	9,63
Буферний резервуар	0,034
Флотатор	20,9
Ємкість уловленого нафтопродукту	0,041
Ємкість флотошлему й осаду	0,008
Насосна станція	1,06
Усього	41,323

Таким чином, упродовження описаної технології очисних споруд закритого типу забезпечує ефективне уловлювання нафтопродуктів, істотно знижує втрати вуглеводнів, уможлиблює контроль за герметичністю споруд та дозволяє оперативно втручатися у процес очищення стічних вод і усувати витікання та несправності.

4.3. Покращення роботи трубчастих печей для зниження втрат і витрати газу

Витрати паливного газу для трубчастих печей не належать до прямих втрат на НПЗ. Однак витрата паливного газу суттєво впливає на сумарний вихід товарних нафтопродуктів, оскільки здебільшого у технологічних трубчастих печах спалюють нафтозаводські гази власного виробництва. Тому чим вищою є витрата паливного газу, тим нижчим буде сумарний вихід товарної продукції на НПЗ. Витрати палива на сучасних установках АВТ становлять 40–45 кг/т переробленої нафти [11]. Отже, економія паливного газу для власних потреб надзвичайно важлива для стабільної роботи підприємства.

Основними заходами для економії паливного газу в трубчастих печах є покращення роботи пальників і печей в цілому; зменшення температури димових газів на виході з печі; оптимізація теплообміну; використання сучасних систем автоматичного регулювання температурного режиму печей.

Із врахуванням цих заходів виконано комплекс робіт зі зменшення витрати палива в трубчастих печах НПЗ. Розроблено комплексну схему автоматичного регулювання роботи трубчастої печі установки АТ (рис. 4.3).

Згідно із запропонованою схемою витрату нафти підтримують контури FIC–31/1 і FIC–31/2 за допомогою клапанів-регуляторів FV–31/1 і FV–31/2 відповідно. Для запобігання коксоутворенню в змійовику трубчастої печі передбачають сигналізацію мінімально допустимої витрати нафти та системи блокування у разі зменшення цього показника нижче від мінімально допустимого рівня. Після блокування перекривають подачу нафти та паливного газу в піч за допомогою засувок 1 і 2. При цьому подають водяну пару в змійовик печі (після відкриття засувки 4/1 та 4/2), у топку печі (після відкриття засувки 5), а нафту зі змійовика печі скидають в аварійну ємкість (після відкриття засувки 3/1 і 3/2).

Температуру нафти на виході з печі регулюють контурами TICA–12/1 та TICA–12/2 зміною витрати паливного газу в пальники печі з коригуванням температури димових газів на виході з радіантної камери (за допомогою клапанів-регуляторів TV–12/1 і TV–12/2). У випадку підвищення температури нафти на

виході вище від допустимого значення спрацьовує система блокування, що супроводжується закриванням електрозасувки 2 на лінії подачі паливного газу до пальників. Тиск сировини на виході з печі контролюють контуром PISA–22/1а, PISA–22/1б із сигналізацією мінімально допустимого значення.

Паливний газ подають в піч після попередньої сепарації і фільтрування. Тиск газу регулюють контуром PIC–23 за допомогою клапана-регулятора PV–23. Витрату паливного газу регулюють контуром TICA–12/1 і TICA–12/2 за допомогою клапанів-регуляторів TV–12/1 і TV–12/2.

Для забезпечення повного згоряння палива також розроблено низку заходів. Контроль та сигналізацію підвищення температури димових газів на виході з радіантної камери здійснюють за допомогою контуру TISA–15/1а, TISA–15/2б. Повноту згоряння палива контролюють за вмістом у димових газах кисню (прилад QISA–51) та оксиду вуглецю (прилад QIA–52). Крім системи автоматичного керування для збільшення ефективності вогневого нагріву та зменшення витрати газоподібного палива в печі рекомендовано використання сучасних безполумєневих радіаційних пальників «ECO–FLAME». Перевагами пальників цього типу є зниження питомої витрати паливного газу на 10–15 %, викидів NO_x до 60–90 мг/м³, рівня шуму до 65 дБ і нижче; підвищення коефіцієнта корисної дії печі на 7–10 %.

Для утилізації тепла димових газів доцільно використовувати рекуператори. У такому випадку пропонують використовувати водонагрівник.

Температуру води на вході і виході з водонагрівника контролюють за допомогою контуру TIRA–19. Температуру нагрітої води регулюють контуром TIC–19 за допомогою клапана-регулятора TV–19.

Описану схему автоматизації в комплексі з новими пальниками розроблено для будівництва нової трубчастої печі на Гнідинцівському газопереробному заводі ПАТ «Укрнафта». Ефективність роботи цієї печі видно за результатами порівняння викидів забруднювальних речовин від старої та нової печей (табл. 4.9).

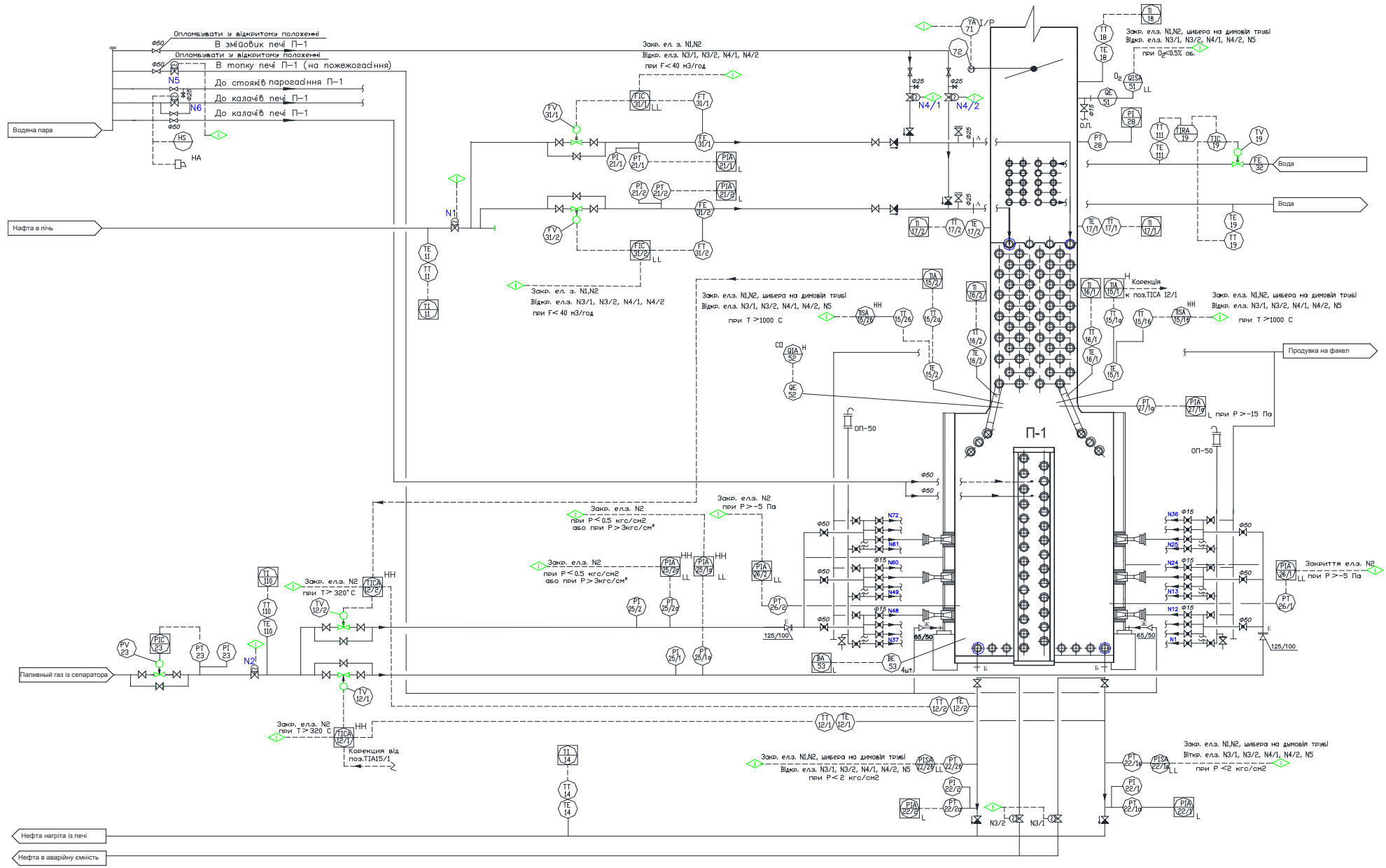


Рис. 4.3. Схема комплексної автоматизації трубчастої печі установки АТ

Порівняльна характеристика викидів забруднювальних речовин від старої та нової печей нагрівання нафти на установці УКПН–2 Гнідинцівського ГПЗ

Найменування джерела викиду	Потужність печі, Гкал/год	Найменування забруднювальної речовини	Потужність викиду	
			г/с	т/рік
Піч П–1 (стара)	6	CO	0,254	7,681
		CH ₄	0,254	7,681
		NO _x	0,350	10,584
Піч П–1 (нова)	9	CO	0,212	6,11
		CH ₄	0,06	1,716
		NO _x	0,447	12,87

Установлено, що валові викиди оксиду вуглецю зменшилися навіть при збільшенні потужності трубчастої печі. Зменшився також вміст метану, який не згорів, у димових газах. Це свідчить про збільшення повноти згорання газоподібного палива в трубчастій печі. Отже, застосування сучасних систем автоматизації трубчастих печей в комплексі з використанням вискоелективних пальників дає змогу зменшити питому витрату паливного газу для печі, і як наслідок збільшити вихід товарної продукції НПЗ.

Висновки до розділу 4

У результаті проведення експериментів та робіт, описаних у цьому розділі:

– досліджено основні закономірності процесу випаровування бензину А–95 з міні-резервуара об'ємом 10 л протягом трьох діб та доказано доцільність фарбування зовнішньої поверхні резервуарів для зберігання нафтопродуктів фарбами світлих відтінків, здатних максимально відбивати сонячні промені;

– розроблено і впроваджено технологію очисних споруд закритого типу, яка забезпечує ефективне уловлювання нафтопродуктів, істотно знижує втрати

вуглеводнів, дає можливість контролювати герметичність споруд та дозволяє оперативно втручатися у процес очищення стічних вод і унеможлиблює витіки та несправності;

– розроблено схему автоматизації промислових трубчастих печей технологічних установок перероблення нафти, яка в комплексі з використанням нових пальників дає змогу знизити витрату паливного газу на власні потреби на 10–15 % мас. і зменшує викиди CO і NO_x в навколишнє середовище.

Результати експериментів, описані в цьому розділі, викладено в публікаціях у фахових журналах [164, 165] та апробовано на науково-технічних конференціях [163, 166, 167].

РОЗДІЛ 5. МЕТОДИ ПЕРЕРОБЛЕННЯ НАФТОШЛАМІВ, УТВОРЕНИХ НА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ЗАВОДАХ

Як було показано раніше (див. розділ 1), під час перероблення нафти на НПЗ утворюється значна кількість нафтошламів. В умовах роботи НПЗ вони містяться у спеціально відведених для них місцях – шламонакопичувачах, спеціальних ставках-відстійниках тощо. Явище утворення нафтошламів є негативним з двох причин. По-перше, вуглеводні, які входять до складу нафтошламів, відносять до втрат вуглеводнів на НПЗ, що, у свою чергу, знижує глибину перероблення нафти. По-друге, відкриті ємкості для зберігання нафтошламів є значною загрозою для навколишнього середовища через постійне випаровування вуглеводнів і забруднення повітряного простору, а також через забруднення ґрунтів і ґрунтових вод небезпечними компонентами.

Усі нафтошлами можна умовно поділити на дві групи: нещодавно утворені (так звані «свіжі») нафтошлами та нафтошлами тривалого зберігання. Перша група нафтошламів, як правило, утворюється внаслідок роботи очисних споруд та інших об'єктів загальнозаводського господарства і зберігається в спеціальних шламонакопичувачах. Друга група нафтошламів («застарілі») утворені давно і зберігаються протягом тривалого часу (можливо, десятками років) в амбарах-накопичувачах, розташованих на території або поблизу НПЗ. Для з'ясування можливості кваліфікованого перероблення нафтошламів, утворених на українських НПЗ, відбирали проби нафтошламів на двох НПЗ. На ТКНПЗ (м. Туркменбаши, Туркменістан) відбирали недавно утворені нафтошлами, а на ПАТ «НПК–Галичина» (м. Дрогобич Львівської обл.) – нафтошлами тривалого зберігання. Для вивчення складу і властивостей нафтошламів, а також для встановлення розподілу фаз, відбір нафтошламів проводили на різних глибинах шламонакопичувачів.

5.1. Склад нафтошламів та розподіл їх компонентів у місцях зберігання

Першим етапом досліджень було вивчення складу нафтошламів. Для цього проби нафтошламів розділяли на три фази: воду, механічні домішки і вуглеводневу частину. Для розділення в лабораторних умовах використовували багатостадійний процес, що складався з відстоювання за підвищеної температури, промивання водою, сушіння та фільтрування за підвищеної температури. Методику процесу розділення нафтошламів на окремі фази подано в підрозділі 2.2. Склад нафтошламів (НШ1–НШ10), визначений за такою методикою, наведено в табл. 5.1 і 5.2.

Таблиця 5.1

Склад недавно утворених («свіжих») нафтошламів

Вміст у нафтошламів	Номер проби				
	НШ1	НШ2	НШ3	НШ4	НШ5
Вода, % мас.	2,5	38,7	26,9	12,6	6,1
Механічні домішки, % мас.	0,3	5,3	12,2	24,9	28,7
Органічна частина, % мас.	97,2	56,0	60,9	62,5	65,2

Примітка. Проби відбиралися по глибині шламонакопичувача, відповідно, проба НШ1 – на поверхні, проба НШ5 – на його дні.

Таблиця 5.2

Склад нафтошламів тривалого зберігання

Вміст у нафтошламів	Номер проби				
	НШ6	НШ7	НШ8	НШ9	НШ10
Вода, % мас.	11,2	13,4	10,4	55,7	39,4
Механічні домішки, % мас.	7,9	8,7	7,6	23,0	32,5
Органічна частина, % мас.	80,9	77,9	82,0	21,3	28,1

Примітка. Проби НШ6–НШ8 відбиралися у верхній частині шламонакопичувача, а проби НШ9–НШ10 – поблизу дна.

Аналіз складу проб нафтошламів (табл. 5.1) показав, що вміст у нафтошламів води, механічних домішок і органічної (вуглеводневої) частини змінюється в

широких межах. Якщо розглядати шламонакопичувач у розрізі, то залежно від глибини занурення в ньому можна умовно виділити декілька шарів (рис. 5.1).

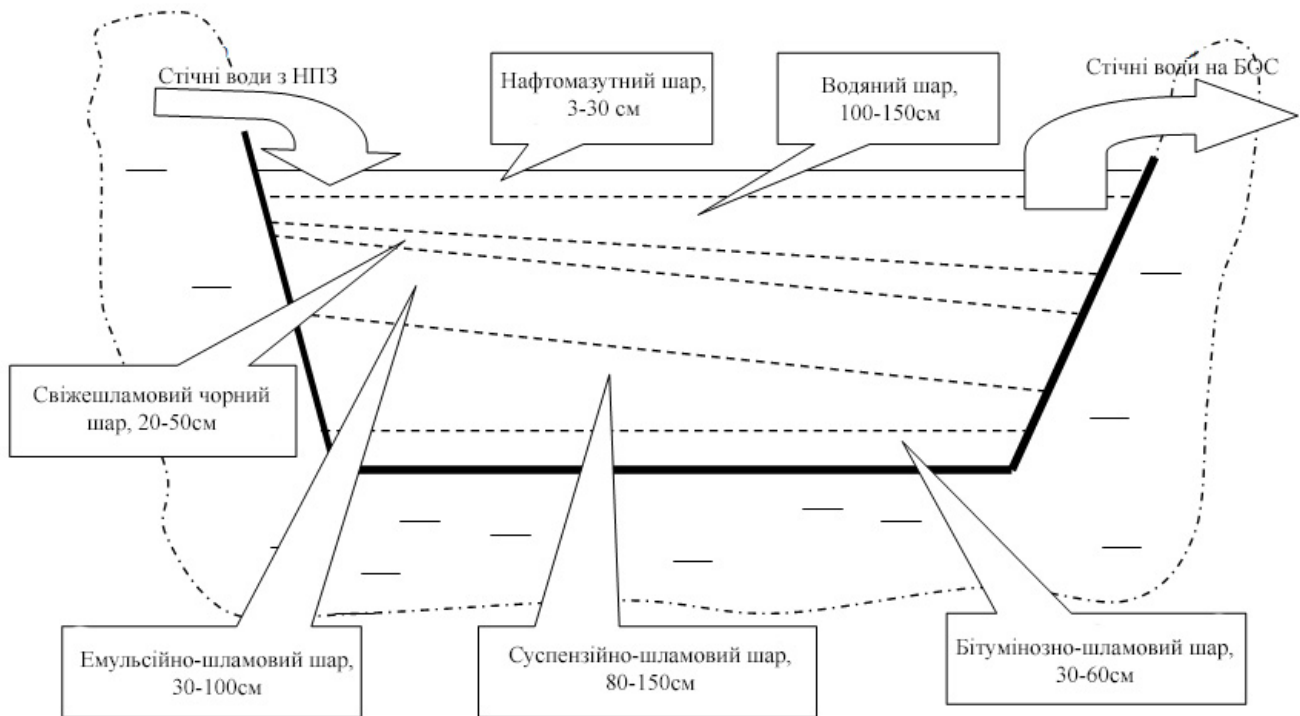


Рис.5.1. Переріз шламонакопичувача для зберігання недавно утворених нафтошламів

Верхній шар (НШ1) – нафтомазутний шар – складається в основному з органічної (вуглеводневої) частини та порівняно незначної кількості води і механічних домішок. Цей шар важко назвати нафтошлагом. Це шар нафтопродукту (так звана «пасткова нафта» або «пастковий продукт»). Його товщина залежно від умов може складати від декількох сантиметрів до декількох десятків сантиметрів.

Середній шар, утворений в шламонакопичувачі, – це водяний шар. Він складається в основному з води, яка забруднена нафтопродуктами і механічними домішками. У цьому, по суті, проміжному шарі відбувається осідання суспензійно-вуглеводневих агрегатів та спливання емульсійних і крапельних вуглеводнів. Товщина водяного шару може складати 50–150 см.

Під водяним шаром розміщені власне такі шари нафтошламу.

Свіжошламовий шар (НШ2). Цей шар дуже рухливий і має яскраво виражений чорний колір, очевидно внаслідок значної кількості мазутних компонентів,

захоплених механічними частинками при їх осіданні. Товщина свіжошламового шару становить 20–50 см.

Емульсійно-шламовий шар (НШ3). Має темно-сірий колір, високу в'язкість, характерну для концентрованих емульсій. Містить вуглеводні в складному суспензійно-емульсійному агрегатному стані і включає механічні домішки малих розмірів. Товщина шару становить 30–100 см.

Суспензійно-шламовий шар (НШ4). Має світло-сірий колір та яскраво виражені пластично-в'язкісні властивості, характерні для паст чи мастик. Містить механічні домішки середніх розмірів і вуглеводні, основна частина з яких адсорбована на їх поверхні. Товщина шару становить 80–150 см.

Бітумінозно-шламовий шар (НШ5). Має сіро-чорний колір, не текучий, малорухомий за низьких температур. Складається із спресованих вуглеводнів і механічних домішок. Товщина шару становить 30–60 см.

Установлено, що характеристика цих шарів є досить умовною і дає лише загальне уявлення про залягання вуглеводневої частини, механічних домішок і води по висоті шламонакопичувача. Склад і товщина шарів залежить від режиму заповнення шламонакопичувача, технологічних особливостей НПЗ, властивостей перероблюваної нафти тощо.

На відміну від попереднього, по глибині шламонакопичувачів, де нафтошлами перебувають тривалий час, можна умовно виділити два шари: продуктивний (НШ6–НШ8) і придонний (непродуктивний НШ9 і НШ10) (табл. 5.2). До складу верхнього (продуктивного) шару входять основна частина вуглеводнів (78,0–82,0 % мас) і порівняно невелика кількість води та механічних домішок. Нижній (непродуктивний) шар складається з приблизно однакових кількостей води, механічних домішок і органічної (вуглеводневої) частини. Це, очевидно, зумовлено умовами тривалого зберігання нафтошламів, а саме: потрапляння на їх поверхню атмосферних осадів, вони не перемішуються і т.ін.

Оскільки механічні домішки нафтошламів і відділена вода майже не впливають на величину втрат нафтопродуктів під час перероблення нафти,

необхідно було вивчити саме вуглеводневу частину нафтошламів. Результати цього вивчення наведено нижче.

5.2. Властивості вуглеводневої частини нафтошламів

З метою встановлення можливості подальшого перероблення вуглеводневої частини нафтошламів необхідно було детально вивчити їх властивості. Для цього визначали основні показники вуглеводневої частини проб нафтошламів НШ1–НШ10 та їх груповий вуглеводневий та структурно-груповий склад з використанням стандартних методик, описаних в підрозділі 2.3.

Як показали результати досліджень (табл. 5.3), характер зміни властивостей нафтошламів НШ1–НШ5 відтворює висунуту раніше гіпотезу про розподіл шарів нафтошламу по глибині шламонакопичувача. Показники нафтошламу НШ1 нагадують показники суміші важких фракцій нафти. Вміст світлих фракцій в цій пробі досягає 26 % мас. за порівняно невисоких значень умовної в'язкості, коксивності та температури застигання. Тому в перспективі цей продукт, очевидно, можна додавати до сирової нафти, заздалегідь установивши особливості процесу їх змішування.

У міру заглиблення в ставок-накопичувач та збільшення порядкового номера проби нафтошламу від НШ2 до НШ5 кількість світлих фракцій в нафтошламі знижується, а його густина зростає. При цьому збільшується також умовна в'язкість, температура застигання і температура спалаху нафтошламу. Все це свідчить про обважчення фракційного складу НШ у міру заглиблення в шламонакопичувач.

Для встановлення характеру зміни хімічної будови компонентів нафтошламів у міру заглиблення в шламонакопичувач вивчали їх груповий вуглеводневий склад. Установлено (табл. 5.4), що нижні шари нафтошламу характеризуються у 2–3 рази вищим вмістом асфальтово-смолистих речовин та дещо вищим вмістом поліциклічних ароматичних вуглеводнів, ніж верхні шари нафтошламів.

**Властивості органічної частини недавно утворених («свіжих»)
нафтошламів**

Найменування властивості	Значення показника для нафтошламу				
	НШ1	НШ2	НШ3	НШ4	НШ5
Густина за $t = 20^{\circ}\text{C}$, т/м^3	912	924	932	946	958
В'язкість умовна за $t = 80^{\circ}\text{C}$, ВУ_{80}	3,3	6,5	8,9	12,4	14,9
В'язкість умовна за $t = 100^{\circ}\text{C}$, ВУ_{100}	1,2	2,5	3,1	3,5	3,8
Вміст механічних домішок, % мас.	Сліди	Сліди	Сліди	Сліди	Сліди
Вміст води, % мас.	0,2	0,3	0,3	0,5	0,6
Вміст сірки, % мас.	0,91	1,06	1,09	1,15	1,34
Температура застигання, $^{\circ}\text{C}$	-7	-1	8	14	21
Температура спалаху, $^{\circ}\text{C}$	79	91	114	137	195
Коксивність, % мас.	2,3	4,1	5,7	7,3	8,9
Зольність, % мас.	0,18	0,21	0,24	0,26	0,38
Фракційний склад:					
до 200°C википає, % мас.	4,2	2,3	1,8	1,2	0,3
до 350°C википає, % мас.	25,7	18,7	16,4	13,1	8,2

Чим нижче розміщений шар нафтошламу до дна шламонакопичувача (рис. 5.3), тим більші в нього показники коксування і зольності, що повністю узгоджується з результатами вивчення групового вуглеводневого складу. Щодо парафіно-нафтенівих вуглеводнів та ароматичних вуглеводнів I та II груп, то чітких закономірностей зміни їх кількостей у вивчених пробах нафтошламів не простежується, однак це може бути результатом похибки методу визначення групового вуглеводневого складу.

**Груповий вуглеводневий склад органічної частини недавно утворених
(«свіжих») нафтошламів**

Характеристика	Значення показника для нафтошламу				
	НШ1	НШ2	НШ3	НШ4	НШ5
Вміст парафіно-нафтенових вуглеводнів	18,2	17,4	17,8	19,2	22,3
Вміст моноциклічних ароматичних вуглеводнів	22,8	20,5	21,7	18,4	15,2
Вміст біциклічних ароматичних вуглеводнів	27,8	27,8	21,5	19,2	14,4
Вміст поліциклічних ароматичних вуглеводнів	26,3	28,2	30,2	31,7	34,9
Вміст асфальтено-смолистих речовин	4,9	6,1	8,8	11,5	13,2

Властивості органічної частини нафтошламів тривалого зберігання відрізняються від «свіжих» нафтошламів (табл. 5.5). Зокрема органічна частина нафтошламів тривалого зберігання характеризується значно нижчим вмістом світлих фракцій, які википають до температури 350°C і, як наслідок вищими густиною, умовною в'язкістю, температурами застигання та спалаху.

Вміст сірки в пробах органічної частини нафтошламів змінюється в межах 1,35–1,62 % мас. Він, зазвичай, залежить від типу нафти, з якої були утворені нафтошлами. Підвищений вміст води в органічній частині нафтошламів зумовлений їх високою в'язкістю, а також тим, що ми не ставили завдання повного відділення води. Надто висока зольність нафтошламу може бути причиною концентрування в органічній частині нафтошламу металів, а також наявністю мікрочастинок механічних домішок.

Результати вивчення групового вуглеводневого складу органічної частини нафтошламів тривалого зберігання (табл. 5.6) показали, що вони містять набагато більше асфальтово-смолистих речовин, ніж «свіжі» нафтошлами. Установлено також, що в органічній частині нафтошламів, відібраних з нижніх (непродуктивних) шарів шламонакопичувачів (НШ9 і НШ10) міститься понад

50 % мас. поліциклічних ароматичних вуглеводнів і асфальтово-смолистих речовин. Це повністю корелюється величиною їх коксивності (табл. 5.5).

Таблиця 5.5

Властивості органічної частини нафтошламів тривалого зберігання

Характеристика	Значення показника для нафтошламу				
	НШ6	НШ7	НШ8	НШ9	НШ10
Густина за $t = 20^{\circ}\text{C}$, т/м^3	968	943	956	995	1028
В'язкість умовна за $t = 80^{\circ}\text{C}$, ВУ_{80}	15,6	14,1	16,7	–	–
В'язкість умовна за $t = 100^{\circ}\text{C}$, ВУ_{100}	4,2	3,5	4,8	6,9	7,4
Вміст механічних домішок, % мас.	Сліди	Сліди	Сліди	Сліди	Сліди
Вміст води, % мас.	0,4	0,7	0,5	0,9	1,0
Вміст сірки, % мас.	1,35	1,48	1,51	1,62	1,74
Температура застигання, $^{\circ}\text{C}$	18	15	20	30	34
Температура спалаху, $^{\circ}\text{C}$	221	214	232	–	–
Коксивність, % мас.	11,8	9,5	10,6	16,1	18,4
Зольність, % мас.	0,35	0,24	0,29	0,51	0,59
Фракційний склад:					
до 200°C википає, % мас.	0,3	0,5	0,2	0,1	0,1
до 350°C википає, % мас.	7,8	9,1	5,6	3,5	2,3

Вивчення складу і властивостей різних типів нафтошламів покладено в основу вибору технології їх подальшого перероблення.

Одним з найбільш поширених методів утилізації органічної частини нафтошламів є спалювання в складі котельного палива. Однак цей метод пов'язаний зі значною загрозою для навколишнього середовища. Крім цього, для спалювання необхідно повністю відділити механічну частину нафтошламів і відрегулювати їх в'язкість методом розбавлення більш легкими компонентами. Тому, на нашу думку, він є неприйнятним для широкого застосування.

**Груповий вуглеводневий склад органічної частини нафтошламів
тривалого зберігання**

Характеристика	Значення показника для нафтошламу				
	НШ6	НШ7	НШ8	НШ9	НШ10
Вміст парафіно-нафтоених вуглеводнів	25,9	26,2	24,4	21,4	22,7
Вміст моноциклічних ароматичних вуглеводнів	12,6	14,2	13,8	10,6	12,8
Вміст біциклічних ароматичних вуглеводнів	17,4	20,4	18,6	15,0	10,6
Вміст поліциклічних ароматичних вуглеводнів	24,3	23,0	25,7	26,8	28,5
Вміст асфальтово-смолистих речовин	19,8	16,2	17,5	26,2	25,4

Ще одним методом перероблення нафтошламів є їх термічна деструкція. У літературі описано окремі відомості про цей процес [124, 125]. Однак на тепер він вивчений недостатньо, зокрема не вивчали термічного розкладу найважчих придонних шарів органічної частини нафтошламів. Результати вивчення процесу утилізації нафтошламів методом термічної деструкції наведено нижче.

5.3. Вивчення процесу неглибокої термічної деструкції органічної частини нафтошламів

З метою встановлення температурного інтервалу термічного розпаду компонентів органічної частини нафтошламів та вивчення їх поведінки під час нагрівання проводили дериватографічні дослідження. Їх проводили на дериватографі Q-1500D системи «Paulik-Paulik-Erday» в атмосфері азоту на кафедрі фізичної та колоїдної хімії Національного університету «Львівська політехніка». Методику досліджень описано в підрозділі 2.3.

Для проведення дериватографічних досліджень використовували зразки недавно утворених («свіжих») нафтошламів НШ2, НШ4, НШ5. Дериватограму органічної частини свіжошламового (верхнього) шару НШ2 показано на рис 5.2, а

дериватограму бітумінозно-шламового шару НШ5 – на рис 5.3. Таким чином порівнювали крайні зразки нафтошламів.

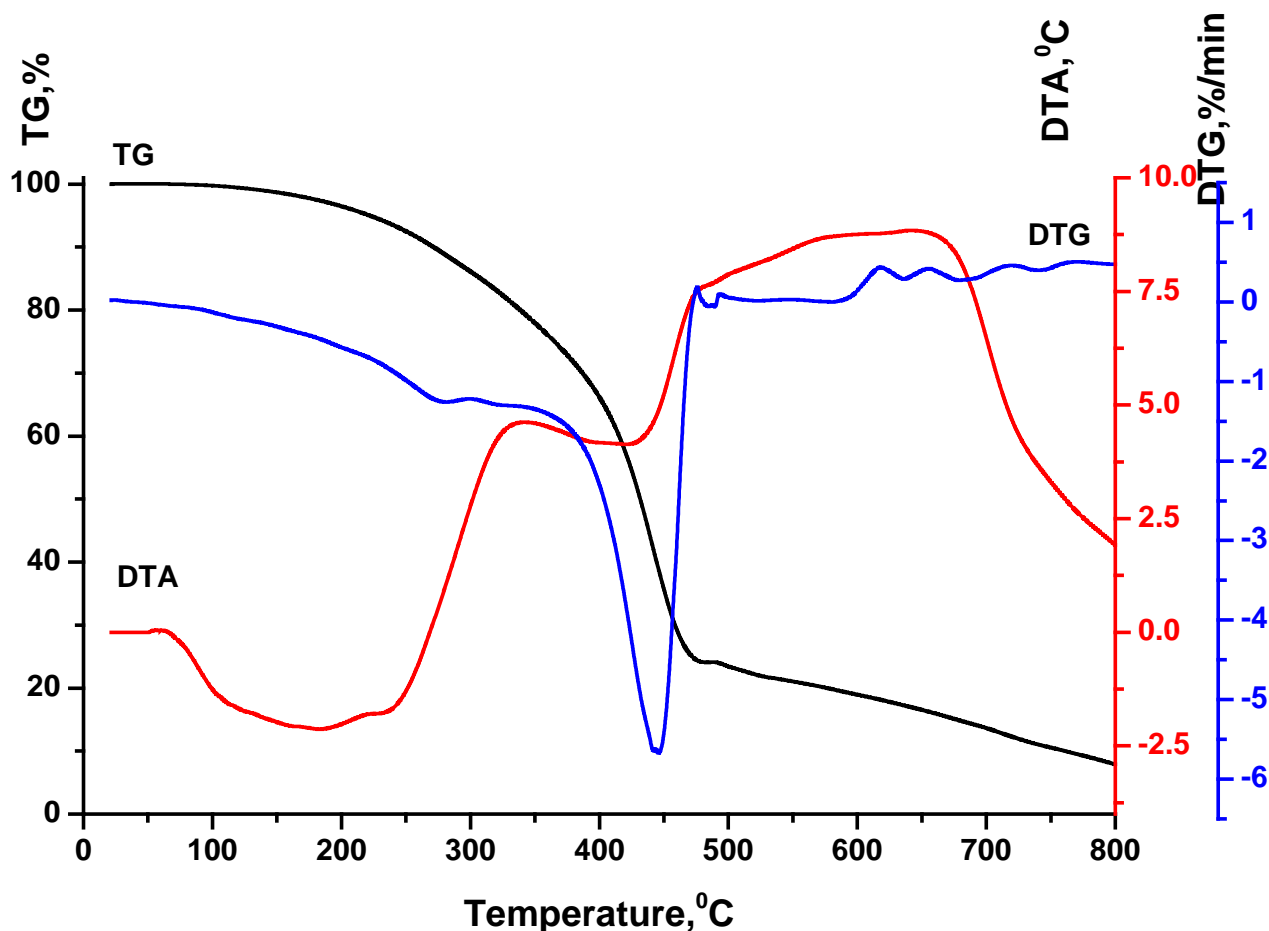


Рис. 5.2. Дериватограма органічної частини НШ 2 недавно утвореного нафтошламу

Зразок верхнього свіжошламового шару НШ2 відзначається більшим вмістом летких компонентів, які виділяються в області температур 20–350°C. У цьому зразку більш інтенсивно перебігають процеси термічної деструкції компонентів, що входять до його складу. Підтвердженням цього є поява більш глибокого ендотермічного ефекту в області температур 335–480°C порівняно зі зразком бітумінозно-шламового шару НШ5. Твердий залишок ущільнений більш інтенсивно в зразку НШ5. Доказом цього є поява більш інтенсивного екзотермічного ефекту в області температур 485–800°C. Аналіз дериватограм з виділенням трьох стадій термічної деструкції наведено в табл. 5.7.

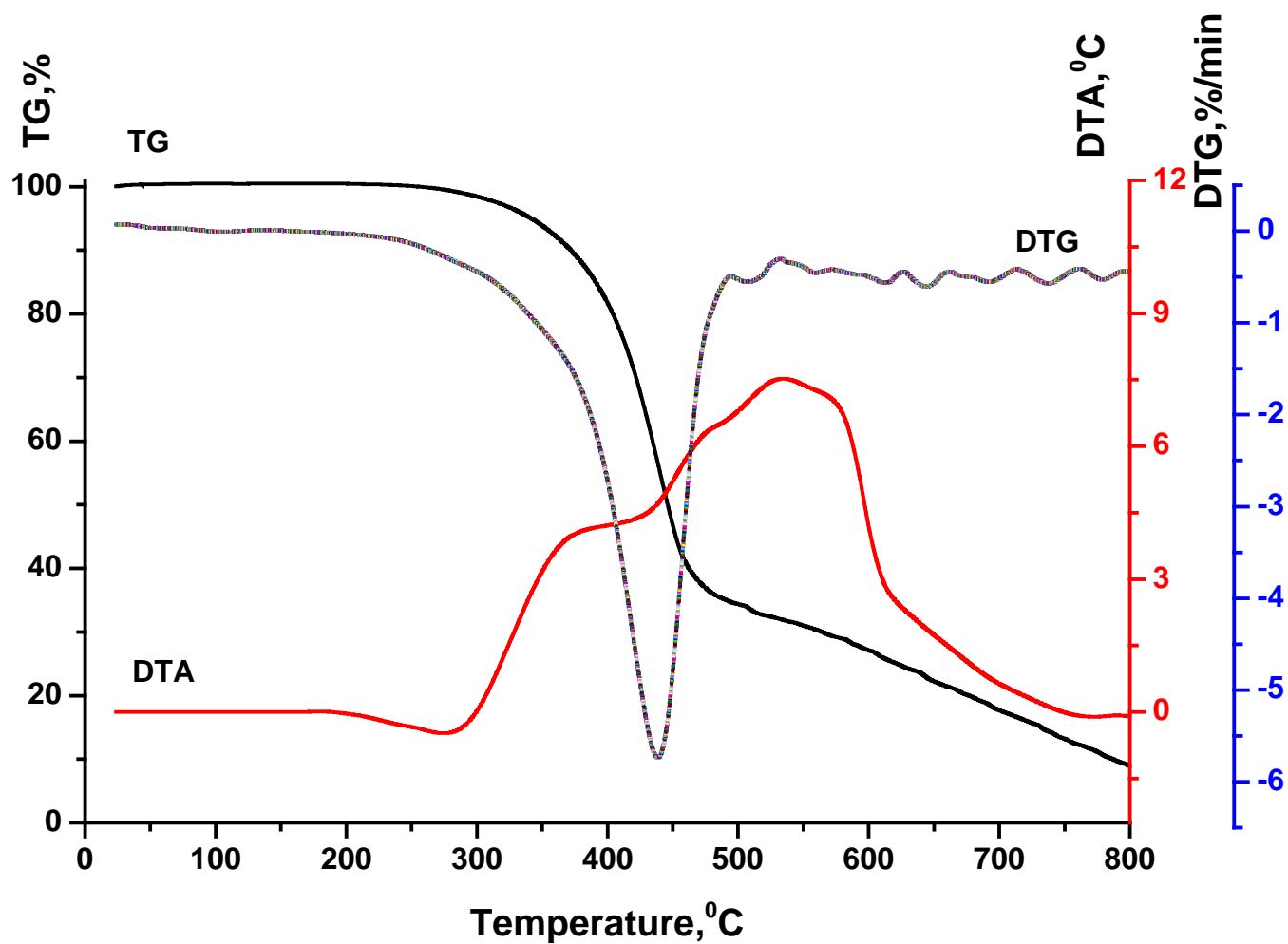


Рис. 5.3. Дериватограма органічної частини НШ5 недавно утвореного нафтошлему

Проведено порівняння кривих TG і DTA усіх досліджуваних проб органічної частини нафтошламів (рис. 5.4 і 5.5).

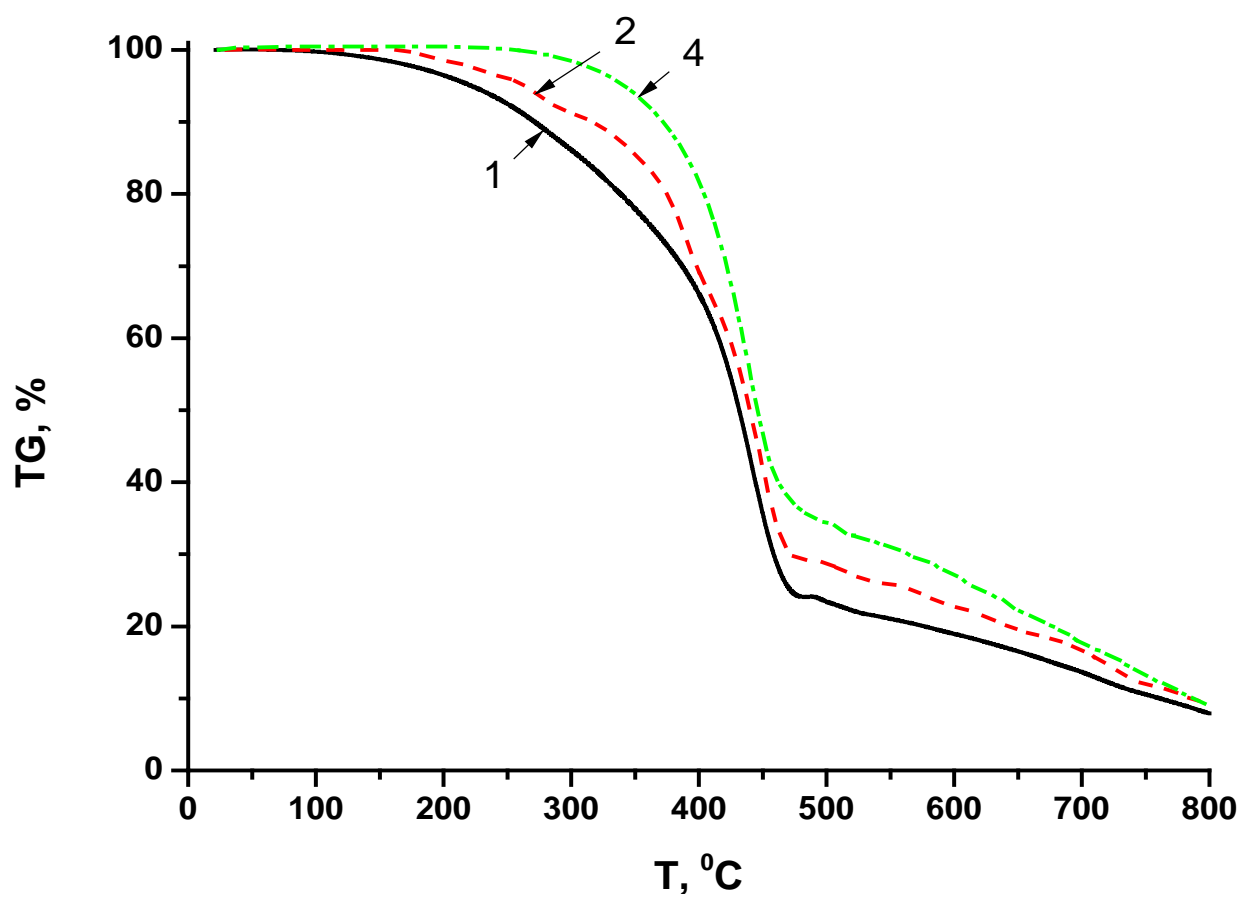


Рис. 5.4. Порівняння кривих TG зразків: 1 – НШ2; 2 – НШ4; 3 – НШ5.

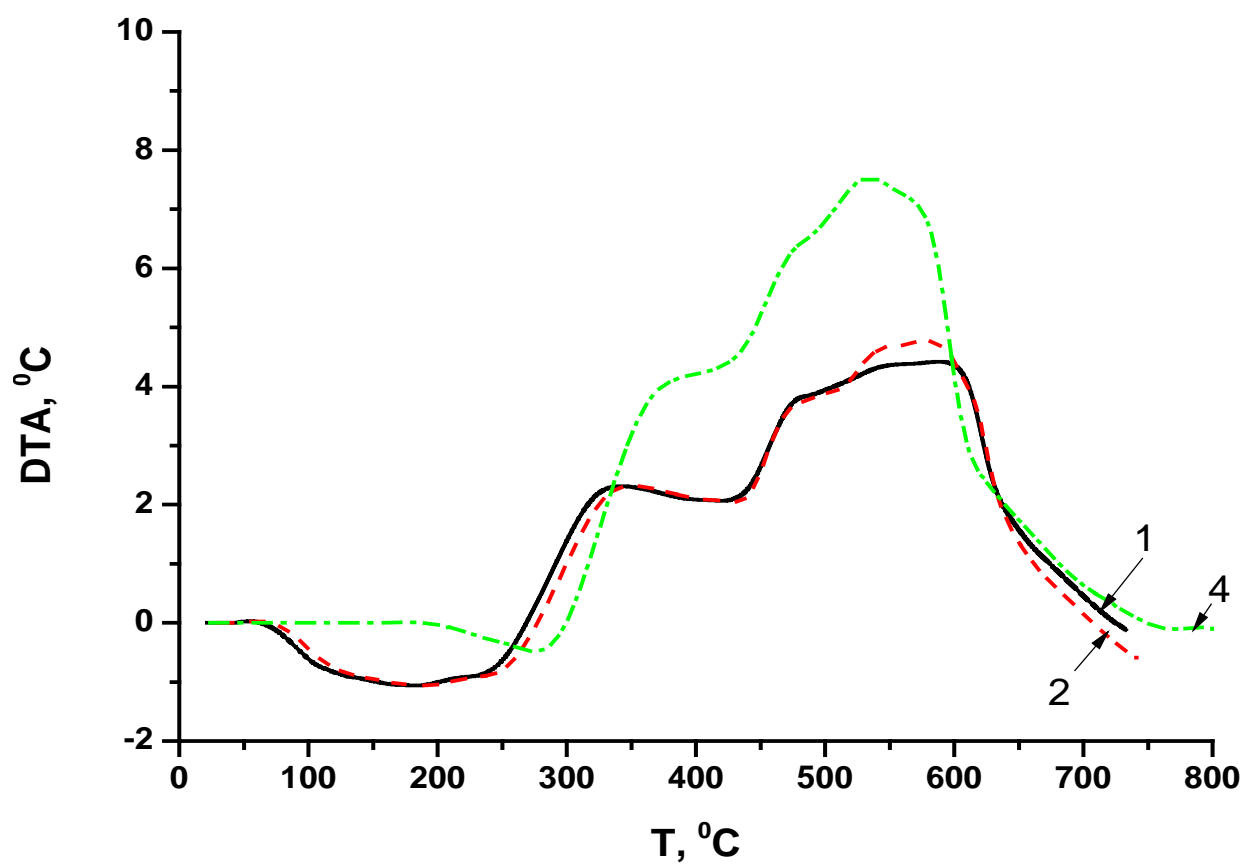


Рис. 5.5. Порівняння кривих DTA зразків: 1 – НШ2; 2 – НШ4; 3 – НШ5.

Таблиця 5.7

Результати термолізу органічної частини «свіжих» нафтошламів НШ2 та НШ5

Зразок	Стадія	Температурний інтервал, °С	Втрата маси, %	Ефект	Процес
НШ2	I	20–335	19,4	Ендотермічний (20–280 °С) Екзотермічний (280–335 °С)	Виділення летких компонентів шламу, поліконденсація нестабільних найбільш високомолекулярних компонентів шламу
	II	335–480	56,6	Ендотермічний	Термічна деструкція компонентів шламу та ущільнення важкого залишку
	III	480–800	15,92	Екзотермічний	Ущільнення важкого залишку
НШ4	I	20–345	14,4	Ендотермічний (20–271 °С) Екзотермічний (271–345 °С)	Виділення летких компонентів шламу, поліконденсація нестабільних найбільш високомолекулярних компонентів шламу
	II	345–482	56,4	Ендотермічний	Термічна деструкція компонентів шламу та ущільнення важкого залишку
	III	482–800	19,7	Екзотермічний	Ущільнення важкого залишку
НШ5	I	20–371	9,8	Ендотермічний (20–300 °С) Екзотермічний (300–385 °С)	Виділення летких компонентів шламу, поліконденсація нестабільних найбільш високомолекулярних компонентів шламу
	II	371–485	54,7	Ендотермічний	Термічна деструкція компонентів шламу та ущільнення важкого залишку
	III	485–800	26,25	Екзотермічний	Ущільнення важкого залишку

Установлено, що в області температур 20–485 °С на кривих TG зразків спостерігається втрата маси, яка супроводжується появою чіткого ендотермічного ефекту на кривих DTA і відповідає виділенню летких компонентів шламу. Процес ускладнюється поліконденсацією найбільш високомолекулярних нестабільних компонентів шламу, про що свідчить поява екзотермічного ефекту на кривих DTA за температур понад 271 °С.

Інтенсивна втрата маси зразків в області температур 335–485°С відповідає перебігу термічної деструкції компонентів шламу. Про це свідчить поява чіткого ендотермічного ефекту на кривих DTA зразків. Процес деструкції завершується ущільненням важкого залишку шламу, яке супроводжується стрибкоподібним виділенням тепла. Про це свідчить поява екзотермічного ефекту на кривих DTA за температур вищих за 450°С та одночасне зменшення швидкості втрати маси зразків.

За температур понад 480°С інтенсивність втрати маси зразків різко зменшується. Це свідчить про те, що процеси ущільнення переважають над процесами деструкції. На кривих DTA зразків у цьому температурному інтервалі виникає чіткий екзотермічний ефект, який відповідає процесам конденсації та коксоутворення.

На підставі даних термічного аналізу зразків шламу можна зробити висновок, що зразок НШ2 відзначається найбільшим вмістом летких компонентів, які виділяються в області порівняно невисоких температур (рис. 5.4). У цьому зразку більш інтенсивно перебігають процеси термічної деструкції компонентів, що входять до його складу. Підтвердженням цього є поява більш глибокого ендотермічного ефекту на кривій DTA за температур понад 480°С, який супроводжується найбільшою втратою маси (табл. 5.7, рис. 5.4, 5.5) порівняно зі зразками інших шламів. Зразок НШ5 містить найменшу кількість летких вуглеводнів. У цьому зразку в області високих температур процеси ущільнення переважають над процесами деструкції. Підтвердженням цього є поява більш інтенсивного екзотермічного ефекту за температур понад 480°С.

Кращим інтервалом температур для проведення процесу термічної деструкції є 420–460°C. Саме за цих температур спостерігається найінтенсивніша втрата маси всіх зразків нафтошламів. Тому саме цей температурний інтервал було обрано для досліджень.

Основні закономірності процесу термодеструкції органічної маси нафтошламу вивчали на лабораторній установці, схема та опис якої наведено в підрозділі 2.1 дисертаційної роботи. Дослідження проводили в інтервалі температур 420–460°C.

Результати вивчення впливу температури процесу термічної деструкції органічної частини нафтошламів на вихід продуктів і характеристику залишку наведено в табл.5.8 і 5.9. Для досліджень обрано проби органічної частини двох «свіжих» нафтошламів (НШ2 і НШ5) та двох нафтошламів тривалого зберігання (НШ6 і НШ9). Установлено, що з підвищенням температури термооброблення нафтошламів вихід дистильатних фракцій збільшується, а вихід залишку зменшується. Максимальна кількість дистильатів одержується під час термодеструкції проби НШ2, а мінімальна – за термодеструкції проби НШ9. Ці результати узгоджуються з груповим складом вуглеводневої частини нафтошламів.

Утворені бензин та газойль термодеструкції органічної частини нафтошламів за аналогією зі світлими продуктами інших термічних процесів згідно з даними літератури [4, 15] характеризуються високим вмістом ненасичених вуглеводнів (10–20 % мас.) і високим вмістом сірки (оскільки були одержані із сірчистої сировини). Вони можуть бути використані як сировина для виробництва товарних нафтових палив на НПЗ, що дасть змогу збільшити вихід світлих нафтопродуктів.

Для залишку термодеструкції, якого в процесі утворюється велика кількість (39,1–81,1 % мас.), визначали умовну в'язкість, температуру застигання та коксивність.

**Вихід продуктів і характеристика залишку термодеструкції
органічної частини «свіжих» нафтошламів**

Характеристика	Значення показника за температури процесу		
	420 °С	440 °С	460 °С
Сировина – органічна частина свіжошлямового шару НШ2			
Вихід продуктів, % мас.:			
бензину	4,8	6,2	7,1
газойлю	38,4	46,1	53,8
залишку	56,8	47,7	39,1
Характеристика залишку:			
в'язкість умовна за $t = 100^{\circ}\text{C}$, ВУ ₁₀₀	2,1	1,8	1,4
температура застигання, °С	-8	-10	-11
коксивність, % мас.	6,0	6,6	6,9
Сировина – органічна частина бітумінозно-шламового шару НШ5			
Вихід продуктів, % мас.:			
бензину	1,9	2,7	3,3
газойлю	19,7	26,4	31,2
залишку	78,4	70,9	65,5
Характеристика залишку:			
в'язкість умовна за $t = 100^{\circ}\text{C}$, ВУ ₁₀₀	3,1	2,6	2,2
температура застигання, °С	10	7	5
коксивність, % мас.	12,1	12,8	13,2

Примітка: тривалість процесу – 10 хв.

Установлено (табл. 5.8 і 5.9), що в результаті термічної конверсії нафтошламу утворюється залишок, який порівнянно з вихідною сировиною характеризується значно нижчими температурою застигання і умовною в'язкістю та вищою коксивністю.

**Вихід продуктів і характеристика залишку термодеструкції
органічної частини нафтошламів тривалого зберігання**

Характеристика	Значення показника за температури процесу		
	420 °С	440 °С	460 °С
Сировина – органічна частина верхнього шару НШБ			
Вихід продуктів, % мас.:			
бензину	2,2	3,6	4,1
газойлю	29,6	33,7	41,2
залишку	68,2	62,7	54,7
Характеристика залишку:			
в'язкість умовна за $t = 100^{\circ}\text{C}$, ВУ ₁₀₀	3,4	2,8	2,4
температура застигання, °С	7	4	2
коксивність, % мас.	15,2	16,8	17,8
Сировина – органічна частина нижнього непродуктивного шару НШ9			
Вихід продуктів, % мас.:			
бензину	1,6	2,3	3,1
газойлю	17,3	24,3	33,7
залишку	81,1	73,4	63,2
Характеристика залишку:			
в'язкість умовна за $t = 100^{\circ}\text{C}$, ВУ ₁₀₀	6,5	5,7	4,8
температура застигання, °С	20	16	13
коксивність, % мас.	24,1	25,7	26,9

Примітка: тривалість процесу – 10 хв.

Унаслідок підвищення температури процесу термічної конверсії органічної частини нафтошламів спостерігається збільшення коксивності залишку, а також зниження його в'язкості і температури застигання. Це, очевидно, є результатом того, що термічна стабільність різних груп вуглеводнів, що входять до складу

сировини, є неоднаковою. Вона зростає в ряду: парафіни – нафтени – ароматичні вуглеводні. Саме тому утворюється високоароматизований залишок з високою коксівністю та низькою температурою застигання.

Ураховуючи характеристики залишку термодеструкції нафтошламів, його можна використовувати як компонент котельних палив, однак такий метод застосування негативно впливатиме на глибину перероблення нафти. Тому необхідно знайти більш раціональний напрям застосування цього залишку.

5.4. Використання залишку термічної деструкції органічної частини нафтошламів у процесі виробництва бітумів

Відомо, що залишки вісбрекінга іноді використовують як сировину для виробництва бітумів [168, 169]. Тому одним з можливих варіантів застосування залишку термічної конверсії органічної частини нафтошламів є бітумне виробництво.

З метою встановлення принципової можливості виробництва бітумів згаданим методом вивчали процес окиснення усереднених залишків, одержаних при термодеструкції органічної частини нафтошламів НШ5 і НШ9. Процес окиснення проводили на лабораторній установці, схема і опис якої наведено в підрозділі 2.2. Для проведення процесу обрано умови, характерні для середньостатистичної промислової установки одержання окиснених бітумів. Окиснення проводили за температури 250°C за об'ємної швидкості подачі повітря 3,0 хв⁻¹ протягом 6 год. Якість одержаного бітуму визначали за трьома основними стандартними показниками: температурою розм'якшення, дуктильністю та пенетрацією. Результати експериментів наведено в табл. 5.10.

Установлено, що внаслідок окиснення залишків термодеструкції одержуються бітуми, які характеризуються надто низькою температурою розм'якшення і підвищеною пенетрацією. Це результат недостатньої кількості смол і асфальтенів, що входять до складу бітуму. Одержаний продукт не може використовуватися як

товарний бітум, оскільки його властивості не задовольняють вимоги до жодної марки товарних бітумів.

Таблиця 5.10

Характеристика бітумів, одержаних окисненням залишку термодеструкції органічної частини нафтошламів

Характеристика	Сировина – залишок вісбрекінга органічної частини нафтошламу	
	НШ5	НШ9
Температура розм'якшення за «кільцем та кулею», °С	31	36
Дуктильність за $t = 25$ °С, см	35	27
Пенетрація за $t = 25$ °С, $m \cdot 10^{-4}$	194	157
Вміст у бітумі, % мас.:		
оливних компонентів	71	59
смола	13	17
асфальтенів	16	24

Іншим методом використання залишку термічної деструкції органічної частини нафтошламів є введення їх в невеликій кількості до класичної сировини бітумного виробництва – нафтового гудрону – і сумісне окиснення цієї суміші.

Вивчено вплив вмісту залишку термодеструкції нафтошламу в сировині на властивості окиснених бітумів. Залишок додавали до гудрону в кількості 5–20 % мас. і окиснювали цю суміш. Окиснення проводили за температури 250 °С за об'ємної швидкості подачі повітря $3,0 \text{ хв}^{-1}$ протягом 6 год. Результати експериментів наведено в табл. 5.11.

Характеристика бітумів, одержаних окисненням суміші гудрону і залишку термодеструкції органічної частини нафтошламів НШ5 і НШ9

Характеристика	Вміст залишку в сировинній суміші, %мас.				
	0	5	10	15	20
НШ5					
Температура розм'якшення за «кільцем та кулею», °С	49	48	46	43	40
Дуктильність за t = 25 °С, см	59	58	56	53	50
Пенетрація за t = 25 °С, м·10 ⁻⁴	78	82	89	96	104
Вміст у бітумі, % мас.:					
оливних компонентів	38	41	45	50	54
смола	32	30	27	23	21
асфальтенів	30	29	28	27	25
НШ9					
Температура розм'якшення за «кільцем та кулею», °С	49	48	47	45	43
Дуктильність за t = 25 °С, см	59	58	55	52	48
Пенетрація за t = 25 °С, м·10 ⁻⁴	78	82	87	93	98
Вміст у бітумі, % мас.:					
оливних компонентів	38	41	43	47	50
смола	32	30	28	25	23
асфальтенів	30	29	29	28	27

Установлено (табл. 5.11), що зі збільшенням вмісту залишку термодеструкції в сировинній суміші спостерігається зменшення температури розм'якшення і дуктильності бітуму, а пенетрація при цьому підвищується. Така закономірність змін властивостей бітуму від кількості залишку термодеструкції в сировині узгоджується із зміною групового складу. Зокрема, зі збільшенням кількості залишку в сировині для одержання бітуму збільшується вміст в ньому оливних компонентів та знижується вміст смола і асфальтенів.

У результаті проведених досліджень показано, що залишок термодеструкції можна вводити в сировину для одержання бітумів в кількості до 5 % мас. У разі вищого вмісту залишку в сировині властивості бітуму погіршуються. У цьому випадку окисненням гудрону ми одержали бітум, що відповідає вимогам до марки БНД 60/90 згідно з ДСТУ 4044–2001. З уведенням у гудрон понад 5 % мас. залишку термодеструкції одержується бітум, який не відповідає вимогам не тільки до цієї марки, але і до інших марок дорожніх бітумів.

5.5. Використання органічної частини нафтошламів у процесі виробництва бітумів

Попередніми дослідженнями встановлено, що залишок термодеструкції органічної частини нафтошламу можна використовувати як компонент сировини для виробництва бітумів. Однак застосувати метод термічної деструкції для перероблення органічної частини нафтошламів не завжди можливо і доцільно. Зокрема це стосується випадку утилізації незначних кількостей нафтошламів. Тому необхідно було встановити можливість використання непереробленої органічної частини нафтошламів як компонента сировини для бітумного виробництва.

Вивчено вплив кількості органічної частини нафтошламів у суміші з нафтовим гудроном на процес окиснення цієї суміші. Процес окиснення проводили на лабораторній установці, описаній у підрозділі 2.2. Для проведення процесу обрано такі умови: температура 250°C; об'ємна швидкість подачі повітря 3,0 хв⁻¹; тривалість окиснення 6 год. Якість одержаного бітуму визначали за температурою розм'якшення, дуктильністю та пенетрацією. Результати експериментів наведено в табл. 5.12.

Установлено, що внаслідок збільшення кількості органічної частини нафтошламу в сировині для окиснення спостерігається зниження температури розм'якшення та підвищення пенетрації бітумів, тобто знизилася тугоплавкість і твердість бітумів. Дуктильність бітумів, яка характеризує їх пластичність, при цьому різко зменшується.

**Характеристика бітумів, одержаних окисненням суміші гудрону
органічної частини нафтошламів НШ5 і НШ9**

Характеристика	Вміст залишку в сировинній суміші, %мас.				
	0	5	10	15	20
НШ5					
Температура розм'якшення за «кільцем та кулею», °С	49	47	45	42	38
Дуктильність за t = 25 °С, см	59	56	52	46	39
Пенетрація за t = 25 °С м·10 ⁻⁴	78	86	95	106	122
Вміст у бітумі, % мас.:					
оливних компонентів	38	42	47	52	58
смола	32	29	26	23	19
асфальтенів	30	29	27	25	23
НШ9					
Температура розм'якшення за «кільцем та кулею», °С	49	48	46	43	41
Дуктильність за t = 25 °С, см	59	55	48	41	33
Пенетрація за t = 25 °С, м·10 ⁻⁴	78	83	91	98	110
Вміст у бітумі, % мас.:					
оливних компонентів	38	41	45	49	54
смола	32	29	27	24	21
асфальтенів	30	30	28	27	25

Така зміна основних показників бітуму узгоджується зі зміною їх групового складу. Зокрема, зі збільшенням вмісту НШ5 і НШ9 у сировині вміст оливних компонентів в одержаних бітумах підвищується, а вміст смола та асфальтенів зменшується. Порівнюючи нафтові бітуми, одержані окисненням суміші нафтового гудрону з різними типами нафтошламів, бачимо, що бітум, одержаний з використанням органічної частини нафтошламу тривалого зберігання (НШ9), має більші твердість і тугоплавкість, але нижчу пластичність, ніж бітум, одержаний з

використанням органічної частини «свіжого» нафтошламу (НШ5). Це також узгоджується зі складом і властивостями цих продуктів (див. табл. 5.3–5.6).

У результаті проведених досліджень встановлено, що неперероблену органічну частину нафтошламу можна вводити в сировину для одержання бітумів в кількості до 5 % мас. У разі вищого вмісту її в сировині властивості бітуму погіршуються. У даному випадку окисненням гудрону ми одержали бітум, що відповідає вимогам до марки БНД–60/90 згідно з ДСТУ 4044–2001. З уведенням в гудрон понад 5 % мас. непереробленої органічної частини нафтошламу одержується бітум, який не відповідає вимогам не тільки до цієї марки, але і до інших марок дорожніх бітумів.

Іншим напрямом можливого використання органічної частини нафтошламів є введення їх в невеликій кількості безпосередньо в готовий (товарний) бітум. З метою встановлення принципової можливості використання органічної частини нафтошламів як компонента нафтових бітумів вивчали процес компаундування дорожнього бітуму БНД–60/90 та органічної частини нафтошламу НШ9, оскільки цей нафтошлам за складом і властивостями є найближчим до бітуму. Процес компаундування проводили за температури 150°C на лабораторній установці за методикою, описаною в розділі 2. Результати досліджень наведено в табл. 5.13.

Установлено, що внаслідок підвищення вмісту органічної частини НШ9 у бітумі спостерігається зниження його температури розм'якшення та дуктильності. Пенетрація бітуму при цьому збільшується.

За вмісту органічної частини нафтошламу у бітумі БНД–60/90 до 5 % мас. властивості одержаного продукту задовольняють вимоги ДСТУ 4044–2001. З уведенням у бітум більшої кількості органічної частини нафтошламу зменшуються твердість і тугоплавкість бітуму, а також його дуктильність. Тому рекомендовано використовувати органічну частину нафтошламу як компонента товарних бітумів у кількості до 5 % мас.

**Характеристика бітумів, одержаних компаундуванням дорожнього бітуму
БНД–60/90 і органічної частини нафтошламу НШ9**

Характеристика	Кількість НШ9, %мас.				
	0	5	10	15	20
Температура розм'якшення за «кільцем та кулею», °С	50	48	46	42	39
Дуктильність за $t = 25$ °С, см	59	56	48	41	29
Пенетрація за $t = 25$ °С, $m \cdot 10^{-4}$	62	86	117	152	195

Отже, проведеними дослідженнями встановлено принципову можливість використання органічної частини нафтошламів як компонентів сировини для одержання окиснених бітумів у кількості до 5 % мас., а також як компонента готових бітумів у кількості до 5 % мас.

5.6. Основи технології комплексного перероблення нафтошламів

Вивчення складу і властивостей різних типів нафтошламів, а також дослідження процесів термічної деструкції органічної частини нафтошламів і окиснення отриманих залишків лягли в основу вибору технології їх подальшого перероблення. Принципову поточну схему комплексного перероблення нафтошламів зображено на рис. 5.6.

Оскільки верхній шар нафтошламу, відібраний з шламонакопичувача за своїми властивостями подібний до нафтових залишків, зокрема, вміст світлих фракцій в цій пробі досягає 30 % мас. за порівняно невисоких значень умовної в'язкості, коксивності та температури застигання, то в перспективі цей продукт, очевидно, можна додавати до сирової нафти і переробляти разом з нею на НПЗ. Водяний шар необхідно спрямувати на очисні споруди, а вловлені нафтопродукти додати до верхнього шару нафтошламу. Нижні шари нафтошламу потрібно спочатку очистити від механічних домішок і відділити від них воду.

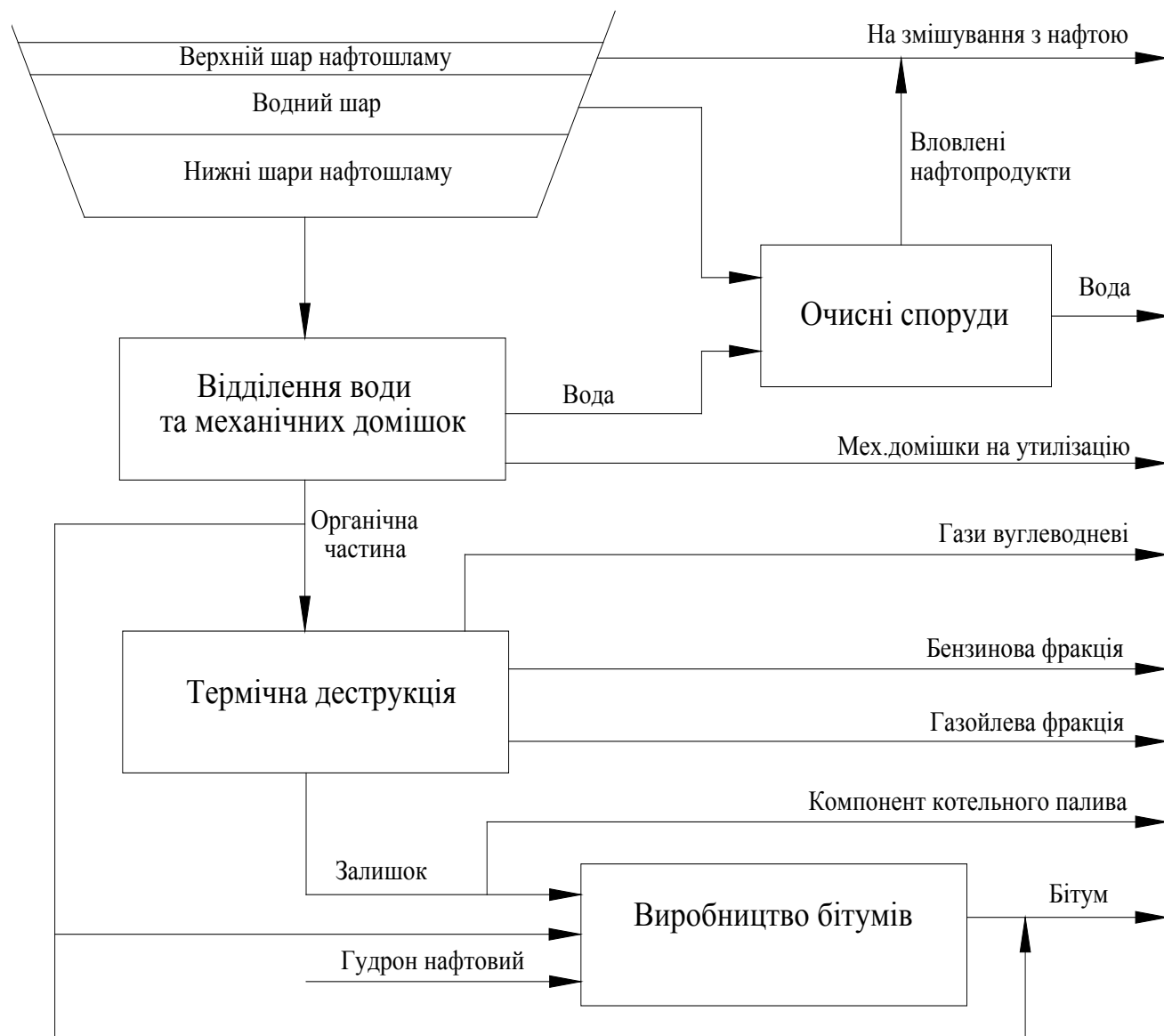


Рис. 5.6. Принципова поточна схема комплексного перероблення нафтошламів

Воду необхідно спрямувати на очисні споруди. Для виділення з нафтошламу органічної частини можна використовувати два типи технологій. У випадку використання для розділення нафтошламу методів відстоювання чи центрифугування відділені механічні домішки містять залишкову кількість нафтопродукту. Тому їх слід спрямувати на утилізацію (використання для облаштування нижніх шарів автомобільних шляхів, використання у виробництві будівельних матеріалів, біохімічне очищення з наступним захороненням тощо). У разі використання для виділення з нафтошламу органічної частини багатоступневих процесів промивання, відстоювання, екстрагування розчинниками одержуються механічні домішки, які містять мінімальну кількість

нафтопродуктів, тому вони не є загрозою для навколишнього середовища і не потребують особливих умов утилізації.

Одержану органічну частину нафтошламу доцільно спрямувати на термічну конверсію (деструкцію), а отримані при цьому дистиляти – на НПЗ для виробництва з них товарних моторних палив. Залишок термодеструкції можна використати як сировину для виробництва окиснених нафтових бітумів.

Крім такого варіанта застосування органічної частини нафтошламів, існує можливість використати їх у бітумному виробництві. По-перше, органічну частину нафтошламу в кількості до 5 % мас. можна додавати до гудрону і одержувати товарні окиснені бітуми. По-друге, її у кількості до 5 % мас. можна вводити безпосередньо в готовий (товарний) бітум без істотного погіршення властивостей останнього.

Розроблена поточна схема перероблення нафтошламів є досить гнучкою, оскільки дозволяє в теплий період року максимально використовувати органічну частину нафтошламу у бітумному виробництві, а в зимовий період – як сировину для термічної деструкції для одержання світлих дистилятів і компонента котельного палива.

Запропонований метод утилізації нафтошламів дасть змогу не тільки позбавитися від шламонакопичувачів, що є загрозою для довкілля, але й одержати при цьому значну кількість різноманітних товарних нафтопродуктів або їх компонентів.

5.7. Обґрунтування вибору технологій перероблення нафтошламів

Майже всі відомі натеper технології перероблення нафтошламів направлені на виділення і утилізацію органічної частини [119, 120]. Відомо, що ці технології потребують значних капітальних та експлуатаційних затрат. Тому важливо визначити найбільш універсальну технологію, яка враховує якісний та кількісний склад нафтошламів окремо взятого НПЗ.

У табл. 5.14 наведено класифікацію основних технологій, які використовуються для промислового перероблення нафтошламів, та опис їх переваг і недоліків [113–118].

Установлено (табл. 5.14), що існуючі технології перероблення нафтошламів відрізняються не тільки способом чи методом перероблення, але і ступенем ефективності та вартістю. Тому для вибору раціональної технології перероблення нафтошламів доцільно використати функціонально-вартісний аналіз (ФВА) найбільш важливих характеристик таких технологій. Метод ФВА дає змогу одночасно сформулювати основу ранжування і має досить простий математичний апарат [170–172].

Вихідними даними для виконання ФВА технологій перероблення нафтошламів були найважливіші характеристики, зокрема:

X_1 – клас небезпеки продуктів перероблення нафтошламів. Небезпека визначається токсичністю продуктів, умовами зберігання та впливом на навколишнє середовище;

X_2 – глибина відбору вуглеводнів з нафтошламів, які надалі повертаються на перероблення;

X_3 – кількість кінцевих продуктів перероблення нафтошламів та можливість їх промислового використання;

X_4 – питома вартість перероблення нафтошламів;

X_5 – діапазон вмісту вуглеводнів у нафтошламах, за якого ефективно працює технологічне обладнання;

X_6 – площа, необхідна для спорудження установки перероблення нафтошламів;

X_7 – транспортне виконання установки перероблення нафтошламів (стаціонарне чи мобільне);

X_8 – температурні умови навколишнього середовища, за яких можливе перероблення нафтошламів за цією технологією;

X_9 – використання реагентів у технології перероблення нафтошламів.

Характеристика промислових методів і технологій перероблення нафтових шламів

Метод	Технологія	Переваги	Недоліки
Термічний	Термодесорбція (або термодеструкція)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Можливість перероблення нафтошламів різного походження та складу. 2. Вилучення з нафтошламів вуглеводневої частини. 3. Одержання екологічно чистого продукту, придатного до промислового застосування. 4. Відсутність реагентів 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Викиди димових газів в атмосферу. 2. Висока вартість обладнання. 3. Відносно низька продуктивність
Хімічний	Хімічне капсулювання	<ol style="list-style-type: none"> 1. Можливість перероблення нафтошламів різного походження та складу. 2. Висока швидкість процесу. 3. Одержання продукту для промислового використання в дорожньому будівництві. 4. Низька вартість обладнання 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Велика витрата реагентів. 2. Великий об'єм утворених продуктів. 3. Відсутність можливості виділення вуглеводневої частини
Механічний	Трифазне центрифугу- вання	<ol style="list-style-type: none"> 1. Вилучення з нафтошламів вуглеводневої частини. 2. Висока продуктивність 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перероблення тільки рідких нафтошламів. 2. Висока вартість обладнання. 3. Необхідність подальших стадій перероблення. 4. Максимальний вміст твердої фази в декантері не більше 15 %
Біологічний	Біоредиміація, фітореємедіація	<ol style="list-style-type: none"> 1. Одержання екологічно чистого продукту перероблення нафтошламів. 2. Низька вартість обладнання. 3. Можливість одночасного перероблення великих об'ємів нафтошламів 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перероблення нафтошламів з незначним вмістом вуглеводнів. 2. Необхідність облаштування полігонів великої площі. 3. Строга залежність від температурних умов. 4. Велика тривалість процесу. 5. Небезпека зараження території новими мікроорганізмами. 6. Відсутність можливості виділення вуглеводневої частини. 7. Необхідність використання добрив для життєдіяльності мікроорганізмів
Відмивання	Екстракція	<ol style="list-style-type: none"> 1. Одержання екологічно чистого продукту перероблення нафтошламів. 2. Можливість перероблення нафтошламів різного походження. 3. Вилучення з нафтошламів вуглеводневої частини 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Висока вартість обладнання. 2. Необхідність використання розчинників

Для проведення порівняльного аналізу вибрано такі базові технології перероблення нафтошламів:

Y_1 – технологія хімічного капсулювання нафтошламів;

Y_2 – технологія непрямой термічної десорбції (термодеструкції) нафтошламів;

Y_3 – технологія біологічного очищення нафтошламів;

Y_4 – механічне трифазне центрифугування нафтошламів;

Y_5 – технологія відмивання нафтошламів розчинниками.

Для визначення за вказаними характеристиками максимально ефективної технології перероблення нафтошламів виконано ФВА, на основі якого встановлено ступінь важливості кожної характеристики, числові значення яких наведено в табл. 5.15. Метод парних порівнянь ФВА передбачає процес ранжування вибраних характеристик за ступенем важливості (вагомості). Для цього кожній характеристиці присвоюється певний індекс (табл. 5.15).

Виходячи з кількості характеристик $n = 9$, визначаємо необхідну кількість порівнянь ($p = 36$):

$$p = \frac{n(n-1)}{2}$$

Для парного порівняння вибраних характеристик використано три ступені вагомості: більш значуща – оцінка 1,5, менш значуща – оцінка 0,5 і рівнозначні – оцінка 1. Згідно з методикою ФВА опитано 5 незалежних експертів, кожному з яких запропоновано порівняти попарно характеристики X_1 – X_9 та вибрати з кожної пари більш вагому характеристику технологій перероблення нафтошламів.

Таблиця 5.15

Вихідні дані для проведення аналізу

Найменування характеристики	Індекс	Вид технології перероблення нафтошламів				
		Хімічне капсулювання	Термодесорбція (термодеструкція)	Біологічне очищення	Трифазне центрифугування	Відмивання нафтошламів розчинниками
		Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5
Клас безпеки продуктів перероблення НШ*	X_1	4	5	4–5	2–3	4–5
Глибина відбору вуглеводнів за вихідного вмісту 20% мас.	X_2	0	98 % і більше	0	До 80 %	97 % і більше
Об'єм кінцевих продуктів перероблення	X_3	Збільшується і залежить від вмісту вуглеводнів у нафтошламів; від 1 до 2 (за об'ємом) або від 2 до 4 у випадку перероблення високотоксичних нафтошламів	Зменшується на об'єм відібраних вуглеводнів і води	Зменшується на об'єм вуглеводнів, що розкладаються	Зменшується на об'єм відібраних вуглеводнів і води	Зменшується на об'єм відібраних вуглеводнів і води
Питома вартість перероблення**	X_4	1,5–2	2–2,5	1	2	2,5–3
Діапазон вмісту вуглеводнів у нафтошламів, при якому ефективно працює обладнання	X_5	Не регламентується	До 30% об.	До 7% мас.	Від 10% об	Не регламентується
Площа, яку займає установка	X_6	До 600 м ²	До 500 м ²	Понад 10000 м ²	До 600 м ²	До 1500 м ²
Виконання установки	X_7	Мобільна або стаціонарна	Мобільна або стаціонарна	Стаціонарна	Мобільна або стаціонарна	Стаціонарна
Температурні умови навколишнього середовища, у яких працює обладнання	X_8	–15 °С і вище. За нижчих температур обладнання потрібно розташовувати в опалюваному приміщенні	+5 °С і вище. За нижчих температур обладнання потрібно розташовувати в опалюваному приміщенні	Від плюс 5 °С і вище.	+5 °С і вище. Потребує попереднього нагрівання нафтошламу до 70–100 °С	Будь-які температурні умови для попереднього нагрівання нафтошламу
Використання реагентів, розчинників	X_9	Значна витрата вапна і модифікатора	Не використовуються	Незначна витрата добрив для життєдіяльності мікроорганізмів	Незначна витрата флокулянта	Використання розчинників

* Клас безпеки регламентується наказом Міністерства природних ресурсів РФ від 15.06.2001 року № 511.

** Середнє відносне значення у країнах СНД, отримане від розробників технологічного обладнання.

Першу сумарну середню оцінку ступеня вагомості кожної з вибраних характеристик розраховували як результат оцінки всіх експертів за формулою

$$k_1 = \frac{\sum_{i=1}^m B_1}{m},$$

де B_1 – значення ступеня вагомості характеристики, визначені кожним експертом;

m – кількість експертів.

Другу середню оцінку k_2 другого з двох порівнюваних критеріїв визначали за формулою

$$k_2 = 2 - k_1.$$

Кінцеві середні оцінки ступеня вагомості кожної характеристики наведено в табл. 5.16.

На підставі даних експертного опитування заповнено таблицю пріоритетів характеристик (табл. 5.17). Значення, розміщені вище від головної діагоналі матриці в табл. 5.17, відповідають середнім оцінкам k_1 у табл. 5.16, а значення, розміщені нижче від головної діагоналі – оцінкам k_2 . Коефіцієнт пріоритету розраховано для кожного рядка таблиці за формулою

$$k_{\text{пріор.}} = \frac{\sum_{i=1}^{m-1} k_i}{n(n-1)},$$

де значення $\sum_{i=1}^{m-1} k_i$ беруться з таблиці;

n – кількість порівнюваних характеристик.

Таблиця 5.16

Експертна оцінка

Порівнювані пари характеристик	Експертна оцінка					Середня оцінка порівнюваних характеристик	
	Експерт 1	Експерт 2	Експерт 3	Експерт 4	Експерт 5	k_1	k_2
$X_1 - X_2$	1,5	1	1,5	1,5	1	1,3	0,7
$X_1 - X_3$	1,5	1,5	1,5	1,5	1	1,4	0,6

Продовження таблиці 5.16

$X_1 - X_4$	1,5	1	1	1	0,5	1	1
$X_1 - X_5$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
$X_1 - X_6$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
$X_1 - X_7$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
$X_1 - X_8$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
$X_1 - X_9$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
$X_2 - X_3$	0,5	1,5	1,5	1	1,5	1,2	0,8
$X_2 - X_4$	0,5	0,5	0,5	1	1	0,7	1,3
$X_2 - X_5$	0,5	0,5	0,5	1	0,5	0,6	1,4
$X_2 - X_6$	1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	0,6
$X_2 - X_7$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
$X_2 - X_8$	1,5	1	1	1,5	1	1,2	0,8
$X_2 - X_9$	1	1	1,5	1,5	0,5	1,1	0,9
$X_3 - X_4$	0,5	0,5	0,5	1	1	0,7	1,3
$X_3 - X_5$	0,5	0,5	0,5	0,5	1	0,6	1,4
$X_3 - X_6$	1,5	1,5	1	1,5	1,5	1,4	0,6
$X_3 - X_7$	1,5	1	1,5	1,5	1	1,3	0,7
$X_3 - X_8$	1	1,5	1,5	1	1,5	1,3	0,7
$X_3 - X_9$	1,5	1	1	0,5	1,5	1,1	0,9
$X_4 - X_5$	1,5	1	1	1,5	0,5	1,1	0,9
$X_4 - X_6$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
$X_4 - X_7$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
$X_4 - X_8$	1,5	1,5	1,5	1	1,5	1,4	0,6
$X_4 - X_9$	1,5	1,5	1,5	1,5	1	1,4	0,6
$X_5 - X_6$	1,5	1,5	1	1,5	1,5	1,4	0,6
$X_5 - X_7$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
$X_5 - X_8$	1,5	1,5	1,5	1	1,5	1,4	0,6
$X_5 - X_9$	1,5	1,5	1,5	1,5	1	1,4	0,6
$X_6 - X_7$	0,5	1	1	0,5	0,5	0,7	1,3
$X_6 - X_8$	0,5	0,5	1	0,5	0,5	0,6	1,4
$X_6 - X_9$	0,5	0,5	1	0,5	0,5	0,6	1,4
$X_7 - X_8$	0,5	0,5	1	1	0,5	0,7	1,3
$X_7 - X_9$	0,5	0,5	1	0,5	0,5	0,6	1,4
$X_8 - X_9$	0,5	1	0,5	1	0,5	0,7	1,3

На підставі таблиці вихідних даних виконано бальну оцінку кожної характеристики, оцінюючи кожне значення згідно зі ступенем доцільності в технологічному процесі.

Найвищим значенням присвоєно 10 балів; близьким до найвищих 8 і 9 балів; прийнятним значенням 4–7 балів; близьким до прийнятних 2 і 3 бали; незадовільним 0–1 бал. Результати бальної оцінки наведено в табл. 5.18.

Таблиця 5.17

Пріоритет характеристик

Індекс	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8	X_9	Визначення пріоритету		Пріоритет характеристики
										Сума	$K_{\text{пріор}}$	
X_1	0	1,3	1,4	1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	11,20	0,156	1
X_2	0,7	0	1,2	0,7	0,6	1,4	1,5	1,2	1,1	8,40	0,117	4
X_3	0,6	0,8	0	0,7	0,6	1,4	1,3	1,3	1,1	7,80	0,108	5
X_4	1	1,3	1,3	0	1,1	1,5	1,5	1,4	1,4	10,50	0,146	2
X_5	0,5	1,4	1,4	0,9	0	1,4	1,5	1,4	1,4	9,90	0,138	3
X_6	0,5	0,6	0,6	0,5	0,6	0	0,7	0,6	0,6	4,70	0,065	9
X_7	0,5	0,5	0,7	0,5	0,5	1,3	0	0,7	0,6	5,30	0,074	8
X_8	0,5	0,8	0,7	0,6	0,6	1,4	1,3	0	0,7	6,60	0,092	7
X_9	0,5	0,9	0,9	0,6	0,6	1,4	1,4	1,3	0	7,60	0,106	6

Виконавши бальне оцінювання та знаючи пріоритет кожної характеристики, визначали їх інтегральні оцінки (табл. 5.19).

Проведений аналіз технологій перероблення нафтошламів за допомогою методу ФВА показав, що найвищі інтегральні оцінки 8,03 та 5,81 отримали технології непрямої термодесорбції (термодеструкції) і трифазного центрифугування відповідно. Саме тому для зниження рівня втрат вуглеводнів на НПЗ, поліпшення екологічної ситуації та для досягнення максимального економічного ефекту найбільш прийнятним варіантом промислового перероблення нафтошламів є комбінування механічного і термічного методів перероблення нафтошламів.

Таблиця 5.18

Бальна оцінка характеристик

Найменування технології		Бальна оцінка характеристик								
		X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8	X_9
Хімічне капсулювання	Y_1	7	0	0	3	9	9	9	8	0
Непряма термодесорбція	Y_2	10	10	10	2	8	10	9	5	10
Біологічне очищення	Y_3	7	0	7	10	3	0	1	4	4
Трифазне центрифугування	Y_4	3	7	8	4	6	9	9	4	6
Відмивання розчинниками	Y_5	8	9	9	1	9	3	1	4	3

Таблиця 5.19

Інтегральна оцінка технологій перероблення нафтошламів

Найменування технології	Інтегральна оцінка									Сума інтегральних оцінок	Пріоритет технології
	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8	X_9		
Хімічне капсулювання	1,09	0,00	0,00	0,44	1,24	0,59	0,66	0,73	0,00	4,75	4
Непряма термодесорбція	1,56	1,17	1,08	0,29	1,10	0,65	0,66	0,46	1,06	8,03	1
Біологічне очищення	1,09	0,00	0,76	1,46	0,41	0,00	0,07	0,37	0,42	4,58	5
Трифазне центрифугування	0,47	0,82	0,87	0,58	0,83	0,59	0,66	0,37	0,63	5,81	2
Відмивання розчинниками	1,24	1,05	0,98	0,15	1,24	0,20	0,07	0,37	0,32	5,61	3

Результати ФВА підтверджують правильність вибору розробленого раніше варіанта перероблення нафтошламів.

Висновки до розділу 5

У результаті проведення експериментів, описаних у цьому розділі:

– встановлено закономірності пошарового розподілу нафтошламів, утворених на НПЗ, у шламонакопичувачах;

– досліджено склад і властивості недавно утворених нафтових шламів та нафтошламів тривалого зберігання; показано, що органічна частина нафтошламів тривалого зберігання характеризується нижчим вмістом світлих фракцій, а також вищою густиною та в'язкістю, ніж органічна частина «свіжих» нафтошламів;

– за допомогою дериватографічних досліджень встановлено основні стадії термічних перетворень органічної частини нафтошламів, відібраних на різних рівнях шламонакопичувача;

– встановлено, що одним з напрямів перероблення органічної частини нафтошламу є його термічна деструкція за температури 420–460°C;

– показано, що методом сумісного окиснення нафтового гудрону і залишку термічної деструкції органічної частини нафтошламу в кількості до 5 % мас. можна одержати товарні дорожні бітуми;

– встановлено принципову можливість використання органічної частини нафтошламів як компонентів сировини для одержання окиснених бітумів у кількості до 5 % мас., а також як компонента готових бітумів у кількості до 5 % мас. (дод. Д);

– розроблено основи технології комплексного перероблення нафтошламів, які зберігаються в шламонакопичувачах, з одержанням окремих нафтових фракцій і товарних нафтових бітумів (дод. Е, Є, Ж);

– проведено аналіз технологій перероблення нафтових шламів НПЗ з використанням методу ФВА. Встановлено, що найвищу інтегральну оцінку має технологія термодесорбції та трифазного центрифугування.

Результати експериментів, описані в даному розділі, викладено в публікаціях у фахових журналах [173–175], апробовано на науково-технічних конференціях [176–178] та отримано патент [179].

ВИСНОВКИ

Вирішено важливе науково-прикладне завдання, що характеризується науковою новизною, практичним значенням і пов'язане із розробленням комплексу ресурсощадних технологій запобігання втратам вуглеводнів на НПЗ.

1. Встановлено та систематизовано фактичні втрати вуглеводнів під час перероблення нафти на НПЗ. Визначено, що основними джерелами втрат на НПЗ України, Росії та Туркменістану є втрати в резервуарних парках, на факельних установках, на блоках обігового водопостачання, на очисних спорудах та втрати, спричинені негерметичністю обладнання.

2. Основними причинами втрат вуглеводнів під час перероблення, зберігання, транспортування та здійснення операцій зливання-відвантаження нафти та нафтопродуктів на НПЗ є використання морально та фізично застарілих технологій, низька виробнича культура обслуговування технологічних установок та відсутність жорстких законодавчих нормативних вимог до будівництва та експлуатації об'єктів нафтогазового комплексу.

3. Розроблено проект очисних споруд закритого типу (секція механічного та фізико-хімічного очищення) для стічних вод першої системи каналізації продуктивністю 300 м³/год, що забезпечує ефективне уловлювання нафтопродуктів з 5000 до 25 мг/л і сприяє зменшенню втрат вуглеводнів від випаровування на 268 т/рік порівняно з існуючими очисними спорудами еквівалентної продуктивності.

4. Вивчено закономірності пошарового розподілу нафтошламів, утворених на НПЗ у шламонакопичувачах та встановлено, що органічна частина нафтошламу тривалого зберігання характеризується нижчим вмістом світлих фракцій, а також вищою густиною та в'язкістю, ніж органічна частина «свіжих» нафтошламів.

5. Досліджено процес термічної деструкції органічної частини нафтошламів з використанням методу комплексного термічного аналізу, завдяки чому встановлено, що кращим діапазоном температур для проведення термічної

деструкції є 420–460 °С, коли спостерігається найінтенсивніша втрата маси всіх зразків нафтошламів.

6. Розроблено метод практичного використання органічної частини нафтошламу як компонента сировини бітумного виробництва. Установлено, що органічну частину нафтошламу можна використовувати до 5% мас. як компонент сировини для одержання окиснених бітумів або як додаток до 5 % мас. до товарних бітумів.

7. Проведено аналіз технологій перероблення нафтошламу НПЗ з використанням методу ФВА і установлено, що найвищу інтегральну оцінку має технологія термодесорбції – 8,03 та трифазного центрифугування – 5,81, що підтверджує правильність вибору запропонованої комбінації механічного і термічного методів перероблення нафтошламів.

8. Розроблено універсальну, ресурсоощадну та гнучку технологічну схему комплексного перероблення нафтошламів, що дозволяє в теплий період року максимально використовувати органічну частину нафтошламів у бітумному виробництві, а в зимовий період – як сировину термічної деструкції з метою одержання додаткової кількості світлих дистилатів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Каминский Э.Ф. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты / Э.Ф. Каминский, В.А. Хавкин. – М.: Техника, 2001. – 384 с.
2. Вавилов А. Энергетическая безопасность государства в современных условиях / А. Вавилов // Энергетическая политика Украины. – 2003. – №4. – С. 9–23.
3. Степанов А.В. Достижения энергетики и защита окружающей среды / А.В. Степанов, В.П. Кухарь – Киев: Наук. думка, 2004. – 204 с.
4. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа / С.А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
5. Мейерс Р.А. Основные процессы нефтепереработки: справ. / Р.А. Мейерс – СПб: ЦОП «Профессия», 2011. – 944 с.
6. British Petroleum statistical review of world energy, 1995–2006.
7. Уоррен Р.Тру. Стабильность и чуть больше. Мировой обзор / Р.Тру Уоррен, Л. Куттунгал // Oil & Gas Journal Russia. – 2013. – №3. – Р. 49–53.
8. Аналитический обзор мирового рынка нефти на февраль 2015 / <http://petros.ru/rus/worldmarketoil/?action=show&id=1428> / [Электронный ресурс].
9. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира / О.Б. Брагинский – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2006. – 640 с.
10. Бурлака В.Г. Стратегія розвитку нафтового сектору України / В.Г. Бурлака. – Нац. акад. управління, 2012. – 356 с.
11. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа / А.К. Мановян – М.: Химия, 2001. – 568 с.
12. Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов / А.А. Абросимов – М.: БАРС, 1999. – 732 с.
13. Справочник нефтепереработчика под ред. Г.А. Ластовкина, Е.Д. Радченко, М.Г. Рудина. – Л.: Химия, 1986. – 648 с.

14. Абросимов А.А. Экология переработки углеводородных систем / А.А. Абросимов – М.: Химия, 2002. – 608 с.

15. Капустин В.М. Технология переработки нефти. Часть 2. Деструктивные процессы / В.М. Капустин, А.А. Гуреев – М.: КолосС, 2007. – 334 с.

16. Абросимов А.А. Мониторинг углеводородов в атмосферном воздухе нефтеперерабатывающих производств / А.А. Абросимов, А.В. Федоров, Ю.Ю. Ерохин и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1998. – №12. – С. 52–57.

17. Абросимов А.А. Экологический мониторинг окружающей среды нефтеперерабатывающих предприятий / А.А. Абросимов, Ю.Ю. Ерохин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1997. – №12. – С. 48–60.

18. Селуянов А.А. Анализ источников попадания нефти в гидросферу земли / А.А. Селуянов, К.В. Чернова, Н.В. Шутов // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 86–94.

19. Гольдберг В.М. Техногенное загрязнение природных вод углеводородами и его экологические последствия / В.М. Гольдберг, В.П. Зверев, А.И. Арбузов – М.: Недра, 2001. – 150 с.

20. Федоренко О.І. Основи екології / О.І. Федоренко, О.І. Бондар, А.В. Кудіна–К.: Знання, 2006. – 543 с.

21. Jan Surygala. Zanieczyszczenia naftowe w gruncie / Jan Surygala. – Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2000. – 245 s.

22. РД–17–86. Методические указания по расчёту валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии.

23. Сальников А.В. Потери нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / А.В. Сальников. – Ухта: УГТУ, 2012. – 108 с.

24. Аренбристер В.В. Технично-экономический анализ потерь нефти и нефтепродуктов / В.В. Аренбристер – М.: Химия, 1975. – 160 с.

25. Кавиев Г.М. Сокращение потерь углеводородов / Г.М. Кавиев, М.М. Губайдулин, М.М. Гибадуков // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 5. – С. 3–7.

26. Зеркалов Д.В. Экономия нефтепродуктов: справ. пособие / Д.В.Зеркалов – М.: Недра, 1990. – 191 с.

27. Бойченко С.В. Мониторинг антропологической деятельности в сфере использования нефтяных источников энергии / С.В. Бойченко, Е.Л. Матвеева // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1999. – № 5. – С. 54–58.

28. Мокрый Е.Н. Охрана окружающей среды в нефтеперерабатывающей промышленности / Е.Н. Мокрый, Х.З. Котович, В.В. Гуменецкий и др. – Львов: ЛГУ, 1989. – 160 с.

29. Абросимов А.А. Метод нормирования выбросов углеводородов на нефтеперерабатывающих заводах / А.А. Абросимов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1997. – № 11. – С. 44–49.

30. Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения / А.А. Коршак– Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 144 с.

31. Цегельский В.Г. Защита атмосферы от выбросов углеводородов из резервуаров для хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов / В.Г. Цегельский, П.Н. Ермаков, В.С. Спиридонов // Безопасность жизнедеятельности. – 2001. – № 3. – С. 33–45.

32. Коршак А.А. Выбор средств сокращения потерь нефтепродуктов из резервуаров с учетом фактора времени их внедрения / А.А. Коршак, Г.Н. Бусыгин, А.М. Шаммазов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1998. – № 10. – С. 6–8.

33. Гуменецкий В.В. Загальнозаводське господарство нафтопереробних заводів: конспект лекцій / В.В. Гуменецкий, П.І. Топільницький – Львів: Вид-во «Львівська політехніка», 2012. – 112 с.

34. Бойченко С. Сучасний стан нормування природних втрат на об'єктах системи паливозабезпечення / С. Бойченко, Л. Черняк // Тези доп. VI наук.-техн. конф. «Поступ в нафтогазопереробній та нафтохімічній промисловості». – Львів, 2012. – С.39.

35. Бойченко С.В. Потери от испарения и химмотологическая надёжность техники / С.В. Бойченко, Л.М. Черняк, Л.А. Федорович, О.С. Титова // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2006. – №10. – С. 34–38.

36. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. Проблема защиты окружающей среды / В.С. Яковлев – М.: Химия, 1987. – 150 с.

37. Зеркалов Д.В. Экономия нефтепродуктов: справ. / Д.В. Зеркалов – М.: Недра, 1990. – 191 с.

38. Marshall W.F. Vapor Space Flammability of Automobile Tanks Cotaining Low RVP Gasolines / W.F. Marshall, G.A. Shoonveld // SEA paper. – 1990. – N 902096. – P. 39–53.

39. Князьков А.Л. Распределение октано-образующих углеводородов в бензиновых фракциях каталитического крекинга / А.Л. Князьков, Е.А. Есипко, Т.Ф. Овчинникова // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2001. – № 4. – С. 28–34.

40. Бурхан Осман. Изменение свойств бензинов при хранении в подземных резервуарах / Осман Бурхан // Химия и технология топлив и масел. – 2009. – №5. – С. 10–12.

41. Бурхан Осман. Изменение качества бензинов при хранении во времени и по глубине / Осман Бурхан Аль Мажид, И.М. Колесников, Н.А. Сваровская // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2009. – №10. – С. 19–22.

42. Иванов С.В. Технології запобігання природним втратам нафтових палив / С.В. Иванов, С.В. Бойченко, І.В. Григоренко // Вопросы химии и химической технологии. – 2001. – № 6. – С. 133–142.

43. Бойченко С.В. Технологічні основи енергоощадності у процесах транспортування і зберігання моторних палив: дис. ... доктора техн. наук: 05.15.07./ Бойченко Сергій Валерійович, 2004. – 210 с.

44. Рудин М.Г. Общезаводское хозяйство нефтеперерабатывающего завода / М.Г. Рудин, Г.А. Арсеньев, А.В. Васильев – Л.: Химия, 1978.– 286 с.

45. Lorenzetti M. Fuelish follies / M. Lorenzetti // Oil and Gas Journal. – 2001. – V. 99. – N 48. – P. 30.

46. Hirshfeld D.S. Costs of new fuel standarts / D.S. Hirshfeld, F.A. Kolb // Oil and Gas Journal. – 2001. – N 26. – P. 56–59.

47. Пат. 15567 Україна, МПК⁷ B65D 88/34. Понтон для резервуара / Дідковський О.В.; заявник і патентовласник Штефан О.І. – № u200511862; опубл. 17.07.06.

48. Пат. 27627 Україна, МПК⁷ B65D 88/34. Спосіб запобігання втратам від випаровування моторного палива / Іванов С.В., Трачевський В.В., Титова О.С., Столярова Н.В.; заявник і патентовласник Національний авіаційний університет. – № u200706907; опубл. 12.11.07.

49. Martin T.W. Global refining industry preparing for future / T.W. Martin // Oil and Gas Journal. – 1995. – V. 93. – N 15. – P. 47.

50. Tankslger Stuttgart: Moderne Umschlagseinrichtungen zur Entlastng der Umwelt // Erdol und Kahle-Erdgas-Petrochem. – 1990. – 43. – N 6. – P. 215.

51. Chang T. Worlwide refiner capacity steady in past year / T. Chang // Oil and Gas Journal. – 2000. – V. 98. – N 51.– P. 56.

52. Бойченко О.В. Моніторинг природних втрат палив при зберіганні та застосування сорбентів для їх зменшення: дис. ... канд. техн. наук: 05.17.07. / О.В. Бойченко – К., НАУ, 2001. – 150 с.

53. Эппель С.А. Сокращение загрязнения атмосферы при хранении и наливке химических продуктов / С.А. Эппель, И.В. Дисс // Химия и технология топлив и масел. – 1992. – №7. – С. 34–36.

54. Тронов В.П. Эксплуатация систем улавливания паров нефти на промыслах / В.П. Тронов, Р.З. Сахатбутдинов, Ф.А. Закиев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1996.– № 12. – С. 50–52.

55. Хамидуллин Ф.Ф. Эффективность применения современных систем улавливания легких фракций нефти / Ф.Ф. Хамидуллин, М.Я. Шайхутдинов, А.А. Гибадуллин // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 6. – С. 52–53.

56. Тихонов А.Г. Рекуперация паров, образующихся при наливке стабильного конденсата / А.Г. Тихонов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2009. – №12. –

С. 35–39.

57. Бойченко С.В. Рациональное использование углеводородных топлив / С.В. Бойченко – Киев: НАУ, 2001.– 216 с.

58. Аксенов А.Ф. Снижение потерь топлива от испарения / А.Ф. Аксенов, С.В. Бойченко, А.В. Швец, С.В. Иванов // Химия и технология топлив и масел. – 2003. – №5.– С. 22–27.

59. Habiby F. Reduce underside corrosion in aboveground storage tanks / F. Habiby, R.R. Imtiaz, A.H. Al-Mutairi // Hydrocarbon Processing. – 2003. – 82. – N 1. – P. 59–62.

60. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти / П.Г. Баннов – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2003 – ч.Ш. – 504 с.

61. Константинов Н.Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов / Н.Н. Константинов. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 260 с.

62. Иванов Н.Д. Эксплуатационные и аварийные потери нефтепродуктов и борьба с ними / Н.Д. Иванов. – Л.: Недра, 1973. – 160 с.

63. Федорович Л.А. Система моніторингу фактичних втрат бензинів внаслідок випаровування / Л.А. Федорович, С.В. Бойченко // Тези доп. IV наук.-техн. конф. «Поступ в нафтогазопереробній та нафтохімічній промисловості». – Львів, 2007. – С. 153.

64. Бердников В.И. Отечественная высокоэффективная абсорбционная технология улавливания и рекуперации паров бензина на АЗС и нефтебазах, реализованная в установках типа БАРК-ВД / В.П. Бердников, Ю.Н. Киташов // Мир нефтепродуктов. – 2012. – №5. – С. 38–43.

65. Бердников В.И. Установка для улавливания паров углеводородов из паровоздушных смесей / В.И. Бердников, Д.А. Баранов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2004. – №11. – С. 18–21.

66. Пат. 2466774 Россия, МПК⁷ В01D 53/14. Способ и установка абсорбционного улавливания лёгких фракций углеводородов из резервуаров

хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов / Позднишев Г.Н., Позднишев Л.Г. – № 2011103612/05; опубл. 20.11.2012.

67. Черняк Л.М. Перспектива застосування адсорбентів та ефективність запобігання втратам бензинів від випаровування на АЗС / Л.М. Черняк, С.В. Бойченко // Тези доп. V наук.-техн. конф. «Поступ в нафтогазопереробній та нафтохімічній промисловості». – Львів, 2009. – С. 56.

68. Матвеев Ю.А. Установка улавливания паров нефтепродуктов из железнодорожных, автомобильных цистерн и резервуаров с автоматической системой охлаждения / Ю.А. Матвеев, В.А. Кузнецов, А.Ю. Мулгачев и др. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – №2. – С.46–51.

69. Пат. 18367 Україна, МПК⁷ G01N 21/78. Спосіб рекуперації пари нафтопродуктів з парововітряної суміші спустошеної ємності / Федін О.В.; заявник і патентовласник Дніпропетровський національний університет залізничного транспорту ім. академіка В.Лазаряна.– № u200603787; опубл. 15.11.06.

70. Ткачев О.А. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении / О.А. Ткачев, П.И.Тугунов. – М.: Недра, 1988. – 118 с.

71. Хоботова О.Н. Переносной сигнализатор уровней налива топлива в резервуары при слове из автоцистерн / О.Н. Хоботова, Ю.Н. Тютюнник, В.Ф. Шевцов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1998. – №11. – С. 47–48.

72. Hucheler L.A. Understanding refinery wastewater treatment basics. – Part 1 / L.A. Hucheler // Hydrocarbon Processing. – 2003. – 82. – N11. – P. 108.

73. Пономарев В.Г. Очистка сточных вод нефтеперерабатывающих заводов / В.Г. Пономарев, Э.Г. Иоакимис, И.Л. Монгайт – М.: Химия, 1985. – 163 с.

74. Прудникова Е.В. Идентификация источников сброса нефтепродуктов в сточные воды НПЗ / Е.В. Прудникова, О.Ю. Мозилина, В.И. Паращенко и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – №1. – С. 35–38.

75. Буренин В.В. Очистка воды и технологических жидкостей от нефтепродуктов, взвешенных веществ и других примесей / В.В. Буренин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2006. – №9. – С. 37–42.

76. Копылова Л.Е. Коалесцирующая фильтрация как метод очистки нефтесодержащих сточных вод // Л.Е. Копылова, А.А. Свитцов, Т.А. Лакина и др. // Мир нефтепродуктов. – 2012. – №12. – С. 33–38.

77. Yixiang Liao.A. A literature review on mechanisms and models for the coalescence process of fluid particles / Yixiang Liao., Dirk Lucas // Chemical Engineering Science. – 2010. – V.65. – Issue 10. – P. 2851–2864.

78. Буренин В.В. Очистка и обезвреживание нефтесодержащих сточных вод нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий / В.В. Буренин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – №12. – С. 39–47.

79. Мазлова Е.А. Исследование процесса очистки нефтезагрязнённых сточных вод с использованием адсорбентов / Е.А. Мазлова, Ж.Д. Иса // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – №12. – С. 34–38.

80. Новосёлова Л.Ю. Нанопористые сорбенты для извлечения нефти из воды / Л.Ю. Новосёлова, Е.Е. Сироткина, Я.Е. Барбашин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2009. – №7. – С. 40–43.

81. Кузнецов Ю.Н. Новый способ очистки сточных вод от нефтепродуктов / Ю.Н. Кузнецов, И.Г. Степанчикова, Н.Б. Котлярова. / Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – №2. – С. 46–47.

82. Баранова Т.А. Эффективность утилизации избытков илов и осадков очистных сооружений предприятия / Т.А. Баранова, В.А. Балукова // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1998. – №3. – С. 19–21.

83. Ёлшин А.И. Оптимизация режимов эксплуатации водооборотных систем ОАО «АНХК» / А.И. Ёлшин, В.П. Томир, В.Ю. Колотов и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2007. – №7. – С. 51–54.

84. Беличенко Ю.П. Замкнутые системы водообеспечения химических производств / Ю.П. Беличенко, Л.С. Гордеев, Ю.А.Комиссаров. – М.: Химия, 1996. – 272 с.

85. Белоусова Е.А. Основные тенденции в области оборотного водоснабжения промышленных предприятий / Е.А. Белоусова, Л.Н. Казакова, И.А. Бочарова и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2005. – №5. – С. 43–46.

86. Атанов Н.А. Оборотное водоснабжение нефтеперерабатывающих заводов / Н.А. Атанов – Самара: 2002. – 85 с.

87. Пономарев В.Г. Напорный нефтеотделитель для очистки воды в оборотных системах НПЗ / В.Г. Пономарев, О.А. Челюк, М.А. Кимаев и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1998. – №10. – С. 49–51.

88. Абросимов А.А. Нефтепереработка и социально-экологические проблемы топливно-энергетического комплекса / А.А. Абросимов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2000. – №1. – С. 52–55.

89. Рудин М.Г. Карманный справочник нефтепереработчика / М.Г. Рудин, В.Е. Сомов, А.С. Фомин. – М.:ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с.

90. Топільницький П. Технологія первинної перероблення нафти і газу / П. Топільницький, О. Гринишин, О. Мачинський. – Львів: Вид-во «Львівська політехніка», 2014. – 468 с.

91. Технология переработки нефти. Часть первая. Первичная переработка нефти / Под ред. О.Ф. Глаголевой и В.М. Капустина. – М.: Химия, КолосС, 2005. – 400 с.

92. Охотников А.А. Диагностика и эксплуатация насосно-компрессорного оборудования / А.А. Охотников, Б.С. Кабанов, В.Л. Соколов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2006. – №2. – С. 40–42.

93. Буренин В.В. Новые конструкции сальниковых уплотнений трубопроводной арматуры технологического оборудования нефтеперерабатывающих и химических производств / В.В. Буренин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1997. – №12. – С. 40–45.

94. Буренин В.В. Новые конструкции торцевых уплотнений для центробежных насосов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств / В.В. Буренин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1998. – №10. – С. 43–48.

95. Лешневский А.В. Опыт применения торцевых уплотнений валов насосов нефтеперерабатывающих предприятий / А.В. Лешневский, В.И. Волович, П.П. Гулевич и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2004. – №11. – С. 50–52.

96. Анохин В.Д. Герметичные насосы / В.Д. Анохин, В.В. Баранов // Химия и технология топлив и масел. – 2002. – №1. – С. 42–44.

97. Стрижевский И.И. Факельные установки / И.И. Стрижевский, А.И. Эльнатанов – М.: Химия, 1979. – 179 с.

98. Кузовлев Г.Ф. Факельная установка повышенной экологической безопасности / Г.Ф. Кузовлев, Л.Н. Шабалина, Г.Л. Гульдин и др. // Химия и технология топлив и масел. – 1998. – №2. – С.19–20.

99. Парфёнов Л.Н. Бездымные факельные установки – экология и экономичность / Л.Н. Парфёнов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2007. – №3. – С. 43–44.

100. Ахметов С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев и др. – СПб: 2006. – 868 с.

101. Братичак М.М. Технологія нафти і газу / М.М. Братичак, О.Б. Гринишин.– Львів: Вид-во «Львівська політехніка», 2013. – 180 с.

102. Валявин Т.Г. Снижение потерь нефтепродуктов и уменьшение загрязнения окружающей среды на установках замедленного коксования. Тематический обзор / Т.Г. Валявин, П.С. Седов, А.М. Соловьёв и др. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1982. – 50 с.

103. Кузора И.Е. Повышение экологических и эксплуатационных показателей установки замедленного коксования и блоков оборотного водоснабжения НПЗ / И.Е. Кузора, В.С. Мельников, Я.И. Силинская и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2010. – №6. – С. 20–21.

104. Таушев В.В. Блок улавливания вредных выбросов из реакторов замедленного коксования / В.В. Таушев, И.Р. Хайрудинов, Е.В. Таушева и др. // Мир нефтепродуктов. – 2012. – №5. – С. 36–37.

105. А.П. Шицкова Охрана окружающей среды в нефтеперерабатывающей промышленности / А.П. Шицкова – М.: Химия, 1980. – 176 с.

106. Грудников И.Б. Производство нефтяных битумов / И.Б. Грудников – М.: Химия, 1983. – 192 с.

107. Теряева З.С. Экологические аспекты технологии упаковывания битумов / З.С. Теряева, П.В. Коваленко, В.К. Липский // Химия и технология топлив и масел.– 2003. – №5. – С. 51–53.

108. Хуторянский Ф.М. Модернизация узла захлаживания и разделения нефтесодержащих стоков ЭЛОУ / Ф.М. Хуторянский, Н.Д. Сергиенко, В.Я. Киевский // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2005. – №11. – С. 35–36.

109. Хуторянский Ф.М. Ловушечные водонефтяные эмульсии: особенности образования, причины высокой стойкости и традиционные способы подготовки к переработке / Ф.М. Хуторянский // Мир нефтепродуктов. – 2010. – №10. – С. 29–33.

110. Хуторянский Ф.М. Ловушечные водонефтяные эмульсии: оптимизация состава дээмульгатора / Ф.М. Хуторянский // Мир нефтепродуктов. – 2011. – №1. – С. 23–28.

111. Катин В.Д. Разработка комплексного подхода к решению проблемы повышения эффективности использования топлива в нефтезаводских трубчатых печах / В.Д. Катин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2004. – №12. – С. 46–47.

112. Гончаров В.И. Термогидродинамическая очистка крупных резервуаров и технологических аппаратов от шлама / В.И. Гончаров, В.Н. Смолин // Химия и технология топлив и масел. – 2006. – №6. – С. 16–17.

113. Ахметов А.Ф. Методы утилизации нефтешламов различного происхождения / А.Ф. Ахметов, А.Р. Гайсина, И.А. Мустафин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – №3. – С. 98–101.

114. Хайдаров Ф.Р. Нефтешламы. Методы переработки и утилизации. Монография / Ф.Р. Хайдаров – Уфа: Экология, 2003. – 74 с.

115. Xiaoli Yang. Asphaltenes and Waxes Do Not Interact Synergistically and Coprecipitate in Solid Organic Deposits / Xiaoli Yang, Peter Kilpatrick // *Energy & Fuels*. – 2005. – 19. – P. 1360–1375.

116. Красногорская Н.Н. Утилизация нефтяных шламов / Н.Н. Красногорская, А.Б. Магид, Н.А. Трифонова // *Нефтегазовое дело*. – 2004. – Т. 2. – С. 217–222.

117. Ручникова О.И. Экобезопасность предприятий нефтедобывающего комплекса (система управления отходами) / О.И. Ручникова, Я.И. Вайсман // *Инженерная экология*. – 2003. – №2. – С. 36–41.

118. Guangji Hu. Recent development in the treatment of oily sludge from petroleum industry: A review / Guangji Hu, Jianbing Li, Guangming Zeng Guangji // *Journal of Hazardous Materials*. – 2013. – N261. – P. 470–490.

119. Келбалиев Г.И. Технология подготовки и очистки нефтяных шламов и аппаратурное оформление процесса / Г.И. Келбалиев, Л.В. Гусейнова, С.Р. Расулов и др. // *Нефтепереработка и нефтехимия*. – 2013. – №7. – С. 45–49.

120. Ze Bilo'o Philemon. Treatment of conditioned oily sludge from Cameroon petroleum refinery by centrifugation / Ze Bilo'o Philemon, Ngassoum Martin Benoît // *International journal of environmental sciences*. – 2013. – Volume 3. – N 5. – P. 1373–1382.

121. Расветалов В.А. Использование нефтяных отходов в качестве компонентов котельного топлива / В.А. Расветалов, А.Б. Магид, А.В. Купцов // *Нефтепереработка и нефтехимия*. – 2003. – №5. – С. 18–22.

122. Шпербер Е.Р. Методы переработки нефтеотходов / Е.Р. Шпербер, Т.Н. Боковикова, Д.Р. Шпербер // *Химия и технология топлив и масел*. – 2011. – №3. – С. 51–55.

123. Шпербер Е.Р. Применение донных отложений мазутных резервуаров в производстве рельсовой смазки / Е.Р. Шпербер, Т.Н. Боковикова, Д.Р. Шпербер и др. // *Химия и технология топлив и масел* – 2011. – №4. – С. 32–35.

124. Цзин Голинь. Перспективы развития процессов переработки нефтешламов / Цзин Голинь, Луань Минмин, Чень Тинтин // Химия и технология топлив и масел. – 2011. – №4. – С. 44–54.

125. Минигазимов Н.С. Утилизация и обезвреживание нефтесодержащих отходов / Н.С. Минигазимов, В.А. Расветалов, Х.Н. Зайнуллин.– Уфа: Экология, 1999. – 299 с.

126. Дворянинов Н.А. Новые технологические решения для переработки кислых гудронов и нефтешламов в товарные виды продукции / Н.А. Дворянинов, А.Д. Зорин, Е.Н. Каратаев и др. // Рециклинг отходов. – 2007. – №4. – С. 12–15.

127. Антонишин В.И. Характеристика масляных кислых гудронов в прудах-накопителях / В.И. Антонишин, Я.Р. Дмытрах, Ю.А. Малык // Нефтяная и газовая промышленность. – 1987. – №1. – С. 50–52.

128. Никитина А.А. Технологические решения переработки кислых гудронов / А.А. Никитина, А.С. Беляева, Р.В. Кунакова // Мир нефтепродуктов. – 2012. – №12. – С. 28–33.

129. Поконова Ю.В. Масляные кислые гудроны как сырье для получения катионитов / Ю.В. Поконова // Химия и технология топлив и масел. – 2004. – №3 – С. 48–50.

130. Тумановский А.Г. Выработка энергоносителей как способ утилизации донного слоя кислых гудронов / А.Г. Тумановский, Э.М. Кособокова, Г.А. Рябов // Химия и технология топлив и масел. – 2004. – №6. – С. 3–7.

131. Филиппова О.И. Исследование процесса окисления кислого гудрона в битумное вяжущее / О.И. Филиппова, В.М. Макаров // Ярослав. гос. техн. ун-т. Изд-во вузов «Химия и химическая технология» – 2002. – 45. – №7. – С. 41–44.

132. Сыроварова А.Н. Исследование процесса электрохимического окисления кислого гудрона при модификации его серой / А.Н. Сыроварова, О.П. Филиппова, В.М. Макаров. // Химия и химическая технология. – 2009. – Т. 52 – №8 – С. 94–96.

133. Воробьев Ю.Л. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов / Ю.Л. Воробьев, В.А. Акимов, Ю.И. Соколов – М.: Иноклаво, 2005. – 368 с.

134. Хатмуллина Р.М. Разработка подходов к выявлению источников загрязнения окружающей среды нефтяными углеводородами / Р.М. Хатмуллина, И.Р. Галинуров, А.М. Сафаров и др. // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т.11. – №3. – С. 140–145.

135. Fatech P. Unique online leak repair techniques / P. Fatech, O. Akhtar // Hydrocarbon Processing. – 2004. – 83. – N5. – P.47–52.

136. Самойлов Н.А. Сорбционный метод ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов / Н.А. Самойлов, Р.Н. Хлесткин, А.В. Щеметов – М.: Химия, 2001. – 189 с.

137. Консейсао А.А. Сорбент «Dulromabsorb» для сбора нефтепродуктов с мест аварийных разливов / А.А.-да Консейсао, Н.А. Самойлов, Р.Н. Хлесткин // Химия и технология топлив и масел. – 2007. – №2. – С. 42–46.

138. Фридер І.В. Одержання бітумів на основі залишків перероблення парафіністих нафт: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.07. / І.В. Фридер, – 2014. – 164 с.

139. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов / Б.М. Рыбак. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 888 с.

140. Исагулянц В.И. Химия нефти: руководство к лабораторным занятиям / В.И. Исагулянц, Г.М. Егорова – М.: Химия, 1965. – 516 с.

141. Битумы нефтяные. Метод определения температуры размягчения по кольцу и шару: ГОСТ 11505–73. – [Действительный от 1974–07–01]. – М.: Государственный комитет стандартов совета министров СССР, 1973. – (Государственные стандарты Союза ССР).

142. Битумы нефтяные. Метод определения растяжимости. ГОСТ 11505–75. – [Действительный от 1977–01–01]. – М.: Государственный комитет стандартов совета министров СССР, 1977. – (Государственные стандарты Союза ССР).

143. Битумы нефтяные. Метод определения глубины проникновения иглы. ГОСТ 11501–78. – [Действительный от 1980–01–01]. – М.: Государственный комитет стандартов совета министров СССР, 1980. – (Государственные стандарты Союза ССР).

144. Степанов А.В. Ресурсосбережение и энергохимическое использование нефти / А.В. Степанов, Г.А. Ковтун, Г.Г. Матусевич, Н.И. Сульжик – К.: Наук. думка, 2008. – 239 с.

145. Розен В.П. Методология бенчмаркинга для повышения уровня энергоэффективности промышленных предприятий Украины / В.П. Розен, Б.Л. Тышевич, Е.Н. Иншеков, П.В. Розен // Проблемы региональной энергетики. – 2012. – №2. – С. 73–84.

146. Полторац В.А. Маркетингові дослідження / В.А. Полторац – К.: Центр навч. літ-ри, 2003. – 387 с.

147. Гасанов Г.Б. Рейтинговая оценка и регулирование деятельности распределительных электрических сетей в условиях нечеткости / Г.Б. Гасанов. – Львов. – 2006. – 140 с.

148. Сульжик Н.И. Ресурсосбережение в нефтехимических производствах / Н.И. Сульжик, А.В. Степанов – К.: Наук. думка, 1993. – 270 с.

149. Фейгин В.И. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ / В.И. Фейгин – М.: Экон-информ, 2011. – 806 с.

150. Ганеева Ж.Г. Определение понятия «мониторинг» в различных сферах его применения / Ж.Г. Ганеева // Экономика. Финансы. Рынок. – 2006. – № 1. – С. 30–33.

151. Бойченко С.В. Хімотологічна модель системи нафтопродуктозабезпечення / С.В. Бойченко // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2003. – № 2. – С. 31–35.

152. Розен В.П. Організаційні заходи щодо впровадження та експлуатації системи енергетичного менеджменту на підприємстві / В.П. Розен, О.І. Соловей, А.В.

Чернявський // Енергетика: економіка, технологія, екологія. – 2002. – № 1. – С. 66–70.

153. Шульга Ю.І. Концептуальні основи впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві / Ю.І. Шульга, В.П. Розен, О.І. Соловей, А.В. Чернявський // Енергоефективність: Міжнар. наук.-практ. конф: тези доп. – Київ, 2002. – С. 73–75.

154. Хомич О.О. Основні джерела втрат ЛОС на НПЗ / О.О. Хомич, С.В. Вдовенко // Проблеми хімотології: I Міжн. наук.-техн. конф., 15–19 травня 2006 р.: матеріали конф. – Київ, 2006. – С. 189–195.

155. Вдовенко С.В. Бенчмаркинг ефективності роботи структурних подразделений НПЗ по контролю за потерями вуглеводородних ресурсів / С.В. Вдовенко, В.П. Розен // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2013. – №7. – С. 49–56 с.

156. Розен В.П. Система моніторингу втрат вуглеводневих ресурсів на нафтопереробних заводах / В.П. Розен, С.В. Вдовенко // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2013. – №1. – 59–66 с.

157. Бойченко С.В. Заходи запобігання втратам нафтопродуктів на НПЗ / С.В. Бойченко, С.В. Вдовенко // Зб. тез доповідей IV наук-техн. конф. «Поступ в нафтопереробній та нафтохімічній промисловості». – Львів, 2007. – С. 50–51.

158. Вдовенко С.В. Основні джерела викидів летких органічних сполук і напрями їх запобігання на нафтопереробних заводах / С.В. Вдовенко, С.В. Бойченко // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №6. – С. 47–50.

159. Бойченко С.В. Нова нормативна база для регламентації викидів летких органічних сполук на об'єктах системи нафтопродуктозабезпечення України / С.В. Бойченко, С.В. Вдовенко / Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №4. – С. 59–61.

160. Бойченко С.В. Розробка нових норм викидів летких органічних сполук на об'єктах системи нафтопродуктозабезпечення України / С.В. Бойченко, С.В.

Вдовенко // Энергетика. Экология. Человек: VII Междунар. эколог. конгресс: материалы конф. – Киев, 2007. – С. 81–84.

161. Вдовенко С.В. Правила запобігання викидів легких фракцій (парів) нафти і нафтопродуктів у навколишнє середовище на об'єктах нафтогазового комплексу України / С.В. Вдовенко // Моніторинг навколишнього середовища: науково-методичне, нормативне, технічне, програмне забезпечення: матеріали наук.-практ. конф. – Коктебель, 2006. – С. 71.

162. Вдовенко С.В. Экологические и технологические аспекты утилизации факельных газов на НПЗ/ С.В. Вдовенко, С.В. Бойченко, Л.М. Черняк // Авиа–2009: IX Міжн. наук.-техн. конф., 21–23 вересня 2009р.: матеріали конф. – Київ, 2009. – С. 18.4–18.7.

163. Розен В.П. Система мониторинга эксплуатации скважин и дрен, предназначенных для извлечения свободных нефтяных отходов из грунтовых вод под территорией нефтеперерабатывающего завода / В.П. Розен, С.В. Вдовенко // Проблемы недропользования: сб. научн. тр. Междунар. форума-конкурса молодых учёных. – СПб., 2013. – С. 216–219.

164. Бойченко С.В. Проектні рішення щодо зменшення втрат вуглеводнів на Кременчуцькому нафтопереробному заводі від споруд механічного очищення стічних вод / С.В. Бойченко, С.В. Вдовенко // Вісник НАУ. – 2008. – №1. – С. 148–151.

165. Бойченко С.В. Оптимізація роботи технологічних печей як спосіб заощадження вуглеводнів на нафтопереробних заводах / С.В. Бойченко, С.В. Вдовенко // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №5. – С. 53–55.

166. Вдовенко С.В. Методи зниження втрат вуглеводнів під час перероблення нафти на НПЗ / С.В. Вдовенко // Проблеми хімотології: V Міжнар. наук.-техн. конф., (Київ, 6–10 жовт. 2014 р.) – К., 2014. – С. 86–87.

167. Шаманський С. Втрати вуглеводнів через каналізаційні системи нафтопереробних заводів / С. Шаманський, С. Вдовенко // Тези доп. VII Міжнар.

наук.-техн. конф. «Поступ в нафтогазопереробній та нафтохімічній промисловості».– Львів, 2014. – С. 124.

168. Висбрекинг-остатки как компоненты сырья дорожных битумов / Н.Ю. Белоконь, В.Г. Компанец, Т.М. Степанова и др. // Химия и технология топлив и масел. – 2001. – №6. – С. 7–10.

169. Проскуряков В.А. Модифицированные битумы на основе крекинг-остатков термохимической переработки гудронов из нефтей различной природы / В.А. Проскуряков, А.М. Сыроежко, И.М. Малов, И.В. и др. // Перспективы развития химической переработки горючих ископаемых ХПГИ–2006: науч.-техн. конф., 12–15 сент. 2006 г.: материалы конференции. – СПб., 2006. – С. 53.

170. Горлова Л.П. Организация функционально-стоимостного анализа на предприятии / Л.П. Горлова, Е.П. Крыжановская, В.В. Муровская. – М.: Финансы и статистика, 1982. – 127 с.

171. Грамп Е.А. Опыт использования функционально-стоимостного анализа в промышленности США / Е.А. Грамп, Л.М. Соркина – М.: Финансы и статистика, 1982. – 127 с.

172. Рузинов Л.П. Статистические методы оптимизации химических процессов / Л.П.Рузинов – М.: Химия, 1972. – 200 с.

173. Вдовенко С.В. Анализ технологий переработки нефтяных шламов нефтеперерабатывающих заводов / С.В. Вдовенко // Хімічна інженерія, екологія та ресурсозабезпечення. – 2013. – №1. – С. 60–66.

174. Вдовенко С.В. Комплексний метод перероблення нафтошламів / С.В. Вдовенко, С.В. Бойченко // Східноукраїнський журнал передових технологій. – 2015. – Т.1. – №6 (73). – С. 8–12.

175. Vdovenko S. Composition and properties of the refinery oily sludge / S. Vdovenko, S. Boichenko, V. Kochubey // Chemistry&Chemical Technology. – 2015. – V.9. – N2. – P. 257–260.

176. Вдовенко С.В. Комплексний многокритеріальний аналіз технологій утилізації нафтяних шламов НПЗ / С.В. Вдовенко // Proceedings of the 8–th

international green energy conference: monograph. – Kyiv, June 17–19, 2013. – С. 87–90.

177. Вдовенко С.В. Анализ нефтяных шламов буферных прудов отстойников нефтеперерабатывающего завода / С.В. Вдовенко // Екологічна безпека держави – 2014: Всеукр. наук.-практ. конф. молодих учених та студентів: Тези доп. – Київ, 2014. – С. 24–25.

178. Вдовенко С.В. Технологія комплексної переробки нафтових шламів нафтопереробних підприємств / С.В. Вдовенко // Екологічна безпека держави – 2016: Всеукр. наук.-практ. конф. молодих учених та студентів: Тези доп. – Київ, 2016. – С. 46.

179. Пат. 105141 Україна, МПК В09В 3/00. Спосіб комплексної переробки нафтошламів / Вдовенко С. В., Бойченко С. В.; заявник і патентовласник Національний авіаційний університет. – № U 2015 07582; заявл. 29.07.2015; опубл. 10.03.2016, Бюл. № 5. – 8 с.

ДОДАТКИ
ДОДАТОК А

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Директор
ПВП «ЕКОТЕХСЕРВІС»
Гурак В.М.
«07» 05 2008 р.

АКТ

про упровадження результатів наукових досліджень аспіранта НАУ кафедри хімотології, головного інженера проектів ВАТ «Укрнафтохімпроект» Вдовенка С.В. по визначенню викидів забруднюючих речовин (ЗР) в атмосферне повітря (ЛОС, суспендованих речовин недиференційованих за складом, CO, NO₂, SO₂ тощо) інструментальними та розрахунковими методами від об'єктів АТ «Укртатнафта» на базі ПВП «Екотехсервіс», ВАТ «Укрнафтохімпроект» та визначення їх впливу на стан забруднення атмосферного повітря за даними розрахунків розсіювання (на межі санітарно-захисної зони НПЗ і сельбищній зоні) на здобуття наукового ступеню кандидата технічних наук за спеціальністю 05.17.07 «Хімічна технологія палива та пально-мастильних матеріалів»

Комісія у складі:

голова – Керівник технічної служби ВАТ «Укрнафтохімпроект» Коберідзе В.Я.;

Члени комісії:

Завідувач кафедри хімотології, директор Українського науково-дослідного центру хімотології і сертифікації ПММ і ТР, д.т.н. Бойченко С.В.

Технічний директор ВАТ «Укрнафтохімпроект» Переладов О.В.;

Головний спеціаліст технічної служби ВАТ «Укрнафтохімпроект» Ємельянова О.К.

цим Актом засвідчує, що результати дослідження використані під час розроблення документів, що обґрунтовують обсяги викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від об'єктів АТ «Укртатнафта» та для визначення питомих показників викидів ЗР по окремим технологічним процесам, а також для розроблення заходів щодо їх зменшення.

Голова комісії

Коберідзе В.Я.

Члени комісії:

Бойченко С.В.

Переладов О.В.

Ємельянова О.К.

Вдовенко С.В.



ДОДАТОК Б



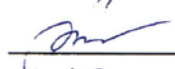


АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

Ми, що нижче підписалися




представники Національного авіаційного університету (НАУ) в особі д.т.н., професора Бойченка С. В.; Черняк Л.М., аспіранта НАУ Вдовенка С.В., з однієї сторони, та VAT «Укрнафтохімпроект» (юридична адреса: м. Київ-04053, вул. Кудрявський узвіз, 5-б, ЄДРПОУ 21489100) в особі начальника планово-виробничого відділу Тур В.К., начальника відділу технології нафти та нафтопродуктів Посадської О.В., інженера-технолога Прокопця Ю.М. склали цей акт про те, що результати науково-дослідної роботи Вдовенка С.В. «Правила запобігання викидів летких фракцій (пари) нафти, нафтопродуктів у навколишнє середовище на об'єктах нафтогазового комплексу України», виконаної в рамках договору № 2/1030/20/1 від 01.06.2004р. між VAT «Український інститут по проектуванню нафтопереробних і нафтохімічних підприємств» (VAT «Укрнафтохімпроект») та Міністерством охорони навколишнього природного середовища України (державний реєстраційний номер науково-дослідної роботи - 0104U004475), впроваджені у виробничий проектний процес.

Назва упровадженого результату/документу	Досягнутий фактичний соціальний, технічний, організаційний результати
«Правила запобігання викидів летких фракцій (пари) нафти, нафтопродуктів у навколишнє середовище на об'єктах нафтогазового комплексу України»	Проект Правил використали для розроблення документів, у яких обґрунтовуються обсяги викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами АТ «Укртатнафта».

Від VAT «Укрнафтохімпроект»:

 В.К. Тур
 О.В. Посадська
 Ю.М. Прокопець

Від НАУ:

 С. В. Бойченко
 С. В. Вдовенко
 Л. М. Черняк

ДОДАТОК В

“ЗАТВЕРДЖУЮ”


Заступник Голови Правління
по експлуатації та промисловій
безпеці – головний інженер



АКТ

Упровадження виконаної науково-дослідної та дослідно-конструкторської роботи

Ми, що нижче підписалися, представники Національного авіаційного університету (НАУ) професор С.В. Іванов, професор С.В. Бойченко, представник ВАТ "Укрнафтохімпроект" (04655, м.Київ, вул. Кудрявський узвіз, 56) в особі технічного директора Переладова О.В та представник АТ "Укртатнафта" (39609, м. Кременчуг, вул. Свиштівська, 3) в особі заступника Голови Правління по експлуатації та промисловій безпеці – головний інженер Лейтар С.П. склали вказаний акт про те, що результати науково-дослідної роботи в рамках дисертаційної роботи Вдовенка С.В., проведеної на базі ВАТ "Укрнафтохімпроект" упроваджені у виробництво.

Назва упровадженого результату НДР (пристрій, технологічний процес, речовина, метод, методика, рекомендація, стандарт, технологічні вимоги і т. ін.). При виконанні на рівні винаходу – вказати номер авторського свідоцтва (а.с.) або номер заявки, за якою прийнято рішення про видачу авторського свідоцтва.	Досягнутий фактичний ефект	
	Соціальний, технічний, організаційний та ін.	Економічний (грн. на рік)
<p>Проект резервуарного парку нафти</p> <p><i>Парк введений в експлуатацію в АО "Укрнафтохімпроект" в 2006 році</i></p> <p><i>Гл. інженер С.В. Вдовенко</i></p> 	<p>Соціальний ефект. Зменшено концентрацію забруднюючих речовин на межі санітарно-захисної зони підприємства по наступним групам: вуглеводні насичені C₁-C₄; вуглеводні насичені C₆-C₁₂; бензол; толуол; ксилол; сірководень.</p> <p>Технічний ефект. 1. Застосування системи циркуляції нафти в резервуарі та встановлення міксерів дозволило подавати нафту на установку однорідного складу. 2. Практично відсутнє технічне обслуговування внутрішнього об'єму резервуарів, завдяки встановленню понтона, виготовленого з алюмінію. 3. Стійкий до корозії понтон забезпечує чистоту нафти, що зберігається.</p> <p>Організаційний ефект. Модульна конструкція дозволяє встановлювати понтон за короткий час.</p>	2 939 700

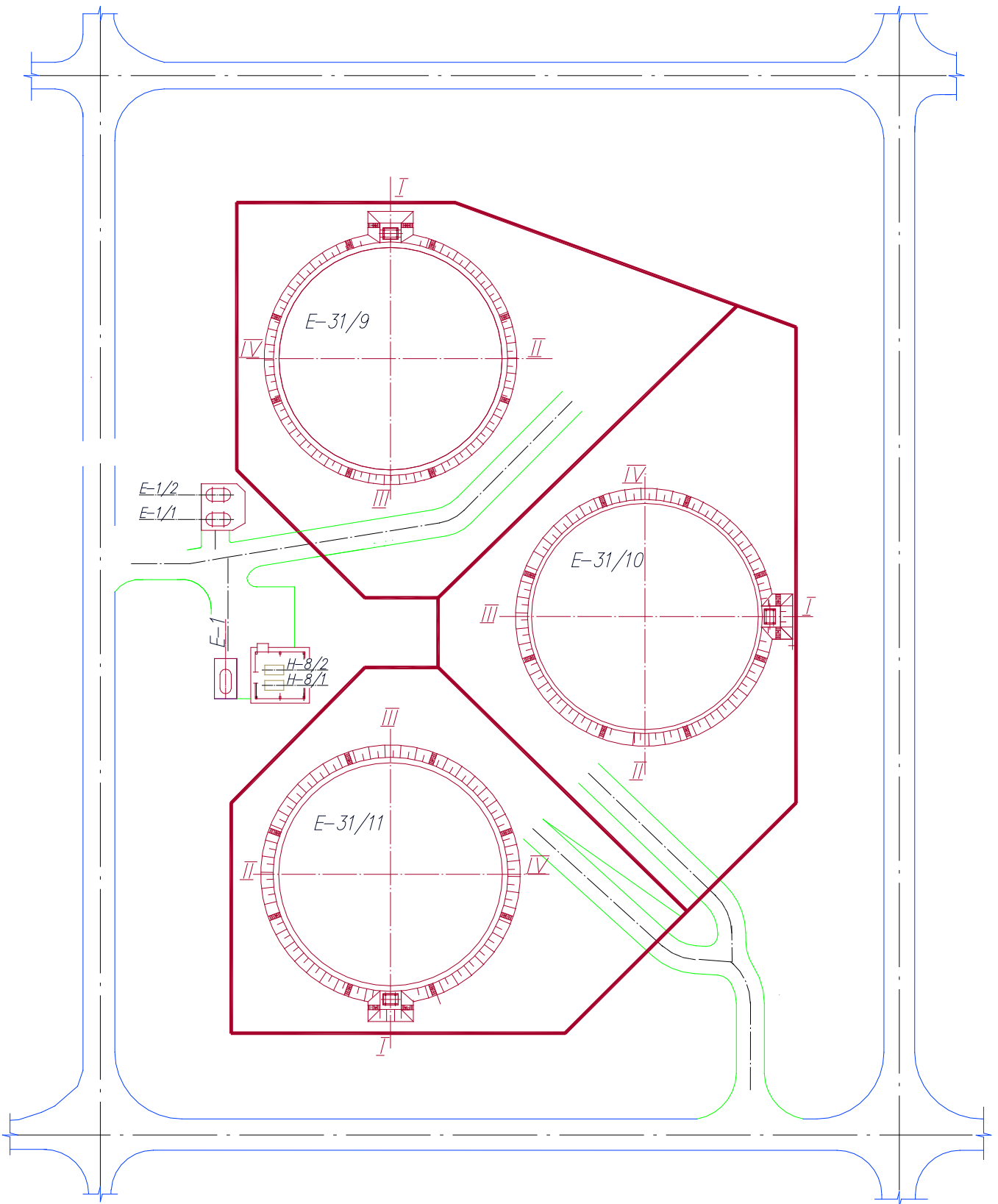
Представники НАУ:

[Signature] С.В. Іванов
[Signature] С.В. Бойченко
[Signature] С.В. Вдовенко

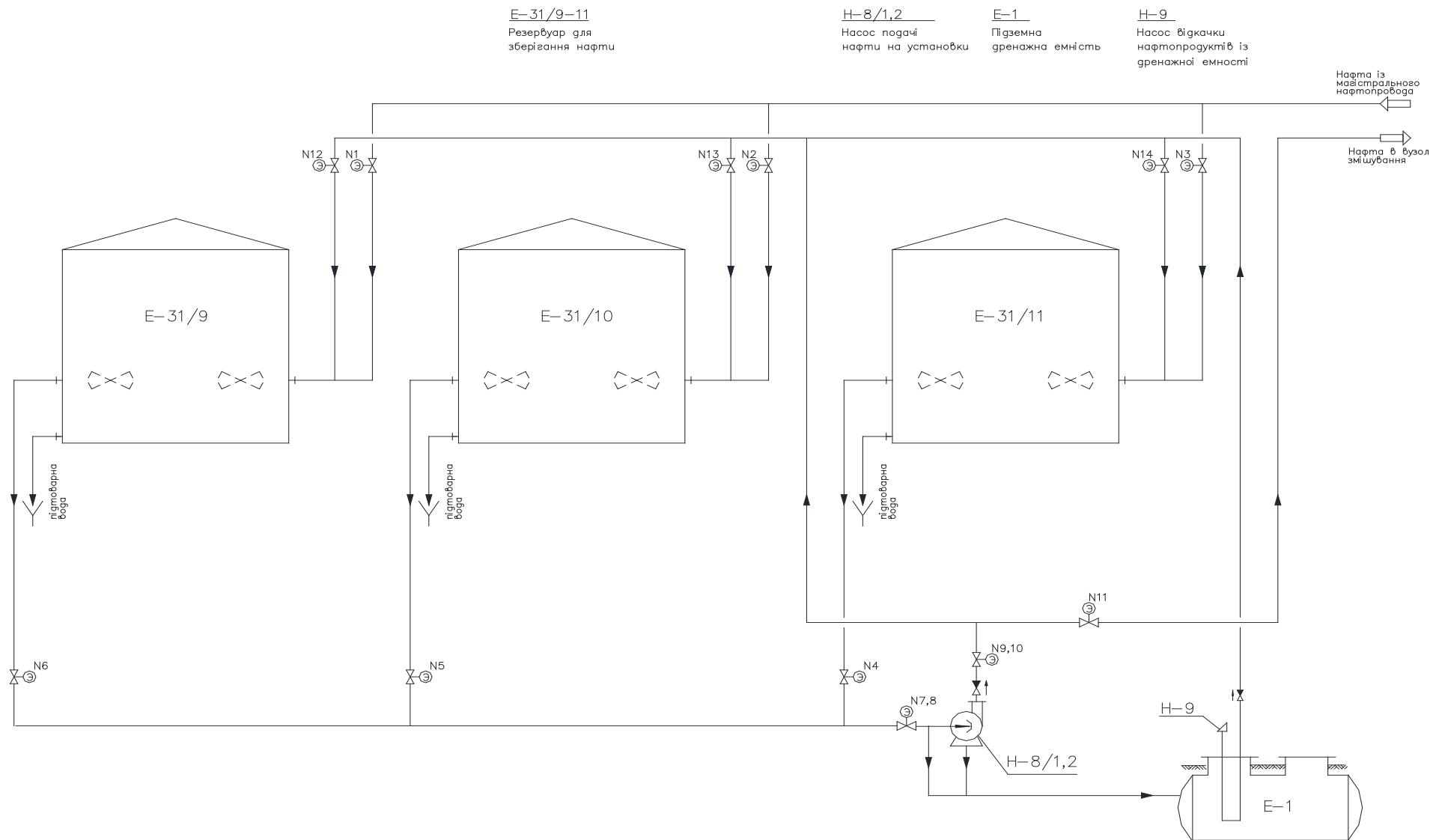
Представники ВАТ "Укрнафтохімпроект"

[Signature] О.В. Переладов





Компонування резервуарного парку нафти



Принципова технологічна схема резервуарного парку нафти

ДОДАТОК Г


“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Головний спеціаліст по захисту
навколишнього середовища
АТ “Укртатнафта”
Беседін М.В.

26 2007 р.

АКТ**Упровадження виконаної науково-дослідної
та дослідно-конструкторської роботи**

Ми, що нижче підписалися, представники Національного авіаційного університету (НАУ) професор С.В. Іванов, професор С.В. Бойченко, представник ВАТ “Укрнафтохімпроект” (04655, м.Київ, вул. Кудрявський узвіз, 56) в особі Голови Правління Ніколаєнко В.М. та представник АТ “Укртатнафта” (39609, м. Кременчук, вул. Свиштівська, 3) в особі головного спеціаліста по охороні навколишнього середовища Беседіна М.В. склали вказаний акт про те, що результати науково-дослідної роботи в рамках дисертаційної роботи Вдовенка С.В., проведеної на базі ВАТ “Укрнафтохімпроект” упроваджені у виробництво.

Назва упровадженого результату НДР (пристрій, технологічний процес, речовина, метод, методика, рекомендація, стандарт, технологічні вимоги і т. ін.). При виконанні на рівні винаходу – вказати номер авторського свідоцтва (а.с.) або номер заявки, за якою прийнято рішення про видачу авторського свідоцтва.	Досягнутий фактичний ефект	
	Соціальний, технічний, організаційний та ін.	Економічний (грн. на рік)
<p>Розроблено проект резервуарів масляних фракцій (сировина установки Г-37). Призначення резервуарів: накопичення і зберігання фракцій 280-380°C, 350-400°C, 400-420°C, 350-420°C, 420-500°C. Об'єм парку складає 6 000 м³.</p> <p><i>Парк введений в експлуатацію в АО "Нафтохімпроект" в 2007 році.</i></p> <p><i>Гл. інженер</i></p> 	<p>Впроваджені технічні заходи по запобіганню втрат вуглеводнів у разі виникнення аварійних ситуацій.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Між днищем резервуару і верхом монолітного ростверку передбачений гідроізоляційний шар з гідрофобного ґрунту. 2. Резервуари під днищем мають бетонну підготовку з ухилом 0,002 від контура до центру днища і випуском від центру через ростверк до контрольних колодязів. 3. При відхиленні технологічних параметрів від номінальних значень, проектом передбачені блокування на закриття відсікачів при досягненні максимального рівня заповнення резерварів 4. Щоб уникнути можливого розливу продукту, що зберігається в резервуарах, територія парку по периметру захищена стінами висотою ≈1,6 м. Огорожа виконана у вигляді залізобетонних плит, встановлюваних в пази збірних залізобетонних плиткових фундаментів підпирних стін. 	

Представники НАУ:

С.В. Іванов
С.В. Іванов

С.В. Бойченко
С.В. Бойченко

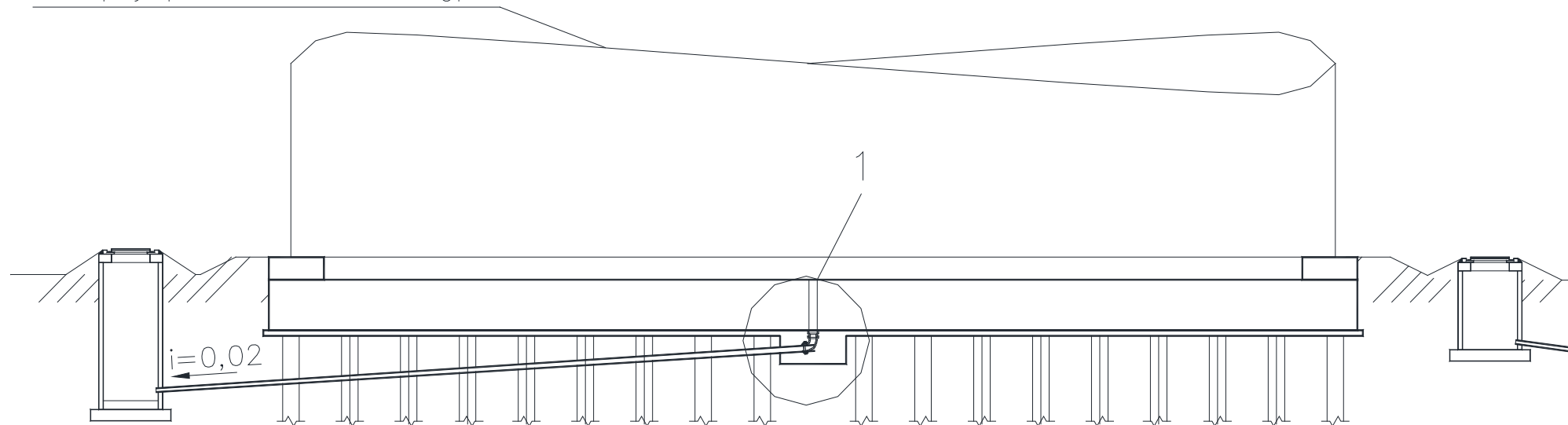
С.В. Вдовенко
С.В. Вдовенко

Представники ВАТ "Укрнафтохімпроект"



В.М. Ніколаєнко

Резервуар сталевий циліндричний



1

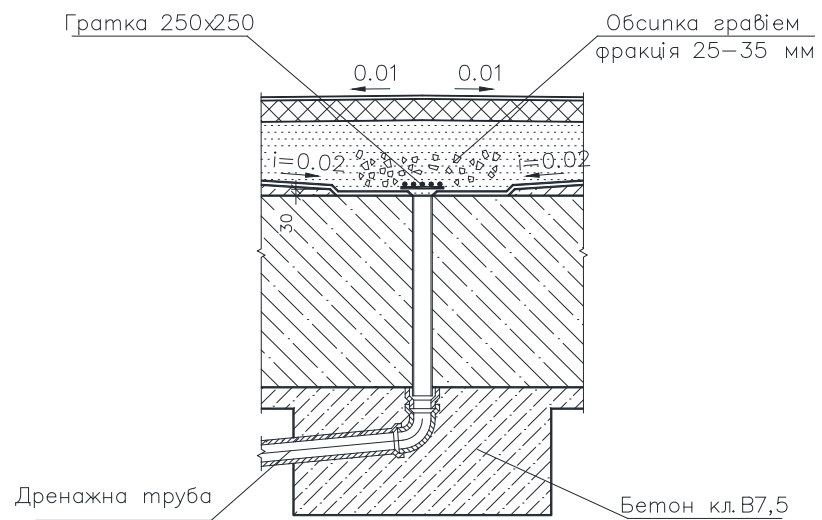


Схема розташування контрольного колодязя резервуара масляних фракцій установки Г-37

ДОДАТОК Д



Міністерство енергетики та вугільної промисловості України

Науково-дослідний інститут нафтопереробної та нафтової промисловості
"МАСМА"

46, просп. Палладіна, Київ-142, МСП, Україна, 03680
 тел.: +380 (44) 424-24-13; факс: +380 (44) 424-02-64
 e-mail: info@masma.ua
 www.masma.ua
 Львівське відділення, Львів, вул. Золота, 8
 тел./факс: 032-233-60-06

р/р 26003301248528
 у філії "Київське відділення"
 ПАТ "Промінвестбанк"
 МФО 322250 ЄДРПОУ 00149943

Вих.№ 23/20-11 від 17 лютого 2015 р.

На № _____ від _____

Акт лабораторного випробування органічної частини нафтошляму
 як компоненту товарного нафтового бітуму

В лабораторії НДІННП "МАСМА" виконано комплекс робіт для встановлення можливості використання органічної частини нафтошлямів, що знаходяться на зберіганні в ставках-накопичувачах підприємства, як компоненту товарних нафтових бітумів. Використовували товарний нафтовий бітум марки БНБ 70/30 (ДСТУ 4148-2003) та органічну частину нафтошляму, відібраного з ставка №5.

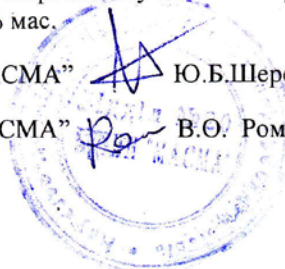
Органічну частину нафтошляму вводили в товарний бітум в кількості 1-7 % мас. Для отриманого компаундованого бітуму визначали наступні показники якості: глибину проникнення голки (ГОСТ 11501-78), температуру розм'якшення за кільцем і кулею (ГОСТ 11506-73), дуктильність (ГОСТ 11505-75). Результати досліджень наведені в табл.1. Таблиця 1

Показник	Вимоги ДСТУ 4148-2003 для марки БНБ 70/30	Бітум БНБ 70/30	Вміст в бітумі БНБ 70/30 органічної частини нафтошляму			
			1%	3%	5%	7%
Глибина проникнення голки за температури 25°C, 0,1 мм	21-40	32	34	36	40	49
Температура розм'якшення за кільцем і кулею, °C	70-80	78	77	75	71	65
Розтяжність (дуктильність) за температури 25°C, см	>3	8	8	7	6	6

Висновок: Встановлено, що органічна частина нафтошляму може використовуватися як додаток до товарних нафтових бітумів в кількості 1-5 % мас.

Завідувач Львівського відділення НДІННП "МАСМА"  Ю.Б.Шеремета

Старший науковий співробітник НДІННП "МАСМА"  В.О. Романов



ДОДАТОК Е

ЗАТВЕРДЖУЮ:
 Перший заступник
 Голови Правління
 ПАТ «НАФТОХІМІК ПРИКАРПАТТЯ»,
 головний інженер, к.т.н.
 Дутчак В.М.
 « 11 » вересня 2015 р.




АКТ
 експертної оцінки
 перспективної технології комплексної переробки нафтових шламів

Технічна рада ПАТ «НАФТОХІМІК ПРИКАРПАТТЯ» розглянула технологію комплексної переробки нафтових шламів, утворених в процесі переробки нафти на нафтопереробному заводі. Технологія розроблена Вдовенком Сергієм Вікторовичом в рамках виконання дисертаційної роботи на здобуття ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.17.07 – хімічна технологія палива і паливно-мастильних матеріалів.

Рішення технічної ради:

1. Запропонована технологія комплексної переробки нафтових шламів є універсальною і гнучкою та дозволяє переробляти нафтові шлами різного складу як недавно утворені, так і тривалого зберігання.
2. Технологію комплексної переробки нафтових шламів прийняти до уваги та створити передумови для її практичного впровадження на ПАТ «НАФТОХІМІК ПРИКАРПАТТЯ».
3. Звернутися до керівництва ДП «Львівдіпронафтохім» для проведення попередньої оцінки проектних та будівельно-монтажних робіт з впровадження запропонованої технології на ПАТ «НАФТОХІМІК ПРИКАРПАТТЯ».

Член технічної ради,
 в. о. начальника управління
 охорони навколишнього середовища:  Т. М. Буній

ДОДАТОК Є

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Директор
 ДП «Львівдіпронафтохім»
 Курлішук В.В.
 «05» 10 2015 р.



АКТ

попередньої оцінки вартості проектних та будівельно-монтажних робіт з
 впровадження технології комплексної переробки нафтових шламів
 для ПАТ «Нафтохімік Прикарпаття»

Відповідно до звернення головного інженера ПАТ «Нафтохімік Прикарпаття» Дутчака В.М. проведено експертизу технології комплексної переробки нафтових шламів для ПАТ «Нафтохімік Прикарпаття».

Після проведення аналізу запропонованої технології утилізації нафтових шламів, комісія вважає за доцільне впровадити її на ПАТ «Нафтохімік Прикарпаття» з метою використання вторинних вуглеводневих ресурсів та зменшення шкідливого впливу викидів з ставків шламонакопичувачів на навколишнє середовище.

За попередньою оцінкою вартість проектних робіт буде складати 2 970 тис. грн. Орієнтовна вартість закупівлі технологічного обладнання і вартість будівельно-монтажних робіт для впровадження запропонованої технології буде складати 42 550 тис. грн.

ДП «Львівдіпронафтохім» дає згоду бути генпроектувальником робіт при розробці робочого проекту з впровадження технології комплексної переробки нафтових шламів для ПАТ «Нафтохімік Прикарпаття».

Головний інженер



Б. Максимович

Нач. відділу



В.А. Беляков

Нач. відділу



М.А. Удовиченко

ДОДАТОК Ж

