

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

А.Б. Григоров, І.В. Сінкевич, О.О. Мардупенко

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
З ВИКОНАННЯ ВИПУСКНОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА ТЕМУ:
«ПРОЕКТ УСТАНОВКИ ОЧИЩЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ВІД
КИСЛИХ КОМПОНЕНТІВ»

для студентів денної та заочної форм навчання
освітнього ступеня «бакалавр»
спеціальності 161 «Хімічні технології та інженерія»

Харків
НТУ «ХП»
2022

Рецензент: В.М. Назаров, к. тех. н., доц. (Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»)

Григоров А.Б., Сінкевич І.В., Мардупенко О.О.

Методичні вказівки з виконання випускної кваліфікаційної роботи «Проект установки очищення природного газу від кислих компонентів» для студентів денної та заочної форм навчання освітнього ступеня бакалавр спеціальності 161 «Хімічні технології та інженерія» / А.Б. Григоров, І.В. Сінкевич, О.О. Мардупенко. – Харків : НТУ «ХП», 2022. – 34 с.

Методичні вказівки призначені для надання студентам необхідної допомоги у належній підготовці та виконанні випускної кваліфікаційної роботи бакалавра з хімічної технології. У методичних вказівках детально наведено основні вимоги до змісту і структури випускної кваліфікаційної роботи з хімічної технології у цілому та теоретичні основи, технологічна схема, розрахунок основного обладнання установки очищення природного газу від кислих компонентів. Призначені для бакалаврів спеціальності «Хімічні технології та інженерія».

© А.Б. Григоров, І.В. Сінкевич, О.О. Мардупенко , 2022

© НТУ «ХП», 2022

ВСТУП

Бакалавр - це освітній ступінь, що здобувається на першому рівні вищої освіти та присуджується закладом вищої освіти у результаті успішного виконання здобувачем вищої освіти освітньо-професійної програми, обсяг якої становить 180-240 кредитів ЄКТС (Європейської системи трансферу оцінок).

Історія поняття «бакалавр» налічує понад 800 років. До початку XIV століття це слово почали використовувати для позначення новачка в гільдії або в університеті, що в підсумку дало ім'я першого ступеня вищої освіти.

Перший (бакалаврський) рівень вищої освіти відповідає сьомому рівню Національної рамки кваліфікацій і передбачає здобуття особою теоретичних знань та практичних умінь і навичок, достатніх для успішного виконання професійних обов'язків за обраною спеціальністю.

Особа має право здобувати ступінь бакалавра за умови наявності у неї повної загальної середньої освіти або ступеня молодшого бакалавра (освітньо-кваліфікаційного рівня молодшого спеціаліста).

Кваліфікації бакалавра цілком достатньо для початку успішної кар'єри. Студенти на останньому курсі навчання проходить переддипломну практику у великих приватних компаніях та державних підприємствах, яка може тривати від трьох тижнів до цілого семестру, що дає необхідний досвід роботи студенту і допомагає йому після випуску працевлаштуватися.

На сьогоднішній день в Україні як і у багатьох країнах світу, існує розподіл вищої освіти на три ступені: бакалаврат, магістратура та докторантура.

1. ПРАВИЛА ОФОРМЛЕННЯ ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

1.1. Загальні положення

Дипломна робота - кваліфікаційна робота випускника, заключний етап навчання студентів. Її цілі: систематизація та поглиблення знань за фахом, застосування їх для конкретних завдань, оволодіння методикою наукового дослідження, розвиток навичок узагальнення та аналізу результатів, отриманих іншими дослідниками, оцінка ступеня підготовленості випускника до самостійної роботи за профілем спеціальності.

Процес написання курсової чи дипломної роботи включає в себе ряд взаємопов'язаних етапів:

- вибір теми, узгодження її з керівником, отримання завдання;
- складання особистого робочого плану виконання курсової роботи;
- формування структури роботи;
- збір, аналіз і узагальнення матеріалу з обраної теми;
- формулювання основних теоретичних положень, практичних висновків і рекомендацій;
- проведення експерименту (для експериментальних дипломних робіт);
- виклад курсової чи дипломної роботи та подання її керівнику;
- доробка чистового варіанту з урахуванням зауважень керівника;
- оформлення роботи, списку використаних джерел та літератури, додатків та отримання допуску до захисту.

Обов'язковою умовою є відповідність теми роботи вимогу державних освітніх стандартів змісту навчальної дисципліни.

Для розробки робочого плану дипломної роботи студент повинен чітко уявляти її структуру. Це тим більше важливо, тому що структура курсової роботи, незалежно від дисципліни і теми, залишається незмінною, але в міру

навчання змінюється її зміст, поглиблюється дослідження проблеми за рахунок залучення більшої кількості першоджерел та літератури. Аналогічну структуру має дипломна робота.

1.2. Структура дипломної роботи.

Дипломна робота повинна містити:

- титульний лист;
- завдання на дипломну роботу;
- анотацію;
- зміст;
- перелік умовних позначень, символів і термінів (за необхідності);
- основні розділи відповідно до затвердженого завданням;
- висновок;
- список використаної літератури;
- додатки (при необхідності).

Анотація. Анотація є заключним етапом роботи над дипломною роботою. Вона повинна містити загальні відомості і коротку характеристику роботи, назва теми, прізвище студента і керівника роботи, рік захисту. В анотації зазначаються обсяг роботи (у сторінках), наводиться коротка характеристика ілюстративних матеріалів (кількість малюнків і таблиць). Анотація виконується в двох примірниках, рекомендований обсяг - 1-2 сторінки. Один примірник брошурується в пояснювальну записку (перед змістом), другий - здається на кафедру.

Зміст. Зміст включає вступ, найменування всіх розділів, підрозділів, пунктів (якщо вони мають назву), висновок, список використаних джерел, додаток із зазначенням сторінок, з яких починаються ці елементи роботи.

Перелік скорочень, умовних позначень і термінів. Прийняті в роботі малопоширені скорочення, умовні позначення, символи і специфічні терміни повинні бути представлені у вигляді окремого списку. Якщо вони

повторюються в роботі менше трьох разів, окремий список не складається, а розшифровку дають безпосередньо в тексті при першому згадуванні.

Вступ. Вступ повинен містити обґрунтування актуальності розроблюваної теми, мета дослідження, завдання дослідження, методи дослідження, оцінку сучасного стану розв'язуваної проблеми, характеристику підприємства - бази переддипломної практики, перспективи їх розвитку, короткий виклад очікуваних результатів і економічну ефективність. Рекомендований обсяг - 2-3 - сторінки тексту.

Основні розділи. Найменування основних розділів роботи визначаються завданням, зміст і обсяг їх повинні відповідати вимогам методичних вказівок кафедри і керівника роботи. Залежно від особливостей виконуваної роботи основну частину викладають у вигляді сполучення тексту, малюнків і таблиць. Основна частина поділяється на розділи і пункти. Розділи основної частини можуть ділитися на підрозділи і пункти. Пункти, за необхідності, можуть ділитися на підпункти. Кожен пункт повинен містити закінчену інформацію.

Висновок. Висновок повинен містити остаточні висновки, що характеризують підсумки роботи у вирішенні поставлених перед студентом завдань. Висновки мають бути зроблені на основі порівняння поточних техніко-економічних показників організації та пропонуваних. У висновку необхідно відзначити переваги, пов'язані з реалізацією пропозицій, охарактеризувати перспективи подальшого розвитку робіт у цій галузі.

Список використаної літератури. Список літератури включає всі використані джерела та оформляється відповідно до вимог ГОСТ 7.1-84 "Бібліографічний опис документів", ГОСТ 7.1-2003 «Бібліографічний запис. Бібліографічний опис »і т. д. (див. список літератури« Нормативно-регламентуюча документація ». Список використаної літератури можна умовно розділити на дві частини: нормативні правові акти та наукова методична література. Нормативні правові акти розташовуються відповідно до їх юридичною силою.

Дипломна робота повинна будуватися на актуальних сучасних джерелах. Відсутність в дипломній роботі посилань на сучасні (до 3-х років) джерела вважається грубою помилкою, оскільки видає незнання сучасних робіт з обраної тематики.

Додатки. У додатки необхідно винести матеріали, використання яких в основній частині неможливо внаслідок великого обсягу даних допоміжного характеру або інформації, яка ускладнює логічне сприйняття основного матеріалу.

У додатках можуть наводитися таблиці великого формату, розрахунки, графічний матеріал, форми документації, посадові інструкції і т. п. Додатки оформлюються як продовження даного документа на наступних аркушах. У тексті на всі додатки повинні бути посилання. Програми розташовуються в порядку посилань на них у тексті. Обсяг додатків не обмежується.

Додаток повинен мати заголовок, який розміщують симетрично щодо тексту з великої літери окремим рядком. Якщо в дипломній роботі є кілька додатків, їх нумерують послідовно арабськими цифрами (без знака №).

Посилання. У роботі призводять посилання на дану роботу, на стандарти, на інші використовувані джерела. При посиланні на дану роботу вказують номери розділів, підрозділів, пунктів, підпунктів, перерахувань, графічного матеріалу, формул, таблиць, додатків. Також обов'язково вказуються графи і рядки таблиць даної роботи.

Існує кілька способів зв'язку основного тексту кваліфікаційної (дипломної) роботи з описом джерела. Найчастіше для цієї мети служить порядковий номер джерела, зазначеного в бібліографічному списку, в основному тексті цей номер береться в квадратні дужки. При вказівці в основному тексті на сторінку джерела остання також полягає в квадратну або круглу дужку. Наприклад: [11, С. 35], що означає: 11-й джерело, 35 сторінка.

Роботи без апарату посилань до захисту не допускаються. Допуск робіт з помилковими посиланнями залишається на розсуд керівника дипломної роботи та завідувача кафедрою.

Скорочення. У пояснювальній записці допускаються такі скорочення:

- встановлені правилами російської орфографії, а також відповідними державними стандартами;

- встановлені в даному документі. Повна назва має бути приведене при першому згадуванні в тексті із зазначенням у дужках скороченої назви або аббревіатури, а при подальших згадках слід вживати тільки скорочена назва або аббревіатуру.

За зміст дипломної роботи, правильність наведених даних несе відповідальність студент-випускник. Дипломний проект їм підписується. Підпис та дата ставляться на останній сторінці змістовної частини (тобто після Висновки та Список літератури).

Дипломна робота повинна бути написана хорошим науковою мовою, тобто з дотриманням загальних норм літературної мови, правил граматики і з урахуванням особливостей наукової мови - точності і однозначності, термінології та стилю.

Правила оформлення дипломних- робіт є загальними для всіх галузей знання і регламентовані діючими державними стандартами, у тому числі і в спрощеному варіанті.

2. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПРОЦЕСУ ОЧИСТКИ ГАЗУ ВІД КИСЛИХ КОМПОНЕНТІВ

2.1. Склад і фізико-хімічні властивість природного газу.

Усі вуглеводневі гази за їх походженням можна розділити на дві великі групи: природні гази і гази нафтопереробних заводів.

Природні гази – це гази, що добуваються безпосередньо з земних надр, в залежності від умов залягання вони мають різний склад. Вуглеводневі природні гази можуть бути вилучені з родовищ трьох типів: чисто газових, нафтових і газоконденсатних. Гази чисто газових родовищ (до них найчастіше застосовується назва природний або сухий газ), в основному складаються з CH_4 , вміст якого досягає 98%. Для ряду родовищ вміст парафінів $\text{C}_2\text{-C}_4$ становить 1,5-7,0 % [1, 2].

Попутні гази – газоподібні вуглеводні, що супроводжують сиру нафту, в умовах пластового тиску розчинені в нафті і виділяються в процесі її видобутку. Ці гази містять 30-80 % CH_4 , 10-26 % C_2H_6 , 7-22 % C_3H_8 , 4-7 % C_4H_{10} і ізо- C_4H_{10} , 1-3 % н- C_5H_{12} і вищих н-алканів. У цих газах містяться також сірководень, діоксид вуглецю, інертні гази.

Гази газоконденсатних родовищ за складом близькі до попутних газів, але потрапляють на поверхню в сконденсованому вигляді в невеликих кількостях (50-500 г / nm^3 газу) важчі вуглеводні (конденсати), що википають до 200-300 °С.

Гази нафтопереробних заводів це легкі вуглеводні, що утворилися при переробці нафти в результаті деструктивних процесів (піроліз, термічний і каталітичний крекінг, коксування, каталітичний риформінг). Ці гази містять насичені і, на відміну від природних газів, ненасичені вуглеводні $\text{C}_1\text{-C}_5$, а також водень.

У газах чисто газових родовищ – високий вміст CH_4 від 75 до 98 % і відповідно висока теплота згоряння. Вміст важких вуглеводнів (C_5 і вище)

невелика (0,02-0,20 %). Більшість газів містить 1-5 % не вуглеводневих домішок: інертні гази (N_2 і CO_2) і H_2S .

Природні гази, що добуваються з газових, газоконденсатних та нафтових родовищ, складаються з вуглеводневих компонентів (CH_4 - $C_{22}H_{46}$), а також не вуглеводневих компонентів (N_2 , CO , CO_2 , Ar , H_2 , He) [1, 3].

Природні гази газових родовищ складаються в основному з CH_4 з домішкою більш важких його гомологів: етану (C_2H_6), пропану (C_3H_8) і бутану (C_4H_{10}). Іноді, в невеликих кількостях в газових покладах, присутні пари пентану (C_5H_{12}) і гексану (C_6H_{14}).

Всі вуглеводні (ВВ), що містяться в покладах, починаючи з етану, прийнято вважати важкими. Вони утворюються тільки в процесі утворення нафти при перетворенні розсіяної органічної речовини (ОР) на стадії діагенезу і, особливо, на стадії катагенезу, тому вважаються специфічними «нафтовими» газами.

Нафтові гази можуть проникати з покладів в розміщеного вище, відкладення у вигляді ретроградного розчину. Це явище використовується в гідрогеохімії як пошукові ознаки нафту. Частка важких вуглеводневих газів в газових покладах коливається від одиниць до частин відсотка. Тут їх вміст залежить від складу вихідного ОР, ступеня її катагенетичного перетворення, а також від довжини шляху міграції газів. CH_4 , на відміну від своїх гомологів володіє найбільшою рухливістю і одночасно найменшою розчинністю у воді і здатністю до адсорбції, тому він випереджає інші ВВ гази при міграції. CH_4 має також значну хімічну і термічну стійкість, може мати біохімічне, глибинне і радіохімічне походження. Тому він не є надійним геохімічним індикатором або пошуковою ознакою наявності скупчень ВВ.

Крім вуглеводневих компонентів в природних газах містяться, як правило і кислі гази (CO_2 і H_2S), вміст яких, може становити десятки відсотків і більше, а іноді і перевищувати вміст вуглеводневих газів.

У вільних газах газонафтових родовищ, тобто в газових шапках, можуть бути присутніми пари рідких ВВ, важчі, ніж C_6H_{14} , проте їх домішка

буває незначною. Гази газонафтових родовищ називаються попутними. Гази, розчинені в нафті, називаються нафтовими. Зазвичай вони містять від 30 до 80 % гомологів CH_4 , а також N_2 , CO_2 , H_2S , He , Ar та інші компоненти.

Тому вміст CH_4 може становити в нафтових газах всього 20-30 % від складу газової суміші. Склад вуглеводневої частини газів тісно пов'язаний зі складом нафти. Легкі метанові нафти містять газу, що складаються на 20-30 % з важких вуглеводнів.

Важкі нафти навпаки, містять переважно метан. Співвідношення CH_4 і його гомологів змінюється в нафтових газах і зі збільшенням віку порід. Газу древніх відкладень в середньому більш збагачені важкими ВВ і азотом, ніж молоді.

Різні нафти мають газовий фактор (ГФ) до 550-600 $\text{м}^3/\text{т}$. Встановлені максимальні величини ГФ в нафтових покладах в екстремальних термобаричних умовах глибоких горизонтів досягають 700-750 $\text{м}^3/\text{т}$ [4].

У більшості покладів він становить від 30 до 100 $\text{м}^3/\text{т}$. Зазвичай ГФ вище у покладів, що містять сильно перетворену метанову нафту, в порівнянні з покладами, що містять мало перетворену нафтову нафту. Поклади нафти, що не містять розчинених газів, зустрічаються рідко на невеликих глибинах. Газовий фактор використовується в якості показника типу покладу.

До нафтових відносяться поклади з ГФ нижче 600 $\text{м}^3/\text{т}$, до нафтогазоконденсатних – 600-900 $\text{м}^3/\text{т}$ і до газоконденсатних – понад 900 $\text{м}^3/\text{т}$.

Якість газу, як енергоносія залежить від вмісту CH_4 . При утриманні в газовій суміші етану та інших вуглеводневих і не вуглеводневого газів від декількох відсотків і більше вони стають цінним хімічним сировиною.

Вуглеводневі газу, що складаються в основному з CH_4 , називаються сухими. При незначному вмісті важких вуглеводнів вони називаються худими, і газу зі значним вмістом важких ВВ називаються жирними.

Для характеристики складу газів застосовується поняття «коефіцієнт сухості» – це відношення процентного вмісту метану до суми його гомологів:

CH_4 , C_2H_6 і вище. Для цих цілей використовується і такий критерій як газовий фактор або його зворотна величина – вміст стабільного конденсату в г або см^3 в 1 м^3 газу.

Сухі гази містять конденсату менше 10 г/м^3 , худі – від 10 до 30 г/м^3 і жирні гази – від 30 до 90 г/м^3 . Зміна коефіцієнта сухості газів є показником напрямку їх міграції. Склад газів в покладах постійно змінюється за рахунок дії багатьох чинників. Одним з них є розчинність індивідуальних газових компонентів у воді і нафти. Наприклад, розчинність CH_4 в нафти в п'ять разів менше, ніж розчинність етану і в 21 разів менше, ніж C_3H_8 .

N_2 має розчинність в 15 разів меншу, ніж CH_4 . Тому гази в газових шапках збагачені CH_4 і N_2 . У той же час розчинність газоподібних гомологів метану зростає зі збільшенням в нафти легких фракцій ВВ. Вміст CO_2 в газах змінюється у межах 0,1 - 10 %. Передбачається, що основним джерелом CO_2 в природних газах є окислення вуглеводнів і частково ОР [1, 3, 5].

У ряді випадків CO_2 має явно термодинамічне, поствулканічне або метаморфічне походження.

Результатом метаморфічного розкладання карбонатів пояснюється великим вмістом CO_2 в газах газоконденсатних родовищ і його великий вміст в попутних газах газонафтових покладів, що залягають в палеозойських відкладеннях на півдні Західного Сибіру. Газові родовища Сицилії, розташовані поблизу вулкана Етна, також збагачені CO_2 .

Азот, що міститься в газових і газоконденсатних покладах, також може мати різне походження: атмосферне, біогенне і глибинне. В цілому, вміст азоту збільшується з віком відкладень. Він коливається від 0,1 % до 70%. Іноді високі концентрації азоту можуть бути пов'язані з його хорошими міграційними властивостями. Наприклад, частка азоту в попутних газах зростає в родовищах, що знаходяться далеко від зон генерації ВВ.

Аргон в покладах вуглеводневих газів може мати атмосферний або радіогенне походження. Атмосферний або повітряний аргон потрапляє в газові поклади за допомогою інфільтраційних вод. Частка аргону різного

генезису визначається по відношенню різних ізотопів. Аргон представлений трьома ізотопами ^{40}Ar , ^{38}Ar і ^{36}Ar . Ізотоп ^{40}Ar різко переважає і має радіогенне походження. Він утворюється з ізотопу ^{40}K . Високі концентрації радіогенного аргону відзначаються для родовищ, розташованих в приразломних зонах. Походження аргону тісно пов'язане з генезисом азоту. Тому для визначення в газах відносної частки азоту різного походження користуються відношенням кількості повітряного аргону до загального вмісту азоту в досліджуваному газі.

Сірководень (H_2S) найчастіше утворюється в результаті біологічного відновлення сульфатів, розчинених у водах. Це підтверджується вивченням ізотопного складу сірки. Однак, починаючи з глибини 2-3 км, бактеріальна генерація H_2S неможлива. Тут він утворюється в результаті термokatалітичного перетворення сірчистих компонентів нафт і хімічного відновлення сульфатів. Частина H_2S , можливо, має глибинне походження. Нерідко H_2S збагачені гази, що знаходяться в товщах карбонатних порід, які контактують або чергуються з сульфатними породами. Концентрація H_2S в природних газах становить від 0,01 до 25%. H_2S є цінним компонентом природного газу і служить сировиною для виробництва сірки.

Водень вважався раніше рідкісним компонентом в складі природних горючих газів. В останні десятиліття ХХ століття з'явилася велика кількість даних про виявлення його різних концентрацій в газових покладах. У багатьох родовищах вуглеводнів в складі газів присутні до 3,5 % водню.

Гелій, що міститься в вільних і нафтових газах, має радіогенне походження. Це легкий і міграційно-здатний газ, тому його найбільші концентрації відмічені в древніх палеозойських відкладеннях. Таким чином, основними компонентами природних горючих газів є: метан і його гомологи, CO_2 , N_2 і H_2S . Формування газового складу покладів обумовлено діагенетичними і катагенетичними перетвореннями ОР осадових порід, які йдуть паралельно з утворенням покладів. Частина газів надходить в скупчення з глибинних підкоркових зон Землі (N_2 , CO_2 , He , Ar , CH_4). Частина

газів утворюється при метаморфічних процесах і окислювально-відновних процесах безпосередньо в покладах. Гази, що видобуваються з чисто газових, газоконденсатних і нафтових родовищ, зазвичай містять 70-95 % метану [6].

2.2. Необхідність очищення газів від хімічних домішок.

До числа небажаних хімічних домішок, що містяться в природних нафтових газах відносяться токсичні і корозійно-агресивні сірковмісні сполуки, а також негорючі інертні гази, які знижують теплоту згоряння вуглеводневого газу. Серед сірковмісних домішок найчастіше присутні сірководень (H_2S), сірководоксид вуглецю (CO_2), сірковуглець (CS_2) меркаптани ($C_nH_{2n-1}-SH$), а в газовому конденсаті – також сульфіди ($R-S-R$) і дисульфіди ($R-S-S-R$). В склад інертних газів входять CO_2 , N_2 і He [8-10].

Сірководень (H_2S). З сірчистих сполук, що входять до складу природних газів, сірководень є найбільш активним. У нормальних умовах – це безбарвний газ із запахом тухлого яйця, щільністю $1,93 \text{ кг/м}^3$. Сірководень – сильна нервово-паралітична отрута: гостре отруєння людини настає при концентрації $0,2-0,3 \text{ мг/дм}^3$, а концентрація 1 мг/дм^3 – смертельна. При вдиханні H_2S в цій концентрації отруєння розвивається майже миттєво: судоми і втрата свідомості закінчуються смертю від зупинки дихання. Індикатором на підвищення концентрації H_2S є очі, при його великій концентрації, вони починають пекти, червоніти, відбувається набрякання повік. Його токсичність проявляється також у дратівної дії на слизові оболонки верхніх дихальних шляхів. Гранично допустима концентрація його в повітрі робочих приміщень становить $0,01 \text{ мг/дм}^3$. H_2S має також високу корозійну агресивність, наявність вологи в газі підсилює його корозійну дію та дію інших кислих компонентів. Газ, що містить H_2S перед подачею споживачеві необхідно чистити через його отруйність та корозійну агресивність. H_2S діє як отрута на різні каталізатори, що застосовуються при хімічній переробці природних газів.

Від H_2S очищують природний газ, гази різних нафтопереробних і нафтохімічних процесів (гідроочищення, крекінгу, риформінгу, піролізу і ін.). Гази розрізняються вмістом H_2S . Природні гази можуть або не мати H_2S , або містити його незначну кількість. Гази нафтопереробки і нафтохімії можуть містити від 0,5 % до 15 % H_2S .

Вимоги до ступеня очищення від H_2S залежать від призначення газу. При очищенні газів, що викидаються в атмосферу, вміст H_2S повинен відповідати ГДК. При очищенні технологічного газу вміст H_2S регламентується вимогами процесів подальшої переробки. Зокрема, для хімічних синтезів вміст H_2S в технологічному газі іноді може перебувати в межах 1-50 мг/м³. Природний газ очищують навіть при малих кількостях в ньому H_2S , оскільки його допустимий вміст в газі, що закачується в магістральні газопроводи, не повинно перевищувати 20 мг/м³ [8].

У більшості випадків очищення газів роблять не тільки для доведення вмісту в ньому шкідливих домішок до встановлених норм, а й для їх вилучення з метою промислової утилізації. H_2S , що виділяється при очищенні, переробляють в елементарну S або H_2SO_4 . Так, наприклад, більше 30% світового виробництва S з природних газів, багатих H_2S ; більше 5 млн. т/рік сірки виробляють в даний час різні ГПЗ. Сірковуглець (дисульфід вуглецю, CS_2) – летюча безбарвна рідина густиною 129,7 кг/м³, що кипить при температурі 46,3 °С. У воді не розчиняється, але надає їй запах, добре розчинний в етанолі і хлороформі. В повітрі легко запалюється. При підвищених температурах реагує з воднем, утворюючи H_2S .

CS_2 отруйний, викликає гострі отруєння при концентраціях в повітрі навіть 0,001 мг/м³.

Сіркоокис вуглецю (COS) – безбарвний, легко займистий, дуже отруйний газ, що не має запаху, конденсується при температурі 50,2°С, ГДК не більше 1 мг/м³ у виробничих приміщеннях, не більше 0,15 мг/м³ – в населених пунктах. При нагріванні розкладається з утворенням CO_2 , CS_2 , CO і S.

Меркаптани (R-SH) – аналог спиртів, в яких кисень заміщений атомом сірки. У зв'язку з тим, що енергія дисоціації зв'язків S-H менша, ніж зв'язків O-H, меркаптани хімічно активніші, ніж спирти. Це сіркоорганічні сполуки з різким неприсмним запахом, нерозчинні у воді, але добре розчинні в органічних розчинниках. Різкий запах меркаптанів використовується при застосуванні їх в якості одорантів природного газу, особливо при випробуванні на щільність газових мереж і систем. При контакті з металами меркаптани реагують з ними з утворенням меркаптиди металів, тобто протікає так звана меркаптанова корозія. При нагріванні до 300 °C меркаптани розкладаються з утворенням H₂S і R-S-R. Для більшості каталізаторів меркаптани є отрутами.

Сульфіди і дисульфіди (R-S-R, R-S-S-R) – добре розчинні у вуглеводнях, але практично нерозчинні в воді речовини. Вони нейтральні, але реагують з лугом. При нагріванні до 400 °C R-S-R розкладаються з утворенням сірководню і алкенів, а R-S-S-R – додатково до цих сполук, утворюють R-SH. У порівнянні з сульфідами дисульфіди більш реакційноздатні.

Діоксид вуглецю (CO₂) – безбарвний негорючий газ, що володіє кислими властивостями. При температурі мінус 78,5 °C при нормальному тиску утворює «сухий лід», минаючи рідкий стан. Термічно стійкий, дисоціює при температурах вище 200 °C. У воді розчинний обмежено [9, 10].

N₂ і He – негорючі інертні гази, які погіршують теплоту згоряння газів. He, хоча і міститься в газі в невеликих кількостях, але спеціально витягується з газу для цільового використання.

3. ТЕХНОЛОГІЯ ОЧИСТКИ ГАЗУ ВІД КИСЛИХ КОМПОНЕНТІВ.

3.1. Характеристика методи очищення газів від кислих компонентів.

В даний час для очищення газу від кислих компонентів використовують три групи методів: абсорбція, адсорбційні та каталітичні. Абсорбція методи включають три різні групи очищення в залежності від природи взаємодії кислих компонентів з активною частиною абсорбенту.

Процеси фізичної абсорбції, в яких витяг кислих компонентів відбувається за рахунок їх розчинності в органічному абсорбенту.

Хемосорбційні процеси засновані на хімічній взаємодії сірководню і діоксиду вуглецю з активною частиною адсорбенту/абсорбенту.

Процеси фізико-хімічної абсорбції з використанням комбінованих абсорбентів – суміш фізичного абсорбенту з хімічним.

Адсорбційні методи очистки газів засновані на селективному витяганні кислих компонентів твердими поглиначами – адсорбентами. У тому випадку, коли виймається компонент утримується адсорбентом тільки фізичними силами, має місце фізична адсорбція. Якщо який отримують компонент набуває з адсорбентом в хімічну взаємодію кажуть о хімічній адсорбції.

Каталітичні методи очистки газів застосовують в тих випадках, коли в газі присутні сполуки, недостатньо повно видаляються за допомогою рідких або твердих поглиначів, наприклад CS_2 , COS , $R-S-R$, $R-S-S-R$, C_4H_4S , а також в тих випадках, коли потрібно тонке очищення газу. У промисловості застосовуються два види каталітичних процесів – окислювальні і відновні.

Окислювальні методи полягають в проведенні реакцій каталітичного окиснення H_2S до елементарної S або окиснення $R-SH$ до $R-S-S-R$.

Відновлювальні методи полягають у відновленні сірчистих сполук при взаємодії їх з H_2 (гідрування) або з водяною парою (гідроліз), а також в гідруванні CO_2 до CH_4 . При відновленні сірчистих сполук все вони

перетворюються в H_2S . Після проведення будь-яких каталітичних процесів очищення від сірчистих сполук потрібно подальше відділення продуктів каталітичних перетворень, наприклад, після каталітичного гідрування газ направляють на очищення від H_2S .

Крім перерахованих промислових методів очищення газів від кислих домішок, розробляються нові методи: мікробіологічні, мембранні, фотохімічного розкладання. Вибір процесу очищення природного газу від кислих компонентів залежить від багатьох факторів: складу і параметрів сировинного газу, необхідного ступеня очищення, області використання товарного газу і ін.

Методи очищення газів від CO_2 можна розділити на наступні групи [11, 12]:

- фізична абсорбція, заснована на хорошій розчинності CO_2 в полярних розчинниках (H_2O , CH_3OH);
- хемосорбція, заснована на хімічному зв'язуванні CO_2 при взаємодії його з сполуками лужного характеру (луг, етаноламіни, розчини карбонатів);
- адсорбція, заснована на адсорбції CO_2 різними адсорбентами (наприклад, цеолітами);
- каталітичне гідрування.

Абсорбція водою – поширений метод уловлювання діоксиду CO_2 із газів. Основні переваги методу-доступність і дешевизна абсорбенту, недоліки – невисока поглинальна здатність водою CO_2 (8кг CO на100 кг абсорбенту) і невелика селективність. Поряд з CO_2 в воді розчиняється H_2 , CO , N_2 і ін.

Схема установки очищення газу від CO_2 цим методом досить проста. Газ промивають холодною водою в баштах з насадкою (скрубберах) під тиском 1,5-2,5 МПа, так як розчинність CO_2 у воді зростає з підвищенням тиску. При цьому з газу видаляється частково і H_2S , розчинність якого також збільшується. Потім тиск знижують, і з води виділяється (десорбується) газ, що містить до 85 % CO_2 (решта – H_2 , N_2 , H_2S), який використовують для отримання сухого льоду, карбаміду, соди та інших продуктів.

Абсорбція метанолом («ректізол» - процес) – більш вигідний метод, його можна використовувати при температурі до - 60 °С, коли різко підвищується поглинальна здатність метанолу. Так, при - 60 °С і тиску близько 0,4 МПа в 1г метанолу може розчинитися до 600 см³ СО₂.

3.2. Технологічна схема абсорбційної очистки природного газу.

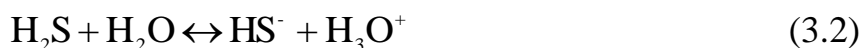
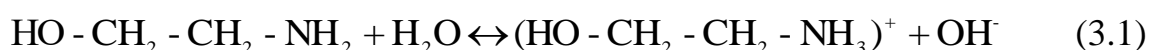
На сьогоднішній день, найбільш поширеним методом очищення газу від кислих компонентів, який досить успішно застосовується на газопереробних підприємствах України є адсорбційна очистка етаноламінами.

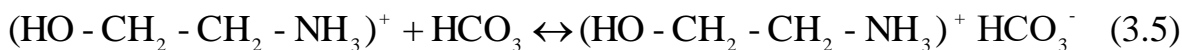
До числа етаноламінів відносяться:

- моноетаноламін (МЕА);
- діетаноламін (ДЕА);
- триетаноламін (ТЕА);
- діглікольамін (ДГА);
- діізопропаноламін (ДІПА);
- метилдіетаноламін (МДЕА).

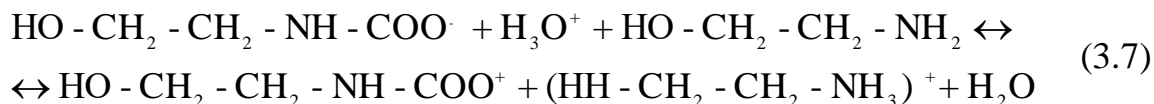
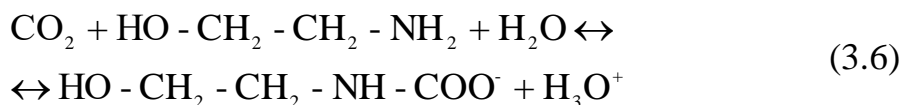
Найбільше практичне застосування отримали моно- і діетаноламін. Використання ДЕА особливо доцільно в тих випадках, коли у вихідному газі поряд з Н₂S і СО₂ містяться СОS і СS₂, які вступають в незворотну реакцію з МЕА, викликаючи його значні втрати. Для селективного вилучення Н₂S в присутності СО₂ використовують третинний амін – метилдіетаноламін.

Реакція МЕА з Н₂S і СО₂ протікає за схемою:

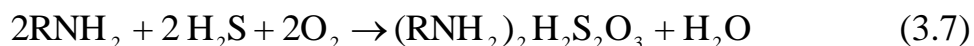




МЕА і ДЕА здатні вступати в безпосередню взаємодію з CO_2 з утворенням карбонату за схемою:



Реакція МЕА з H_2S може протікати в присутності слідів O_2 за наступною схемою:



Газ, що надходить на очистку (див. рис. 3.1), проходить висхідним потоком крізь абсорбер АБ-1, назустріч потоку розчину МЕА. Насичений кислими газами розчин МЕА, що виходить з низу абсорбера АБ-1, надходить до ємності-сепаратору ЄС-1. В ЄС-1 за рахунок зниження тиску насиченого

розчину МЕА до $P > 1,6$ МПа, виділяються фізично розчинені в абсорбенту вуглеводневі гази, які використовуються у якості технологічного палива.

Далі Насичений розчин МЕА проходить крізь блок фільтрів Ф-1, Ф-2, Ф-3 а далі, крізь теплообмінник Т-1, де підігривається регенованим розчином МЕА, що виходить з низу регенератора аміну Р-1 та проходить крізь ребойлер РБ-1.

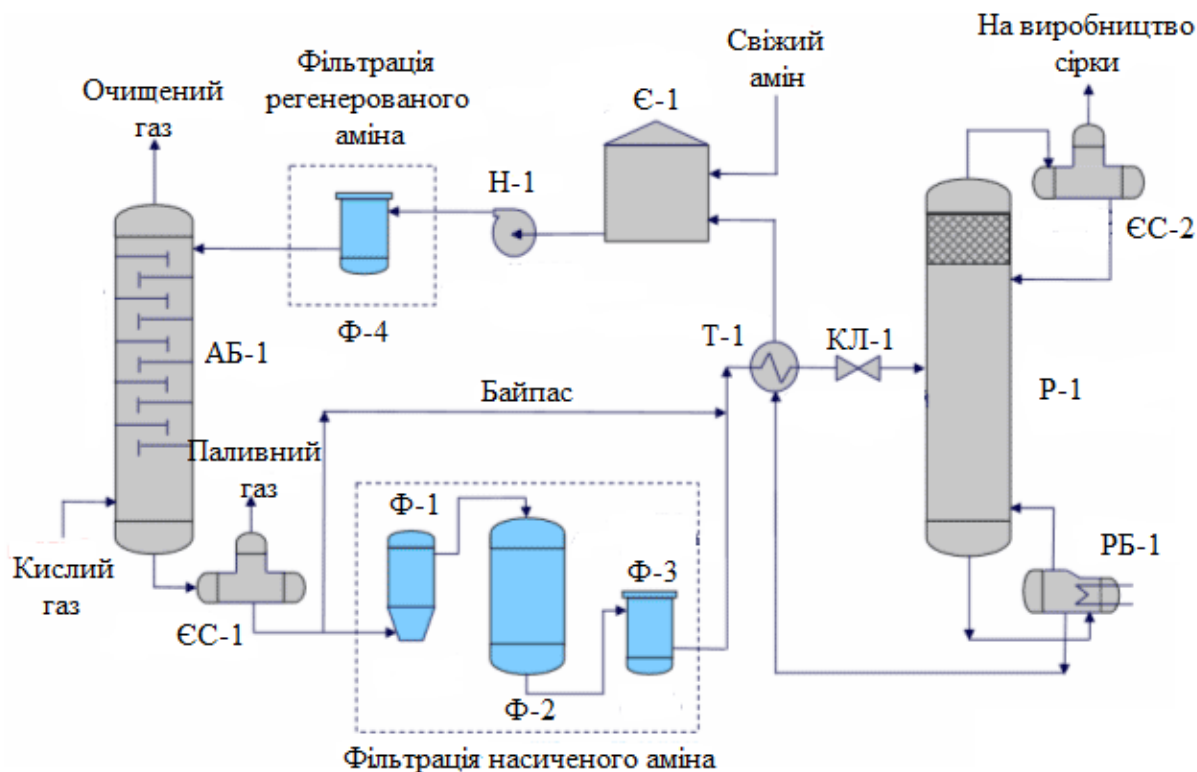


Рис. 3.1. Технологічна схема абсорбційної очистки газу

Після часткового охолодження в теплообміннику Т-1 регенований розчин МЕА подається до ємкості аміну Є-1. Далі, з ємкості Є-1, МЕА насосом Н-1 подається крізь фільтр Ф-4 наверх абсорбера АБ-1. Тепло, необхідне для регенерації насиченого розчину, підводиться до розчину МЕА в ребойлері РБ-1, що обігривається глухим паром низького тиску. Кислий газ з регенератора аміну Р-1 охолоджується для конденсації водяної пари та

надходить до ємкості-сепаратору ЄС-2. У цьому апараті від розчину МЕА відокремлюються H_2S і CO_2 .

Регенований МЕА – конденсат-флегма безперервно повертається назад в систему, щоб запобігти збільшенню концентрації розчину аміну. Зазвичай цю флегму подають в верх регенератора Р-1 трохи вище входу насиченого розчину для конденсації пари аміну з потоку кислого газу.

Широке розповсюдження в промисловості отримала схема з роздільними потоками подачі в абсорбер регенованого розчину однаковою мірою регенерації. При цьому, 70-80 % розчину подається в середину абсорбера, а решта – наверх. Підвищення температури насиченого МЕА до максимального рівня, не нижче $105\text{ }^\circ\text{C}$, може здійснюється за рахунок його додаткового нагрівання паровим конденсатом на вході в регенератор Р-1.

Запропонована схема очищення дозволяє знизити витрати енергії на перекачування розчину МЕА, зменшити металоємність абсорбера АБ-1, а також підвищити ступінь вилучення H_2S і CO_2 . Технологія дозволяє глибоко або селективне очищати природні і попутні гази від H_2S і CO_2 за допомогою алкіламінів (МЕА, ДЕА, МДЕА і їх сумішей) при різноманітному тиску, від 0,01 МПа і вище, і різних температурах від $5\text{ }^\circ\text{C}$ і вище. Запропонована технологія придатна практично для будь-якої концентрації і будь-якого співвідношення H_2S : CO_2 . При глибокому аміновому очищенні досягається вироблення очищеного газу з вмістом H_2S не більше 2-5 ppm і CO_2 від 2 до 150 ppm.

3.3. Конструкція абсорбера для очищення природного газу [14].

Форсунковий абсорбер є апарат колонного типу, у середині якого розташована насадка (рис. 3.2). У цьому абсорбері газ рухається від низу до верху, а розчин МЕА подається крізь розташовані в декілька горизонтальних рядів форсунки з напрямком факела розпилу зазвичай зверху вниз.

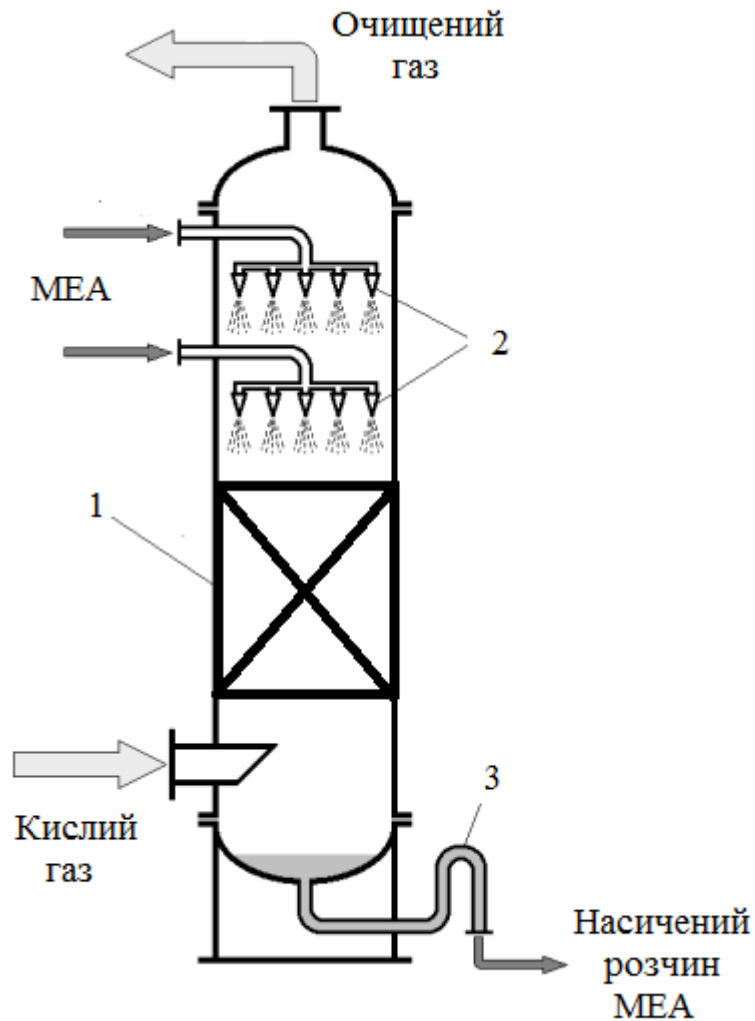


Рис. 3.2. Конструкція розпилюючого абсорберу: 1 – насадка;
2 – форсунки; 3 – вихідний патрубок

Переваги порожніх розпилюючих абсорберів:

- 1) простота пристрою і низька вартість;
- 2) низький гідравлічний опір по газовій фазі.

Недоліки порожніх розпилюючих абсорберів:

- 1) невисока площа поверхні контакту фаз, віднесена до обсягу апарату;
- 2) висока витрата енергії на розпилення MEA;
- 3) винесення крапель MEA при високих швидкостях руху газу;
- 4) зниження рушійної сили через виникнення зворотного перемішування, і, як наслідок, невисока ступінь поділу.

Типові розміри абсорберів: висота до 40-50 м; діаметр до 5 м.

4. РОЗРАХУНОК ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ З ОЧИСТКИ ГАЗУ ВІД КИСЛИХ КОМПОНЕНТІВ.

4.1. Розрахунок абсорбера.

Абсорбційні колони є основними апаратами хімічної промисловості. Значне зростання споживання її продуктів, розширення асортименту, посилення вимог до їх якості викликають необхідність створювати більш досконалі колони, що володіють більшою ефективністю і продуктивністю. Звідси виникає необхідність е якісного, всебічного розрахунку і правильного проектування апарату.

Розрахунок абсорбційних колон проводиться з метою вибору оптимального режиму роботи і визначення основних розмірів апарату.

Повний розрахунок включає термодинамічний, технологічний, гідравлічний і механічний розрахунки, але в даній роботі розглядається саме технологічна частина.

4.1.1. Розрахунок матеріального балансу абсорберу [15].

Геометричні розміри колонного масообмінного апарату визначаються в основному поверхнею масопередачі, необхідної для проведення даного процесу, і швидкостями фаз. Поверхня масопередачі може бути знайдена з основного рівняння масопередачі:

$$F = M / (K_x * \Delta X_{cp}) = M / (K_y * \Delta Y_{cp}), \quad (4.1)$$

де K_x і K_y – коефіцієнти масопередачі відповідно по рідкій і газовій фазах, $\text{кг}/(\text{м}^2 * \text{с})$.

Масу H_2S , що переходила в процесі абсорбції з природного газу в поглинач за одиницю часу, знаходимо з рівняння матеріального балансу:

$$M = G * (Y_{\Pi} - Y_K) = L (X_K - X_{\Pi}), \quad (4.2)$$

де G і L – витрати відповідно чистого поглиначача і інертної частини повітря, кг/с;

X_{Π} , X_K – початкова і кінцева концентрації H_2S в поглинальному розчині МЕА;

Y_{Π} і Y_K – початкова і кінцева концентрації H_2S в природному газі.

Виразимо склади фаз, навантаження по газу і рідині в обраній для розрахунку розмірності:

$$Y_{\Pi} = y_{\Pi} / (\rho_{0y} - y_{\Pi}), \quad (4.3)$$

$$X_{\Pi} = x_{\Pi} / (100 - x_{\Pi}), \quad (4.4)$$

де ρ_{0y} – середня щільність повітря при нормальних умовах.

Витрата МЕА L приймають в 1,5 раз більше мінімального L_{\min} . В цьому випадку кінцеву концентрацію X_K визначають з рівняння матеріального балансу, використовуючи дані по рівноваги:

$$M = L_{\min} * (X_{y\Pi}^* - X_{\Pi}) = 1,5 * L_{\min} * (X_K - X_{\Pi}), \quad (4.5)$$

Звідси

$$X_K = (X_{y\Pi}^* - 0,5 * x_{\Pi}) / 1,5, \quad (4.6)$$

де $X_{y\Pi}^*$ – концентрація H_2S в рідині, рівноважна з газом початкового складу.

Витрата інертної частини газу:

$$G = V_0 * (1 - y_{об}) * (\rho_{0y} - y_{\Pi}), \quad (4.7)$$

де $y_{об}$ – об'ємна частка H_2S в газі.

4.1.2. Розрахунок рушійної сила масопередачі.

Для випадку лінійної залежності між складами фаз, яка приймається як модель ідеального витіснення в потоках обох фаз, що визначають рушійну силу в одиницях концентрації газової фази:

$$\Delta Y_{cp} = (\Delta y_B - \Delta y_M) / [\ln (\Delta y_B / \Delta y_M)], \quad (4.8)$$

де Δy_B і Δy_M – велика та мала рушійні сили на вході потоків в абсорбер і виході з нього.

В даному випадку:

$$\Delta y_B = Y_{\Pi} - Y_{хк}^*, \quad (4.9)$$

$$\Delta y_M = y_{к} - Y_{хн}^*. \quad (4.10)$$

де $Y_{хн}^*$ і $Y_{хк}^*$ - концентрації H_2S в природному газі, рівноважні з концентраціями в МЕА відповідно на вході в абсорбер і виході з нього.

4.1.3. Розрахунок коефіцієнту масопередачі.

Коефіцієнт масопередачі K_y знаходять за рівнянням адитивності фазових дифузійних опорів.

$$K_y = 1 / (1/\beta_y + m/\beta_x). \quad (4.11)$$

де β_y і β_x – коефіцієнти масопередачі відповідно в рідкій і газовій фазах,
 m – коефіцієнт розподілу.

4.1.4. Розрахунок коефіцієнтів масотдачі.

Обираємо насадку – фторопластову хордову, розміром 10x100 мм з кроком отворів 20 мм.

Питома поверхня насадки a , $\text{м}^2/\text{м}^3$;

вільний об'єм ϵ , $\text{м}^3/\text{м}^3$;

еквівалентний діаметр d_e , м;

насіпна щільність ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$.

Для колон з невпорядкованою насадкою коефіцієнт масотдачі β_y можна знайти з рівняння:

$$N_{uy} = 0,407 * (Re_y)^{0,665} * (Pr_y)^{0,39}, \quad (4.12)$$

N_{uy} – дифузійний критерій Нуссельта газової фази;

Re_y – критерій Рейнольдса для газової фази в насадці;

Pr_y – дифузійний критерій Прандтля газової фази;

D_y – коефіцієнт дифузії речовини в газовій фазі, $\text{м}^2/\text{с}$.

Коефіцієнт дифузії H_2S в газі можна розрахувати за рівнянням:

$$\beta_y = (N_{uy} * D_y) / d_e. \quad (4.13)$$

Коефіцієнт масотдачі в рідкій фазі β_x знаходимо з рівнянь:

$$N_{uy} = 0,407 * (Re_y)^{0,75} * (Pr_y)^{0,5}, \quad (4.14)$$

$$N_{uy} = \beta_x * S_{np} / D_x . \quad (4.15)$$

4.1.5. Розрахунок поверхні масопередачі і висоти колони.

Знаходимо за формулою (4.1) поверхню масопередачі F , m^2 .

Висоту насадки, необхідну для створення даної поверхні визначаємо як:

$$H = F / (0,785 * a * D^2 * \varphi_a) . \quad (4.16)$$

де D – діаметр обичайки абсорбера ($D = 1,5$), м;

φ_a – коефіцієнт змочування насадки ($\varphi_a = 1$).

Розраховуємо загальну висота колони

$$H_k = Z * n + (n - 1) * h_p + Z_b + Z_n . \quad (4.17)$$

де Z – висота насадки в одній секції, м;

n – число секцій;

h_p – висота проміжків між секціями насадки, в яких встановлюють розподільники рідини, м;

Z_b і Z_n – відповідно висота сепараційного простору над насадкою і відстань між днищем колони і насадкою, м.

Відстань між днищем абсорбера і насадкою визначається необхідністю рівномірного розподілу газу по поперечному перетину колони. Зазвичай цю відстань приймають рівним $1-1,5d$.

Відстань від верху насадки до кришки абсорбера залежить від розмірів розподільчого пристрою для зрошення насадки і від висоти сепараційного простору, в якому часто встановлюють крапле відбійні пристрої для запобігання виносу крапель з колони.

Значення Z_B і Z_H обирають у відповідності до даних, наведених у табл.

4.1.

Таблиця 4.1

Значення Z_B і Z_H в залежності від діаметру колони

Діаметр колони, мм	Z_B , мм	Z_H , мм
400-1000	600	1500
1200-2200	1000	2000
2400 і більше	1400	2500

4.1.6. Гідравлічний опір абсорберів.

Гідравлічний опір обумовлює енергетичні витрати на транспортування газового потоку крізь абсорбер.

$$\Delta P = \Delta P_c * 10^{bU}, \quad (4.18)$$

де ΔP_c - гідравлічне опір сухої насадки, Па;

U – щільність зрошення, $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$;

b – коефіцієнт (приймаємо, що $b=184$).

Опір сухої насадки:

$$\Delta P_c = \lambda * (H/d_e) * (\omega_0^2/2) * \rho_y. \quad (4.19)$$

де λ – коефіцієнт опору насадки;

ω_0 – швидкість газу в вільному перетині насадки (в м/с).

Коефіцієнт опору насадки визначаємо за формулою

$$\lambda = 6,64/\text{Re}^{0,375}. \quad (4.20)$$

4.2. Конструктивний розрахунок абсорбера.

4.2.1. Механічні розрахунки.

Використовувана сталь марки 15х5 М-У [16].

Припустима напруга для обраного матеріалу можна визначити за формулою:

$$[\sigma] = \eta * \sigma, \quad (4.21)$$

де σ – нормальна напруга, що допускається,

η – коефіцієнт.

4.2.2. Розрахунок товщини обичайок.

Виконавчу товщину тонкостінної гладкою циліндричної обичайки, навантаженої внутрішнім надлишковим тиском, розраховуємо за формулою:

$$S_R = \frac{P_o * D}{2 * [\sigma_a] * \varphi - P_o}, \quad (4.22)$$

$$S = S_R + C, \quad (4.23)$$

P_o – надлишковий тиск на обичайку, МПа;

D – діаметр обичайки, мм;

φ – коефіцієнт міцності зварних швів.

C – товщина зварного шву, мм.

4.2.3. Розрахунок товщини днища.

Товщину еліптичного напівсферичного днища визначають за формулою:

$$S_R = \frac{P_p * D}{2 * [\sigma_a] * \varphi - P_p}, \quad (4.24)$$

P_p – надлишковий тиск на напівсферичне днище, МПа;

Далі величину S розраховуємо за формулою (4.23).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Скобло А.И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов / А.И. Скобло, Ю.К.Молоканов, А.И.Владимиров, В.А.Щелкунов. - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 677 с.
2. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие. Под ред. С. А. Ахметова. – СПб.: Недра, 2006. – 868 с.
3. Бондарь В.И. Коррозия и защита материалов. Учеб. Пособие / В.И.Бондарь. Мариуполь: ПГТУ, 2009.–126с.
4. Дытнерский Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии / Ю.И. Дытнерский. М.: Химия. 1995. – 400с.
5. Гурьевич И.Л. Общие свойства и первичные методы переработки нефти и газа / И.Л. Гурьевич. — М., Мир, 1993. – 271 с.
6. Смидович В. Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородов / В. Смидович. – М., Химия, 2000. – 327 с.
7. Томас Ч. Промышленные каталитические процессы и эффективные катализаторы / Ч. Томас. – М., Мир, 1993. – 271 с.
8. Промышленные катализаторы. Гидрогенизации переработки нефти/ Е.Д. Радченко и др. – Л., Химия 1995. – 274.
9. Магарил Р.З. Теоретические основы химических основ переработки нефти / Р.З. Магарил. – Л., Химия, 1995. – 274 стр.
10. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа/ под. ред. Б.И.Бондаренко. – М., «Химия», 1993 – 185с.
11. Ветошкин А.Г. Процессы и аппараты газоочистки. Учебное пособие / А.Г. Ветошкин. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2006. – 201 с.
12. Ветошкин А.Г. Процессы и аппараты защиты атмосферы от газовых выбросов. Учебное пособие по проектированию / А.Г. Ветошкин. – Пенза: Изд-во Пенз. технол. ин-та, 2003. – 154с.
13. Рамм В.М. Абсорбции газов / В.М. Рамм. – М.: Химия, 1976. –656 с.

14. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов : учебное пособие / Е.П. Запорожец, Д.Г. Антониади, Г.К. Зиберт и др.; ФГБОУ ВПО КубГТУ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.

15. Тимонин А.С. Основы конструирования и расчета технологического и природоохранного оборудования / А.С. Тимонин. – М.: Москва, 2002. –135с.

16. Владимиров А.И. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки (краткий справочник) / А.И. Владимиров, В.А. Щелкунов, С.А. Круглов. – М.: Москва, Нефть и газ, 1996. – 812с.

ЗМІСТ

ВСТУП	3
1. ПРАВИЛА ОФОРМЛЕННЯ ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	4
1.1. Загальні положення	4
1.2. Структура дипломної роботи	5
2. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПРОЦЕСУ ОЧИСТКИ ГАЗУ ВІД КИСЛИХ КОМПОНЕНТІВ	9
2.1. Склад і фізико-хімічні властивість природного газу.....	9
2.2. Необхідність очищення газів від хімічних домішок.....	14
3. ТЕХНОЛОГІЯ ОЧИСТКИ ГАЗУ ВІД КИСЛИХ КОМПОНЕНТІВ.....	16
3.1. Характеристика методи очищення газів від кислих компонентів.....	16
3.2. Технологічна схема абсорбційної очистки природного газу.....	19
3.3. Конструкція абсорбера для очищення природного газу	22
4. РОЗРАХУНОК ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ З ОЧИСТКИ ГАЗУ ВІД КИСЛИХ КОМПОНЕНТІВ.....	24
4.1. Розрахунок абсорбера.....	24
4.1.1. Розрахунок матеріального балансу абсорберу.....	24
4.1.2. Розрахунок рушійної сила масопередачі.....	26
4.1.3. Розрахунок коефіцієнту масопередачі.....	26
4.1.4. Розрахунок коефіцієнтів масотдачі.....	27
4.1.5. Розрахунок поверхні масопередачі і висоти колони.....	28
4.1.6. Гідравлічний опір абсорберів.....	29
4.2. Конструктивний розрахунок абсорбера.....	30
4.2.1. Механічні розрахунки.....	30
4.2.2. Розрахунок товщини обичайок.....	30
4.2.3. Розрахунок товщини днища.....	31
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ	32

Навчальне видання

Методичні вказівки з виконання випускної кваліфікаційної роботи
«Проект установки очищення природного газу від кислих компонентів»
для студентів денної та заочної форм навчання освітнього ступеня
«бакалавр» зі спеціальності 161 «Хімічні технології та інженерія»

ГРИГОРОВ Андрій Борисович
СІНКЕВИЧ Ірина Валеріївна
МАРДУПЕНКО Олексій Олександрович

Відповідальний за випуск проф. Мирошніченко Д.В.
В авторській редакції