

МІНІСТЕРСТВО АГРАРНОЇ ПОЛІТИКИ УКРАЇНИ
ВСП «ОХТИРСЬКИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ СНАУ»

*Природні та штучні
гази*

2003

Природні та штучні гази. Курс лекцій.
Автор Колесник Л.І., викладач Охтирського державного аграрного технікуму
Рецензенти: Гач М.Г.
Редактор:
Відповідальна за випуск Мороз Л.В.

Модуль №1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ГАЗИ

Лекція 1. Предмет і завдання курсу природні та штучні гази

1. Вступ.
2. Основні споживачі газу.
3. Значення газу.
4. Класифікація газів.

В XVII ст. Нідерландський хімік Я.Б. Ван Гельмонт ввів термін “газ” (від грецького “хаос”) для позначення повітряно подібних речовин.

Перші відомості про горючі гази знайдено в рукописах стародавніх істориків. Так історик Геродот за 1,5 тис. років до н.е. писав про “вічні вогні” на горі Химері (Мала Азія).

Газова промисловість бере свій початок з використання штучного газу, хоча за деякими відомостями, в Китаї ще в X столітті до н.е. застосовували природний газ для випарювання солі, освітлення та як джерело тепла. Поступав він до місця споживання по бамбукових трубах.

Джерела горючих газів були відомі в Ірані, Іраці, Індії, Азербайджані, на Кавказі.

Практичне використання горючого газу почалося в кінці XVIII та на початку XIX ст. і особливо поширилось після винаходу німецьким хіміком Бензеном газового пальника для освітлення міських вулиць.

З 1861-1882 рр. газові заводи були побудовані зокрема в Києві, Харкові, Одесі.

В довоєнні роки розпочалася газифікація міст Донецька, Маріуполя, Макіївки.

А в після воєнні роки збудовані газопроводи: Дашава – Київ, Шебелинка – Полтава – Київ, Шебелинка – Дніпропетровськ – Одеса та ін.

З 1960 року різко зросло використання зрідженого газу (у балонах), що дало змогу газифікувати багато квартир в містах і селах. Це привело до зміни паливного балансу країни – доля газу в ньому збільшилась.

Основними споживачами газу є:

- ✓ комунально-побутовий сектор;

Література

1. Стаскевич Н.Л., Вигдорчик Д.Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. Л. «Недра», 1986.
2. Народне господарство України в 1992 році. Статистичний щорічник, К. Техніка, 1993.
3. Осинчук З.П. Эффективность новых технических решений //Нефтяная и газовая промышленность, 1982 №4.
4. Журнали Нафтова і газова промисловість 1999-2000 р. № 1, 4, 6.

- 5) використання безточних систем каналізації, виробничозливних систем каналізації, виробничозливних і факельних стоків;
- 6) повне використання пластових і промислових стічних вод для закачки в продуктивні пласти з метою підтримання пластових тисків;
- 7) біологічна очистка господарсько-побутових стічних вод на газопереробних заводах;
- 8) внутрішнє протикорозійне покриття трубопроводів, які перекачують пластову воду.

Головні заходи по економії природного газу

1. Автоматизація режиму горіння в промислових печах.
2. Реконструкція сушильних установок.
3. Використання ресурсів вторинного тепла.
4. Покращення теплоізоляції печей і промислових споруд.
5. Перехід на безвихідну технологію.
6. Зниження температури в виробничих цехах.

В одній великій компанії в США (50 тис. робочих) створена централізована служба по економії палива.

В хімічній промисловості США для підготовки інженерно-технічних працівників, які обслуговують газові установки, створений тренажер, обладнаний системою автоматичного управління режимом горіння по заданому мінімальному O_2 в продуктах спалювання.

В керамічній промисловості Великобританії діє комітет по економії газу та інших видів палива.

В керамічній промисловості раніше осушку глини здійснювали з застосуванням пару, генерованого в котельних установках підприємств, а керамічні труби обпалювали в печах періодичної дії. Більша економія досягнута після установки печей неперервної дії. Тепло продуктів згорання, яке відводиться з печей, використовується для сушки глини. До складу обпалюваної глини спалюють шахтний газ. В наслідок цих заходів, витрати палива знижені майже в 7 разів.

У Франції діє система премій за економію природного газу і система штрафів за його перевитрату.

В промисловості Австрії надається велике значення навчання інженерно-технічного персоналу, який обслуговує газові установки прогресивним методам роботи.

При газовій корпорації Австралії створено управління по навчання заводського персоналу і наданню допомоги промисловим підприємствам з питань економії природного газу.

- ✓ енергетика;
- ✓ хімічна промисловість;
- ✓ чорна і кольорова металургія;
- ✓ машинобудування;
- ✓ промисловість будівельних матеріалів;
- ✓ нафтогазова промисловість;
- ✓ сільськогосподарське виробництво та інше.

Значення газу:

- ✓ це цінна хімічна сировина для добування дуже багатьох речовин (волокон, пластмас, синтетичного каучуку, миючих засобів, полімерних матеріалів);
- ✓ газ поліпшує паливний баланс країни;
- ✓ при менших витратах коштів матеріальних ресурсів і трудових затрат різко зростає продуктивність праці, потужність діючих підприємств, підвищується якість продукції – якщо використовується газоподібне паливо;
- ✓ газове паливо звільняє десятки мільйонів громадян від малопродуктивної праці по доставці, підготовці і використанні палива, адже газ – це висококалорійне, транспортабельне і беззолне паливо;
- ✓ застосування газу різко збільшує добробут людей, покращує санітарно-гігієнічні умови життя, підвищує загальну культуру;
- ✓ газ позитивно впливає на екологічний стан, повітря стає чистішим від сажі;
- ✓ на газі зараз працюють двигуни внутрішнього згорання.

До споживачів газ транспортується по газопроводах. Для підвищення ефективності магістральних газопроводів, щоб подача газу була безперебійною і рівномірною часто будують підземні газові сховища. Часто для цього використовують підземні пустоти під землею.

Україна забезпечує власні потреби газу з власних родовищ на 20%.

Класифікація газів:

Всі природні гази за складом діляться на чотири групи:

- ✓ вуглеводневі;
- ✓ вуглекислі;
- ✓ азотні;
- ✓ змішані.

До вуглеводневих – відносяться гази, які мають в своєму складі не менше 50% різних вуглеводнів.

Вуглеводневі гази поділяються на гази чисто газових родовищ, попутні та газоконденсатні.

Гази чисто газових родовищ називаються сухими тому, що в них мало гомологів метану.

Попутні гази, які розчинені в нафті називаються жирними. Присутня велика кількість етану, пропану, бутанів і навіть пентанів, тобто гомологів метану.

Існує класифікація газів за жаропродуктивною здатністю.

Лекція 2. Розвиток газової промисловості на Україні

1. З історії розвитку газової промисловості України.
2. Трубопровідний транспорт України.
3. Основні регіони покладів нафти та природного газу.
4. Геологорозвідувальні роботи.

Газова промисловість України бере свій початок у Прикарпатті — одному з найстаріших нафтогазопромислових регіонів Європи. Перші спроби використання попутного газу нафтових родовищ відносяться до початку нашого століття, коли газ почали застосовувати як паливо для парових котлів на бурових. Перший газопровід для подачі нафтового газу з Борислава до Дрогобича завдовжки 12 км був побудований в 1912 р. [1].

У 1912 р. під час буріння на сіль в районі м. Калуша були відкриті газоносні горизонти. Але свердловини виявились малопродуктивними і промислового значення цей газ не мав. Лише в другій половині 30-х років "Товариством по експлуатації солі поташевої" на Калуському родовищі було пробурено п'ять свердловин і організовано бригаду по газопостачанню калійного комбінату. З 1933 р. по 1940 р. видобуток газу склав 95 млн. м³.

Розширення геологорозвідувальних робіт в регіоні зумовило відкриття в 1920 р. Дашавського газового родовища. Газові поклади були виявлені на глибині 400 м. Під час поглиблення розвідувальної свердловини 18 квітня 1921 р. з глибини 740 м був одержаний потужний приплив газу з добовим дебітом 720 тис. м³. Подальша розвідка цієї площі підтвердила відкриття великого родовища природного газу, початкові запаси якого пізніше були оцінені в 13,2 млрд. м³.

Промислова експлуатація Дашавського родовища почалась в 1924 р., коли газ подали до сіл Дашава і Гельзендорф та проклали газопровід завдовжки 14 км діаметром 168 мм до м. Стрий. Цей рік прийнято вважати початком розвитку газової промисловості України.

Згодом були прокладені газопроводи Стрий — Дрогобич — Борислав — Стебник (довжина 55 км), Дашава — Жидачів — Ходорів, а в 1929 р. — Дашава — Львів (довжина 81 км) [2].

У 1930 р. з Дашавського родовища було видобуто вже 95,3 млн. м³ газу, а в 1939 р. — 203,7 млн. м³.

Природний газ видобували також в інших регіонах республіки, а саме в Приазов'ї поблизу Мелітополя. Свердловини на газ тут почали

Для зменшення забруднення атмосфери вуглеводнями і іншими компонентами, які містяться в газі (передбачено його спалювання в факелі). Застосовують такі факельні системи:

- низького тиску, які обслуговують цехи і установки, які працюють під тиском до 0,2 МПа;
- високого тиску – вище 0,2 МПа;
- локальні, аварійні, які працюють під низьким тиском.

Робота факельної установки вважається задовільною, якщо здійснюється повне і бездимне згорання газів.

Бездимного спалювання досягають змішуючи їх з водяною парою або ж подаючи розпилену воду.

Зараз розроблено декілька десятків процесів доочистки виходячих газів. З них виділяють 4 головні групи:

- 1 – низькотемпературні;
- 2 – абсорбційні з попереднім спалюванням виходячих газів;
- 3 – абсорбційні;
- 4 – основані на каталітичній конверсії сірчистих сполук в сірководень.

Французьким інститутом нафти розроблено процес „Клауспол-1500”, в якому застосовується поліетиленгліколь, розчиняючий Н₂, але не розчиняючий сірку і сам не розчинений в розплавленій сірці.

Температура = 130⁰С. Рідка сірка відводиться прямо з нижньої частини абсорбера.

Зараз більше застосовують для обробки газів молекулярні сита.

Рекультивация земель на підприємствах нафтової та газової промисловості

Якщо при розробці твердих корисних копалин ґрунт порушується в основному природними відвалами і кар'єрами, то при розвідці, видобутку, зборі, підготовці і транспортуванні нафти і газу землю займають численні нафтопромислові об'єкти: скважини, технологічні ємності і резервуари, лінії електропередач, очисні споруди, компресори, нафтозбірні пункти, установки підготовки нафти та газу і т.п.

Для запобігання забруднення ґрунтів при проектуванні об'єктів облаштування передбачені наступні заходи:

- 1) повна герметизація систем збору, сепарації і підготовки нафти та газу;
- 2) автоматичне виключення скважин відсікачами при прориві викидної лінії;
- 3) установка сталевих гідрофіцированих засувок та нафтогазозбірних сітях;
- 4) покриття ізоляцією посиленого типу магістральних нафтопроводів з 100% просвічуванням стиків на одноточних переходах через штучні та природні перепони;

газоперекачуючих агрегатів (CO, CO₂, CH₄, O, O₂) сажисті частинки, (бензапірен, одорант).

Щоб зменшити забруднення при транспортуванні газу, рекомендують заходи:

- використання інгібіторів корозії;
- застосування перспективних засобів очистки газопроводів, виключаючих продувку в атмосферу;
- використання спеціальних фільтрів;
- пропускання газів;
- стравлювання із звільнених підземних ємностей з під одоранта через систему окислювачів.

Для зменшення втрат газу були використані наступні засоби:

- 1) Перепуск газу із газопроводу, що ремонтують з підвищеним тиском в газопровід з більш низьким тиском.
- 2) Перекачка газу з ремонтуємої ділянки газопроводу в сусідню прилеглу ділянку даного або ж паралельно розташованого газопроводу, стаціонарними або ж передвижними компресорами.
- 3) Призупинка видобутку газу на промислах із низьконапірних скважин, які працюють в газопровід низького тиску і перепуск в нього газу з ремонтуємої ділянки газопроводу високого або середнього тиску.
- 4) Відбір проб газу споживачами.

Завдяки цьому стравлюваного в атмосферу газу зменшується більш чим в три рази.

На магістральних трубопроводах для транспорту нафти і нафтопродуктів з застосуванням автоматики і телемеханіки з'явилась можливість в багатьох випадках повністю перейти на режим перекачки „з насоса в насос” без використання буферних резервуарних парків.

Захист атмосфери на об'єктах видобутку і переробки природного газу

Щоб запобігти забрудненню повітряного басейну газовидобувними підприємствами передбачають такі заходи:

- 1) вірний вибір матеріалів для обладнання, трубопроводів, арматури, контрольно-вимірювальних засобів, приборів, автоматики, які працюють в середовищі, де є кислі гази;
- 2) герметизацію систем по видобутку, транспорту і промисловій підготовці газу і вуглеводневого конденсату;
- 3) застосування систем автоматичних блоків і аварійної зупинки, забезпечуючих відключення обладнання без розгерметизації системи⁴
- 4) використання як палива і для різних технологічних потреб газу, який пройшов осушку, сіркоочистку;
- 5) застосування закрито: факельної системи для ліквідації викидів сірководню при продувці скважин, трубопроводів, ремонті технологічних установок з наступним спалюванням його в факелах.

бурити в 1929 р., а газ використовувався місцевими споживачами — колгоспами, радгоспами та невеликими підприємствами.

Протягом 1940 р. було освоєно нове Опарське газове родовище з початковими запасами 13,8 млрд. м³ і побудовано газопровід Опари — Борислав. В 1941 р. прокладено другу нитку газопроводу Дашава — Львів діаметром 300 мм, що мало велике значення для поліпшення житлово-побутових умов населення, а також для індустріалізації міста.

У 1940 р. видобуток газу в Україні становив 495 млн. м³.

Розширення обсягів геологорозвідувальних робіт та експлуатаційного буріння, які вже в 1945 р. становили 23,1 тис. м проти 19,8 тис. м в 1940 р. [3], дало можливість повністю розвідати Дашавське родовище, виявити основні горизонти на Опарському, Угерському і Косівському родовищах, відкрити потужне Більче-Волицьке газове родовище.

Відкриття достатніх запасів газу зумовило будівництво газопроводу Дашава — Київ діаметром 500 мм, довжиною 509 км. В 1948 р. газопровід був введений в експлуатацію і міста Київ та Тернопіль першими одержали високоефективне і зручне паливо — природний газ. Це був найпотужніший на той час на Європейському континенті газопровід, пропускна здатність якого після будівництва компресорних станцій в Тернополі, Красилові, Бердичеві та Боярці перевищила 1,9 млрд. м³ на рік. В 1951 р. газопровід був продовжений через Брянськ до Москви.

У 1950 р. в Україні експлуатувалось чотири газових родовища Львівської області, з яких газ подавався в магістральні газопроводи, а також два родовища Івано-Франківської області, які забезпечували газом місцевих споживачів. Видобуток газу збільшився до 1,54 млрд. м³, що становило 25 % від загального обсягу видобутку в тодішньому СРСР.

Подальше збільшення обсягів геологорозвідувальних робіт і переміщення їх у східні та південні регіони України зумовили відкриття унікального Шебелинського газоконденсатного родовища в Харківській області. Перший фонтан газу був одержаний 3 травня 1950 р. із св. 1 з нижньоангідритового горизонту з глибини 1650 м.

У 1950 — 1951 рр. на площі було закладено дев'ять свердловин з проектними глибинами 1700 — 3000 м. Під час випробування св. 3 дебіт становив 580 тис. м³, абсолютно вільний дебіт св. 2 виявився 1 млн. м³ на добу при пластовому тиску 25 МПа, а св. 21—6,5 млн. м³ на добу. Запаси газу на цьому родовищі, як показали підрахунки, становили 650 млрд. м³.

Шебелинське родовище введено в експлуатацію в 1956 р. після прокладання газопроводу діаметром 426 мм, довжиною 62 км Шебелинка — Харків. Першими споживачами природного газу стали Харківська ТЕЦ-3 та Чугуївська ДРЕС, до якої в цьому ж році був підведений газопровід довжиною 25 км.

Для переробки газоконденсату побудовано Шебелинський газопереробний завод, перша черга якого вступила в дію в 1957 р.

У цей же період в Прикарпатті були відкриті Більче-Волицьке, Рудківське та Битківське родовища.

Відкриття та введення в експлуатацію нових газових родовищ зумовило будівництво таких великих магістральних газопроводів, як Шебелинка — Кривий Ріг — Одеса з подальшим продовженням його до Кишинєва і відгалуженнями до Дніпропетровська, Запоріжжя, Миколаєва, Херсона та Ін.; Шебелинка — Острогозьк; Шебелинка — Київ з відводами до Полтави, Кременчука, Черкас; Дашава — Мінськ, який згодом був продовжений до Вільнюса та Риги.

У 1955 р. прокладено газопровід Угерсько — Івано-Франківськ, що дало змогу газифікувати обласний центр, а також Калуш та Болехів, в 1958 р. — газопровід Косів — Чернівці.

Введення в експлуатацію нових родовищ, будівництво магістральних газопроводів, міських газових мереж, газифікація населених пунктів та підприємств дали змогу збільшити видобуток природного і попутного газу в 1960 р. до 14,2 млрд. м³, а в 1965 р. — до 39 млрд. м³, що становило 30 — 31 % від тодішнього союзного рівня видобутку. Загальна довжина магістральних газопроводів в 1960 р. становила 4,1 тис. км, розподільної мережі — 3,4 тис. км, а в 1965 р. уже відповідно 73 і 8,2 тис. км [3].

З відкриттям в 60-х роках у східних районах України таких великих та середніх родовищ, як Єфремівське, Кегичівське, Глинсько-Розбишівське, Хрещищенське, Соснівське. Пролетарське, Гадяцьке та інших виникла необхідність будівництва в 1968 — 1970 рр. нового, найбільш потужного в республіці магістрального газопроводу-колектора Єфремівка — Диканька — Київ з продовженням його до західних, регіонів України (діаметр 1020 мм, довжина 1100 км). Газопровід об'єднав два найбільші нафтогазоносні регіони — Дніпровсько-Донецьку западину і Прикарпаття — в єдину газотранспортну систему.

За цей же період у Львівській та Івано-Франківській областях були відкриті Хідновицьке, Північно-Мединицьке, Кавське, Космацьке, Іванківське, Росільнянське, Пинянське, Богородчанське родовища природного газу та побудовано газопроводи Угерсько — Івано-Франківськ — Чернівці діаметром 500 мм і довжиною 220 км, Пасічна — Долина того самого діаметра, довжиною 70 км та ін. В 1969 — 1970 рр. для поліпшення газопостачання Донбасу побудовано газопровід Шебелинка — Слов'янськ діаметром 700 мм, довжиною 120 км.

Перший газовий фонтан, що започаткував розвиток газової промисловості в Криму, одержано у квітні 1961 р., а в грудні 1966 р. природний газ із Глібівського газоконденсатного родовища прийшов до Сімферополя. В 1968 р. вводиться в розробку Задорненське, а в 1970 р. —

викидів, їх кількість і склад, максимально розрахункову їх концентрацію при земному шарі населених місць.

Методи і засоби контролю за забрудненням атмосфери

1. Апаратура відбору проб:

- ✓ відбірник типу „компонент”;
- ✓ електроаспіратор ЕА-1, ЕА-2.

Газоаналізатори — газова проба надходить в електролітичний елемент через полупроникну мембрану. Тут вона дифундує через тонку рідку плівку до електрода, де відбувається віддача заряду. Концентрація забруднювача прямо пропорційне виникаючому в елементі потенціалу. Прибори дешеві.

2. Спектрографи.

3. Лазерне зондування.

4. Хроматографія.

Заходи по охороні

1. Раціональна організація експлуатації всього комплексу резервуарного господарства, установок і трубопроводних комунікацій з дотриманням всіх правил по експлуатаційному догляду за ними.
2. Герметизація всіх систем транспорту і зберігання нафти і нафтопродуктів.

Розрахунками встановлено, що газові втрати бензину від випаровувань при зберіганні в наземних резервуарах — 0,3% при заповненні на 70%. В південній зоні втрати в 1,5 рази більше.

Щоб зменшити треба:

- 1) Застосовувати конструкції резервуарів, які передбачають зменшення об'єму газового простору;
- 2) Зберігання нафтопродуктів під підвищеним тиском;
- 3) Застосовувати газозловлювачі пристрої;
- 4) Забезпечити відбиваючо-тепловий захист резервуарів для зниження негативного впливу сонячної радіації з метою зменшення коливань температури газового простору (білою алюмінієвою емаллю покрасити зовнішню і внутрішню поверхні резервуарів, зрошення криш резервуарів, екрани відбивачів);
- 5) Ефективно (зменшення об'єму газового простору) застосовувати резервуари з плаваючими кришами або понтонами;
- 6) Зберігання нафтопродуктів під підвищеним тиском;
- 7) Застосовувати для зберігання — заглиблені і підземні резервуари — виключаються втрати від „малих дихань”, так як немає сонячного опромінення.

В процесі очисних і ремонтних робіт на магістральних газопроводах головними забруднювачами атмосфери є природні гази, які містять вуглеводні парафінового ряду (метан, етан і т.п.) вихлопні гази

Таблиця № 10 – Концентрація деяких токсичних інгредієнтів в продуктах згорання природного газу і високосірчастого мазуту

Речовина	Клас небезпечності	ПДК мг/м ³ в повітрі	Максимально в вихідних газах см · мг/м ³	Токсична кратність см/ПДК
СО ₂	2	0,085	1200/1000	1400/120
Бензпірен	1	0,000001	0,001/0,001	0
Пятноокис ванадію	1	0,002	30	1000/100 15000
Сажа (копоть)	-	0,05	1000	
Сірчистий ангидрид	3	0,5	6000	20000 1200
Фармальдегід	2	0,012	12	
Окис вуглецю	4	1,00	300	1000 300

Промислові підприємства і технологічне обладнання, які є джерелами забруднення ділять на 4 групи в залежності від якісного складу і шкідливості виходів.

До 1 групи відносяться виробництва, які мають умовно чисті викиди в атмосферу, які не перевищують санітарно-гігієнічні норми.

До 2 – які мають неприємно пахучі викиди в атмосферу.

До 3 – значні викиди в атмосферу нетоксичних речовин.

До 4 – викиди канцерогенних або отруйних речовин.

Адміністрація повинна проводити перевірку ефективності роботи газоочисних споруд 2 і 3 груп після кожного капітального ремонту, але не рідше 1 разу на рік. Установок 4 групи – після кожного капремонту, але не рідше 1 разу в 3 місяці.

Нові змонтовані і реконструйовані апарати приймає спеціальна комісія.

Заміряють:

- кількість газу, який проходить через апарат (м³/ч);
- хімічний склад газу (%);
- вологість газу (абсолютна г/м³ сух. речовин);
- запылюваність газу до і після апарату (г/м³);
- фракційну ефективність уловлювання.

По отриманим даним складають технічні паспорти на установку, агрегат, ділянку, підприємство, що дозволяє визначити найбільш небезпечні для забруднення атмосфери об'єкти.

В технічному паспорті на викиди шкідливих речовин в атмосферу указують джерела викиду, місто викиду, причини утворення шкідливих

Джанкойське газові родовища. З відкриттям на Арабатській стрілці Стрілкового газового родовища, частина якого розташована під дном Азовського моря, вперше виникла необхідність вирішення питань видобутку газу в акваторії Азовського та Чорного морів.

Для розширення газифікації населених пунктів Криму побудовано газопроводи Сімферополь — Севастополь з відводами до міст Саки та Євпаторія, Джанкой — Сімферополь. Після будівництва газопроводу Херсон — Крим в 1977 р. газопроводи Криму об'єдналися з газотранспортною системою України.

У 1970 р. в Україні вже експлуатувалось 43 газових і газоконденсатних родовища. Видобуток природного і попутного газу збільшився до 61,3 млрд. м³, загальна довжина газопроводів становила 10,9 тис. км.

Семидесять років характеризуються подальшим розвитком газової промисловості України. Вводяться в експлуатацію нові родовища, свердловини, установки комплексної підготовки газу. Видобуток газу продовжував збільшуватись і в 1975 — 1976 рр. досягнув максимального рівня — 68,7 млрд. м³ на рік.

У зв'язку з поступовим виснаженням основних газових родовищ, відставанням геологорозвідувальних робіт і приросту запасів від темпів видобутку газу, погіршенням якості та деконцентрацією запасів з другої половини 70-х років починається зниження обсягу видобутку газу, і в 1980 р. він становив уже 54,8 млрд. м³. Незважаючи на введення в експлуатацію в наступні роки 44 нових газових і газоконденсатних родовищ, у тому числі трьох родовищ в акваторії Чорного моря, видобуток газу продовжував зменшуватись і в 1990 р. він становив 28,1 млрд. м³, а в 1993 р. — 19,2 млрд. м³. В останні два роки видобуток газу стабілізувався і становив в 1994 р. 18,3, а в 1995 р. — 18,1 млрд. м³.

Відповідно змінювалась і частка газу в структурі видобутку палива в Україні. Якщо в 1950 р. частка газу становила 2,5 %, в 1960 р. — 10,9 %, в 1970 р. — 28,8 %, в 1975 р. — 30,9 %, то в 1985 р. вона зменшилась до 26,7 %, в 1990 р. — до 19,8 %, в 1993 р. — до 19,4 % [3 - 5].

Газотранспортна система у цей же період продовжувала інтенсивно розвиватись. Введено в експлуатацію газопроводи Шебелинка — Диканька — Київ, Київ — Захід України, Івацевичі — Долина, Новодар'ївка — Амвросіївка. Розширено системи Шебелинка — Дніпропетровськ — Кривий Ріг — Ізмаїл, Долина — Ужгород — Державний кордон, Шебелинка — Харків та ін.

Перші поставки природного газу за межі України почались ще в 1943 р., коли був побудований газопровід Опари — Самбір — Стальова Воля (Польща). З 1951 р. український газ почав подаватись до Росії, з 1960 р. — до Білорусії з 1961 р. — до Литви, з 1962 р. — до Латвії, з 1966

— до Молдови. В 1967 р. почалась подача газу до тодішньої Чехословаччини, в 1967 р. — до Болгарії через територію Румунії, в 1975 р. — до Угорщини.

У зв'язку із збільшенням споживання газу в Україні, обсяги якого починаючи з 1978 р. стали перевищувати обсяги його видобутку, і необхідністю розширення експортних поставок колишнього СРСР в 1978 р. закінчується будівництвом трансконтинентальний газопровід "Союз" діаметром 1420 мм з робочим тиском 7,3 МПа, довжина якого на території України становить 1567 км. Цим газопроводом газ із Оренбурзького родовища Росії почав експортуватись до країн Центральної і Західної Європи, а також використовуватись споживачами України.

У 1980 р. загальна довжина газопроводів України становила 20 тис. км, кількість компресорних станцій збільшилась до 53, загальна їх потужність зросла до 2,4 тис. МВт.

У 1985 р. побудовано газопровід Уренгой — Ужгород діаметром 1420 мм довжиною на території України 1160 км. Якщо на газопроводі "Союз" були встановлені газоперекачувальні агрегати одиначною потужністю 10 МВт, то на газопроводі Уренгой — Ужгород вперше використані агрегати по 25 МВт.

У наступні роки будуються газопроводи Єлець — Курськ — Диканька, Новопсков — Шебелинка, Курськ — Київ, Новопсков — Лоскутівка, розширюється система Шебелинка — Дніпропетровськ — Кривий Ріг — Ізмаїл, будуються газопроводи "Прогрес", Єлець — Кременчук — Кривий Ріг, Кременчук — Ананьїв — Богородчани, Ананьїв — Тирасполь — Ізмаїл ін. Вдало вибраний напрямок останніх газопроводів дав можливість закріплювати українську систему газопроводів та підключити до неї споживачів півдня України.

Розвитку газової промисловості України постійно сприяла робота по підвищенню технічного рівня та ефективності внаслідок впровадження досягнень науково-технічного прогресу.

Ще в 50-і роки на Шебелинському родовищі було вперше в тодішньому СРСР впроваджено технологію низькотемпературної сепарації газу шляхом використання природного холоду за рахунок розширення газу. В 60-і роки вперше почали вводити в експлуатацію родовища прискореним методом — суміщенням етапів розвідки та розробки. В наступні десятиріччя особливу увагу приділяли збільшенню одиначної потужності свердловин, технологічних ліній, установок комплексної підготовки газу, діаметру магістральних газопроводів, одиначної потужності газоперекачувальних агрегатів [6].

У 1981 р. вперше введено в експлуатацію установку і реалізовано технологію розробки Новотроїцького газоконденсатного родовища із застосуванням сайклінг-процесу. Протягом останніх років така технологія

Таблиця № 9 – Класифікація забруднювачів навколишнього середовища на об'єктах дальнього транспорту

Забруднювач	Об'єкт	Стан утилізації	Заходи по покращенню стану охорони навколишнього середовища
ГАЗОПОДІБНІ КОМПОНЕНТИ			
Природні гази, які містять вуглеводні складу: метан, етан, пропан, і т.п.	ГКС-ГРС, пром. площадки, лінійна частина магістр. газопроводів	Ліквідувати нещіль-ність в запірній ар-матурі, свіщі	Використання інгібіторів корозії, застосування перс-пективних засобів очистки газопроводів, виключаю-чих продувку в атмосферу
Вихлопні гази газо-перекачуючих агре-гатів CO, CO ₂ , CH ₄	ГКС	Не утилізуються	Використання спеціальних фільтрів, які застосовують-ся на підприємствах чорної металургії
Сажисті частинки, бензапірени	ГРС, ГКС, пром. площадки, лінійна частина газопрово-дів	Ремонт одоризац. бачків, стравлюван-ня газів із пустих підземних ємкостей в атмосферу	Пропускання газів, страв-лювання із спустошених підземних ємкостей з під адоранта через систему окислювачів

2 – технічно неминучі епізодичні викиди.

3 – технологічно неминучі постійні викиди.

Викиди нешкідливих речовин поділяють на організовані і неорганізовані.

Організовані – ті, які відводяться від місць виділення і піддаються уловлюванню за допомогою спеціальних пристроїв.

Неорганізовані – ті, що виникають в наслідок негерметичності технологічного обладнання, резервуарів і т.д.

При видобутку, транспортуванні нафти і нафтопродуктів атмосфера забруднюється вуглеводнями в основному в наслідок аварій і випаровувань. Втрати від випаровування відбуваються при зберіганні, заповненні, звільненні резервуарів і транспортних ємностей.

Причини втрат при випаровуванні:

- високий тиск насиченості парів нафти і нафтопродуктів, і як наслідок, перехід легких фракцій в газову фазу.

Випаровування збільшується при підвищенні температури поверхні нафтопродуктів або ж пониженні тиску в газовому просторі.

В резервуарних парках викиди в атмосферу від випаровувань досягають 75% всіх втрат.

Наприклад, річні випаровування в атмосферу бензину із типових резервуарів об'ємом 5000 м³ можуть сягати в південній зоні – 22,7 т, а в північній – 150 т.

При заповнюванні нафтопродуктів в цистерни під рівень – втрати від випаровувань складають 0,1% об'єму заповнюваного продукту.

Багато викидів попадає в атмосферу з продуктами згорання при використуванні у вигляді палива природного газу і мазуту.

впроваджена на Котелевському та Тимофіївському родовищах. На газових родовищах випробовувались і впроваджувались ефективні методи інтенсифікації видобутку, установки штучного холоду, на газотранспортних системах — методи приєднання відгалужень до магістральних газопроводів без їх зупинки, індустриальні методи ремонту та сучасні методи діагностики газоперекачувальних агрегатів, нові системи телемеханіки, АСУ та інші прогресивні рішення [7]. Сьогодні проводиться велика робота щодо модернізації компресорних станцій шляхом заміни агрегатів, що виробили свій моторесурс, на машини вітчизняного виробництва з ККД 34 —36%.

Велика, увага приділяється питанням забезпечення високої надійності постачання газу споживачам та транзитних поставок російського газу на експорт. Для регулювання сезонної нерівномірності та підтримання нормальної роботи системи у разі тимчасової відмови, наприклад, одного з газопроводів, що подає газ із віддалених районів Росії чи Середньої Азії, в Україні створено комплекс підземних сховищ газу, основні потужності яких розташовано в західному регіоні, тобто в географічному центрі Європи.

Першим, ще 32 роки тому, було введено в дослідно-промислову експлуатацію Олишівське ПСГ, розташоване в 110 км від Києва. Сьогодні експлуатуються 13 ПСГ, 11 з яких створено на базі відпрацьованих газових родовищ.

Газотранспортна система України разом з комплексом ПСГ — одна з найпотужніших в Європі. Загальна довжина газопроводів перевищує 35 тис. км, загальна потужність 82 компресорних станцій становить 5,4 тис. МВт. Продуктивність газотранспортної системи перевищує 230 млрд. м³ на рік.

В 1984 р. у Львові та Донецьку були побудовані перші автомобільні газонаповнювальні компресорні станції (АГНКС), які започаткували нову сферу використання природного газу як моторного палива. Сьогодні експлуатуються 87 АГНКС, які здатні обслужити близько 70 тис. автомобілів на добу.

Якщо по видобутку газу Україна посідає п'ятнадцяте місце у світі, то по його споживанню — третє, поступаючись тільки Росії та США. Максимального рівня газоспоживання, з урахуванням власних потреб газової промисловості, досягло в 1990 р. — 118,8 млрд. м³. З 1992 р. газоспоживання почало знижуватись і в 1994 р. становило 92,4 млрд. м³, а в 1995 р. — 85,4 млрд. м³. Частка газу у використанні первинних енергоресурсів перевищує 40 %

Перспективною програмою розвитку газової промисловості передбачається стабілізація промисловості в найближчі роки, а в подальшому збільшення обсягів видобутку газу, поглиблення його переробки, розширення і модернізація газотранспортної системи,

удосконалення структури споживання газу, впровадження ефективних заходів щодо енергозбереження.

Велику роль у безперебійному постачанні газу відіграє “Київтрансгаз”. Він забезпечує безперебійне постачання природного газу в об’ємі 120 млрд. м³ на рік споживачам 10 областей України, в тому числі Києву та столичній області, а також транспорт транзитного газу на внутрішній ринок та експортні поставки, підземне зберігання газу та стиснення його для заправки в автомобілі. Від роботи цього самого потужного в Укргазпромі комплексу залежить надійність функціонування всієї газотранспортної системи України.

Рядки біографії

1946 р. Прийнято наказ Головгазпалпрому при РНК колишнього СРСР про будівництво газопроводу “Дашава – Київ”.

1948 р. Дирекція по будівництву газопроводу “Дашава – Київ” реорганізована в Управління експлуатації газопроводу “Дашава – Київ” наказом Головгазпалпрому від 11 вересня 1948 р. № 486, що стало офіційним днем народження підприємства “Київтрансгаз”.

1948 р. Введено в експлуатацію газопровід “Дашава – Київ” діаметром 500 мм, довжиною 509 км, пропускною спроможністю 2,5 млн. м³ на добу.

1951 р. Продовження газопроводу “Дашава – Київ” до Москви загальною протяжністю 1301 км. Подача газу до Російської Федерації. Введення в дію Боярської компресорної станції потужністю 5150 кВт та Красилівської КС потужністю 6620 кВт.

1955 р. Введення в експлуатацію Тернопільської КС потужністю 7360 кВт та Бердичівської КС потужністю 6620 кВт.

1956 р. Побудовано газопровід “Шебелинка – Полтава – Київ” довжиною 454,7 км. Проектна потужність разом з двома компресорними станціями в Диканьці та Лубнах склала 3,6 млрд. м³ на рік.

1960 р. Закінчено будівництво газопроводу “Шебелинка – Брянськ”, столиця України почала одержувати шебелинський газ.

1961 р. Початок експлуатації газопроводу “Шебелинка – Полтава – Київ” діаметром 700 мм і довжиною 477,5 км.

1964 р. Введено в експлуатацію Олишівське підземне газосховище.

1966 р. Для керування газовою промисловістю України створено виробниче об’єднання “Укргазпром”.

1968 р. Введено в експлуатацію Червонопартизанське підземне газосховище.

1970 р. Введено газопровід “Єфремівна – Диканька – Київ” діаметром 1020 мм, загальною довжиною 1100 км та першу нитку газопроводу “Київ – Захід України” (КЗУ-1) діаметром 1020 мм, довжиною 367 км.

Вміст сірчистих сполук вказує на необхідність очистки газу, щоб запобігти корозії газових комунікацій та газових установок, забрудненню повітряного басейну. При високому вмісті Н₂ газ направляють на комплексні установки, де його очищають від сірководню, який використовується для отримання сірки.

Примітка. Спалювання газу з низькою жаропродуктивністю має деякі труднощі, тому що в деяких установках доводиться підтримувати температуру, яка дорівнює або перевищує жаропродуктивність газу. В цих випадках підігривають повітря і газ, або спалюють такий газ разом з природним, або з другим газом з малим вмістом баласту і високою температурою горіння, використовують топочні пристрої з малим відводом тепла і високим пірометричним коефіцієнтом. Для газів з низькою жаропродуктивністю, які не містять сірководню і механічних домішок, дуже перспективне каталітичне спалювання.

Доменний і генераторний гази дуже токсичні (не можна застосовувати, як побутове паливо).

Властивості, теплотехнічні характеристики і оптимальні межі застосування різних видів газоподібного палива багато де в чому залежать від складу горючих компонентів, а також від вмісту в них баласту та шкідливих домішок.

Лекція 27. Забруднення та їх джерела в нафтовій та газовій промисловості

1. Головні забруднювачі.
2. Заходи по охороні навколишнього середовища.

Головні забруднювачі повітряного басейну в газовій промисловості:

- ✓ вуглеводні тверді;
- ✓ частинки оксидів сірки;
- ✓ вуглецю, газовий конденсат та інші.

Джерела газовиділення на об’єктах газової промисловості:

- ✓ скважини;
- ✓ газопроводи;
- ✓ апарати;
- ✓ факела;
- ✓ запобіжні клапани;
- ✓ димові труби; постійно діючі свічки, а також викиди в аварійних ситуаціях.

Їх можна поділити на три групи:

- 1 – першофонові постійні (витікання природного газу).

показник застосовують в теплотехнічних розрахунках і під час регулювання газових пальників. Від нього залежить також об'єм продуктів згорання, які утворюються.

Об'єм продуктів згорання – цей показник використовують для визначення температури горіння і виконання теплотехнічних розрахунків. Розрізняють сумарний об'єм продуктів згорання і об'єм сухих продуктів згорання, які утворюються після конденсації водяної пари. При спалюванні газів з високим вмістом H_2 і вуглеводнів – ці показники суттєво відрізняються один від одного.

Питома ентальпія продуктів згорання. Розрізняють максимальну питому ентальпію сумарного об'єму продуктів згорання, від якої залежить жаропродуктивність газу, і максимальну питому ентальпію сухих продуктів згорання, яку використовують для визначення втрат тепла внаслідок неповноти згорання газу.

Співвідношення об'ємів сухих і вологих продуктів згорання – V . Цей показник необхідний для визначення фізичного тепла продуктів згорання і втрат тепла при спільному спалюванні двох або декількох видів палива.

Максимальний вміст CO_2 в сухих продуктах згорання. Цей показник застосовують при підрахунках об'ємів продуктів згорання, а також втрат тепла з газами, які відходять і внаслідок неповноти згорання.

Максимальний вміст водяної пари (H_2O) в продуктах згорання – показник, який використовують в теплотехнічних розрахунках.

Густина газу – показник, необхідний при розрахунках газопроводів і газових пальників.

Конструкційні межі займання – вміст газу в газоповітряних сумішах, при якому можливе їх займання. Цей показник необхідний для контролю роботи газових установок та при розробці заходів по техніці безпеки.

Температура займання газоповітряних сумішей. Температура займання характеризує умови запалювання і оцінюється при розробці методів спалювання і заходів по техніці безпеки.

Вміст в газі ненасичених вуглеводів (етилену, пропілену, бутілену), які мають цінність для хімічного синтезу, оцінюється при виборі оптимальних областей використання газу.

Вміст в газі етану, пропану, бутану на основі яких можуть бути отримані шляхом дегідрогенізації ненасичені вуглеводні (етилен і т.д.).

Вміст в газі потенційного водню – вихід водню в процесі переробки газу. Показник важливий при використанні газу для синтезів H_2 і органічних речовин.

Токсичність газу зумовлює неможливість його використання як палива в побуті. При високій токсичності газу затрудняється його застосування в деяких технологічних процесах.

1973 р. Побудовано газопровід “Шебелинка – Диканька – Київ” діаметром 1220 мм, протяжністю 550 км та другу нитку газопроводу “Київ – Захід України” (КЗУ-2) діаметром 1020 мм, довжиною 506 км.

1985 р. Закінчено будівництво магістрального газопроводу “Курськ – Київ” діаметром 1220 мм, протяжністю 434 км. Введено в експлуатацію Сумську КС.

1986 р. Введено в дію магістральний газопровід “Уренгой – Ужгород I” діаметром 1400 мм.

1987 р. Введено в експлуатацію Солохівське підземне газосховище.

1988 р. Введено магістральний газопровід “Прогрес” (“Уренгой – Ужгород II”) діаметром 1400 мм.

1989 р. Збудовано магістральний газопровід “Слець – Кременчук – Кривий Ріг” діаметром 1220 мм.

1992 р. Введено магістральний газопровід “Тула – Шостка – Київ” діаметром 1220 мм. Введено на повну потужність Роменську КС.

1995 р. Введено в експлуатацію Гребенківську Компресорну станцію потужністю 48 тис. кВт.

Трубопровідний транспорт відіграє важливу роль у транспортуванні нафти і нафтопродуктів, горючого газу, хімічних продуктів — продукції, обсяг виробництва якої постійно зростає. Проводяться також експерименти щодо використання трубопроводів для транспортування такого масового вантажу, як кам'яне вугілля.

Трубопровідний транспорт — відносно новий вид транспорту. В Україні він виник у 20-ті роки в Прикарпатті, де вперше на сучасній території республіки був прокладений газопровід Дашава – Стрий – Дрогобич (1924). У грудні 1929 р. завершено спорудження газопроводу Дашава – Львів, який можна вважати першим магістральним газопроводом на території СРСР. У повоєнні роки будівництво газопроводів розширювалося. В 1948 р. здано в експлуатацію газопровід Дашава – Київ, який пізніше (1951) продовжений до Москви. З Прикарпаття проліг газопровід до Мінська і далі – в Прибалтику. До середини 50-х років Передкарпаття було головним районом газовидобутку Радянського Союзу. Через Україну проходить частина траси газопроводів «Союз» і «Прогрес», збудованих країнами – членами РЕВ.

Різке скорочення газовидобутку в Прикарпатті у зв'язку з виснаженням ресурсів вимагало доставки газу в даний район. Освоєння газових родовищ у східній частині України викликало необхідність спорудження газопроводів з даного регіону. Це газопроводи Шебелинка – Харків, Шебелинка – Брянськ, Шебелинка - Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Одеса – Кишинів, Шебелинка – Диканька – західні райони України тощо. З Прикарпаття йдуть газопроводи в Чехію і Словаччину та Польщу.

Крайньою східною частиною України проходять траси газопроводів Північний Кавказ – Москва; північнокавказький газ споживається також у Донбасі.

Видобуток нафти в Україні, як відомо, не забезпечує потреб в рідкому паливі і продуктах його переробки. Для її транспорту широко використовуються трубопроводи. Потужним трубопроводом, що тягнеться з Поволжя, є нафтопровід Куйбишев – Лисичанськ – Кременчук – Херсон з відгалуженням на Одесу. В західній частині України збудований (1963) транс'європейський нафтопровід «Дружба». Діють також нафтопроводи Качанівка – Охтирка, Гнідинці – Прилуки – Кременчук, Долина – Дрогобич, Битків - Надвірна та ін.

У загальному вантажообороті транспорту республіки на трубопровідний припадає близько 5 %. Проте ще майже половину нафти і продукції її переробки перевозить залізничний транспорт.

За останні роки в республіці створена мережа продуктопроводів: аміакопровід Тольятті – Горлівка – Одеса, етиленопровід Ленінварош (Угорщина) – Калуш та деякі інші.

В Україні є відносно невеликі поклади нафти та природного газу. Основні їх родовища зосереджені у Дніпровсько-Донецькому, Передкарпатському та Причорноморсько-Кримському регіонах.

У Дніпровсько-Донецькому регіоні розташоване Прилуцьке, Лесяківське (Чернігівська обл.), Рибальське, Качанівське (Сумська обл.), Зачепилівське, Радченківське, Сагайдацьке (Полтавська обл.) родовища. Розвідка нафти почалася тут у середині 30-х років, її експлуатація — в післявоєнні роки.

Прикарпаття відноситься до одного з найдавніших у світі центрів нафтовидобування. Нафта (а також природний газ) залягають на глибинах 150—3000 м. Тут знаходяться родовища Бориславське, Битківське, Долинське та ін. Запаси нафти у Прикарпатті в основному вичерпані.

Родовища горючого газу розташовані територіально близько від нафтових родовищ. У Придніпровсько-Донецькій западині знаходяться Шебелинське, Кечигівське (Харківська обл.), Перешипинське (Дніпропетровська обл.), Малишевське, Диканське (Полтавська обл.), Качанівське (Сумська обл.) родовища та ін., у Прикарпатті – Дашавське, Калуське, Більче-Волицьке, Угерське, Опарське родовища. Промислові запаси природного горючого газу через тривалість експлуатації на Прикарпатті практично вже вичерпані (в повоєнні роки Прикарпаття було основним районом газовидобутку в колишньому СРСР).

У цілому в Україні відсутні значні ресурсні можливості для подальшого нарощування видобутку нафти й газу.

АТ "Укрнафта" основні обсяги геологорозвідувальних робіт проводить на територіях переважного розташування нафтових родовищ в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини і

(закачують під ґрунт). Це підземні сховища газу (ПСГ) – вміщують 70 млрд. м³.

Щелківське і Калужське	під Москвою
Гадчинське	під Ленінградом
Дашавське	Україна

З газом можна зустрітись у всіх стихіях: під землею, під водою, в повітрі, в космічному просторі.

Під землею: газ зароджується, під землею накопичується, видобувається, переміщується людиною і нерідко знов повертається.

Над землею: газ переробляється, він перетворюється у вогонь (стихія).

Над водою: Каспійське море, скважини.

Під водою: Затоплені конструкції.

Космос: Метан – до складу ядер комет.

Газ зустрічається в усіх станах: газоподібному, рідкому і твердому.

Вулкан – 30 млрд. м³ в рік, це (якщо велике виверження) дорівнює річній виробці газопроводом Ø 1400 мм. Газ проштовхується по численним норам, щілинам при цьому виділяє багато тепла. 1 кг газу піднімаючись з 40 км глибини віддає породі 1250 Дж. Цього тепла вистачило б, щоб розігріти 1 кг граніту до температури 1000⁰С.

Рідкий стан – 162⁰С

Твердий – 800⁰С

Плазмотрони дають температуру до 30000⁰С.

Головні характеристики газоподібного палива

Теплота згорання Q – кількість тепла, яке виділяється при повному згоранні 1 м³ газу. Розрізняють вищу Q і нижчу Q теплоту згорання. Вищу теплоту згорання визначають з урахуванням утворення води при згоранні водню, а нижча – з урахуванням утворення при його згоранні водяної пари. Користуючись показником теплоти згорання газу, визначають потребу в газоподібному паливі і оцінюють к.к.д. газових установок.

Жаропродуктивність – максимальна температура, яка утворюється при повному згоранні газу в умовах, коли утворене тепло повністю розходується на підігрів продуктів згорання, які утворюються.

Від жаропродуктивності залежить ефективність його застосування в техніці, особливо у високотемпературних процесах. На підставі жаропродуктивності і температури продуктів згорання оцінюють витрати тепла з газами, які виходять і ресурси другорядного тепла. (дивись примітку).

Визначає вибір методів спалювання, тип топки, вимоги до вогнестійких матеріалів.

Об'єм повітря необхідний для повного згорання газу. Цей

аерофотознімку, опорне буріння. Потім обстеження на місцевості (сейсморовідка) – дозволяє обстежити профіль пластів. Помічаються точки буріння (розвідочного). Зараз застосовують космічну зйомку.

Буріння – головні пласти – глибини 1 км – 3,5 км. Зараз освоюються горизонти з глибиною 6-7 (8) км. Буріння починають з установки обладнання – вишка з лебідкою вантажопідйомністю до 900 т.

Облаштування – Пробурити – це пів діла: скважини свердловин треба з'єднати трубопроводами в єдину систему, звільнити газ від рідини та механічних домішок, забезпечити потрібну вологість, тиск, температуру: слідкувати постійно за станом скважин і т.д.

Транспортування – Перший газопровід для подачі нафтового газу з Борислава до Дрогобича завдовжки 12 км був побудований у 1912 р.

1924 р. вважається початком розвитку газової промисловості України – газ подали до сіл Дашава і Гельзендорф, проклали газопровід завдовжки 14 км діаметром 168 мм до м. Стрій.

До війни був побудований газопровід 70 км діаметром 200 мм від Дашави до Литви. Перший магістральний газопровід Саратов – Москва діаметром 320 мм = 840 км в 1946 р.

У 50-х роках перейшли до будівництва систем трубопроводів: Центральний, Український, Західний.

З протяжністю трубопроводів росте тиск від 55 кг/см² до 75 кг/см² – 100 кг/см² – 120 кг/см². Потрібен новий метал, нова техніка для зварки, перевозок, нова запірна та регулююча арматура і багато іншого (ланцюгова реакція).

Сучасна газова магістраль – це ємки, компресорні станції. Компресори – потужність 10 МВт, вага 150 т.

Новітні – Р = 25 МВт вага – та ж. Підвищення тиску потребує збільшення стінок труб. Якщо сьогодні Ø труб 1000 – 1400 мм товщиною 10-18 мм, то при Р = 100 кг/см², товщина 25 мм. Дуже ємко. Інститут зварки ім. Патона запропонував багатопарові спіральні зварні труби використовувати.

На трасі температура газопроводів дорівнює 50-60°C. А сталі при 40°C практично непридатні (хрупкі).

Треба створити спецсталь (карбонитридна) до 70°C (соті долі ванадію, азоту, А). Норільський, Якутський газопроводи споруджені з труб Ø 520-720 мм. Трубопроводи великого діаметру укласти надземно на опори можна, але економічно не вигідно. Отримуємо мостові конструкції, а міст – дорожчий траншеї. Тому підземний спосіб прокладки самий дешевий. Але як покласти в мерзлоту? Температура газу більша температури землі – треба охолодити.

Зберігання. Споживання зимою більше. Трубопроводи розраховані на режим максимальної подачі і збільшувати поставки газу взимку не можуть. Треба створити запаси газу – це підземні виробітки

Передкарпатському прогині (Бориславсько-Покутській зоні) в межах Чернігівської ("Чернігівнафтогаз"), Полтавської, Дніпропетровської ("Полтаванафтогаз"), Харківської, Сумської ("Охтирканафтогаз"), Львівської ("Бориславнафтогаз"), Івано-Франківської ("Долинанафтогаз" та "Надвірнафтогаз") областей.

Потенційні ресурси вуглеводнів України дозволяють при ефективному використанні стабілізувати, а в перспективі і дещо збільшити видобуток нафти і газу. Для цього насамперед необхідно наростити обсяги пошуково-розвідувального буріння, прискорити дорозвідку і облаштування відкритих родовищ, а також технічно і методично переозброїти геофізичні, геологорозвідувальні, бурові, нафтогазовидобувні підприємства і ін.

Із приростів запасів АТ "Укрнафта" і Держкомгеології, отриманих в 1981-1996 рр. в 1996 р., видобуто 1,916 млн. т, що складає 60,0 % загального видобутку нафти і конденсату АТ "Укрнафта" (3,192 млн. т).

Це значить, що якби не було розвідки нових покладів нафти та газу на Україні в 1981-1996 рр., то видобуток нафти і конденсату в 1996 р. склав би по АТ "Укрнафта" всього біля 1,3 млн. т.

Згідно "Комплексної програми геологорозвідувальних робіт на нафту і газ АТ "Укрнафта" на 1997-2000 рр." передбачається довести обсяги буріння до 100,0 тис. м і приростити запаси вуглеводнів до 4,0 млн. т в 1999-2000 рр.

У сфері геологорозвідки стратегія АТ "Укрнафта" полягає в зосередженні основних обсягів пошуково-розвідувальних робіт на невеликих глибинах.

Основні показники геологорозвідувальних робіт за 1998-2000 рр.

Показники	Один, вимір.	1998р.	1999р.	2000р.
Проходка	тис.м	30,0	100,0	100,0
Приріст запасів умовне	млн.т	1,2	4,0	4,0
в т.ч.: нафта+конденсат	млн.т	0,95	3,15	3,15
газ	млрд.	0,25	0,85	0,85



Лекція 3. Загальна характеристика палива

1. Властивості палива та вимоги до нього.
2. Класифікація і склад палива.
3. Теплота згорання палива.
4. Умове паливо і тепловий еквівалент палива.

Нас оточує велика кількість неорганічних і органічних речовин.

Більшість з них, особливо органічні – можуть горіти.

Горіння – швидке окислення, в результаті якого виділяється велика кількість тепла, яке нагріває продукти окислення до високої температури.

Але не всі речовини, які горять можна віднести до палива.

Властивості палива та вимоги до нього:

- ✓ зустрічається в природі у великих кількостях, його порівняно легко добувати;
- ✓ паливо виділяє при згоранні багато тепла на одиницю маси або об'єму;
- ✓ при довгому зберіганні не втрачає своїх властивостей;
- ✓ відносно легко загоряється і не утворює шкідливих продуктів горіння;
- ✓ горючі матеріали можуть використовуватися, як сировина в хімічній промисловості і тоді вони повинні мати ряд специфічних властивостей: здатність розчинятися в органічних розчинниках і ін.

Класифікація і склад палива:

Паливо може знаходитися в трьох агрегатних станах: твердому,

вмісту CO_2 в повітрі до 0,3%), використовують газ для сушки с/г продукції зерна, насіння, чаю, тютюну, трави, фруктів, використовують тепло чистих продуктів згорання, які відводяться з котельних установок, промислових печей.

При проектуванні елеваторів, складів для зерна і масло-насіння важливо їх не розташовувати поблизу промислових підприємств, які працюють на газоподібному паливі. Газ використовують для захисту фруктових садів, від заморозків, на зрідженому газі працює система нагрівачів (300–400 шт. на 1 га). Витрати зрідженого газу на 1 пальник – 1 кг/годину.

Газ використовують для вогневого обробітку ґрунту (зріджений газ – пальники). Вартість знищення бур'янів на плантаціях бавовнику за допомогою вогневої культивування в 3 рази нижче, ніж при використанні хімічних методів. В США широко використовують вогневі культиватори, які працюють на зрідженому газі.

Газ використовують для зберігання фруктів з 15% до 2,5% втрат (зберігання в атмосфері збагаченій CO_2) – в 1937 році вперше використано цей метод.

Контрольне середовище створюють шляхом спалювання природного газу ($\alpha = 1,2$) з наступним поглинанням частини CO_2 розчином моноетаноламіна.

Установки для довготривалого зберігання яблук створені на основі продуктів згорання зрідженого газу, працюють в Канаді.

Зріджений газ використовують для зварювання та різки металів, як паливо для двигунів (трактори, автомобілі).

Схема використання „голубого золота”:

- 1) розвідка містородовищ,
- 2) буріння скважин,
- 3) облаштування промислу (видобуток і промислова обробка) – транспортування газу до споживача.

В 1 кг вугілля може знаходитись до 15 л газу.

Нафта може містити до 500 л газу в 1 кг. При нагріванні нафти до $800 - 900^\circ \text{C}$ з кожного кг виділяється до 600 л газу.

Сказати однозначно – звідки береться газ природний поки що не можна. Якби ми ясно уявили механізм утворення і міграції газу в надрах земної кори, то можна було б точно вказати, де він є, де його багато. На шляху до рішення загадки походження газу зроблено багато, зараз на підставі досліджень можна планувати пошукові роботи, навіть на газ певного хімічного складу.

На даний час у світі відкрито декілька тисяч газових містородовищ.

Схема використання „голубого золота”:

Розвідка – аналіз загальної геологічної обстановки

ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Лекція 26. Головні характеристики газоподібного палива

1. Значення газу.
2. Головні характеристики.

Ніякий інший газ, виключно лише хіба життєважливий, необхідний всім нам кисень, не впливає так важливо на наше життя, як газ природний. Ні один другий газ не виробляється в таких величезних кількостях. І мабуть ні з одним другим газом не зв'язано стільки тривоги і надій всього людства.

Природний газ – найцінніший та універсальний енергоносіє, широко застосований в усіх сферах сучасної діяльності і безпосередньо впливає на ріст випуску промислової продукції, економічні показники виробництва, продуктивність праці.

Газ використовують люди в побуті. Майже всю витоплену сталь, чавун, прокат отримують за допомогою газу. Приблизно кожна 3 теплова електростанція виробляє енергію за допомогою газу. Із сірководню, який міститься в природному газі, добувають мільйони тон сірки, яка є цінною хімічною сировиною. З вуглеводневих компонентів, які містяться в горючих газах виготовляють пластмаси, отримують полімерні сполуки. Сажа, яка утворюється при спалюванні газу, є наповнювачем при виробництві автомобільних покришок і використовується при виготовленні десятків тисяч предметів з гуми, каучуку, різних фарб і т.п.

Цемент, який використовують у будівництві, отримують в обжигових печах, які нагріваються природним газом. Хліб печуть в печах, які опалюються природним газом, поле, на якому росте зерно, збагачують азотним добривом, отриманим з природного газу.

А як очистився в зв'язку з використанням газу повітряний басейн? Якби не газ, скільки б кіптяви забруднювало повітря – його б дали ТЕЦ, фабрики, заводи, які працювали б на кам'яному вугіллі або ж мазуті. Ось і виходить, що це голубе чудо – природний газ – нас годує, одягає, взуває, гріє, освітлює, дає дах над головою і можливість дихати свіжим повітрям.

Природний газ легко транспортується, можна зберігати в великих кількостях поблизу споживачів, а зріджений перевозити через море та океан.

Це сировина для нафтохімічної промисловості, вуглекислотне добриво, (процес фотосинтезу інтенсифікують за рахунок підвищення

рідкому та газоподібному.

Тверде паливо – тверді копалини, деревина, відходи сільськогосподарського виробництва.

Недоліки: великий вміст баласту – O_2 – 44%; вода, мінеральні солі – 80-90%; буре - 50%. Баласт зменшує теплову цінність палива.

Рідке паливо – нафтове і пічне побутове паливо, масло сланцеве (паливне), мазут топковий каменевугільний та гаси.

Недоліки: висока температура застигання, попереднє підігрівання перед перекачуванням по трубопроводах, мазут марки 40, 100 – затруднена робота в холодний період.

Газоподібне паливо. Недоліки: утворює вибухові суміші з повітрям, легко витікає через нещільності. Гази, до складу яких входять оксид вуглецю (генераторний, змішаний, світільний, водяний, коксовий) – дуже отруйні. Відсутність запаху, легші за повітря, ПДК для насичених – 300 мг/м³, для ненасичених – 100 мг/м³.

По походженню паливо ділиться на:

- ✓ натуральне (знаходиться в природі в готовому виді);
- ✓ штучне (утворюється при переробці натурального палива або при переробці хімічних речовин, які є паливом).

По відношенню до температури паливо ділиться на :

- ✓ не теплостійке (при нагріванні розкладається – тверде паливо);
- ✓ теплостійке (при нагріванні змінює тільки агрегатний стан, в більшості – це рідке паливо).

Будь-яке паливо складається з горючої і негорючої частини.

Горюча частина – складні органічні сполуки до складу яких входить С, Н, О, N, S. Частина S входить до негорючої маси.

Негорюча частина – складається з мінеральних (неорганічних) речовин, з вологи і золи (попіл).

До горючих елементів відносяться С, Н, S. Чим більше в паливі горючих елементів, тим вища теплота його згорання, тим воно якісніше.

Кисень, який входить до складу палива сам не горить, але допомагає згоранню палива.

Азот, який входить до складу палива теж не згорає і не окислюється, а виноситься у вільному стані.

N і O_2 – це непотрібний багаж (баласт) палива.

Зола – це зовнішній баласт палива. Чим більше в паливі цих баластів, тим менша теплота його згорання і тим воно гірше.

Баластом в газоподібному паливі можуть бути N_2 , CO_2 , H_2O (пара).

Зовнішній баласт (зола) забирає частину тепла при згоранні, призводить до сильного шлакоутворення, збільшує транспортні затрати та ін.

Всі види палива складаються з органічних сполук, головною з

яких є вуглець.

Вуглець – основний горючий елемент палива і джерело його потенційного тепла.

Водень – другий по значенню горючий елемент, якщо він безпосередньо зв'язаний з вуглецем, то таке паливо при згоранні виділяє тепла більше, ніж якщо вуглець буде зв'язаний з воднем через кисень.

Якщо відношення С до Н має значну величину, то таке паливо горить без полум'я або воно буде дуже коротке і навпаки – буде довгим і кіптявим.

Н – в газоподібному паливі знаходиться в вільному стані, а в твердому – в складі складних сполук і при згоранні виділяється теж у вільному стані. При сухій перегонці твердого палива азот виділяється у вигляді аміаку і ін. газоподібних продуктів, а частина залишається в коксі та напівкоксі.

С – в газоподібному стані знаходиться в H_2S і рідше SO_2 .

В твердому паливі S входить в склад як органічної так і неорганічної частини.

При згоранні палива сірка переходить в SO_2 і дуже забруднює атмосферу (кислотні дощі).

При сухій перегонці S входить до складу твердих, рідких і газоподібних продуктів.

Теплота згорання палива – це кількість тепла, яке виділяється при повному згоранні одиниці об'єму чи маси газу.

В газоподібному паливі теплоту згорання відносять до 1 м^3 газу.

Теплота згорання може бути вищою і нижчою. Якщо при згоранні палива утворюється H_2O , то теплота згорання буде вищою. А якщо утворюється водяна пара – буде нижчою, тому що частина тепла буде затрачена на перетворення води в пару.

Умове паливо і тепловий еквівалент:

Для порівняння різних видів палива введено поняття “умовне паливо”. Теплота його згорання $Q = 29200 \text{ кДж/кг}$. Для того, щоб перевести будь-яке паливо в умовне треба теплоту його згорання поділити на теплоту згорання умовного палива.

Величина, яка показує в скільки разів теплота згорання даного палива більша або менша від теплоти згорання умовного палива називається тепловим або калорійним еквівалентом.

Лекція 4. Закони газового стану

1. Кінетична теорія газів.
2. Рівняння стану ідеального газу.
3. Нормальні і стандартні умови.
4. Критичні та приведені параметри газів.
5. Відхилення реальних газів від фізичних законів.

Лекція 25. Одоризація газів

1. Призначення одоризації газів.
2. Вимоги до адорантів.

Всі природні і деякі штучні гази зовсім не мають запаху, або він дуже слабкий. А тому його важко виявити в приміщенні, щоб попередити вибух, отруєння і пожежу. Тому газам штучно надають запах – одоризують. Речовини, які для цього застосовуються називаються одорантами. А апарати, де проходить одоризація – одоризаторами.

До одорантів пред'являють цілий ряд вимог:

- 1) вони повинні мати різкий і специфічний запах;
- 2) не повинні викликати корозію металевих труб;
- 3) повинні бути дешевими і не дефіцитними;
- 4) одоранти і продукти їх згорання не повинні бути шкідливими для здоров'я людей;
- 5) не повинні вступати в реакцію з компонентами газу;
- 6) не бути схожими по запаху на всі запахи кухні.

Як одоранти використовуються сірчисті сполуки:

- меркаптани, сульфіді;
- дисульфіді, а також колодорант, каптан, пенталарм.

На 1000 м^3 газу використовують:

- етилмеркаптану – 16 г
- пенталарну – 19,1 г
- сульфану – 25 – 30 г

Одоризатори можуть мати різну конструкцію:

- крапельні
- випарні
- барботажні

Недоліки меркаптанів – наявність сірки, під час згорання якої утворюються токсичні оксиди, високий ступінь небезпеки (для одоранту СПМ-3,2), висока вартість 1,8 – 2,1 тис. \$ за 1 т. Кротоновий альдегід – показник ступеня небезпеки кротонового альдегіду значно нижчий і становить 2,1 проти 3,2 для одоранту СПМ;

- під час спалювання не дає токсичних сполук, оскільки не містить сполук сірки;
- крім надання природному газу специфічного запаху, новий одорант виявляє подразнювальну дію на слизові оболонки носа та очей, що є додатковим чинником його сприйняття органами відчуття;
- виробництво в Україні розпочато на Черкаському заводі хімреактивів в IV кварталі 1998 року.

способом.

Звільняючи газ від сірководню позбуваються не тільки шкідливих домішок – цей процес є ще й джерелом добування сірки. Очищення газу від сірки проводить 2 методами: мокрим і сухим.

Очищення сухим методом полягає в тому, що газ пропускають через сухий адсорбент, який вступає з газом в хімічну реакцію. Це може бути: гашене вапно, активоване вугілля, гідроксид заліза та ін.

При мокрому способі газ пропускають через розчин рідких речовин, які взаємодіють з сірководнем. Це розчини: амінів, амінокислот, сполук миш'яку та ін.

Етаноламіновий спосіб.

Для цього газ подають в абсорбер знизу, а назустріч йому іде розчин етаноламіну. Очищений газ потім виводиться зверху абсорбера, а насичений сірководнем етаноламін поступає в теплообмінник, де трубчатим паровим кип'ятильником в регенератор, де підігрівається до 100-150⁰С і звільняється від сірководню.

Регенований етаноламін знову іде на зрошення абсорбера. Ступінь очистки досягає 99% і більше.

Існують і інші способи (лужно-миш'яковий) – очищення газу від сірководню. Гази термічної переробки .

Інколи вміст CO₂ в газах значний (до 50%), а тому газ потрібно від нього очищати. Роблять це пропускаючи вуглекислий газ під P = 12-25 атм. через зрошуваний холодною водою скрубєр При підвищеному P і зниженій температурі CO₂ добре розчиняється в воді ⊗ вугільна кислота . Насичена CO₂ вода подається в проміжну ємність, де в результаті падіння тиску CO₂ відділяється від води.

Для цього найбільш широко застосовують абсорбційний метод, як абсорбент застосовуються триетиленгліколь і розчин CaCl₂, або диетиленгліколь.

При осушуванні газ з газопроводу поступає в абсорбер (контактор), в нижній скрубєрній частині якого, звільняється від крапельок рідини, а потім іде назустріч диетиленгліколю.

Остаточне висушування відбувається в середній частині абсорбера. Сухий газ через верхню скрубєрну частину виходить із абсорбера, а насичений вологою діетиленгліколь через теплообмінник і підігрівач направляється в десорбер для регенерації, тут він при допомозі кип'ятіння регенерується і діетиленгліколь знову через теплообмінник і холодильник надходить в абсорбер. На 1000 м³ газу витрачається 0,14-0,16 кг диетиленгліколю.

6. Походження нафти і газу.

Кінетична теорія газів.

Багато властивостей газу пояснюється кінетичною теорією, основні положення якої були дані Ломоносовим.

- I. Молекули газів знаходяться на відносно великих відстанях одна від одної, а тому сили взаємодії між ними дуже малі, а тому газ можна стискувати.
- II. Молекули газів рухаються хаотично, але по прямих лініях.
- III. Для газів характерне явище дифузії.
- IV. Якщо газ помістити в посуд, то його молекули, вдаряючись об стінки будуть утворювати тиск.
- V. При нагріванні швидкість молекул збільшується, кількість ударів теж, а значить і тиск теж збільшується.

Висновок: молекули всіх газів при одній і тій же температурі мають однакову кінетичну енергію.

Закон Бойля-Маріотта.

В XVII ст. Бойль і Маріотт незалежно один від одного встановили: при постійній температурі об'єм даної маси газу обернено пропорційний тиску або "добуток об'єму газу та його тиск є величина постійна"

$$PV = \text{const}$$

Закон Гей Люсака.

"При постійному тиску, об'єм даної маси газу прямо пропорційний його абсолютній температурі"

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2} \Rightarrow V_2 = \frac{V_1 T_2}{T_1}$$

Якщо дана маса газу знаходиться в замкнутому просторі, тобто V=const, то:

"При постійному об'ємі тиск даної маси газу прямо пропорційний абсолютній температурі"

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{T_1}{T_2} \Rightarrow P_2 = \frac{P_1 T_2}{T_1}$$

Рівняння стану ідеального газу.

Залежність між V, P і t звичайно виражають одним рівнянням, яке об'єднує закони Закон Бойля-Маріотта і Гей Люсака

$$PV = \frac{P_0 V_0 T}{273}$$

де P, V – тиск і об'єм газу при даній температурі;

P₀, V₀ – тиск і об'єм газу при нормальних умовах.

$$V_0 = \frac{PV * 273}{P_0 T}$$

$$P_0 = \frac{PV * 273}{V_0 T}$$

$$V = \frac{P_0 V_0 T}{P * 273}$$

$$P = \frac{P_0 V_0 T}{V * 273}$$

$$T = 273 + t_{\text{умов}}$$

Рівняння Менделєєва-Клайперона:

$$PV = nRT \text{ або } PV = \frac{m}{M} RT$$

де P – тиск газу;

V – об'єм газу;

m – маса газу;

R – універсальна газова постійна;

n – число молів речовини;

M – молекулярна маса;

T – абсолютна температура.

Якщо P – в атмосферах, V – в літра, то R = 0,082; якщо в мм. рт. ст. і см³, то R = 62400.

Закон Авогадро:

В рівних об'ємах різних газів при однакових умовах (t, P) міститься однакова кількість молекул.

Висновки:

✓ один моль будь-якого газу за нормальних умов займає об'єм 22,4 л.

✓ в одному молі речовини міститься приблизно $6 \cdot 10^{23}$ молекул.

При нормальних умовах в 1 м³ газу міститься $2,7 \cdot 10^{25}$ молекул (стала Лошмітда).

Нормальні і стандартні умови.

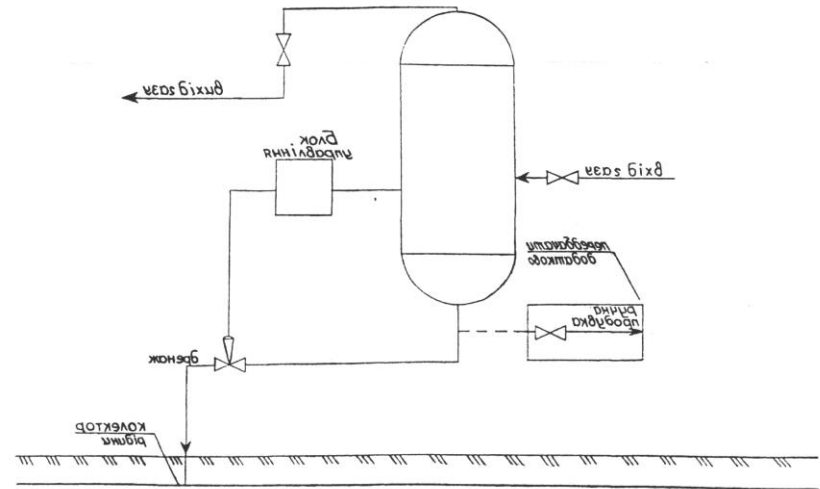
Для порівняння об'єднаних кількостей газу їх приводять до стандартних і нормальних умов.

Нормальні умови: 0 °C, 760 мм. рт. ст.

Стандартні умови: 20 °C, 760 мм. рт. ст.

Перерахунок газів на стандартні умови проводиться по формулах:

Для нормальних умов



Малюнок . Дренажна обв'язка скрубера

Фільтр-сепаратор «СМР» (Франція) призначений для видалення з потоку технологічного газу рідини і механічних домішок.

Сепаратор складається з двох секцій: секції очищення від механічних домішок і секції вловлювання рідини, розділених глухою перегородкою; має два дренажних патрубків, жорстко з'єднаних із конденсатозбірником. Конденсатозбірник розділений глухою перегородкою на два відсіки: для приймання рідини й механічних домішок, які потім виводяться через автоматичну систему дренажування.

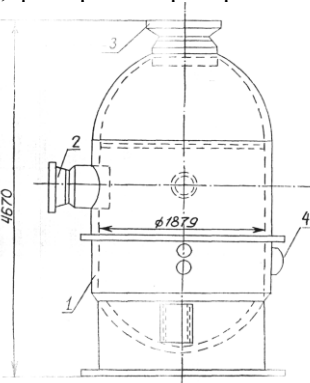
Робота сепаратора здійснюється таким способом: газ через вихідний патрубок (8) і відбійний козирок (3) надходить у фільтруючу секцію (4), де газ очищається від механічних домішок. Потім крізь перфоровані отвори в корпусі фільтруючих патронів газ надходить у другу секцію. В секції тумановідділювача (6) волога, яка міститься в транспортованому газі у вигляді дрібного пилу, вловлюється сітчаними пакетами, коагулюється і стікає через дренажний патрубок у конденсатозбірник (7). Для забезпечення стійкої роботи в зимовий час сепаратор обладнаний електрообігрівом нижньої частини апарата, конденсатозбірника та його контрольно-вимірювальних приладів.

Вміст пилу коливається, але його найбільше в газогенераторних газах. Пил видаляють за допомогою пиловловлювачів, які можуть бути мокрі і сухі. Найчастіше вживаються сухі – це електрофільтри, циклони та ін. В циклонах використовують відцентрову силу пилинок, які вдаряються об стінку (циклону) колони і випадають на дно. ККД = 90%. Особливо ефективні електрофільтри, в яких ККД = 98%. Якщо гази мають в своєму складі пару інших речовин, то від пилу позбавляються мокрим

ловловлювачі, де за рахунок зменшення діаметра циклона підвищується якість очищення газу. Закручування потоку газу в них виникає завдяки спеціальним спрямовуючим лопаткам, закріпленим під кутом 25—30°.

Значно впливає на якість очищення природних газів їх вологовміст. Тому ефективність роботи циклонних пиловловлювачів в умовах підвищеного вмісту вологи, конденсату погіршується через осадження липкої маси (пил і конденсат) у прохідних перерізах апаратів.

В експлуатації на КС використовується обладнання різних зарубіжних фірм («Дженерал електрик», «Нуова піньоне», «Крезолуар» та ін.). Це обладнання конструктивно дещо відрізняється від вітчизняного і тому потребує особливого вивчення, правильної експлуатації. Як апарати для очищення газу від механічних домішок на КС застосовують скрубери фірм «Пірлес», фільтри-сепаратори «СМР».



Малюнок . Скрубер «Пірлес»

Американська фірма «Пірлес» для очищення газу від механічних домішок випускає масляні пиловловлювачі і пористі фільтри. Скрубер «Пірлес» складається з таких основних частин: циліндричного корпусу (1), вхідного (2) і вихідного (3) патрубків, оглядового люка (4), дренажної системи (5), апаратури управління нагріванням і скиданням конденсату.

Робота скрубера здійснюється таким способом: природний газ через вхідний патрубок і вхідну камеру надходить у циклонні трубки; проходячи в два прорізи кожної трубки, газ прискорює рух і набуває обертального руху. Рідкі і тверді частки відкидаються до зовнішньої стінки циклонного елемента, під дією сили ваги скидаються в накопичувальну камеру. Очищений газ по центральних трубах висхідним потоком направляється у вихідну камеру скрубера і далі через вихідний патрубок – на вихід у нагнітач. Із накопичувальної камери рідина і механічні домішки скидаються продувкою в спеціальну збірну ємність.

$$V_0 = \frac{V 273 * P}{(273 + t) P_0}$$

Для стандартних умов

$$V_{20} = \frac{V(273 + 20) * P}{(273 + t) P_0}$$

де V_0 – об'єм газу при нормальних умовах;

V – об'єм при тиску P і t °C в m^3 .

P – тиск в момент вимірювання об'єму V при t °C в Па;

$P_0 = 760$ мм. рт. ст.;

273 – нормальна температура по Кельвіну;

V_{20} – об'єм при стандартних умовах, m^3 .

Критичні та приведені параметри газів.

При змінній величині тиску або температури всі гази можуть бути перетворені в рідини або з рідини в пару. Для кожного газу існує певна температура, вище якої не дивлячись на застосування будь-якого тиску він не може бути переведений в рідкий стан – критична температура, а тиск при цій температурі – критичний. Об'єм одиниці густини речовини – критичним об'ємом.

Критичні параметри газів приводяться в спеціальних таблицях.

Відношення абсолютних значень фізичних const речовини до їх критичних параметрів. Приведені параметри.

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}; V_{пр} = \frac{V}{V_{кр}}; P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}}$$

Відхилення реальних газів від фізичних законів.

Закони газового стану справедливі для ідеальних газів.

Ідеальні гази – гази, між молекулами яких зовсім немає сил притягання і взаємодію між молекулами можна не враховувати, вважати їх вільними.

Реальні гази в незначній мірі відхиляються від ідеальних газів. Це відхилення буде більше значним, чим нижча температура і вищий тиск.

Походження нафти і газу.

Групи теорій

Мін. походження Змішаного походження Органічного походження

Д.І. Менделєєв висунув теорію мінерального походження, згідно

якої нафта утворилася при дії морської води на карбід заліза в умовах високої температури і тиску. Спочатку це були газоподібні вуглеводні, які потім утворили нафту.

Недоліки теорії:

- ✓ в нафті зустрічаються речовини безумовно органічного походження, тобто з живих організмів;
- ✓ не доведено існування в надрах землі карбідів заліза.

Суть теорії Енглера – Гефера – нафта і газ утворилися внаслідок нагромадження і розкладу тваринних організмів в умовах підвищеної температури і тиску без доступу повітря. Але виникає питання де взялася та величезна кількість організмів з яких утворилися нафта і газ.

Найбільшою популярністю користується теорія змішаного походження, в розробку якої зробив внесок геолог академік І.М. Губкін. Суть теорії полягає в тому, що в утворенні нафти і газу приймали участь тваринні і рослинні залишки. Під дією складних хімічних процесів вони перетворилися в сапропель, а потім – смолисті речовини. Висока температура і тиск викликали в них ще більші глибокі хімічні і біохімічні перетворення, результатом яких стали складні вуглеводневі сумісні. Діяльність бактерій привела до утворення газів. При цьому проходили процеси гідрогенізації і полімеризації. Так утворилися різні види нафти.

Лекція 5. Фізичні і термодинамічні властивості газів

1. Густина газів.
2. В'язкість газів.
3. Вологість газів.

Густина газу (ρ) – маса газу в одиниці об'єму. Одиниці виміру:

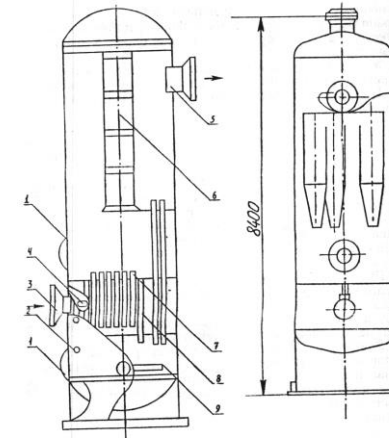
$$\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \frac{\text{г}}{\text{л}}$$

Величина обернена густині – питомий об'єм ($\frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$).

На практиці часто користуються поняттям відносної густини (d). Відносна густина – відношення густини даного газу до густини повітря або до густини іншого газу, взятих за нормальних або інших однакових умов.

Так, відносна густина газу по повітрю

$$d = \frac{\rho}{1,293} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$



Малюнок . Вертикальний масляний пиловловлювач

1 – люк-лаз; 2 – штуцер для рівнеміра; 3 – вхід газу; 4 – штуцер для дифманометра; 5 – вихід газу; 6 – жалюзійна секція; 7,8 – секції контактних і дренажних трубок; 9 – трубка для зливання і наливання масла.

Конструкцію масляного вертикального пиловловлювача подано на малюнку.

Пиловловлювач — це вертикальна посудина, розділена на чотири секції, які виконують різні функції в процесі очищення газу. Нижня секція заповнюється маслом і є збірником шламу; секція контактних трубок служить для промивання газу; циліндрична частина до поперечної напівперегородки є осаджувальною камерою; жалюзійна секція складається із зигзагоподібних решіток, що виконують роль сепаратора для відділення рідини з мікрочастками пилу.

У пилоочищувальну установку входить маслогосподарство: акумулятор масла, відстійники з обв'язкою.

Недоліки рідинних пиловловлювачів повністю відсутні в циклонних пиловловлювачах.

Конструктивно циклонний пиловловлювач – це апарат вертикальної циліндричної форми з вбудованими циклонами і складається з трьох технологічних секцій: розподілення газу, що надійшов, очищення газу, збирання рідини та механічних домішок. Неочищений газ виходить через боковий вхідний патрубок, до якого приварені п'ять циклонів, розташованих зіркоподібно по колу. За рахунок відцентрової сили проходить відкидання, осадження вологи і механічних домішок, які виводяться з апарата автоматично через дренажний штуцер.

Різновидом циклонних апаратів є мультициклонні пи-

Привибійна зона свердловини обладнується фільтрами. Існуючі конструкції фільтрів — це сталеві труби з перфорацією. Гравійні фільтри якісніше охороняють колону свердловини від виносу піску, вапняку та інших домішок.

Другий етап очищення газу виконується на промислі в наземних сепараторах, газ очищається від води і конденсату, а також від часток породи і пилу.

Третій етап очищення відбувається на компресорних станціях газопроводу і передбачає очищення газу від механічних домішок (твердих і рідких часток).

Четвертий етап очищення газу знаходиться на ГРС і призначений для остаточного очищення газу перед споживанням.

Промислові пиловловлювачі поділяються на дві групи відповідно до принципів очищення газу — на апарати сухого і мокрого відділення пилу. До апаратів сухого відділення пилу відносяться гравітаційні сепаратори і циклонні пиловловлювачі, принцип дії яких полягає в штучному осаджуванні пилу під діями сил ваги і в результаті зниження швидкості течії газу. Розмір часток пилу, що очищаються в цих апаратах, понад 40 мкм.

До апаратів мокрого відділення пилу відносяться масляні пиловловлювачі, де очищення газу проходить за допомогою промивання газу рідиною. Цей тип пиловловлювачів разом із циклонними апаратами знайшов широке застосування в промисловості. Достоїнством вертикальних масляних пиловловлювачів є високий ступінь очищення газу (97—98 %), а недоліками — велика металоємність, винос промивальної рідини, великий гідравлічний опір (35—50 кПа).

Як промивальну рідину в масляних пиловловлювачах використовують солярне масло. Нормативна витрата масла становить 25 г на 1000 м³.

Із закону Авогадро виходить, що густини газів повинні відноситися між собою як їх молекулярні маси.

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{M_1}{M_2}$$

а так як $\frac{\rho_1}{\rho_2} = d$, то $d = \frac{M_1}{M_2}$. Звідси $M_1 = d \cdot M_2$, тобто молекулярна

маса газу дорівнює його густині по відношенню до другого газу помноженій на молекулярну масу другого газу.

При допомозі закону Авогадро і знаючи формулу газу можна визначити його густину

$$\rho = \frac{M}{22,4}$$

Відносна густина газу по повітрю визначається за формулою

$$d = \frac{M}{22,4 \cdot 1,293}$$

Густина газу змінюється при зміні зовнішніх умов:

1. з збільшенням молекулярної маси густина газоподібного і рідкого палива буде збільшуватися;
2. з підвищенням температури густина газів зменшується;
3. з підвищенням тиску густина газоподібних і рідких палив збільшується.

В'язкістю, або внутрішнім тертям, називають властивість частинок газів або рідин чинити опір взаємному переміщенню. Вона залежить від:

- ✓ величини поверхні, яка переміщується;
- ✓ швидкості переміщення;
- ✓ температури;
- ✓ сил щеплення між окремими молекулами.

В'язкість

Динамічна

Кінематична

Динамічна

Сила, необхідна для взаємного переміщення двох шарів газу або рідини з поверхнею в 1 см^2 з швидкістю $1 \frac{\text{см}}{\text{с}}$, які знаходяться на віддалі 1 см .

Динамічна в'язкість вимірюється в $\frac{\text{кг} \cdot \text{с}}{\text{м}^2}$.

Кінематична

Це відношення абсолютної в'язкості до густини

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}$$

η – абсолютна в'язкість;

ρ – густина.

Кінематична в'язкість вимірюється в $\frac{\text{см}^2}{\text{с}}$, $\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$.

В технічних розрахунках використовується поняття кінематична в'язкість.

Вплив зовнішніх факторів на в'язкість:

- з збільшенням молекулярної маси газів одного ряду в'язкість їх зменшується, а в'язкість рідин, навпаки, збільшується;
- з підвищенням температури в'язкість газів збільшується, а в'язкість рідин зменшується.

В інженерній практиці в'язкість газової суміші при високій температурі і тиску визначається при допомозі спеціальних графіків.

Наявність вологи в газах небажана, тому що вона може створювати льодяні пробки в приладах, а також сприяє утворенню гідратів вуглеводневих газів.

Вологість

Відносна

Абсолютна

Відносна

Відношення водяної пари, яка є в газі, до максимально можливої при даній температурі.

Абсолютна

Лекція 24. Підготовка газу до транспортування і використання

- Очистка природних і штучних газів.
- Очистка газу від пилу.
- Очистка газу від сірководню.
- Очищення газу від вуглекислоти (H_2CO_3).
- Осушування горючого газу.

Природні і штучні гази перед тим як їх використати піддаються відповідній обробці з метою виділення з них шкідливих або цінних речовин.

Природні гази, до складу яких входить CH_4 очищають тільки від пилу, інколи від сірководню (якщо він є), тобто обробка таких газів мінімальна.

Попутні нафтові гази мають в своєму складі вологу, важкі вуглеводні і інші складові частини, а тому потребують додаткової обробки, щоб одержати з них вже сухий газ.

Ще більше різних речовин в штучних горючих газах: водяна пара, пара вуглеводнів, ароматичних вуглеводнів, смола та ін.

Перш ніж використовувати гази для комун – побутової потреби їх потрібно:

- Охолодити і висушити для видалення з них водяної, смоляної і масляної пари.
- Очистити від пилу і смоли.
- Звільнити їх від аміаку, бензолу, нафталіну та ін. цінних продуктів.
- Очистити від сірки і ціаністих сполук.
- Одоризувати.

Це потрібно зробити тому, що:

а) смола і пил забруднюють газопроводи, газові пальники, теплообмінні апарати;

б) вода збільшує V газу (або пара), а значить і витрати на його транспортування викликає корозію, а зимою – замерзання систем газопостачання.

в) ціаністі сполуки і сірководень дуже отруйні і сильні короданти (корозія), разом з аміаком вони забруднюють навколишнє середовище;

г) нафталін може закупорювати газопроводи, а тому в газі на 100 м^3 повинно бути не більше смоли і пилу – $0,1 \text{ г}$; нафталіну і ціаністих сполук – 5 г , аміаку – 2 г , сірководню – 2 г .

Очищення природного газу від механічних домішок здійснюється в декілька етапів: у при вибійній зоні, на промислі, на лінійній частині і КС магістральних газопроводів та кінцево – на ГРС.

Напівкоксування не має широкого застосування і використовується як проміжний процес:

1. Для добування штучного рідкого палива.
2. Застосовуються продукти його, як енергоносії.

В першому випадку первинна смола після гідрогенізації дає високоякісне моторне паливо. В другому випадку напівкокс використовують для одержання тепла, спалюючи його. Первинний газ після видалення з нього газового бензину іде до споживачів.

Головна мета – одержання коксу. Як уже зазначалося при коксуванні утворюється:

- кокс
- коксова смола
- коксовий газ (сирий газ)
- надсмольна вода (в якій багато розчинного аналізу, відокремлюють аміак як добриво).

Сирий коксовий газ крім водню, вуглеводнів, оксидів вуглецю має в своєму складі ще й певну кількість аміаку, аренів, сірководню та інших сполук. Після видалення цих речовин з сирого коксового газу, коксовий газ використовують як паливо або як хімічну сировину.

Склад коксового газу: (в V%)

H ₂ – 57%	CO – 6,5%	N ₂ – 5,7%
CH ₄ – 25%		CO ₂ – 2%
C _m H _n – 2,5%		O ₂ – 0,3%

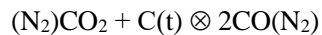
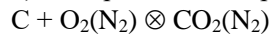
Нижча теплота згорання коксового газу 4325 ккал/м³.

Коксування проводять в спеціальних коксових печах.

Газифікація – процес максимального повного перетворення горючої частини палива в горючі гази. Він відбувається при високій температурі і в присутності кисню, повітря. Газифікацію проводять в газогенераторах.

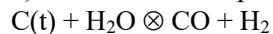
В залежності від того, що продувають через газогенератор, одержують:

- 1) повітряний газ – продувають повітря через розжарене вугілля



Теплота згорання повітряного газу 1050 ккал/м³

- 2) водяний газ – через газогенератор продувають водяну пару



Теплота згорання водяного газу 2400 / 3200 ккал/м²

- 3) Змішаний генераторний газ – через газогенератор пропускають суміш повітря і водяної пари.

Кількість води в грамах, яка міститься в одному 1 м³ або в 1 кг газу.

Відносну вологість визначають як відношення парціального тиску водяної пари в газі до тиску насиченої водяної пари при даній температурі

$$\varphi = \frac{p'}{p}$$

Для насиченої водяної пари $\varphi = \frac{p'}{p} = 1$.

φ – відносна вологість;

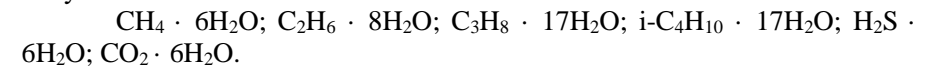
p' – парціальний тиск;

p – тиск насиченої водяної пари при даній температурі.

Лекція 6. Кристалогідрати вуглеводневих газів

1. Склад кристалогідратів та умови їх утворення.
2. Заходи по попередженню утворення кристалогідратів, боротьба з ними.
3. Пружність насиченої пари.

Наявність води в газі особливо в рідкому стані при певній температурі і тиску може привести до утворення кристалогідратів газів типу:



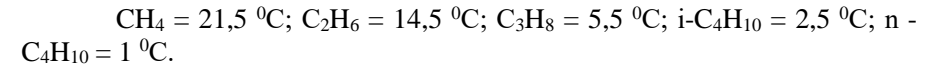
Стале існування кристалогідратів можливе при температурі від – 5 °С до +10 °С і тиску 0,6 – 2 МПа. При більш високих температурах і більш низькому тиску кристалогідрати не утворюються.

Кристалогідрати – білі тверді тіла схожі на сніг або лід, утворюються при температурі значно вищій, ніж температура утворення льоду.

Гідрат метану (CH₄) вперше був отриманий в 1888 році. Максимальна температура при якій він був отриманий склала 294,5 К.

Для кожного з вуглеводнів є максимальна температура вище якої ніяким підвищенням тиску не можна викликати утворення гідратів. Ця температура називається критичною температурою гідратоутворення.

Вона відповідна для:



Виходить, що чим важче вуглеводень, тим нижча температура гідратоутворення.

Вуглеводні, починаючи з C_5H_{12} кристалогідратів не утворюють.

На утворення кристалогідратів впливають:

- ✓ температура і тиск;
- ✓ висока швидкість і турбулентність потоку газів;
- ✓ пульсація компресора або насоса;
- ✓ швидкі повороти і умови, які сприяють перемішуванню суміші;
- ✓ всі вони сприяють утворенню гідратів.

Місце утворення гідратної пробки визначають по підвищенню перепаду тиску на даній ділянці газопроводу. Більш швидкий і дешевий спосіб встановлення накопичення гязі і гідратних пробок в газопроводах – метод радіолокації. Для цього в середину газопроводу через спеціальний отвір лубрикатор вводяться антени, які підключають до стандартної пересувної радіолокаційної станції, які встановлюються по довжині газопроводу через 20 – 40 км. Відстань від антени до місця утворення гідратної пробки визначається з точністю до декількох метрів. Цей метод ефективний також при спостереженні за рухом “йоршу”, який використовується для очистки труб. З допомогою радіосигналів можна помітити і накопичення рідини в газопроводі.

Позитивні результати отримують і при визначенні місця і товщини гідратно льодяних пробок в газопроводах шляхом просвічування труб з допомогою радіоізотопного приладу.

Радіометричний блок пересувають по трубі. В місці знаходження гідрату спостерігається різкий спад показників приладу. Також визначають місце накопичення рідини і висоту її шару в трубопроводі.

Прилад розроблений для визначення місць скупчення гідрату льодяних і водяних пробок в трубопроводах для газового конденсату і зріджених газів.

З метою попередження утворення кристалогідратів проводять теплоізоляцію шлейфу пінопластом товщиною 0,5 см при середньому дебіті свердловини 3 млн. m^3 /добу. Щоб кристалогідрати не прилипали до стінок труб в потік газу вводяться нафтопродукти або ж поверхнево-активні речовини (ПАР). На стінках труб утворюється гідрофобна плівка і гідрати легко транспортуються потоком газу. Але найефективніший метод попередження утворення гідратів – осушування газу перед надходженням його в трубопровід. Осушування здійснюють до точки роси на 5 – 6 $^{\circ}C$ нижче мінімально можливої температури газу в газопроводі. Для ліквідації кристалогідратів в системі – нагрівають газ, зменшують тиск, вводять в систему речовини, які зменшують пружність водяної пари і точку роси газу, такою речовиною є метанол (метиловий спирт – CH_3OH). Кристалогідрати називають “твердим газом”. Географія покладів твердого газу співпадає з зоною розповсюдження вічної мерзлоти, площа якої – 40 млн. km^2 , з одного $1 m^3$ “твердого газу”

стадій:

- розподіл твердого палива на куски певної величини, класи та сорти – грохочування (грохот – решето);
- подрібнення твердого палива до необхідних розмірів;
- збагачення – видалення з твердого палива мінеральних речовин (мінерально-неорганічні).

Крім того з твердого палива потрібно виділити пил, воду і висушити.

Пил видаляють з допомогою відцентрових пиловідокремлювачів. Воду видаляють в процесі відстоювання, центрифугування, або механічних грохотів (на решетах і закріплених механічно). Осушування вугілля відбувається в термічних сушилках різних конструкцій.

Якщо вугілля використовують як сироносій, то всі ці процеси не проводять.

В основі цього процесу лежить суха перегонка, тобто нагрівання речовини без доступу повітря.

При цьому з органічної частини твердого палива утворюються газоподібні, рідкі і тверді продукти. Кількість їх та склад залежать від властивостей вихідної сировини, температури, тиску, конструкції, апаратів і т.д. і т.п.

Розклад твердого палива при $t = 500-600^{\circ}C$ називається низькотемпературним коксуванням або напівкоксуванням.

Розклад твердого палива при $t = 950-1100^{\circ}C$ називається високотемпературним коксуванням, або просто коксуванням.

Продукти коксування в обох випадках в основному одні і ті ж, але співвідношення їх буде різним.

Продукти, які одержані в результаті напівкоксування називаються первинними (первинний газ, первинна смола і напівкокс).

Продуктами коксування будуть:

- коксовий газ;
- кам'яновугільна смола (коксова);
- кокс.

При коксуванні утворюється більше газів, але менше твердих продуктів. Таким чином найважливішими факторами коксування є:

- температура;
- хімічний вік палива;
- походження твердого палива.

Для коксування беруть суміш вугілля різних сортів.

1. антрацит

З збільшенням хімічного віку твердого палива збільшується вихід газів, але збільшується вихід і твердих продуктів.

1. буре
2. кам'яне

20. При наявності в зріджених вуглеводневих газів побутового призначення власного специфічного запаху норма одоризації може бути зменшена.

Норма одоризації, що рекомендується, встановлюється з умови забезпечення інтенсивності запаху в 3 бали. На кожен бал запаху в одорований газ повинний бути уведений від $60:3 = 20$ до $90:3 = 30$ г етилмеркаптану на 1 т рідкої вуглеводневої суміші. Різниця між 3 балами і середнім балом власного запаху зрідженого газу дає недостаючий бал інтенсивності запаху.

Норма одоризації зріджених вуглеводневих сумішей визначається множенням недостаючого балу інтенсивності запаху на питому витрату одоранту на 1 бал (від 20 до 30 м на 1 т рідких вуглеводнів).

Кожний ГПЗ (ГБЗ) має один або декілька резервуарних парків для зберігання зріджених газів.

Вони розміщуються на відстані не менше 500 м від заводу. Для зберігання газу використовують циліндричні ємності або сферичні резервуари.

Циліндричні ємності можуть бути об'ємом, який дорівнює 10, 25, 50, 100, 175 і 200 м³ і розраховані на тиск $P = 0,2; 0,7; 1,6; 1,8$ МПа. Ємності встановлюють на залізобетонному фундаменті на двох або кількох металевих опорах. Зверху на ємності розміщують різні патрубки. Для зберігання газу під тиском у великих кількостях використовують сферичні резервуари до 600 м³. На території парку для кожного виду продукції виділяють самостійні групи ємностей навколо яких роблять обвалування, щоб при аварії там змогла розташуватись продукція з найбільшого резервуару.

Резервний парк розрахований на зберігання рідкого газу, який виробляє ГПЗ за 3-7 діб.

Лекція 23. Гази термічного розкладу твердого палива

1. Підготовка до переробки твердого палива.
2. Термічний розклад твердого палива.
3. Склад і основи одержання первинних газів.
4. Склад і основи одержання коксового газу.
5. Газифікація твердого палива.

Тверді горючі копалини використовують не тільки як енергоносії. В результаті термохімічної переробки з них можна одержати багато цінних продуктів, в тому числі і горючі газу.

Інколи тверде паливо переробляють виключно для одержання горючих газів. Для цього тверде паливо (вугілля) потрібно відповідним чином підготувати до переробки. Ця підготовка складається з таких

утворюється 180 м³ природного газу. Тому “твердий газ” є резервним джерелом природного газу.

При використанні зріджених газів приходится мати справу з двофазною системою: рідина – газ. При цьому насиченою пара цих газів буде тільки тоді, коли над поверхнею рідини буде вільна поверхня, тобто, коли існують одночасно дві фази: рідина і газ.

Така двофазна система може існувати лише при певній температурі, якій відповідає певна пружність пари газів. Таким чином кожній температурі відповідає певний тиск.

Температура, при якій газ повністю насичений водяними парами називають точкою роси даного газу.

Насичена пара вуглеводневих газів при даній температурі і тиску знаходиться в точці роси, якщо при постійному тиску цю пару дещо охолодити – то деяка її частина почне конденсуватись і випадати на поверхню у вигляді краплинок рідини.

При підвищенні температури насиченої пари рівновага двох фаз буде зміщуватись в другому напрямку. Внаслідок чого посилиться процес випаровування, який буде йти до тих пір, поки при новій температурі не наступить рівновага фаз, яка буде характеризуватись насиченістю пари.

З другого боку, при постійній температурі зміна тиску буде зміщувати рівновагу фаз в той чи інший бік. Але двофазна система завжди прагнучиме зберегти стан рівноваги. Тобто стан, при якому пара над рідиною буде насиченою.

Для знаходження точки роси у вуглеводнів користуються спеціальними номограмами.

У нас є номограма для суміші пропану, і-бутану, і n - бутану.

Для визначення точки роси суміші, в якій $C_3H_8 = 20\%$; n - $C_4H_{10} = 55\%$; і- $C_4H_{10} = 25\%$; досить знайти місце перетину ліній, які відповідають 20% C_3H_8 і 55% n - C_4H_{10} , опустити з точки перетину вертикальну пряму на шкалу температури, знайдемо точку роси трьохкомпонентної системи, яка в цьому випадку дорівнює -8 °C.

Лекція 7. Теплові властивості газів

1. Теплопровідність газів.
2. Теплота згорання.
3. Температура і теплота перетворення.
4. Теплоємність.

Процес поширення тепла в тілах без переміщення речовини цих тіл називається теплопровідністю.

Передача тепла в нерухомому середовищі (рідині, газі) протікає по закону Фур'є, згідно якого тепловий потік пропорційний градієнту температури:

$$q = -\lambda \frac{dT}{dx},$$

де q – тепловий потік в напрямку x ;

λ – коефіцієнт пропорційності або коефіцієнт теплопровідності, який характеризує теплопровідні властивості речовини;

T – температура, $^{\circ}\text{C}$;

x – відстань, см.

Кількість тепла, яке проходить через тіло прямо пропорційне площі F , різниці температур по обидві сторони тіла Δt , часу протікання теплового потоку τ і зворотно пропорційне товщині цього тіла s

$$Q = \frac{\lambda F \tau \Delta t}{s}$$

Коефіцієнт теплопровідності буде мати розмірність (якщо Q виразити в ккал або кДж, F в м^2 , s в м, τ в год і різницю температур Δt в град)

$$\lambda = \frac{Qs}{F\tau\Delta t} = \frac{\text{ккал}}{\text{м} \cdot \text{год} \cdot \text{град}}, \text{ або } \frac{\text{кДж}}{\text{м} \cdot \text{год} \cdot \text{град}}, \text{ або } \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{град}} \quad (1\text{Дж} = 1\text{Вт} \cdot \text{с})$$

В газовому середовищі передача тепла проходить за рахунок обміну енергією між молекулами, які безладно рухаються. Цим і обумовлена теплопровідність газів, тобто їх здатність швидко вирівнювати свою температуру.

При розрахунках пов'язаних з двофазними системами враховується теплопровідність обох систем (фаз).

Фактори, які впливають на теплопровідність газів і рідин:

✓ молекулярна маса – при збільшенні її теплопровідність газів збільшується, а рідин зменшується;

✓ температура – при збільшенні температури теплопровідність газів збільшується, а рідин зменшується;

✓ тиск – при підвищенні його теплопровідність газів збільшується, але якщо тиск дуже малий або середній, то не дуже (в межах тиску від 0,1 до 1000 кПа теплопровідність газів збільшується приблизно на 1% при підвищенні тиску на 100 Па), теплопровідність рідин при помірному тиску змінюється в незначних межах.

Примітка: теплопровідність рідкого палива при підвищенні температури на 10°C зменшується в середньому на 1%.

Теплота згорання – кількість тепла, яка виділяється спалюванні одиниці об'єму або маси газів.

шляхом безупинного (пропорційно витраті газу) введення одоранту в трубопроводи, по яких газ перекачується з резервуарів на наливні залізничні естакади.

Дозволяється проводити одоризацію безпосередньо в ємностях зріджених вуглеводневих газів за умови видалення підтоварної води.

Забороняється одноразове (не в потоці) уведення всієї розрахункової порції одоранту в трубопровід, що служить для перекачування зрідженого вуглеводневого газу безпосередньо в залізничні цистерни.

18. Періодично (а також у випадку надходження рекламаций) повинна проводитися перевірка інтенсивності запаху одорованих зріджених газів на заводах-виготовлювачах (після відпустки кожних 10 тис. т газу) органолептичним і фізико-технічним методами.

На підприємствах, що споживають зріджені вуглеводневі гази для побутових цілей, варто перевіряти інтенсивність запаху одоранту в газі не рідше одного разу в квартал.

19. Органолептична перевірка інтенсивності запаху одорованих зріджених газів проводиться групою з п'яти чоловік з оцінкою по п'ятибальній шкалі:

відсутність запаху – 0;

запах дуже слабкий, невпізнаний – 1;

запах слабкий, але впізнаний – 2;

запах помірний – 3;

запах сильний – 4;

запах дуже сильний і нестерпний – 5.

Органолептична перевірка інтенсивності запаху одорованих зріджених газів проводиться в спеціально обладнаній кімнаті-камері з температурою $20 \pm 4^{\circ}\text{C}$, де повинна бути створена концентрація зріджених газів у повітрі 0,4 % (що відповідає 1/5 від нижньої межі вибуховості). Газ випускається в камеру з газового простору балона чи пробовідбірника, заповнюваного не менш ніж на 75 % свого об'єму, і перемішується з повітрям вентиляторами.

Забороняється створювати необхідну концентрацію парів зріджених газів у камері шляхом випару рідкої фази, взятої в обмеженій кількості.

Запах, вважається достатнім, якщо не менше трьох чоловік з п'яти дадуть оцінку інтенсивності не нижче 3 балів. Якщо запах виявиться недостатнім, то оцінюється повторна проба газу тією же групою з п'яти чоловік.

Одночасно виконується фізико-хімічний аналіз на вміст етилмеркаптану в вуглеводневій газовій суміші одним з наступних методів: хроматографічним, нефелометричним, кондуктометричним, методом бромних індексів, водометричним.

Газ	Маса газу на 1 л ємності резервуару, кг, не більше	Ємність резервуару, яка приходить на 1 кг газу, л, не менше
Бутан	0,488	2,05
Бутилен	0,526	1,90
Ізобутилен	0,526	1,90
Пропан	0,425	2,35
Пропілен	0,445	2,35

Забороняється наповнення цистерн чи балонів шляхом зниження в них тиску за рахунок випуску парової подушки в атмосферу.

14. Щільність рідкої фази зрідженого газу (при стандартних умовах) у залежності від його складу дорівнює 0,58-0,60 кг/м³, тобто рідка фаза зрідженого газу приблизно в 2 рази легша води. Отже, відстій води буде відбуватися в нижній частині резервуарів і апаратів.

15. При інтенсивному доборі парової фази з резервуара температура рідкої фази буде знижуватися за рахунок витрати тепла рідини на випар. Максимально низька температура, при якій рідина вже не випаровується, складає для пропану мінус 42 °С, для бутану 0°С. Для сумішей пропану і бутану ця температура – величина змінна, залежна в кожному випадку від процентного складу суміші.

16. Пари зріджених газів безбарвні і не мають запаху. Це затрудняє виявлення газу в приміщеннях при його витокі. Відповідно до вимог стандарту на зріджений газ запах газу повинний відчуватися при об'ємному вмісті його в повітрі 0,5 %. Для додання зрідженому газу специфічного запаху до нього додають сильно пахнуть речовини - одоранти. У якості одоранту для зріджених вуглеводневих газів застосовується технічний етилмеркаптан, що поставляється по технічних умовах заводів-виготовлювачів.

17. Одоризація зріджених вуглеводневих газів побутового і комунально-побутового призначення здійснюється на газопереробних, нафтопереробних і нафтохімічних заводах, що виробляють ці газу, по наступним нормам:

Вміст		Кількість етилмеркаптану, г/т зрідженого газу
пропану	бутану і інших газів	
До 60 включно	Понад 40	60
Понад 60	До 40	90

Заводам-виготовлювачам варто проводити одоризацію в потоці

Теплота згорання в основному залежить від складу горючих газів, її потрібно знати, щоб обчислити потреби в паливі.

Теплота згорання може бути вищою і нижчою, відповідно Q_v і Q_n .

Q_v і Q_n характеризують тільки ті газу, при спалюванні яких виділяється водяна пара (до оксиду вуглецю II), який не дає при згоранні парів води, ці поняття не відносяться. Як звісно, при конденсації водяної пари виділяється тепло 539 ккал/кг. Крім того, при охолодженні конденсату до 0 °С виділяється тепло в кількості 100 ккал/кг. Всього за рахунок конденсації водяної пари виділяється тепло більше 600 ккал/кг, що складає різницю між Q_v і Q_n . Для більшості газів, які використовуються для газопостачання ця різниця складає 8-10%.

В процесі використання зріджених вуглеводневих газів часто вдаються до змішування їх пари з повітрям. Це роблять з метою зниження точки роси бутану і пропану і для одержання таких сумішей якими можна було б тимчасово замінити інші види горючих газів. В таких випадках необхідно враховувати значення теплоти згорання повітряно-пропанової і повітряно-бутанової сумішей. Теплоту згорання газової суміші підраховують згідно такого співвідношення

$$Q_{cm}^c = y_1 Q_1^c + y_2 Q_2^c + \dots + y_n Q_n^c = \sum y_i Q_i^c$$

де Q_{cm}^c - вища чи нижча теплота згорання сухого газової суміші;

y_1, y_2, y_n – об'ємна доля компоненту в газовій суміші;

Q_1^c, Q_2^c, Q_n^c - вища або нижча теплота згорання 1 м³ компоненту, який входить до складу суміші.

При певній температурі, яка властива даній речовині вона може переходити з твердого стану в рідкий, а з рідкого – в газоподібний.

Температура, при якій ці процеси проходять в першому випадку, називається температурою плавлення, а в другому – пароутворення, тобто температурою кипіння.

Для переходу з одного агрегатного стану в інший необхідно затратити певну кількість тепла. Кількість тепла, яка необхідна для плавлення одиниці маси речовини при постійній температурі, називається прихованою температурою плавлення.

Кількість тепла, яке необхідно затратити для ізотермічного перетворення одиниці маси речовини з рідкого стану в газоподібний називається прихованою температурою пароутворення.

Для визначення теплоти випаровування існує спеціальне рівняння (правило Трутона)

$$i = \frac{T}{M}c$$

Теплоємність (с) – кількість тепла необхідна для нагрівання одиниці маси або об'єму газу на 1 °С.

$$c = \frac{Q}{m(t_2 - t_1)}$$

де Q – тепло, витрачене на нагрівання речовини;

m – маса газу;

t₂-t₁ – різниця температур.

Так щоб нагріти 1 кг води на 1 °С потрібно 4200 Дж. Одиниці

виміру теплоємності $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{град}}$.

Теплоємність може бути:

- ✓ молярною (в перерахунку на 1 моль речовини);
- ✓ масовою (в перерахунку на одиницю маси речовини);
- ✓ об'ємною (в перерахунку на одиницю об'єму речовини).

Істиною теплоємністю називається граничне її значення, коли різниця температур становиться безмежно малою.

Теплоємність при постійному тиску c_p більша теплоємності при постійному об'ємі c_v, тому що при цьому тепло витрачається не тільки на підвищення температури газу, але і на роботу по розширенню газу. Для ідеальних газів справедливе відношення

$$c_p^0 - c_v^0 = AR$$

де R – універсальна газова постійна;

A – тепловий еквівалент роботи.

Для ідеальних газів різниця теплоємностей дорівнює

$$c_p^0 - c_v^0 = 8,317 \frac{\text{кДж}}{(\text{кмоль} \cdot \text{град})}$$

Лекція 8. Горіння газів

1. Реакції і розрахунки горіння.
2. Температура займання і межі запалюваності.
3. Швидкість поширення полум'я.
4. Температура горіння палива.

і т.д. Горіння суміші в цих умовах супроводжується нагріванням і розширенням газів, що приводить до швидкого підвищення тиску, що, у свою чергу, викликає руйнування будівельних конструкцій, а нагріті газу утворюють вогнища пожежі. При вибуху газоповітряної суміші швидкість поширення полум'я звичайно досягає декількох сотень метрів у секунду. Людина сприймає це явище як швидкоплинне, миттєве.

Пожежна небезпека зріджених газів характеризується наступними властивостями окремих компонентів: жаропродуктивністю, яка перевищує 2000 °С и забезпечує обмірювану приладами температуру полум'я в межах 1830-1925 °С; значною теплотою, яка виділяється при згорянні газоповітряної суміші; низькими межами запалення і вибуховості; низькою температурою самозапалювання; великою потребою в кисні повітря при горінні і великій кількості продуктів згорання, що утворюються при цьому.

Висока температура полум'я горіння зріджених газів навіть при короткочасному (від часток секунди до декількох секунд) дотику викликає важкі опіки.

Тривалий вплив полум'я викликає горіння спалюваних будівель і руйнування неспалених металевих і залізобетонних конструкцій. Так, незахищені металеві конструкції валяться вже через 15-20 хв.

При вибуху газоповітряної суміші в приміщенні утворюється велика кількість нагрітих газів, що приводить до підвищення тиску. Максимальний тиск при вибуху газоповітряних сумішей може досягти 0,858 МПа (8,58 кгс/см²). Під дією такого тиску, що виникає усередині приміщень, руйнуються будівельні конструкції. У першу чергу руйнуються вікна і двері, якщо газу не устигнуть вийти в отвори, що утворилися, то валяться переkritтя і навіть стіни.

12. Фактичний обсяг газу (парової фази) від випару 1 м³ зріджених газів (рідкої фази) складає (при стандартних умовах): пропану - 269 м³; ізобутану - 229 м³; н-бутану - 235 м³.

Унаслідок цей вихід газу в атмосферу при розриві трубопроводів чи апаратів і навіть при витокі газу через нещільності створює погрозу швидкої загазованості приміщень і площадки КБ.

13. Наповнення зрідженими газами наземних резервуарів і балонів повинно відповідати наступним нормам:

площадки КБ на рівні землі. При цьому заглиблень і приямків не повинно бути як у приміщеннях, так і на самій площадці.

Зріджені вуглеводневі гази при атмосферному тиску не володіють токсичною (отруйною) дією на організм людини (через те, що вони слабо розчиняються в крові). Але, потрапляючи в повітря, зріджені гази змішуються з ним, витісняють і зменшують зміст кисню в повітрі.

Людина, що знаходиться в такій атмосфері, буде відчувати кисневе голодування, а при значних концентраціях зрідженого газу в повітрі може загинути від задухи.

Вдихання протягом 10 хв. повітря, що містить 1 % чи пропану бутану, не викликає ніяких симптомів отруєння. Двохвилинне вдихання повітря, що містить 10% пропану чи бутану, викликає запаморочення. Пропілен і бутилен мають наркотичні властивості: при вдиханні повітря, що містить 15% пропілену, людина непритомніє через 30 хв., при 24% пропілену в повітрі, утрата свідомості настає через 3 хв., при 35 – 40 % - через 20 с.

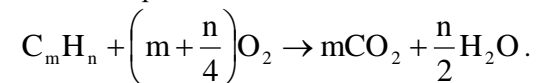
У зв'язку з цим усі компоненти зріджених газів включені в список шкідливих для людського організму речовин. Санітарними нормами встановлена гранично допустима концентрація їх у повітрі робочої зони виробничих приміщень 300 мг/м³ (у перерахуванні на вуглець). Ця норма повинна дотримуватися також у робочій зоні зовнішніх установок. Подібна концентрація менша нижньої межі вибуховості приблизно в 15-18 разів.

Небезпечний вплив на людину зріджених газів значно зростає, якщо вони містять сірководень і інші сірчисті з'єднання, що є сильними отрутами, що уражають нервову систему людини. При вмісті сірководню в повітрі від 0,15 до 0,23 мг/л через кілька годин у людини з'являються симптоми легкого отруєння, при 0,31 мг/л - через 5-8 хв. настає сильне подразнення слизової оболонки очей, носа і горла. Подальше підвищення концентрації від 0,77 до 1,08 мг/л викликає через 1 ч серйозне отруєння, а при концентрації 1,54 - 4,62 мг/л швидко настає смерть.

11. Пари зріджених газів у суміші з повітрям утворюють вибухонебезпечну суміш, причому мають дуже низькі межі вибуховості при стандартних умовах (об'ємна частка газу в повітрі), пропан - 2,3 - 9,5 %; н-бутан - 1,5 - 8,4 %; ізобутан - 1,8 - 8,4 %. Унаслідок цього, а також дуже повільного розсіювання парів зріджених газів в атмосфері (через високу їхню щільність) суміш парів зріджених газів з повітрям довгий час і на великій відстані від місця випару є вибухо- і пожежебезпечною.

Використання зріджених газів засновано на горінні їх у суміші про повітря. Пожежі і вибухи, зріджених, вуглеводневих газів становлять небезпеку для життя людей, будівель і устаткування, що оточують. Вибух газоповітряної суміші виникає при запаленні і горінні її в обмеженому просторі: виробничому приміщенні, підвалі, каналі, резервуарі, топці печі

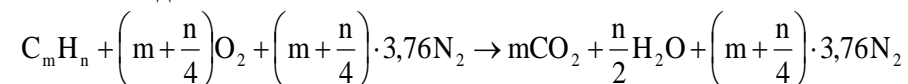
Горіння вуглеводневих газів типу СН в кисні можна виразити в загальному вигляді таким рівнянням



Але як відомо, спалювання газів відбувається не в чистому кисні, а в кисні повітря. В об'ємному відношенні в повітрі на 21 об'єм кисню приходиться 79 об'ємів азоту (якщо знехтувати іншими компонентами повітря – вуглекислим газом CO₂, інертними газами).

Якщо брати вагові відношення, то на 23,2 вагових частини кисню в повітрі приходиться 76,8 вагових частин азоту. Значить на 1 м³ кисню в повітрі приходиться $\frac{79}{21} = 3,76$ м³ азоту, або 1 м³ кисню знаходиться в

$\frac{100}{21} = 4,76$ м³ повітря. Тому рівняння горіння газу в повітрі буде мати такий вигляд



Таблиця №1. Рівняння реакцій горіння горючих газів в кисні

Газ	Реакції горіння
Метан	$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$
Етилен	$C_2H_4 + 3O_2 \rightarrow 2CO_2 + 2H_2O$
Етан	$C_2H_6 + 3,5O_2 \rightarrow 2CO_2 + 3H_2O$
Пропілен	$C_3H_6 + 4,5O_2 \rightarrow 3CO_2 + 3H_2O$
Пропан	$C_3H_8 + 5O_2 \rightarrow 3CO_2 + 4H_2O$
Бутилен	$C_4H_8 + 6O_2 \rightarrow 4CO_2 + 4H_2O$
Бутан	$C_4H_{10} + 6,5O_2 \rightarrow 4CO_2 + 5H_2O$
Пентан	$C_5H_{12} + 8O_2 \rightarrow 5CO_2 + 6H_2O$
Гідроген	$H_2 + 0,5O_2 \rightarrow H_2O$
Оксид вуглецю	$CO + 0,5O_2 \rightarrow CO_2$
Сірководень	$H_2S + 1,5O_2 \rightarrow SO_2 + H_2O$

Таблиця №2. Рівняння реакцій горіння горючих газів в повітрі

Газ	Реакції горіння
Метан	$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 + 7,5\text{N}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 7,5\text{N}_2$
Етилен	$\text{C}_2\text{H}_4 + 3\text{O}_2 + 11,28\text{N}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 11,28\text{N}_2$
Етан	$\text{C}_2\text{H}_6 + 3,5\text{O}_2 + 13,16\text{N}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O} + 13,16\text{N}_2$
Пропілен	$\text{C}_3\text{H}_6 + 4,5\text{O}_2 + 16,92\text{N}_2 \rightarrow 3\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O} + 16,92\text{N}_2$
Пропан	$\text{C}_3\text{H}_8 + 5\text{O}_2 + 18,8\text{N}_2 \rightarrow 3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O} + 18,8\text{N}_2$
Бутилен	$\text{C}_4\text{H}_8 + 6\text{O}_2 + 22,56\text{N}_2 \rightarrow 4\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O} + 22,56\text{N}_2$
Бутан	$\text{C}_4\text{H}_{10} + 6,5\text{O}_2 + 24,4\text{N}_2 \rightarrow 4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O} + 24,4\text{N}_2$
Пентан	$\text{C}_5\text{H}_{12} + 8\text{O}_2 + 30,08\text{N}_2 \rightarrow 5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O} + 30,08\text{N}_2$
Гідроген	$\text{H}_2 + 0,5\text{O}_2 + 1,88\text{N}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 1,88\text{N}_2$
Оксид вуглецю	$\text{CO} + 0,5\text{O}_2 + 1,88\text{N}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 1,88\text{N}_2$
Сірководень	$\text{H}_2\text{S} + 1,5\text{O}_2 + 5,64\text{N}_2 \rightarrow \text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O} + 5,64\text{N}_2$

Таблиця №3. Витрата кисню і повітря при спалюванні 1 м³ газу, м³

Газ	Кисень	Повітря
Метан	2	9,52
Етилен	3	14,28
Етан	3,5	16,66
Пропілен	4,5	21,42
Пропан	5	23,8
Бутилен	6	28,56
Бутан	6,5	30,9
Пентан	8	38,08
Гідроген	0,5	2,38
Оксид вуглецю	0,5	2,38
Сірководень	1,5	7,14

Це теоретичні розрахунки. В дійсності повітря потрібно брати більше, ніж його потрібно за теоретичними розрахунками. Справа в тому, що частина повітря не встигає брати участь в горінні і тому виділяється з продуктами горіння. Тому для визначення дійсної кількості необхідного повітря при спалюванні газів необхідно користуватися такою формулою

$$V = \alpha V_m,$$

6. Основна властивість нормального бутану - тиск насиченої пари. Він складає, МПа (кгс/см²):

при температурі +45 °С – 0,4859 МПа;
при температурі +40 °С – 0,4160 МПа;
при температурі -15 °С – 0,0578 МПа;

Бутани без регазифікації можуть застосовуватися як паливо тільки в умовах позитивних температур, тому що при негативних температурах пружність їхніх парів менша атмосферного тиску.

7. При використанні зрідженого газу в умовах високих позитивних температур бутани мають перевагу перед пропаном в тому, що тиск їхніх насичених парів при однаковій температурі приблизно втричі нижчий, ніж у пропану; це дозволяє зберігати рідку фазу бутану у резервуарах, розрахованих на тиск 0,7 МПа (7 кгс/см²), при звичайних температурах (до +40°С), а в резервуарах, розрахованих на тиск 1,6 МПа (16 кгс/см²) – при температурах до +80 °С.

8. На базах збереження зріджених газів варто віддавати перевагу роздільному збереженню і використанню пропану і бутану, тому що в цьому випадку виключаються неповний випар рідкого залишку в балонах при низьких температурах і великий тиск пари при високих температурах; не змінюється склад пари газу в міру спорожнювання балонів.

9. Зріджені вуглеводневі газу є насиченими (киплячими) рідинами при наявності вільної поверхні рідкої фази. При цьому завжди виникає двофазна система (рідина - пар), причому тиск пар змінюється в залежності від температури рідкої фази і може бути значним при підвищенні температури зовнішнього середовища.

Ця властивість зріджених газів при розриві апарату чи трубопроводу обумовлює підтримка в них тиску тривалий час (до повного спорожнювання від рідкої фази), що створює небезпеку для навколишніх об'єктів, значно більшу, ніж, наприклад, при розриві чи нафтопроводу газопроводу природного газу, у яких тиск при розриві швидко знижується до нуля.

10. Парова фаза зріджених вуглеводневих газів по об'ємній масі значно важча повітря. Щільність пари зріджених газів при стандартних умовах (0°С і 760 мм рт. ст.) коливається в межах від 2 до 2,7 кг/м³.

Відносна щільність газу по повітрю: пропан - 1,562; ізобутан - 2,064; н-бутан - 2,091.

Парова фаза зріджених газів не розсіюється в атмосфері, піднімаючись нагору (подібно природному газу), а стелиться по поверхні землі чи підлоги приміщення (подібно СО₂ і іншим важким газам).

Унаслідок своєї високої щільності пари зріджених газів стікають у знижені місця і заповнюють усі поглиблення, що зустрічаються на шляху.

Ця властивість зріджених газів викликає необхідність будівництва вентиляції приміщень на рівні підлоги, наскрізного провітрювання

Газовий бензин складається в основному з пентану і більш важких вуглеводнів і невеликої кількості бутану.

Сучасні ГФ – діючі установки забезпечують розділення компонентів на 98%. Якщо відбензинюванню піддаються гази, які мають ненасичені вуглеводні, то їх можна виділити окремо і використати, як хімічну сировину.

Лекція 22. Вимоги до зріджених газів

1. Марки газів.
2. Властивості зріджених газів.
3. Умови зберігання зріджених газів.

1. Зріджені вуглеводневі гази, призначені для використання в якості побутового і технологічного палива, повинні відповідати вимогам ГОСТ 20448-80.

Для нестатків хімічної промисловості, на експорт і для інших спеціальних цілей зріджені гази випускаються по індивідуальних технічних умовах.

2. Відповідно до стандарту, зріджені гази, які застосовуються в якості побутового і технологічного палива, повинні мати тиск насиченої пари при температурі +45°C не більш 1,6 МПа (16 кгс/см²), а при температурі - 20°C - не менш 0,16 МПа (1,6 кгс/см²).

3. У відповідності зі стандартом, зріджені вуглеводневі гази випускаються трьох марок.

4. Особливістю зріджених вуглеводневих газів є те, що вони зберігаються і транспортуються в рідкому, а використовуються в газоподібному стані. При звичайних умовах вуглеводневі гази знаходяться в газоподібному стані, а при незначному підвищенні тиску без зміни температури перетворюються в рідину. Звичайними умовами варто вважати атмосферний тиск і температури, характерні для районів і місць, де зріджений газ зберігається і використовується (для районів застосування дійсних Правил від -40 до +45°C).

5. Основні властивості чистого пропану:

температура кипіння при атмосферному тиску – -42,1 °C;

критична температура – +95,7 °C;

тиск насичених парів:

при температурі +45 °C – 1,556 МПа;

при температурі +40 °C – 1,396 МПа;

при температурі -15 °C – 0,295 МПа;

при температурі -20 °C – 0,248 МПа;

при температурі -40 °C – 0,114 МПа.

Отже, пропан (зріджений) як паливо може використовуватися без регазифікації і при від'ємних температурах (до -20 °C).

де α – коефіцієнт надлишку повітря, який для газів приймається рівним 1,05 – 1,2, що забезпечує повне згорання газу в сучасних системах газопальникових пристроїв.

$$\alpha = \frac{Q_2 + 2CO_2 + 1,5CO - 0,5H_2}{2(CO_2 + CO + CH_4)}$$

При заниженому α не весь газ буде згорати, а при завищеному α буде знижуватися температура горіння газу, так як надлишок повітря буде вносити разом з продуктами горіння частину тепла.

Лекція 9. Швидкість поширення полум'я і температура горіння палива

1. Фактори, які впливають на швидкість поширення полум'я.
2. Температура горіння палива.

Полум'я палива, яке зайнялося може поширюватися з різною швидкістю. На швидкість поширення полум'я впливають такі фактори:

- ✓ природа палива (теплопровідність, склад, вміст домішок);
- ✓ співвідношення палива і повітря;
- ✓ попереднє нагрівання газоповітряної суміші;
- ✓ характер потоку суміші (ламінарний, турбулентний чи перехідний).

Швидкість поширення полум'я потрібно враховувати при конструюванні газових пальників, так як неправильне врахування швидкості приведе до того, що горіння газу в них буде проходити з хімічним недопалом, що в свою чергу позначиться на ККД газових установок.

Таблиця №4. Максимальні швидкості розповсюдження горючих газів при оптимальному вмісті газу в повітрі

Газ	Оптимальний вміст газу в повітрі	Максимальна швидкість розповсюдження полум'я, м/с
Метан	9,8	0,67
Етилен	7,1	1,42
Етан	6,5	0,85
Пропан	4,6	0,82
Бутан	3,6	0,82
Гідроген	38,5	4,83
Оксид вуглецю	45	1,25
Коксовий	17	1,7
Генераторний	48	0,73
Водяний	43	3,1

Температура горіння палива може бути: *калориметричною* і *теоретичною*.

Калориметрична температура горіння отримала назву жаропродуктивності – це максимальна температура, яка розвивається при повному згоранні палива з теоретично необхідним об'ємом сухого повітря без врахування будь-яких втрат тепла і при початковій температурі палива і повітря 0 °С.

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_n^p}{Vc_p}$$

де Q_n^p – нижча теплота згорання палива;

c_p – середня об'ємна теплоємність продуктів горіння при постійному тиску;

V – об'єм продуктів повного згорання палива.

Теоретична температура горіння – це температура, яка розвивається при повному згоранні палива з теоретично необхідним об'ємом сухого повітря з врахуванням втрат тепла на розпад продуктів горіння при початковій температурі газу і повітря 0 °С.

Ці дві температури служать для оцінювання допустимих можливостей нагріву, які могли б мати місце в ідеальних умовах.

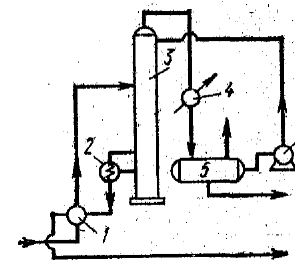
охолодження вугілля, а в III – осушування вугілля, то в IV адсорбер подається водяна пара, для того щоб відбулася десорбція вуглеводнів.

Всі чотири процеси відбуваються одночасно і тривають 50 хвилин.

Після цього I адсорбер переключають на десорбцію, II – на поглинання, III – на охолодження, а IV – на осушування. Переключення адсорберів відбувається одночасно. Важкі вуглеводні одержані в процесі десорбції разом з водяною парою направляються в холодильник, а потім в сепаратор, де відокремлюється вода, а пара вуглеводнів і деяка частина водяної пари направляється в кінцевий сепаратор, де відділяється нестабільний газовий бензин, а несконденсовану вуглеводневу пару – на компресію для переводу в конденсат.

Газофракціонування (ГФ).

Одержаний тим чи іншим способом нестабільний бензин містить в собі значну кількість газоподібних вуглеводнів, які негативно впливають на його якість. Ці вуглеводневі компоненти можна використати, як хімічну сировину, або цінне паливо. Тому їх виділяють з нестабільного бензину і цей процес називають ГФ.



Малюнок . Схема найпростішої стабілізаційної установки

Для цього існують спеціальні установки, де одержують стабільний бензин і зріджений газ (пропан-бутанова фракція). Установка працює під $P = 10-15$ атм. і $t = 40^{\circ}\text{C}$. Нестабільний бензин проходить теплообмінник де нагрів $40-45^{\circ}\text{C}$, а потім направляється в середню частину колони.

Зверху колони відводиться пропан-бутанова суміш, яка спочатку охолоджується в конденсаторі – холодильнику, а потім збирається в збірнику зрошення. З цього збірника частина пропан-бутанової суміші подається на зрошення колони, а частина направляється в приймальний резервуар.

Стабільний бензин знизу колони поступає послідовно в підігрівач, теплообмінник і далі в сховище. Одержана на такій установці пропан-бутанова суміш складається в основному з пропану і бутану з невеликими домішками етану C_2H_6 і пентану.

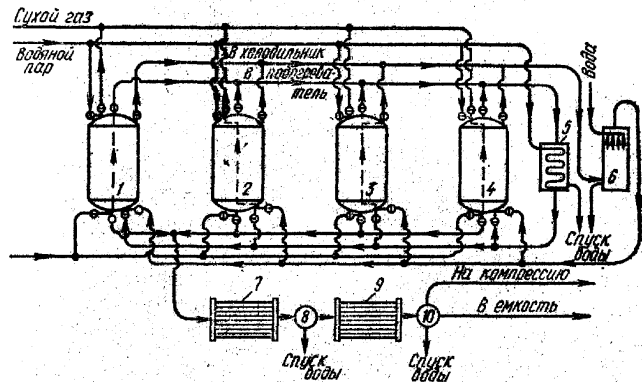
проходячи, наприклад, через воду.

Метод адсорбції

Адсорбція – метод поглинання газів поверхнею твердих матеріалів.

Для адсорбції жирних газів найчастіше як адсорбент використовують активоване вугілля.

Підвищення Р сприяє адсорбції, а підвищення t зменшує її. На практиці адсорбцію проводять при тиску 2-5 атм. і нормальній температурі (інколи дещо знижений тиск).



Малюнок . Принципова технологічна схема адсорбційного витягу газового бензину

Адсорбція – це періодичний процес, який складається з 4 операцій:

- поглинання вуглеводнів активованим вугіллям (сорбція – поглин);
- відгонка вуглеводнів з вугілля (десорбція);
- висушування вугілля гарячим газом;
- охолодження вугілля холодним газом.

Адсорбційні установки обладнуються кількома (не менше 2) адсорберами, які заповнені поглиначами для витягування тих чи інших компонентів газу.

Схема роботи адсорбційної установки (4 адсорбера).

В I адсорбері відбувається поглинання газового бензину, потім сухий, звільнений від важких вуглеводнів газ з адсорбера направляється в підігрівач, де нагрівається до 110-130⁰C, а звідти поступає в III адсорбер (де перед цим відбулося осушування вугілля гарячим газом) і охолоджує його. З II адсорбера газ направляється в газопровід по межі установки.

Коли в I адсорбері іде поглинання вуглеводнів, а в II адсорбері –

Модуль №2

АНАЛІЗ ГАЗОПОДІБНОГО ПАЛИВА

Лекція 10. Відбір і зберігання проб газу

1. Прибори для відбору проб газу.
2. Методи відбору проб газу.

Проби газів відбираються з газопроводів, топочних пристроїв, приміщень і ємностей для зберігання газів. Для цього потрібні різні пристосування і апарати, які забезпечують надійний і зручний відбір проб газу. При аналізі газу доводиться враховувати витрати газу, тиск, температуру. Більшість приладів, в яких зберігають проби газу можуть зразу показувати його об'єм. Об'єм газу вимірюють в статичних і динамічних умовах. До апаратів, які вживаються для вимірювання об'єму і зберігання газу в статичних умовах відносяться:

- ✓ калібровані газометри;
- ✓ аспіратори;
- ✓ газові бюретки;
- ✓ калібровані газові піпетки.

Калібровані газометри і аспіратори застосовуються коли вимірюють значні об'єми газу від 4-30 л. Перед роботою їх перевіряють на герметичність. Запираючою рідиною служить розчин кухонної солі густиною $\rho = 1,2 \text{ кг/м}^3$.

Газометри можуть бути мокрими, коли аналіз газу роблять зразу після відбору проби, а в сухих газометрах проба газу може зберігатися тривалий час.

Для вимірювання незначних об'ємів газу застосовуються бюретки і газові піпетки.

Для вимірювання об'єму газу в потоці (в динамічному стані) використовують газові годинники та газові лічильники.

На виробництві для відбору проб газу використовується наступна апаратура:

- ✓ контейнер типу КЖ-3 ємністю 800 мл при робочому тиску 350 кгс/см²;
- ✓ пробовідбірник сталевий двовентильний ємністю 150, 300 і 500 мл при робочому тиску 150 або 400 кгс/см²;
- ✓ балони сталеві малої ємності;
- ✓ піпетки скляні для відбору проб газу;
- ✓ пляшки для харчових рідин;
- ✓ трубки з зовнішнім діаметром 6-8 мм із нержавіючої сталі або мідні, які обладнані на кінцях ніпелями з накидними гайками;
- ✓ трубки з алюмінію, скла або кварцу з зовнішнім діаметром 6

мм;

- ✓ трубки з'єднувальні із гуми або гнучких пластмас;
- ✓ вентиль запірний ігольчатий.

Підготовка до відбору проб газу

1. Пробу газу відбирають з працюючої свердловини. Якщо свердловина знаходиться в не робочому стані або працює імпульсно з викидом рідини та бруду (при бурінні, кислотній обробці), її необхідно продути в атмосферу або газопровід до отримання чистого газового потоку.

Пробу газу з свердловини, яка дає двофазний потік (газ-конденсат, газ-нафта, газ-вода), відбирають після установок сепарації при встановленому режимі роботи.

2. Газопровід, промислові збірні лінії і технологічні установки перед відбором проби повинні знаходитися в робочому стані.

Відбір проб

Спосіб відбору проб залежить від якісного складу газу, методів його випробування і типів приладів на яких випробовують цю пробу.

1. Проби газу в сталеві пробовідбірники, контейнери і балони відбирають під тиском; в скляні пляшки і піпетки – при невеликому надлишковому тиску.
2. Для визначення вмісту вуглеводню, азоту, рідких газів і вуглекислого газу проби відбирають в сталеві пробовідбірники, а також в скляні пляшки і піпетки. Для визначення вмісту сірководню і парів води проби відбирають в сталеві пробовідбірники, скляні пляшки і піпетки способом сухої продувки.
3. Методом відбору проб у свердловини служить манометричний штуцер з редуційним вентилям, який встановлений на головці свердловини або скидної фонтанної арматури або скидної лінії затруб'я. Місцем відбору проб газу із свердловини, яка дає двофазний потік, служить пробний вентиль сепаратору. Місцем відбору проб у газопроводу, промислової збірної лінії і технологічної установки служить штуцер, який обладнаний запірним вентилям, який розміщений в боковій або верхній частині горизонтальної або вертикальної ділянки. Стаціонарне місце відбору обладнують газозбірною трубкою із корозійностійкого матеріалу, яку вводять в середину газопроводу на 1/6 його діаметру і закріплюють в штуцері зварюванням або різьбовим з'єднанням. Виступаючий відрізок газозабірної трубки обладнують краном або запірним вентилям. При відсутності попадання конденсату в пробовідбірну лінію допускається проводи відбір проб із манометричного штуцера газопроводу,

вуглеводні.

Метод абсорбції дає змогу регулювати, як повноту витягу вуглеводнів так і їх компонентний склад враховуючи якість сировини і цільове призначення абсорбційного процесу.

Метод абсорбції проводять так.

Компресор подає жирний газ під тиском вниз абсорберу. В абсорбері газ барбатує (пробулькує) через шар масла, яке знаходиться на тарілках. Пройшовши їх він повністю звільняється від важких вуглеводнів, які повністю розчиняються в маслі. Далі газ направляється в скрублер, де він звільняється від крапельок масла.

Поглинуте масло через систему зливних трубок зливається з тарілки на тарілку вниз на дно абсорбера, а потім відводиться в проміжний резервуар (вивітрювач) для вивітрювання.

Тиск в вивітрювачі нижчий ніж в абсорбері, а тому легкі вуглеводні вивітрюються (випаровуються) і через клапан протитиску направляються в газопровід сухого газу.

Після цього насичене масло направляється на підігрів. Спочатку в теплообмінник, а потім в підігрівачі. Із підігрівачів насичене масло поступає в випарну колону, (десорбер), цей апарат схожий на абсорбер і тільки знизу в нього подають водяну пару, яка і забезпечує відгонку важких вуглеводнів з поглинального масла. Масло і водяна пара ідуть на зустріч одне одному (протитечія). Відпарені важкі вуглеводні відводяться з десорбера в конденсатор, а потім в водовідділювач – сепаратор. В сепараторі важкі вуглеводні звільняються від води і неконденсованої легкої пари (етан та ін.), після чого направляються в резервуар, з якого нестабільний газ-бензин іде на стабілізацію.

Деяка частина сирого бензину подається зверху десорбера для холодного зрошення, для того, щоб сконденсувати частинки масла з випарної колони. Регенований (відновлений) абсорбент тобто масло знизу випарної колони поступає в підігрівач і після теплообмінника надходить в резервуари, звідки знов надходить в абсорбери. Процес цей може повністю автоматизований.

Абсорбер – сталеві колона діаметром 1 – 3 м і висотою 15 – 20 м, в якій в середині встановлені сталеві або чавунні тарілки на відстані 50 – 60 см.

Як поглинальне масло використовують лігроїн або газойль Р = 12 – 16 атм. t = 10 – 30 – 35⁰С. Метод абсорбції дозволяє видалити з газу весь пентан і більш важкі компоненти,

70 – 90% пропану
до 98% бутану

Всі важкі компоненти, які одержали з газу піддають фракціонуванню або стабілізації.

Скрубер – апарат у вигляді башні, де газ звільняється від масла,

6 атмосфер, а далі надходить в холодильник і газовий сепаратор. В газовому сепараторі відділяється газовий бензин, а газ через ресивер направляється на II ступінь компресії. Тут він стискується до 16 – 40 атмосфер і повторює аналогічний шлях: через холодильник і сепаратор.

Ресивер – з'єднує дві посудини з різним тиском.

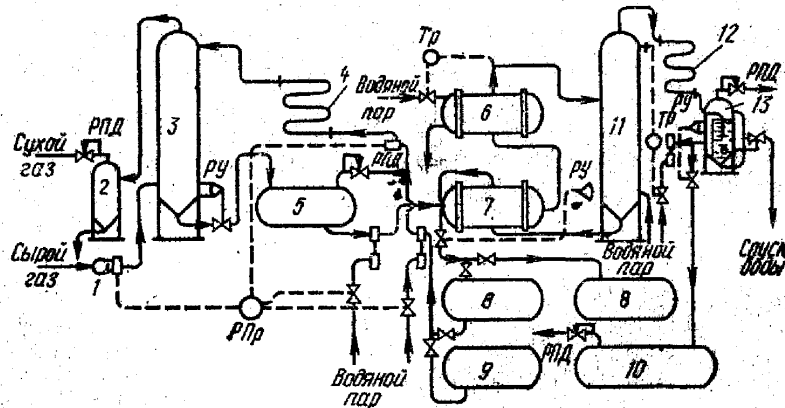
Відбензинений газ із II сепарату іде для дальшого використання, а газовий бензин із двох сепарат збирається і піддається ректифікації (стабілізації). З нього одержаний бензин і зріджені гази: пропан, бутан або їх суміші.

Компресійний метод не забезпечує повного витягу вуглеводнів і самостійно не застосовується. Його використовують як першу ступінь відбензинювання газів.

Це своєрідна підготовка газу до другої ступені відбензинювання ⊗ абсорбції і як спосіб додаткового одержання важких вуглеводнів.

Метод абсорбції – вилучення важких вуглеводнів із жирних газів шляхом поглинання їх рідиною.

Для максимального витягу газового бензину в цьому методі використовують протічечію газу і рідини. Для цього потрібно забезпечити найбільшу поверхню їх зіткнення.



Малюнок . Принципова технологічна схема абсорбційного методу витягу газового бензину

Метод абсорбції полягає в тому, що проти струму газу, який піднімається в абсорбері (колоні) стікає поглинальне масло, яке поглинає важкі вуглеводні. При цьому газ, який тільки ввійшов в абсорбер зустрічається з уже насиченими вуглеводнями поглинальним маслом, а піднімаючись вгору газ зустрічає все більше ненасичених вуглеводнями поглинальним маслом. Це дає змогу поглинути із газу майже всі важкі

який встановлений в верхній частині труби.

Відбір проб в сталеві двохвентильні пробовідбірники і контейнери.

1. Сталеві двохвентильні пробовідбірники повинні застосовуватись для відбору проб газу з тиском не вище вказаного на корпусі пробовідбірника.
2. Для відбору проб газу пробовідбірники і контейнери до місця відбору приєднують пробовідбірну лінію (трубку). Пробовідбірну лінію продувають газом до повного видалення повітря, встановлюють невеликий потік газу, приєднують вихідний кінець пробовідбірної лінії до верхнього вентиля пробовідбірника, який встановлений вертикально, при цьому вхідний і вихідний вентиля пробовідбірника відкривають повністю. Лінію і пробовідбірник продувають на протязі 5-10 хвилин, щоб змінився 10-15 кратний об'єм газу. Потік газу, який виходить із нижнього вентиля пробовідбірника, не повинен містити крапель рідини, наявність якої перевіряють, підставляючи чистий аркуш паперу. Для запобігання конденсації важких вуглеводнів із газу температуру корпусу пробовідбірника підтримують рівною або вище температури газу, який відбирається. Вихідний вентиль прикривають і повільно відкривають вентиль на штуцері пробовідбірної лінії. Швидкість газу, який виходить із нижнього вентиля пробовідбірника, повинен бути 2-3 л/хв., продувають 15-20 хвилин, після цього закривають нижній вентиль пробовідбірника, на протязі 1-2 хвилин вирівнюють тиск в ньому до тиску відбору, закривають верхній вентиль пробовідбірника і регулюючий вентиль на пробовідбірній лінії. Звільнивши один із накидних гайок пробовідбірної лінії, скидають тиск і від'єднують пробовідбірник. Герметичність пробовідбірника перевіряють шляхом почергового занурення вентилів в ємність з водою, потім висушують і закривають вихідні отвори вентилів запобіжники гайками, а у контейнеру КЖ-3 – ковпаками.

Відбір проб в сталеві балони.

1. Підключення і продувка пробовідбірної лінії виконують, як вказано вище в пункті 2. Встановлюють невеликий потік газу, вихідний кінець пробовідбірної лінії приєднують до вентиля балона, який повинен бути повністю відкритий. Після приєднання балона вентиль на пробовідбірній лінії відкривають і заповнюють балони газом на протязі 2-3 хв., після цього закривають вентиль балона і вентиль пробовідбірної лінії, балон від'єднують і газ випускають в

атмосферу. Операцію наповнення і випускання газу повторюють 5-8 раз, в залежності від тиску газу в місці відбору проб. Після чого балон заповнюють газом, закривають вентилі, від'єднують, перевіряють його на герметичність і потім закривають вентиль на балоні ковпаком.

Відбір проб в скляні пляшки.

1. Підключення і продувка пробовідбірної лінії виконують, як вказано вище в пункті 2. на вихідний кінець пробовідбірної лінії надівають резинову трубку, встановлюють найбільший потік газу з допомогою голчастого вентиля пробовідбірної лінії. Заповнену водою склянку занурюють в ємність з водою у вертикальному положенні, потім, не виймаючи склянки з води її перевертають отвором до дна ємності. В склянці не повинно бути пухирців повітря. Резинова трубка вводиться в склянку до дна. Швидкість потоку газу повинна бути такою, щоб витіснення води із склянки проходило протягом 1 хвилини, після цього продувають склянку ще 2-3 хвилини. Трубку виймають під водою, закривають склянку пробкою склянку виймають і осушують. При транспортуванні склянки з пробкою газу на дальній відстані пробку заливають менделєєвською замазкою або ж парафіном.

Відбір проб в скляні піпетки.

В скляні піпетки проби відбирають шляхом витіснення води чи повітря газом. В залежності від мети аналізу і якості газу.

В скляні піпетки відбирають газ який містить вуглеводні і азот, шляхом витіснення води. Заповнюють піпетку водою, тримаючи її вертикально і впускаючи в неї воду через нижній кран до тих пір, поки вона не почне витікати з верхнього крану. Переконавшись в тому, що все повітря витіснене закривають обидва крани.

Підключення і продувка пробовідбірної лінії здійснюється як вказано в пункті 2. Встановлюють не великий потік газу з допомогою голчастого вентиля пробовідбірної лінії і одягають резинову трубку на вихідний кінець лінії. Приєднують резинову трубку пробовідбірної лінії до верхнього крану піпетки, відкривають верхній кран, а потім нижній і витісняють воду газом протягом 1 хвилини, після цього продувають піпетку газом 2-3 хвилини. Закривають нижній кран піпетки, а потім верхній, від'єднують трубку.

В скляні піпетки відбирають газ який містить сірководень або ж органічні сполуки сірки, шляхом витіснення повітря.

Пробовідбірна лінія повинна бути з корозійно стійкого матеріалу (нержавіючої сталі, алюмінію, скла).

Пробовідбірну лінію приєднують до верхнього крану вертикально установленної піпетки резиною муфтою в стик, відкривають верхній

- компресії
- абсорбції (поглинання газів всією речовиною)
- адсорбції (поглинання газів поверхнею речовини)

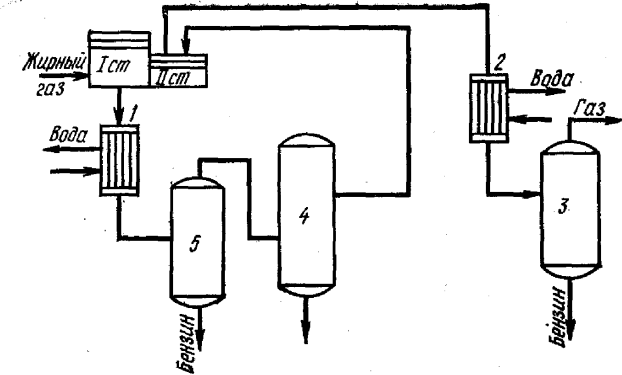
Стабільний бензин одержують методом чіткої ректифікації, звільняючи сирий бензин від пропану, бутану і більш легких вуглеводнів.

Щоб установки відбензинювання працювали надійно і безперебійно, газ-сировина повинна бути добре очищена від води і механічних домішок.

Лекція 21. Методи одержання зріджених газів

1. Метод компресії.
2. Метод абсорбції.
3. Метод адсорбції.
4. Газофракціонування.

Цей метод добування газового бензину компонентів рідких газів застосовують в тому випадку, коли переробляють жирні газу. Якщо вказаних компонентів буде менше (газ не жирний) то процес компресії буде економічно не вигідним.



Малюнок . Принципова схема двоступінчастої компресії

Суть методу компресії полягає в тому, що газ стискають. При цьому компоненти газ-бензину і зріджених газів переходить у рідку фазу. Чим більший тиск, тим більше вуглеводнів переходить із газоподібного стану в рідкий. При цьому вуглеводні, які вже сконденсувалися полегшують перехід інших вуглеводнів більш легких в рідкий стан, розчиняючись в рідких компонентах.

Жирний газ поступає на першу ступінь компресії і стискається до

Основною сировиною для добування зріджених газів є природні і штучні нафтові гази.

Зріджені гази одержують:

- з потужних нафтових газів на газобензинових заводах;
- із газів термічного і каталітичного крекінгу, а також з газів піролізу і коксування та ін.;
- із природних газів: чисто – газових родовищ (якщо вони мають в своєму складі значну кількість важких вуглеводнів) із газоконденсатних родовищ, які теж мають в своєму складі важкі вуглеводні;
- із штучних газів на заводах синтетичного моторного палива.

Найбільшу цінність для одержання зріджених газів представляють попутні нафтові гази.

Якщо природний газ майже не має в своєму складі пропану і бутану, то він не може бути джерелом зріджених газів.

Нафта, яка пройшла режим сепарації повністю від важких вуглеводневих газів не звільняється, а тому гази одержані з нафти вже після сепарації мають в своєму складі біля 30% C_3H_8 , C_4H_{10} – 30 – 35%, 30% газового бензину (легкі рідкі вуглеводневі: пентан, гексан, гептан) – ці гази багатіше джерело одержання зріджених газів.

Штучні нафтові гази (гази крекінгу, піролізу та ін.) по своєму складі відрізняються від природних газів, бо мають в своєму складі ненасичені вуглеводні, які є цінною сировиною для органічного синтезу.

Вуглеводневі гази деструктивної гідрогенізації вугілля і важких нафтових залишків характеризуються повною відсутністю в їх складі ненасичених вуглеводнів.

Це пояснюється тим, що ненасичені зв'язки заповнюються воднем під час гідрогенізації. Після того, як з них видалять NH_3 , H_2S , CO_2 (діоксид вуглецю) вони також є сировиною для одержання зріджених газів.

Таким чином основними джерелами для одержання зріджених газів (пропану, бутану) є потужні нафтові гази, газоконденсатні гази, штучні нафтові гази і гази деструктивної гідрогенізації твердого і рідкого палива. Ті з них, які мають значний вміст олефінів (ненасичених) повинні перш за все піддаватись фракціонуванню (тобто відділення олефінів від насичених) с послідуочим використанням їх в різних синтезах.

Одним з основних методів переробки перелічених вище газів є одержання з них компонентів газового бензину та зріджених газів.

Цей процес носить назву відбензинювання нафтових газів. Компоненти газового бензину – конденсат.

Спочатку з газів одержують сирий нестабільний конденсат, а потім з нього одержують стабільний (розгазований).

Нестабільний сирий бензин одержують методами:

кран, потім нижній і пропускають газ до повного витіснення повітря, приблизно 10-15 кратний об'єм піпетки. Закривають нижній кран, потім верхній від'єднують пробовідбірну лінію.

Піпетки перевіряють на герметичність шляхом почергового занурення кранів в склянку з водою. При транспортуванні піпеток з газом на дальні відстані крани заливають парафіном або ж менделєєвською замазкою.

Проби газу маркують, для чого до пробовідбірника (контейнера, скляного пробовідбірника, балона, склянки, піпетки) прикріплюють етикетку, на якій повинно бути вказано:

- а) найменування об'єкту відбору проб (місто родовище, свердловина, газопровід, лінія, технологічна установка);
- б) дата і час відбору проби;
- в) вид і параметри газу в місці відбору проби (тиск, температура, і т.д.).

Транспортування відібраних проб здійснюють в пробовідбірниках, які вкладають в дерев'яні ящики, укріплюють розпорами або ж перекладають м'яким матеріалом. Транспортування склянок з пробами газу здійснюють в спеціальних ящиках з гніздами в перевернутому стані (верх дном). Проби зберігають в закритому складському приміщенні, яке має вентиляцію. Строк зберігання проби повинен бути вказаний в технічній документації на газ, затвердженій в установленому порядку.

Лекція 11. Визначення густини газу

1. Метод зважування.
2. Метод витікання.
3. Ареометричний.

Метод зважування.

Цим методом густину газу визначають в газових пікнометрах ємністю 100-300 мл. Для відбору проби газу з газового пікнометру при допомозі вакуумного насоса відкачують повітря, після чого пікнометр зважують на аналітичних терезах. В газову бюретку набирають досліджуваний газ точно фіксують його об'єм тиск і температуру і переводять його в пікнометр. Після цього крани на бюретці і пікнометрі закривають а пікнометр з газом знову зважують. За формулами роблять розрахунки.

$$\rho = \frac{a \cdot 100 \cdot k}{V},$$

де V – об'єм газу, яки визначають, мл;

k – коефіцієнт приведення газу до нормальних умов;

a – маса газу в об'ємі V в гр.
Відносна густина газу по відношенню до повітря буде

$$d = \frac{\rho}{1,2928},$$

а молярна маса його:

$$M = \rho \cdot V_m,$$

де V_m – молярний об'єм газу, л.

Якщо на визначення взяли вологий газ то при визначенні ваги 1 л сухого газу необхідно зробити поправку, користуючись формулою

$$a' = \frac{Vp' \cdot 273,2 \cdot 0,000768}{p_0 \cdot (273,2 + t)},$$

де p' – пружність парів води над насиченим розчином кухонної солі при температурі визначення;

0,000768 – маса 1 мл парів води за нормальних умов, г.

Маса сухого газу в об'ємі пікнометру дорівнює:

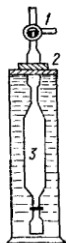
$$a_1 = a - a'$$

Густина сухого газу за нормальних умов дорівнює:

$$\rho_1 = \frac{a_1 \cdot 100 \cdot k_1}{V},$$

де k_1 – коефіцієнт приведення газу до нормальних умов при тиску p_2 , рівному $p - p'$.

Метод витікання.



Малюнок. Еффузіометр

25% коксу, а з вторинних продуктів переробки нафти 30-35% коксу.

Властивості рідких і газоподібних продуктів коксування дуже близькі по складу продуктам каталітичного і термічного крекінгу. З однієї тони сировини можна одержати до 1200 м³ газу.

Склад газів високотемпературного коксування важких нафтових залишків (V% об'ємні %).

H ₂ – 48,7%	CO – 12,7%
CH ₄ – 26,4%	CO ₂ – 4,6%
C ₆ H ₆ – 1,2%	N ₂ – 3,6%
C _m H _n – 2,5%	O ₂ – 0,3%

Рідких і газоподібних продуктів утворюється до 70% від вихідної сировини.

Піроліз нафтопродуктів.

Піроліз – розкладання органічних речовин при $t = 700^{\circ}C$ і атмосферному тиску. Внаслідок високих температур, які застосовуються при піролізі утворюється велика кількість газів, маса яких може сягати 50% від вихідної сировини. Але в сучасних установках піролізу піддають рідкі нафтопродукти (гас) і одержують при цьому ароматичні вуглеводні (арени) – бензол, ксилол. Газоподібні олефіни (етилен, пропилен, бутилен) (не насичені).

Найчастіше піролізу піддаються гази. Якщо з газів піролізу видаляють не насичені вуглеводні, то цей газ може використовуватись, як газоподібне паливо.

Склад газів піролізу гасу

H ₂ – 24%	C ₂ H ₄ – 10,8%
CH ₄ – 46,6%	C ₃ H ₆ – 6,4%
C ₂ H ₆ – 8,2%	C ₄ H ₈ – 2,1%
C _n H _m – 1,2%	

Азотисті, сірчисті і кисневі сполуки, які знаходяться в нафті в результаті піролізу переходять в кінцеві продукти погіршуючи їх якість. Для того, щоб їх видалити проводять деструктивну гідрогенізацію. Так як температура обробки нафти їх з кінцевих продуктів не видаляє.

Модуль №3

ЗРІДЖЕНІ ВУГЛЕВОДНЕВІ ГАЗИ

Лекція 20. Зріджені вуглеводневі гази

1. Джерела одержання зріджених газів.

присутності каталізаторів і при більш низькій температурі (450 – 500 °С).

Цей крекінг іде з більшою швидкістю і дає бензин вищої якості, так як утворюється багато ізомерів, які підвищують октанове число бензину, а ненасичених вуглеводнів утворюють менше. А тому бензин буде більш стійким при зберіганні. Правда при цьому крекінгу доводиться весь час регенерувати (відновлювати) каталізатор. Витрати каталізатора 3 кг на 1 т крекованої сировини. Крім рідких вуглеводнів при каталітичному крекінгу утворюються газоподібні. Гази каталітичного крекінгу на відміну від газів термічного крекінгу характеризуються високим вмістом пропану і бутану, а особливо ізобутану, а тому цей газ є цінною хімічною сировиною і джерелом для одержання зріджених газів.

Склад газів каталітичного крекінгу:

- CH₄ та інші – 9,9%
- C₂H₆ – 6,1%
- C₃H₈ – 20,8%
- n-C₄H₁₀ – 3,3%
- i-C₄H₁₀ – 42,9%
- C₂H₄ – 6,1%
- C₃H₆ – 6,1%
- C₄H₈ – 5,5%
- H₂ – 5,4%

Якщо нагрівати бензин на платиновому каталізаторі, то відбувається перетворення парафінів і циклопарафінів в ароматичні вуглеводні, а значить підвищується октанове число бензину. Цей процес називається риформінгом.

При риформінгу утворюються також газы, які мають багато водню, а також газы складу (C₁ – C₄).

Лекція 19. Коксування нафтопродуктів. Піроліз

Система крекінга нафтопродуктів без утворення крекінг залишку – коксування. При коксуванні утворюються газ, бензин, кокс. Цей метод переробки нафти більше використовують для одержання нафтового коксу. Нафтовий кокс – цінна сировина, для виготовлення електродів, вуглеграфітових матеріалів, як відновник, в ядерній енергетиці, в виробництві абразивів (шліфувальні круги).

Як сировину для коксування використовують мазут, крекінг-залишки, напівгудрони, відбензинову нафту. В залежності від виду коксування сировину нагрівають від t 500 °С – 900 °С і витримують в камерах для коксування до 30 год.

В результаті коксування утворюються нафтовий кокс, газы і рідкі продукти (бензин і рідкі коксові дистилятори). В мазуті утворюється 15-

1 – трьохходовий кран; 2 – гайка; 3 – трубка з платиновою пластинкою та маленьким отвором

Густину газу визначають в приборі еффузіометрі, який складається з трубки 3, нижній кінець якого відкритий, а верхній має металевий трьохходовий кран 1 і трубку, яка має в середині платинову пластину з маленьким отвором.

Суть методу полягає у визначенні часу за який газ витікає через отвір в платиновій пластині. Відносну густину газу знаходять за формулою:

$$d = \frac{\tau_r^2}{\tau_n^2},$$

де τ_r - середньоарифметичне значення часу витікання газу, с;

τ_n - середньоарифметичне значення часу витікання повітря, с;

Густину газу визначають за рівнянням

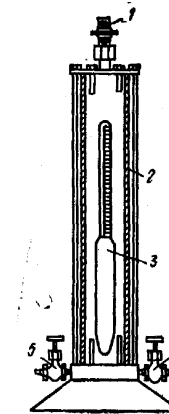
$$\rho = d \cdot \rho_n,$$

де ρ_n - маса одного літру повітря при температурі дослід, г.

Цей метод характеризується меншою точністю ніж ваговий.

Ареометричний спосіб.

Ареометричний спосіб застосовується для зріджених газів. Суть методу полягає в зануренні ареометру в склянку з зрідженим газом та зняття показників.



Малюнок. Прибор для визначення густини зріджених вуглеводневих газів.

1 – паровий вентиль; 2 – ареометрична ємність; 3 – ареометр з термометром; 4, 5 – вентилі.

Лекція 12. Визначення теплоти згорання газу

1. Калориметричний метод визначення теплоти згорання.
2. Хроматографічний метод визначення теплоти згорання.

Теплоту згорання газу визначають в калориметрах різних систем. Найбільш широко використовують калориметр Юнкерса. Суть калориметричного методу визначення теплоти згорання палива полягає в тому, що при спалюванні певної кількості палива у спеціально закритих камерах калориметричних установок теплота продуктів згорання передається воді і при цьому теплоту згорання оцінюють за підвищенням температури в калориметрі.

Визначення теплоти згорання в цьому приладі ґрунтується на спалюванні певної кількості газу з наступним поглинанням тепла, яке виділилось, водою, яка проходить в калориметр. При цьому враховуються кількість води і її температура. Для одержання точних результатів необхідно:

- кімната, де знаходиться калориметр, повинна бути ізольована і мати однакову температуру;
- калориметр встановлений в суворо вертикальному положенні;
- якщо в газі є сірководень, його необхідно видалити пропускаючи через колонку з розчином мідного купоросу.

І ще є ряд вимог.

Для визначення вищої теплоти згорання газу необхідно спалити в калориметрі 5-10 літрів газу. Для визначення нижчої теплоти згорання потрібно спалити мінімум 40 літрів газу, щоб врахувати всю кількість води, яка утворюється.

Вищу теплоту згорання визначають по формулі

$$Q = \frac{a \cdot \Delta t}{V_0}$$

a – маса води в грамах, що утворилася;

Δt – середня різниця температур води, яка входить і витікає з калориметра;

V_0 – об'єм газу при нормальних, який згорає в калориметрі.

Значення середньої різниці температур одержують віднімаючи середньоарифметичне значення показів температур за час досліду на воді,

Після відгонки цих фракцій у перегінному апараті залишається мазут.

При перегонці нафти одержується також газ прямої перегонки, тобто важку частину попутного газу, яка залишається у нафті.

Кількість і склад цього газу залежить від

- умов зберігання;
- умов добування;
- умов транспортування;
- складу нафти і газу.

Кількість цього газу, як правило, не велика, але в ньому містяться значні кількості C_3H_8 (3-16%) і C_4H_{10} (13-30%), тому цей газ широко використовується для одержання зріджених газів і як високоякісне паливо.

Лекція 18. Крекінг нафти

1. Термічний крекінг.
2. Каталітичний крекінг.

Крекінг нафти – процес розщеплення вуглеводнів нафти, в наслідок якого утворюються вуглеводні з меншим числом атомів вуглецю в молекулі.

Термічний крекінг: його здійснюють пропускаючи нафтопродукти (мазут, газойль і інші) через трубчасту піч де вони нагріваються до t 450 – 650 °С під P у 6,9 МПа. Тиск потрібен для того, щоб вуглеводи залишилися в рідкому стані. За цих умов відбувається розщеплення більш важких вуглеводнів на більш легкі і леткі, які знаходяться в рідкому і газоподібному стані. Цю суміш направляють в ректифікаційну колону для розподілу на фракції. Чим більша температура крекінгу, тим більше подрібнюються молекули і тим більше утворюються гази

Гази термічного крекінгу мають приблизно такий склад:

CH_4 і його гомологи – 40%

C_2H_4 – 2,7%-2,4%

C_3H_6 – 16%

C_4H_8 – 10% та інші

H_2 – 7%

Бензин термічного крекінгу має підвищену детонаційну стійкість порівняно з бензином прямої перегонки нафти (детонація – вибух), але не довго зберігаються, так як має ненасичені сполуки, які можуть окислюватись і полімеризуватись, при спалюванні такого бензину засмічуються різні частини двигуна. Тому потрібно добавляти – антиокислювач.

Каталітичний крекінг – це процес розщеплення вуглеводнів в

хімічною сировиною для одержання багатьох тисяч різних продуктів.

При переробці нафти утворюються також гази, які можна використувувати, як хімічну сировину і як енергоносії.

Переробка нафти складається з таких основних процесів:

- перегонка (пряма);
- термічний крекінг (розчеплення)
- каталітичний крекінг;
- піроліз (розплавлення при високій t);
- коксування;
- деструктивна гідрогенізація (руйнування);
- при переробці нафти широко використовують різноманітні каталізатори.

Підготовка нафти до переробки.

Нафта, яка піднімається з свердловини, містить значну кількість домішок:

- механічні (залізо, породи);
- води;
- солі.

Коли в трапах нафта відділяється від газу, то при цьому виділяється значна маса механічних домішок і води. Цей процес відбувається також при відстоюванні нафти в промислових резервуарах, але видалити повністю воду і домішки не вдається.

Нафта з домішками потребує для своєї переробки збільшену кількість енергії, виникає корозія обладнання і трубопроводів, знижується продуктивність праці.

Іноколи від нафти вдається звільнитись незначним нагріванням і відстоюванням.

В більшості ж випадків вода і сіль утворює з нафтою стійку емульсію, видалити яку дуже важко.

Для зруйнування емульсії застосовують центрофуги, електроліти, колоїдні демульгатори та інше.

Найбільш вигідно нафту розділити на окремі фракції. Роблять це шляхом перегонки нафти.

1. Перегонка нафти:

Це процес термічного розділення її на частини (фракції) без помітного розкладу на основі близьких температур кипіння вуглеводнів, які входять до складу нафти.

При перегонці відбувається переміщення частинок речовин із простору, який нагрівається, в охолоджуваний (простір) – елемент кипіння. Найчастіше нафту переганяють на такі фракції:

- бензинову ($t_{\text{кип}} = \text{від } 40^{\circ}\text{C} - \text{до } 175^{\circ}\text{C}$);
- гас ($t_{\text{кип}} = \text{від } 175^{\circ}\text{C} - \text{до } 300^{\circ}\text{C}$);
- газоль ($t_{\text{кип}} = \text{від } 270^{\circ}\text{C} - \text{до } 350^{\circ}\text{C}$).

що входить в калориметр від середньоарифметичного значення показів термометру за час дослідів на воді, що виходить.

Нижчу теплоту згорання визначають віднімаючи значення теплоти конденсації водяної пари, яка утворилась при горінні газу від вищої теплоти згорання.

$$Q_n = Q_b - q,$$

а так як при конденсації 1 млл. води виділяється 600 калорій, то

$$q = \frac{600 * a_1}{v_0},$$

де a_1 – вага зібраної конденсованої води в грамах, яка утворилась при згоранні v_0 газу.

Теплоту згорання газу можна розраховувати і по компонентному складу газової суміші і теплоти згорання окремих компонентів газу.

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i * C_i,$$

де Q_i – теплота згорання газу i -компонента газу;

C_i – доля i -го компонента в газі.

Лекція 13. Осушування газів. Визначення водяної пари в газі

1. Осушування газів.
2. Визначення водяної пари в газі.

В лабораторній практиці газ осушують, як правило, пропускаючи його через трубки або інші прилади, які заповнюють осушувачі.

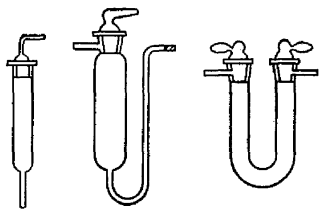
Осушувачі:

- безводний хлорид кальцію (CaCl_2);
- оксид фосфору (P_2O_5 – ангідрид);
- силікагель – висушена H_2SiO_3 ;
- концентрована H_2SO_4 .

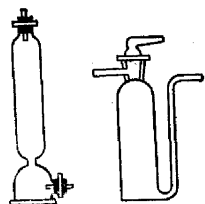
При підборі осушувачів, необхідно враховувати, що вони можуть вступати в хімічну реакцію з газом. Для осушування горючих газів найчастіше вживають CaCl_2 і P_2O_5 .

Осушувачі бувають тверді і рідкі.

При застосуванні твердих осушувачів використовують осушувальні трубки і колонки.

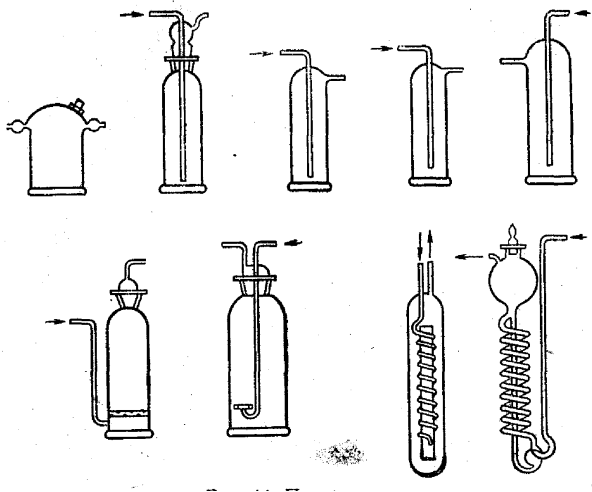


Малюнок . Осушувальні трубки



Малюнок . Колонки

А при застосуванні рідких – промивалки.

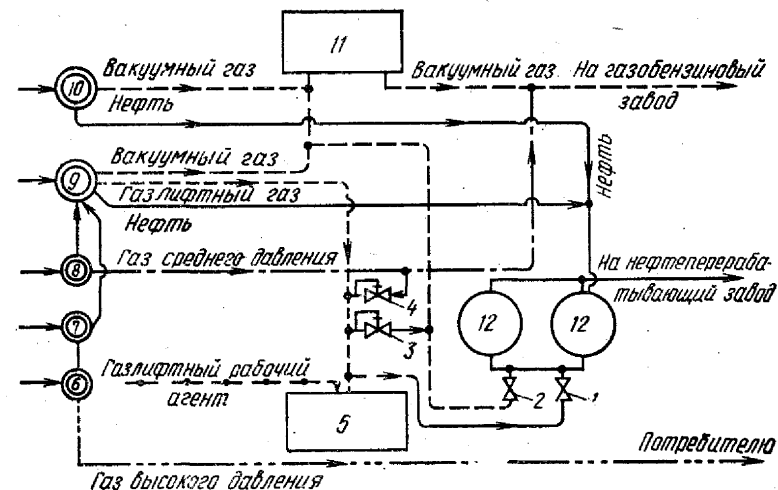


Малюнок . Промивалки

В газоаналітичній практиці вміст вологи в газах визначають поглинанням її свіжопрожареним CaCl_2 , який розміщують в U-подібних трубках. Замість CaCl_2 можна вживати перхлорат магнію.

Газ пропускають через U-подібні трубки (їх 2) з швидкістю приблизно 150 мл/хв (це 10 л за год). В трубках розміщують

кількість пропану і бутану.



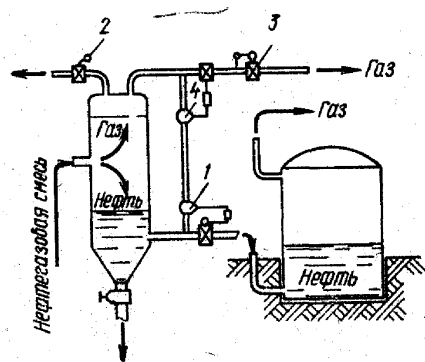
Малюнок . Принципова схема збирання газу під час сепарації.

1, 2, 3, 4 – регулятори тиску; 5 – розділювач; 6 – трап високого тиску; 7, 8 – трап середнього тиску; 9 – трап низького тиску; 10 – вакуум трап; 11 – вакуумкомпресорна станція; 12 – промислові резервуари.

Нафтогазова суміш поступає спочатку в трап високого тиску, де від неї відокремлюється в основному сухий газ (CH_4 , C_2H_6). Потім нафта поступає в трап середнього тиску ($P = 5-8$ атм.). Тут відокремлюється більш важка частина газу. Далі нафта проходить трап низького тиску і вакуумтрап для більш повного відокремлення нафти від газу. Частина газу з трапу низького тиску поступає через регулятор в розділювач. Регулювання тиску на кожній стадії сепарації здійснюється відповідними регуляторами. Газ, який не має жирних компонентів з трапу високого тиску зразу ж іде до споживачів, а якщо потрібно, то і осушується. Газ з інших трьох трапів направляється на вакуумкомпресорну станцію, а звідти на газобензиновий завод. Там з нього роблять бензин і зріджений газ. Відокремлена від газу нафта збирається в промислові резервуари, а звідти на нафтопереробні заводи.

Лекція 17. Нафта і нафтопродукти

1. Підготовка нафти до переробки.
2. Перегонка нафти.
Зараз нафта сама безпосередньо не використовується, а є цінною



Малюнок . Схема обладнання трапу.

1 – поплавок нижнього регулятора рівня; 2 – запобіжний клапан; 3 – регулятор протитиску; 4 – верхній регулятор рівня.

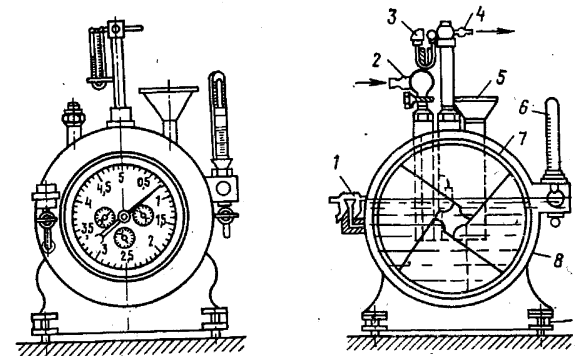
Процес відокремлення газу в трапах відбувається в тому випадку, коли тиск в газовій суміші незначний – не більше 20 атм.

Поплавок нижнього регулятора рівня служить для підтримання постійного рівня нафти в трапі. При підвищенні рівня нафти в трапі більше норми він піднімається і при допомозі ричагів відкриває свій клапан на спускному нафтопроводі. Верхній регулятор під час нормальної роботи не діє. При підвищенні рівня нафти до рівня верхнього регулятора поплавок верхнього регулятора також починає підніматися і при допомозі ричагів закриває клапан на газопроводі. Тиск в трапі підтримується регулятором протитиску, який встановлюється за клапаном верхнього регулятора рівня. Клапан регулятора протитиску відкривають тиском трапу: газ поступає в газопровід. Якщо рівень нафти продовжує підніматись ще вище, тиск в трапі збільшується і при його допомозі відкривається запобіжний клапан, який відрегульований на максимальний робочий тиск. Через цей клапан вся нафта, яка поступає із свердловини вийде в запасну нафтову лінію низького тиску. Але щоб не було втрат газу і легких фракцій нафти запобіжний клапан зв'язаний з сигнальним пристроєм, який викличе обслуговуючий персонал для прийняття заходів. Відокремлення газу від нафти і нафтового пилу в трапі відбувається внаслідок зміни тиску і швидкості руху газонафтового потоку. Для кращої сепарації нафтогазову суміш в трапі розбризкують з допомогою решіток, відбійників, тарілок.

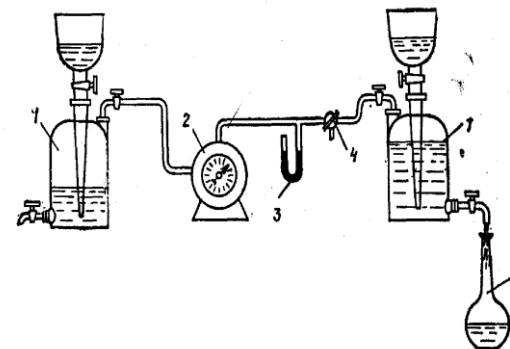
Для відокремлення нафти від газу в нафтогазовій суміші, що йде під тиском більше 20 атм застосовують багатоступінчасту сепарацію. Сепарація дозволяє в значній мірі звільнитись від важких гомологів метану і одержати газ, подібний до природного. Якщо ж система сепарації недосконала, то попутні гази будуть жирними, тобто буде велика

свіжопрожарений CaCl_2 . Після пропускання газу трубки зважують на аналітичних терезах, зрозуміло, що трубки зважують і до пропускання газу.

Швидкість регулюють краном і газовим годинником.



Малюнок . Газовий годинник.



Малюнок . Схема установки для перевірки газового годинника

1 – газометр; 2 – газовий годинник; 3 – U-подібний манометр; 4 – трьохходовий кран; 5 – приймальна склянка.

Пропускання газу відбувається на протязі години, потім трубки продувають сухим повітрям в кількості 230-300 мл для видалення газу, який залишився в комунікаціях.

Друга трубка є контрольною і збільшення її ваги вказує на те, що осушувач потрібно замінити.

Вміст водяної пари в газі (в $\text{грам}/\text{м}^3$) розраховують, виходячи з співвідношення

$$g = \frac{(a_2 - a_1) \cdot 1000 \cdot K}{V}$$

де g – вміст водяної пари в газі;
 a_1 – вага трубки до зважування;
 a_2 – вага трубки після зважування;
 K – коефіцієнт приведення газу до нормальних умов;
 V – об'єм газу пропущеного через трубки.

Таблиця №5 – Осушувальна здатність деяких неорганічних поглиначів

Осушувач	Остаточна волога, г/м ³
Хлористий кальцій обезводнений	0,004
Силікагель	0,006
Перхлорат магнію	0,002
Активний оксид алюмінію	0,001
Фосфорний ангідрид	0,00025

Лекція 14. Визначення компонентного складу газу

1. Методи визначення компонентного складу газу.

Властивості технічних газів залежать від властивостей окремих компонентів, що входять до складу цих газів. Тому в багатьох випадках необхідно знати компонентний склад використовуваного газу. Конструювання і розрахунок апаратів і приладів, через які чи рухаються в який чи обробляються спалюються газу, неможливі без знання складу і властивостей цих газів.

Контроль за спалюванням газу в топках здійснюється шляхом визначення складу газоподібних продуктів, що відходять, горіння. У багатьох випадках важливо знати не тільки склад і властивості газу, що йде на переробку, але і склад і властивості газоподібних продуктів, що виходять у результаті. Контроль безпеки багатьох виробництв, зв'язаних з газовими потоками (спрямованими в чи виробництво одержуваними у виробництві), здійснюється визначенням в атмосфері приміщень токсичних і вибухонебезпечних концентрацій окремих компонентів газу. Аналіз газу може чи здійснюватися з метою визначення змісту в ньому одного чи декількох компонентів, чи з метою встановлення його повного компонентного складу.

Прилади, у яких проводиться аналіз газу, називаються газоаналізаторами.

тому добувається разом з нею. За звичай в одній тоні нафти може бути 200-400 м³ газу. Цю величину називають газовим фактором.

Наявність газу в нафті – це позитивний фактор. Газ збільшує об'єм нафти, зменшує її густину і в'язкість, чим сприяє притоку нафти до забою свердловини. Газовий фактор для різних родовищ неоднаковий і залежить від:

- ✓ природи родовища;
- ✓ режиму експлуатації родовища.

Склад попутних газів залежить від:

- ✓ природи нафти;
- ✓ схеми відокремлення газу від нафти при виході їх з свердловини.

До складу попутних нафтових газів переважно входять важкі вуглеводні (гомологи метану) – пропан, бутан, а також частина ненасичених вуглеводнів – пропілен, бутилен, в незначних кількостях – метан, етан. Теплота згорання попутних і газоконденсатних газів значно вища теплоти згорання газів чисто газових родовищ і коливається від 9300 до 14000 ккал/м³. Відносна густина газу по повітрю: пропан – 1,562 кг/м³; ізобутан – 2,0064 кг/м³; н-бутан – 2,091 кг/м³.

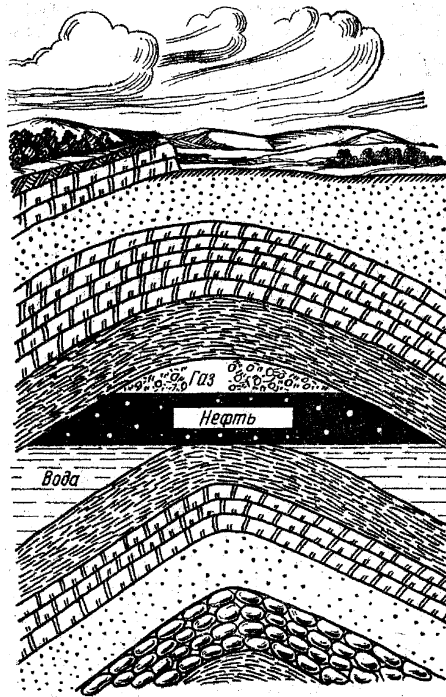
Вивчення попутного і газоконденсатного газів показало, що їх склад змінюється не тільки по роках (для одного й того ж містородовища), але й в різні періоди року. Ці зміни в складі попутного газу в окремих випадках можна пояснити наступними причинами:

- ✓ при розкритті нафтогазових родовищ, які знаходяться під високим тиском, спочатку виділяються легкі фракції газу (СН₄, С₂Н₆), а потім важкі;
- ✓ парафінування і забруднення свердловин перешкоджає вільному притоку нафти і газу з пласта, внаслідок чого зменшується видобуток газу і вміст в ньому важких компонентів;
- ✓ обводнення свердловини, яке приводить до повного затоплення стволів, перешкоджає проходу нафти і зменшує кількість газу, що проходить через воду. Газ втрачає важкі газові вуглеводні;
- ✓ в зимові місяці газ сильно охолоджується і частина важких вуглеводнів газу конденсується і знову повертається в нафту.

Попутний газ, який піднімається на поверхню разом з нафтою відокремлюється від неї в кількох пунктах нафтодобувного господарства.

Найлегші компоненти газу відокремлюються від нафти в трапах, колонках, мірниках. Трапи застосовують для сепарації (відокремлення) нафти і газу, а також очищення газу від нафтового пилу.

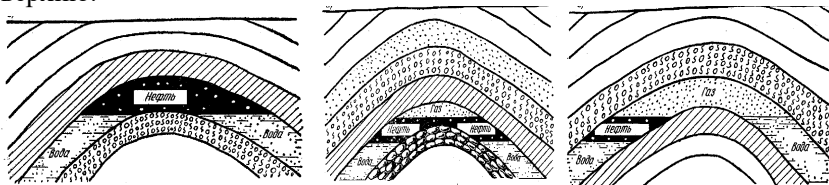
Принцип відокремлення газу в трапах показано на малюнку.



Малюнок . Поклади нафти з газовою шапкою

При розкритті нафтогазового пласта свердловиною спочатку фонтанує газ з газової шапки, а потім внаслідок падіння тиску починає виділятися газ, який був розчинений в нафті (C_3H_8 і C_4H_{10}). Спочатку виділяється газ з меншою розчинністю, а потім – з максимальною.

Частина газів виділяється тільки тоді, коли нафта піднімається на поверхню.



Малюнок . Газові поклади

Газова шапка є складовою частиною нафтових покладів і її енергію використовують для фонтанного добування нафти. Таким чином газові шапки не є самостійним об'єктом добування газу.

В деяких випадках газ може бути повністю розчинений в нафті і

У залежності від мети аналізу і складу газу існують різні конструкції газоаналізаторів. Визначення компонентного складу газу в більшості цих приладів засновано на поглинанні одних компонентів різними розчинами і на спалюванні інших з наступним поглинанням продуктів згоряння, що утворюються. Такі компоненти технічних газів, як CO_2 , CO , O_2 , H_2S і SO_2 , при аналізі газу поглинаються спеціально підібраними розчинами; водень і вуглеводневі гази піддаються спалюванню, а продукти горіння, що утворюються при цьому, поглинаються розчинами.

Для поглинання кислих газів (CO_2 , H_2S і SO_2) застосовують розчин луку (200 г їдкою натру чи 300 г їдкою калію розжарюють у 1000 мл дистильованої води). У 1 cm^3 розчину їдкою калію поглинається близько 40 cm^3 вуглекислого газу. Кисень з газу найчастіше поглинають лужним розчином пірогалолу. Для готування цього розчину беруть 10-15 г пірогалолу, розчиняють у 30 cm^3 води і змішують з розчином 100 г їдкою калію у 70 cm^3 води.

Оксид вуглецю поглинають аміачним розчином однохлористої міді, що готується розчиненням 250 г хлористого амонію в 750 cm^3 води і додаванням 200 м однохлористої міді (Cu_2Cl_2). Переливши розчин у склянку, опускають кілька мідних спіралей і після знебарвлення розчину додають аміак (одну третину обсягу розчину) з питомою вагою 0,91. Отриманий аміачний розчин добре збвтують і дають йому постояти декілька годин.

Важкі ненасичені вуглеводні поглинаються розчином бромю, що одержують, розчиняючи 10 г бромистого калію в 200 cm^3 води і доливаючи надлишкову кількість бромю з таким розрахунком, щоб на дні поглинальної судини після енергійного перемішування залишалось близько 1 cm^3 нерозчиненого бромю.

Зараз найчастіше використовують хроматографічний метод визначення компонентного складу газу.

Метод заснований на сполученні газорідної і газо-адсорбційної хроматографії з використанням детектора по теплопровідності.

Вуглеводні C_1-C_6 і діоксид вуглецю розділяють методом газорідної хроматографії, а неуглеводневі компоненти (водень, кисень, азот, гелій) – методом газо-адсорбційної хроматографії.

Аналіз проводиться в ізотермічному режимі паралельно на двох колонках. Результати аналізу поєднуються.

Проведення аналізу

Аналіз природного газу проводять в ізотермічному режимі на двох хроматографах чи на одному двоколоночному з колонками, що переключуються.

Перед початком вимірів встановлюють робочі режими аналізу і перевіряють стабільність нульової лінії при максимальній чутливості приладу.

Пробу газу подають у кран-дозатор хроматографу через осушувальний патрон із хлористим кальцієм, продувають газом на атмосферу через водяний маностат і вводять пробу в хроматограф.

При наявності в газі більш $0,02 \text{ г/м}^3$ сірководню пробу перед подачею на колонку з ефіром ТЕГМ очищають від нього. Вміст сірководню, вилученого з проби, враховують у розрахунках аналізу.

Пробу газу, при наявності в ній діоксиду вуглецю і сірководню, на колонку з цеолітом, подають через трубку, заповнену аскаритом чи натронним вапном, і відповідно роблять виправлення на об'єм проби.

Після введення проби записують хроматограму при встановленні масштабу запису кожного піку в залежності від концентрації компонентів і умові найбільшого значення висоти піка.

Визначення неуглеводневих компонентів і метану на колонку з цеолітом

1. Гелій, водень, кисень і азот визначають на колонку з цеолітом при наступних умовах:

діаметр стовпчика - 2 - 3 м;

діаметр стовпчика - 3 - 4 мм;

температура термостата - 40 - 50 °С;

витрата газу-носія - 2 - 5 $\text{дм}^3/\text{год}$;

обсяг проби - 1 - 3 см^3 ;

газ-носії - аргон.

2. Кисень (разом з аргоном) і азот визначають при тих же робочих умовах, але в якості газу-носія застосовують гелій.

Об'ємну частку водню і гелію розраховують методом абсолютного калібрування.

Градуйована газова суміш повинна бути обрана так, щоб вона була досить близька до концентрації компонентів у пробі.

3. Хроматограма поділу газу на колонку з цеолітами приведена на малюнку.

Після закінчення буріння, бурильні інструменти і розчин видаляють звідти (а саму свердловину продувають газом) вставляють обсадні труби. Потім свердловину продувають газом, щоб видалити з неї воду і глину. Коли із свердловини виходить уже чистий газ, її передають для експлуатації.

Лекція 16. Попутні нафтові гази

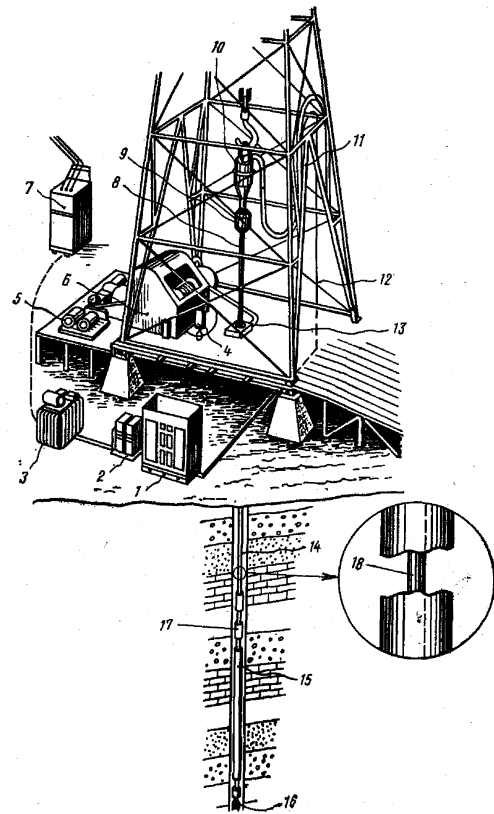
1. Знаходження в природі.
2. Склад попутних нафтових газів.
3. Видобуток попутного газу.

Будь-який газ може розчинятися в рідині. Згідно закону Генрі кількість газу, який здатен розчинятися в ній залежить від:

- ✓ природи рідини;
- ✓ природи газу;
- ✓ тиску;
- ✓ температури.

Гази, які утворилися разом з нафтою і знаходяться разом з нею в розчиненому стані утворюють нафтогазові пласти. Температура там в основному постійна і розчинність газів в нафті залежить від тиску і природи розчинених газів.

Чим вища молекулярна маса газів, тим краще вони розчиняються в нафті. В природних умовах в підземних резервуарах, де знаходиться нафта разом з газом, важкі газоподібні вуглеводні розчинені, а частина легких вуглеводнів (CH_4 і C_2H_6) утворюють газову шапку.

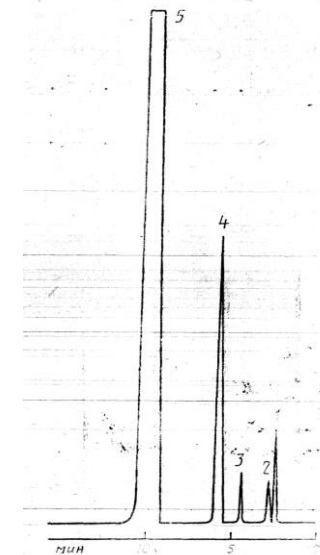


Малюнок . Принципова схема буріння свердловин електробуром на трубах

1 – станція керування електробуром; 2 – високовольний вимикач; 3 – силовий трансформатор; 4 – пульт управління електробуром; 5 – автоматичний регулятор подачі долота; 6 – бурова лебідка; 7 – високовольний ящик; 8 – робоча труба; 9 – струмоприймач; 10 – вертлюг; 11 – гнучкий гумовий шланг; 12 – зовнішній нерухомий кабель; 13 – ротор; 14 – колона бурильних труб; 15 – електробур; 16 – долото; 17 – бурильний замок; 18 – шланговий гумовий кабель струмопроводу.

Переваги:

- ✓ процес автоматизується, добре регулюється і контролюється;
- ✓ збільшується швидкість буріння;
- ✓ менше використовують промивної рідини;
- ✓ менша потужність установки і вищі техніко-економічні показники.



Малюнок . Хроматограма розподілу газу на колонці з цеолітами
1 – гелій; 2 – водень; 3 – кисень; 4 – азот; 5 – метан.

Порядок виходу компонентів і відносний час утримання компонентів (газ-носії аргон) приведені в таблиці 7.

Таблиця 7

Компонент	Відносний час утримання
Гелій	0,25
Водень	0,29
Кисень	0,47
Азот	0,59
Метан	1,0

Поділ вуглеводнів і діоксиду вуглецю на колонку з ефіром ТЕГМ, нанесеним на сфероохром

Вуглеводні і діоксид вуглецю визначають на колонку з ТЕГМ при наступних умовах:

- довжина стовпчика - 6 - 9 м;
- діаметр стовпчика - 3 мм;
- температура термостата - 40 - 50 °С;
- витрата газу-носія - 2 - 5 дм³/год;
- обсяг проби - 1 - 3 см³.

Як газ-носії при визначенні об'ємної частки вуглеводнів і діоксиду вуглецю застосовують гелій чи водень.

Після запису на хроматограмі піка *n*-пентану краном зворотної продувки змінюють напрямок потоку газу-носія і реєструють вуглеводні C_6 і вище по площі сумарного піка. При відсутності крана зворотного потоку записують ізомери гексану на максимальній чутливості в діапазоні діаграми самописця.

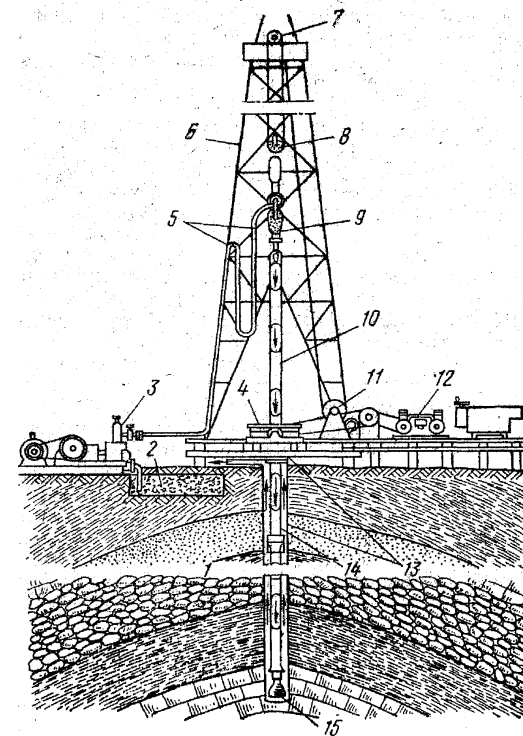
Типова хроматограма поділу газу на колонку з ефіром ТЕГМ, нанесеним на сфероохром, приведена на малюнку. Порядок виходу компонентів і відносний час утримання (газ - носій - гелій) приведені в таблиці 8.

Таблиця 8

Компонент	Відносний час утримання
Метан + неуглеводневі гази	0,2
Етан	0,31
Діоксид вуглецю	0,38
Пропан	0,49
<i>i</i> -бутан	0,75
<i>n</i> -бутан	1,0
<i>i</i> -пентан	1,76
<i>n</i> -пентан	2,19
2-метилпентан + 2,3-диметилбутан	3,88
3-метилпентан	4,5
<i>n</i> -гексан	5,06

Обробка результатів

Компонентний склад газу обчислюють методом абсолютного калібрування (основний метод) чи методом внутрішньої нормалізації на основі площ піків при повному елюванні всіх компонентів випробуваного газу.



Малюнок . Принципова схема роторного буріння свердловин

1 – розчин в свердловину; 2 – глиняний розчин; 3 – грязьовий насос; 4 – ротор; 5 – гнучкий шланг для глиняного розчину; 6 – бурова вишка; 7 – кран-блок; 8 – талевий блок; 9 – вертлюг; 10 – квадратна труба; 11 – лебідка; 12 – двигун; 13 – необертова труба; 14 – бурильні труби; 15 – бур-долото.

Під час турбінного буріння долото приєднується безпосередньо до шпінделя турбобура, а бурильна труба служить лише для утримання турбобура і подачі глинистого розчину. Розчин під значним тиском проходить через турбіну, заставляє її обертатися і через передаточний апарат здійснюється і обертання долота. Пройшовши пустотілий шпіндель і долото глинистий розчин виноситься на поверхню.

Останнім часом почали використовувати електробури, де основним рулем долота є електродвигун.

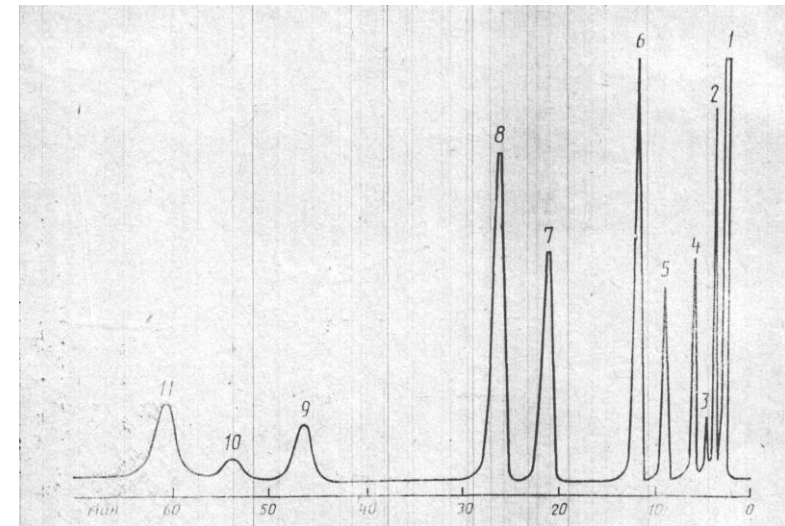
Перед початком буріння необхідно провести підготовчі роботи. До них відносяться встановлення на місці майбутньої свердловини вишки з необхідними пристосуваннями і обладнанням для буріння.

Буріння – це руйнування гірських порід земної кори і винесення їх на поверхню. Зараз найчастіше вживають обертове роторне буріння та турбінне буріння. Останнім часом все більшого застосування набуває електробуріння.

При роторному бурінні (малюнок) обладнання і інструмент для роботи поступово опускають в свердловину в наступному порядку: бур-долото для руйнування породи; ример для вирівнювання і округлення стінок свердловини, а також для центрування долота; подовжувач – масивна квадратна труба, яка служить для направлення долота; бурильні труби діаметром 100-150 мм. Під час буріння вся ця система інструментів обертається при допомозі ротора. Долото руйнує гірську породу в забої, а глинистий розчин потужними насосами нагнітається через пустотілі трубки, оббиває забій і виносить вибурену породу через позатрубний простір на поверхню. Шаронячні долота роблять із спеціальних твердих сплавів.

Недоліки роторного буріння:

- ✓ великі втрати потужності;
- ✓ глибокі свердловини можуть викривлюватись.



Малюнок . Хроматограма розподілу газу на колонці з ефіром ТЕГМ

1 – метан + неуглеводневі гази; 2 – етан; 3 - діоксид вуглецю; 4 – пропан; 5 – і-бутан; 6 – н-бутан; 7 – і-пентан; 8 – н-пентан; 9 – 2-метилпентан + 2,3-диметилбутан; 10 – 3-метилпентан; 11 – н-гексан.

Метод абсолютного калібрування.

Об'ємну частку компонентів природного газу обчислюють порівнянням площ чи висот піків, що відповідають компонентам на хроматограмах випробуваного газу і градуйованої газової суміші, записаних при однакових умовах іспиту.

Площу піку (S), мм², обчислюють по формулі

$$S = h \cdot a \cdot b$$

де h - висота піка, мм;

a - ширина піка, обмірювана на половині висоти, мм;

b - масштаб запису хроматограми.

Вуглеводні С₆ і вище фіксуються на хроматограмі у виді не повністю розділеного піка. Площу піка розбивають на геометричні фігури й обчислюють суму площ цих фігур.

Для оцінки хроматограм можна використовувати інтегратор чи електронний процесор.

Об'ємну частку кожного компонента у випробуваному газі (X_i) у відсотках обчислюють по формулі

$$X_i = \frac{E_i \cdot S_i}{S_E}$$

де E_i - об'ємна частка компонента i у градуйованій суміші, %;

S_i - площа чи висота піка компонента i випробуваного газу, мм² чи мм;

S_E - чи площа висота піка компонента m у градуировочной суміші, мм² чи мм;

Об'ємну частку метану обчислюють як різницю 100% і суми всіх об'ємних часток інших компонентів випробуваного газу.

Хроматограми градуйованої суміші відтворюють двічі на початку кожної серії іспитів аналізованих проб газу, мінімально один раз у день.

Метод абсолютного калібрування вимагає дотримання однакових режимів і умов при аналізі проби і градуйованої суміші.

Лекція 15. Природні горючі гази

1. Склад природних горючих газів.
2. Знаходження природних вуглеводневих газів в природі.
3. Добування природних горючих газів.

До складу природних горючих газів переважно входять насичені вуглеводні:

- a. CH_4 – до 98%.
- b. C_2H_6
- c. C_3H_8
- d. C_4H_{10}

В незначних кількостях:

- e. C_5H_{12}
- f. CO_2 – 6-7%;
- g. O_2 – 2%;
- h. He – 2%;
- i. H_2S ; S – 6%.

Теплота згорання $Q = 6000-8800$ ккал/м³.

Густина $\rho = 0,56 - 0,65$ кг/м³.

Природні горючі гази зустрічаються в природі в вільному стані в гірських породах у вигляді газових потоків, які переміщуються в земній корі та в розчиненому стані в нафті та підземних водах.

Природні горючі гази нагромаджуються в гірських породах, які мають в собі порожнечу: піски, вапняки, доломіти, мергелі. В глинах і вугіллі газу нагромаджується в значно менших кількостях, тому що в них відсутні порожнечу і висока щільність. Порода, які здатні нагромаджувати в

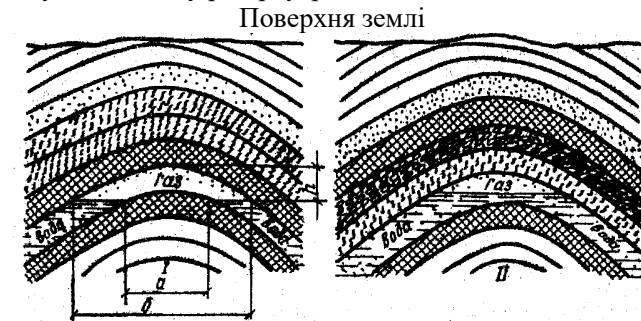
собі газу і віддавати їх називаються *газові колектори* (збирачі). Газові колектори утворюють в товщині гірських порід величезні резервуари, які зверху і знизу обмежені газонепроникними породами: глини, щільні вапняки, хімічні осадки.

Підземні резервуари в основному заповнюються водою. Газу в них займають лише невеличку частину об'єму, розташовані над водою і присутні до верхньої межі (породи) підземного резервуару. Зустрічаються газові поклади, які всередині розділені щільними породами на декілька газоносних пластів або горизонтів. Тиск в підземних резервуарах значний і його можна визначити по формулі

$$P = \rho \cdot \frac{h}{10}$$

де ρ – густина води;

h – відстань по вертикалі від точки визначення тиску рівня води в даному підземному резервуарі.



Малюнок . Газові поклади

I – з контурним водонапірним режимом; II – з водонапірним режимом; а – внутрішній газовий контур; б – крайовий газо водняний контур; h – потужність газоносного пласта.

Якщо для грубих підрахунків густину води прийняти рівною одиниці, то на глибині 500 м тиск газу буде 50 атм (4,9 МПа), а на глибині 1000 м – 100 атм (9,81 МПа). Якщо такий резервуар розкривають, то газ фонтанує з величезною швидкістю – до 6 млн. м³ газу на добу. Одним з основних методів виявлення нафтових, газових і інших покладів корисних копалин в земній корі є буріння свердловин. Після того як бурінням свердловин встановлено наявність і кількість газу, нафти або інших копалин в покладах приступають до її експлуатації. Видобуток таких копалин як нафта і газ ведеться шляхом спеціально пробурених свердловин.