



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА ТА АРХІТЕКТУРИ

С. В. Павловський, С. О. Алфьоров

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з дисципліни «ЗБІР І ПІДГОТОВКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ»
ЧАСТИНА І

Харків 2022

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА ТА АРХІТЕКТУРИ

С. В. Павловський, С. О. Алфьоров

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з дисципліни «ЗБІР І ПІДГОТОВКА ПРИРОДНИХ ГАЗІВ»
ЧАСТИНА І

для здобувачів вищої освіти
спеціальності 192 «Будівництво та цивільна інженерія»
першого (бакалаврського) рівня

Харків
ХНУБА
2022

УДК

Рецензент

О. В. Гвоздецький, к. т. н., доц,

Харківський національний університет будівництва та архітектури

Конспект лекцій з дисципліни «Збір і підготовка природних газів» частина I для здобувачів вищої освіти спеціальності 192 «Будівництво та цивільна інженерія» першого (бакалаврського) рівня / Укладачі С. В. Павловський, С. О. Алфьоров. Харків: ХНУБА, 2022. 45 с.

Газ серед корисних копалин займають особливе місце. З давніх-давен газ застосовувались в медицині, будівництві, для освітлення, а з розвитком нафтохімії стають сировиною для все нових матеріалів, синтетичних речовин тощо. Нині практично не існує сфери діяльності в промисловості, де б не використовувались продукти переробки газу.

В результаті вивчення курсу студент повинен знати: основні фізичні, хімічні та термодинамічні показники природного газу; особливості фазових переходів на різних етапах слідування газу від свердловини до споживача; вимоги, що ставляться до якості газу в залежності від кінцевого споживача.

© С. В. Павловський, С. О. Алфьоров 2022

ЗМІСТ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ.....	6
ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	7
ЛЕКЦІЯ 1. ВСТУП ДО КУРСУ. ХАРАКТЕРИСТИКА ГОЛОВНИХ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ.	7
ЛЕКЦІЯ 2. СКЛАД ГАЗУ.....	14
ЛЕКЦІЯ 3. ВИМОГИ ДО ЯКОСТІ ГАЗУ.....	17
ЛЕКЦІЯ 4. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПЕРЕРОБКИ ГАЗУ	20
ЛЕКЦІЯ 5. ВІДХИЛЕННЯ РЕАЛЬНИХ ГАЗІВ ВІД ІДЕАЛЬНИХ.....	22
ЛЕКЦІЯ 6. ФАЗОВІ ПЕРЕТВОРЕННЯ. ЗАПОБІГАННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЮ. ІНГІБІТОРИ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ.	26
ЛЕКЦІЯ 7. ПІДГОТОВКА ГАЗУ.	31
ЛЕКЦІЯ 8. ГАЗИ КОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ. ЯВИЩЕ ЗВОРОТНОЇ РЕТРОГРАДНОЇ КОНДЕНСАЦІЇ	37
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ.....	44

ВСТУП

Дисципліна призначена для теоретичної та практичної підготовки студентів з комплексного кола питань, які охоплюють усі аспекти збору та підготовки природних газів.

Основними завданнями, дати студентам загальні поняття з курсу «Збір і підготовка природних газів» та зв'язок дисципліни з іншими дисциплінами.

Конспект лекцій з дисципліни «Збір і підготовка природних газів» ЧАСТИНА I розроблений на основі робочої програми – ВБ. 9.5 «Збір і підготовка природних газів».

Курс складається з лекцій, самостійних робіт та курсового проєкту. Він супроводжується текстовим матеріалом та груповими завданнями. Студенти матимуть можливість застосовувати отримані знання та вирішувати практичні завдання протягом обговорень в аудиторії.

Значення навчальної дисципліни в формуванні інженерів – теоретична та практична підготовка студентів з комплексного кола питань, які охоплюють усі аспекти предмету. Освоїти курс необхідно для грамотного розрахунку і проєктування розробки газових родовищ.

Напрямом підготовки здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня є «Теплогазопостачання і вентиляція». У результаті вивчення навчальної дисципліни студент повинен знати: основні фізичні, хімічні та термодинамічні показники природного газу; особливості фазових переходів на різних етапах слідування газу від свердловини до споживача; вимоги, що ставляться до якості газу в залежності від кінцевого споживача.

Навчальна дисципліна «Збір і підготовка природних газів» базується на знаннях, вміннях і навичках, отриманих у результаті вивчення навчальних дисциплін: «Термодинаміка», «Вища математика», «Фізика».

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Лекції з курсу «Збір і підготовка природних газів» розроблені з метою ознайомлення та отримання студентами теоретичних знань з основних понять з дисципліни.

До вивчення підлягають такі розділи, як характеристика газових та газоконденсатних родовищ України фізико-хімічні властивості природних газів і конденсату; основи переробки газу; ознайомлення з гідратоутворенням та явище зворотної ретроградної конденсації.

Загальний обсяг лекційних годин з дисципліни у 7-му семестрі складає 16 годин (8 лекцій).

Згідно з вимогами навчальної програми метою вивчення дисципліни – ознайомити студентів із загальними положеннями з теплопостачання, навчити студентів самостійної праці з вивчення науково-технічної літератури.

Завдання дисципліни: дати студентам загальні поняття з курсу «Збір і підготовка природних газів» та зв'язок дисципліни з іншими дисциплінами.

В результаті вивчення курсу студент повинен знати: усі газоконденсатних родовищ України; склад та вимоги до газу; основи підготовки і переробки газу; гідратоутворення та явище зворотної ретроградної конденсації.

Основними видами навчання є лекції, практична робота студентів та курсовий проєкт.

ОСНОВНА ЧАСТИНА

ЛЕКЦІЯ 1. ВСТУП ДО КУРСУ. ХАРАКТЕРИСТИКА ГОЛОВНИХ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ.

Питання 1. Загальні положення. Вступ до курсу

Методологія підземної газогідродинаміки лежить в основі теорії аналізу, проєкування й регулювання розробки газових і газоконденсатних родовищ.

Питання 2. Характеристика головних газових та газоконденсатних родовищ України.

У межах України виділяються три нафтогазоносні регіони: східний – Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), західний – Західно-Український регіон: Волино-Подільська газонафтоносна провінція, Передкарпатська нафтогазоносна провінція, Карпатська складчаста нафтоносна область, Закарпатська газонасна область; південний – Кримська нафтогазоносна провінція.

Питання 3. Підземні сховища газу.

Підземні сховища природного газу є одним із найважливіших технологічних елементів газотранспортної системи України, який забезпечує її надійну та безперебійну роботу. Підземні сховища газу (ПСГ) створені на базі виснажених газових і газоконденсатних родовищ.

1.1 Вступ до курсу

Методологія підземної газогідродинаміки лежить в основі теорії аналізу, проєкування й регулювання розробки газових і газоконденсатних родовищ. Разом з тим, теорія розробки родовищ природних газів узагальнює ідеї та методи підземної газогідродинаміки для пластів неоднорідних за колекторськими властивостями, системи свердловин та пластів, групи родовищ газу, тощо. Це дозволяє оптимізувати технологічні показники розробки родовищ природних

газів, а потім визначити параметри облаштування промислу – діаметри свердловин, шлейфів і робочих колекторів, параметри схеми підготовки газу та конденсату, потужність дотискувальної компресорної станції, тощо. Тільки на основі зіставлення техніко-економічних показників варіантів розробки можна вибрати оптимальний з народногосподарської точки зору.

1.2 Характеристика головних газових та газоконденсатних родовищ України.

У межах України виділяються три нафтогазоносні регіони: східний – Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), західний – Західно-Український регіон: Волино-Подільська газонафтоносна провінція, Передкарпатська нафтогазоносна провінція, Карпатська складчаста нафтоносна область, Закарпатська газонасна область; південний – Кримська нафтогазоносна провінція.

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) є внутрішньоплатформенною структурою авлакогенного типу. Розміри западини 630х210км, площа – 100тис.км². Вона охоплює територію Чернігівської, Полтавської, Сумської, Харківської, Дніпропетровської, Луганської і Донецької областей.

У ДДЗ відкрито 180 родовищ нафти і газу, у яких газ становить 74,5, нафта – 18,6 та конденсат – 6,9%.

У нафтогеологічному районуванні на території ДДЗ виділяється Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область як складова частина Дніпровсько-Припятьської нафтогазоносної провінції. У межах цієї області виділяються 5 субобластей, 14 нафтогазоносних районів і 29 зон нафтогазонагромадження.

Нижньопермсько-верхньокамяновугільний комплекс є у регіоні основним за розвіданими запасами вуглеводнів (57,2%), що здебільшого зумовлено наявністю й цьому найбільших нафтових (Лесяківське, Гнідинцівське, Глинсько-Робищівське) і газових (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське)

родовищ. Комплекс продуктивний на 26 родовищах. Переважна частина розвіданих запасів нафти і газу зосереджена у масивно-пластових покладах під регіональною комбінованою (глинисто-хемогенною) покришкою.

Подальші перспективи нафтогазоносності даного комплексу порівняно невеликі, що пояснюється високою (88%) розвіданістю початкових ресурсів.

У Західно-Українському регіоні нафтогазоносність пов'язана з Волинсько-Подільським краєм Східно-Європейської платформи (Львівський палеозойський прогин), Передкарпатським передовим прогином, Складчастими Карпатами і Закарпатським внутрішнім прогином. Загальні розміри регіону – 300х320 км. Він охоплює частину Волинської, Тернопільської і Чернівецької областей і майже повністю територію Львівської, Івано-Франківської і Закарпатської областей. Продуктивні горизонти у цьому регіоні зустрічаються у палеозойських, мезозойських і кайнозойських відкладеннях. В основному нафта і газ видобуваються у Передкарпатській нафтогазоносній провінції. Тут у Зовнішній (Більче-Волицькій) зоні Передкарпатського прогину переважають газові родовища, а у Внутрішній (Бориславсько-Покутській) – нафтові. Основними продуктивними товщами є теригенні утворення крейди, палеогену і неогену.

Найбільш значні родовища нафти та природного газу Західно-Українського регіону: Локачівське, Великомоствіське, Більче-Волицьке, Рудківське, Угерське, Залужанське, Лопарське, Пинянське, Хідновицьке, Бориславське, Волинське, Битьків-Бабченське, Солотвинське, Русько-Комарівське та ін.

Причорноморсько-Кримську провінцію складають нижній і верхній докембрій, палеозой, мезозой і кайнозой. Нижньодокембрійські породи (архей-нижній протерозой) утворюють фундамент південного схилу Східно-Європейської платформи, їх поверхня залягає на значних глибинах (1 км і більше) і занурюється у південному напрямку. Вона перекрита мезозойсько-кайнозойськими відкладами у Центральному Причорномор'ї і палеозойсько-

кайнозойськими у Західному Причорномор'ї. Це, переважно, кристалічні сланці, гнейси, мігматити і різні гранітоїди.

Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності у Причорноморсько-Кримській провінції включає весь комплекс відкладень – від докрейдових до неогенових включно. Тут відкрито 16 газових і 10 нафтових родовищ. У газових родовищах поклади розміщені у верхньокрейдових, палеогенових і майкопських відкладах; у газоконденсатних – у нижньокрейдових, палеогенових і майкопських; а у нафтових – у міоценових, майкопських, верхньо- і нижньокрейдових і частково девонських. Єдине родовище у середньодевонських відкладеннях – Східно-Саратське, розташоване на території Сратського району Одеської області. Нафтоносність у ньому виявлено у карбонатно-хемогенних породах.

На даному етапі геологічної вивченості півдня України до найперспективніших на нафту і газ відносяться крейдові (особливо нижньокрейдові), дат-палеоценові і майкопські відклади. Заслужують уваги і докрейдові комплекси: рисей-палеозойський (у Західному Причорномор'ї) і тріас-юрський (в окремих районах провінції).

1.3 Підземні сховища газу.

Підземні сховища природного газу є одним із найважливіших технологічних елементів газотранспортної системи України, який забезпечує її надійну та безперебійну роботу. Підземні сховища газу (ПСГ) створені на базі виснажених газових і газоконденсатних родовищ.

На сьогодні Україна має розвинуту мережу підземних сховищ природного газу, потенційні можливості якої є значними. Загально досягнута активна місткість підземних сховищ становить більше 24 млрд м³ газу, що відповідає 70 % проєктної величини, а їхня сумарна можлива максимальна продуктивність на

початок сезону відбирання дорівнює близько 327 млн м³/доб. Західноукраїнський комплекс ПСГ є найпотужнішим комплексом сховищ в Україні, який задовольняє потреби Західного регіону країни як у необхідних об'ємах зберігання газу, так і у продуктивності. Він забезпечує надійність постачання газу не тільки в західному регіоні, а й транзитних поставок експортного газу в країни Західної та Східної Європи. Водночас в інших регіонах України (Північному, Центральному, Східному та Південному) існує значний дефіцит потужностей підземного зберігання газу. Особливо це стосується Східного регіону та Подніпров'я, де зосереджений найбільший промисловий потенціал країни.

З технічного погляду ПСГ є надзвичайно складною системою, основними елементами якої є пласт-колектор, зв'язаний з поверхневим обладнанням свердловинами. Режими роботи цих об'єктів на відміну від газових родовищ нестабільні в часі, що ускладнює їхню надійну експлуатацію. Тому наукові дослідження особливостей експлуатації ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму їхнього розроблення, які спрямовані на вивчення формування газонасиченого об'єму покладу, виявлення особливостей прояву пружноводонапірного режиму під час циклічної експлуатації сховища, визначення впливу покладу на водоносну зону пласта, є актуальними проблемами підвищення надійності газопостачання. Враховуючи геостратегічне положення України та впровадження в її економіку ринкових відносин, наявність значної потужності сховищ в західному регіоні дає можливість створювати в майбутньому необхідні резерви природного газу для країн Східної Європи, де є обмежені можливості для його підземного зберігання. Для їхньої експлуатації передбачені 1535 свердловин і компресорні станції загальною потужністю 631,1 МВт. Із загальної кількості газосховищ 5 мають проєктний об'єм від 2 млрд м³ і більше, а одне з них перевершує 21 млрд м³. При проєктних об'ємах зберігання український комплекс газосховищ дозволяє забезпечувати 40 % річного й близько 50 % добового обсягу споживання газу в країні й, окрім того, гарантує надійність транзиту газу.

Основними технологічними показниками ПСГ є буферний і активний газ, добова продуктивність сховища, тривалість відбору активного газу, кількість експлуатаційно-нагнітальних свердловин, максимальний і мінімальний пластові тиски.

Підземне зберігання газу є засобом регулювання постачання газу газотранспортними підприємствами, які експлуатують протяжні системи газопроводів і забезпечують поставки газу не тільки місцевим розподільчим підприємствам, але і пряме постачання крупним промисловим підприємствам і електростанціям. Підземні газосховища України характеризуються: активним об'ємом газу обсягом 31,95 млрд.м³, добовою продуктивністю — 250 млн.м³/добу.

За місцем розташування та підключення до системи магістральних газопроводів в Україні виділяють чотири комплекси підземного зберігання газу: Західний, Центральний, Східний і Південний.

У систему 12 підземних сховищ "Укртрансгазу", 100% якого належить НАК "Нафтогаз України", загальною проектною ємністю 31,95 млрд куб. м, входять Більче-Волицьке-Угерське ПСГ (17,05 млрд куб. м), Угерське (1,9 млрд куб. м), Дашавське (2,15 млрд куб. м), Опарське (1,92 млрд куб. м), Богородчанське (2,3 млрд куб. м), Червонопартизанське (1,5 млрд куб. м), Солохівське (1,3 млрд куб. м), Олишівське (0,31 млрд куб. м), Пролетарське (1 млрд куб. м), Кегичівське (0,7 млрд куб. м), Краснопопівське (0,42 млрд куб. м) та на території Вергунського (0,4 млрд куб. м).

Контрольні питання:

1. Яку територію охоплює Дніпровсько-Донецька западина?
2. Скільки газових родовищ відкрито у Причорноморсько- Кримській провінції?

3. Назвіть найбільші родовища нафти та природного газу.
4. Назвіть основні показники ПСГ.
5. Назвіть найбільше підземне сховище газу.

ЛЕКЦІЯ 2. СКЛАД ГАЗУ.

Питання 1. Природний газ

Природний газ - велике скупчення газів, що утворилось в надрах Землі при анаеробному розкладі органічних речей.

Питання 2. Склад природних газів.

Основну частину природного газу складає метан (CH_4) — до 98 %. До складу природного газу можуть також входити більш важкі вуглеводні: етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) — гомологи метану, а також інші неуглеводні речовини: водень (H_2), сірководень (H_2S), діоксид вуглецю (CO_2), азот (N_2), гелій (He).

Питання 3. Утворення природного газу

Поклади природного газу зароджуються під земною корою внаслідок розкладання різноманітних органічних речовин в умовах відсутності атмосферного кисню.

Природний газ - велике скупчення газів, що утворилось в надрах Землі при анаеробному розкладі органічних речей.

Природний газ відноситься до корисних копалин. Природний газ у пластових умовах (умови залягання в земних надрах) знаходиться в газоподібному стані - в окремих скупченнях (газових заляганнях) або у вигляді газової шапки нафтогазових родовищ, або в розчиненому стані в нафті, або у воді. При нормальних умовах (101,325 кПа та 20°C) природний газ знаходиться лише в газоподібному стані. Також природний газ може знаходитися в кристалічному стані в вигляді природних газогідратів.

Склад природних газів.

До складу природних газів входять:

а) вуглеводні – алкани $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ і циклани C_nH_{2n} ;

б) неуглеводні – азот N_2 , вуглекислий газ CO_2 , сірководень H_2S , ртуть, меркаптани RSH ;

в) інертні гази – гелій, аргон, криптон, ксенон.

Фазові стани

Метан (CH_4), етан (C_2H_6) і етилен (C_2H_4) за нормальних умов ($P = 0,1013$ МПа і $T = 273$ К) є реальними сухими газами.

Пропан (C_3H_8), пропілен (C_3H_6), ізобутан ($i = C_4H_{10}$), нормальний бутан ($n = C_4H_{10}$), бутилен (C_4H_8) за атмосферних умов перебувають у пароподібному (газоподібному) стані, за підвищеного тиску – в рідкому стані. Вони входять до складу рідких (зріджуваних, зріджених) вуглеводневих газів.

Вуглеводні, починаючи з ізопентану ($i = C_5H_{12}$) і важчі ($17 \geq n > 5$) за атмосферних умов рідкі. Вони входять до складу бензинової фракції.

Вуглеводні, у молекулу яких входить 18 і більше атомів вуглецю (від $C_{18}H_{28}$), розташованих в один ланцюжок, за атмосферних умов тверді.

Чистий природний газ не має кольору і запаху. Для полегшення можливості визначення витоку газу в нього в невеликій кількості додають одорант - речовини, що мають різкий неприємний запах (гнилої капусти, прілого сіна, тухлих яєць). Найчастіше в якості одоранту застосовується тіоли (меркаптани), наприклад, етилмеркаптан (16 г на 1000 м^3 природного газу).

Фізичні властивості

Орієнтовні фізичні характеристики (залежать від складу; наведені при нормальних умовах, якщо не вказано інше):

- Густина: від $0,68$ до $0,85\text{ кг/м}^3$ (сухий газоподібний); 400 кг/м^3 (рідкий).
- Температура самозаймання: $650\text{ }^\circ\text{C}$;
- Температури конденсації-випаровування $-161,5\text{ }^\circ\text{C}$;
- Вибухонебезпечні концентрації суміші газу з повітрям від $4,4\%$ до 17% об'ємних;

- Питома теплота згоряння: 28-46 МДж/м³ (6,7-11,0 Мкал/м³) (тобто 8-12 кВт · год/м³);
- Октанове число при використанні в двигунах внутрішнього згоряння: 120-130.
- Легше повітря в 1,8 рази, тому при витоку не збирається в низинах, а піднімається вгору.

Де і як утворюється природний газ?

Поклади природного газу зароджуються під земною корою внаслідок розкладання різноманітних органічних речовин в умовах відсутності атмосферного кисню. За стандартних умов ці поклади існують лише у газоподібному стані. Іноді природний газ може бути розчином у воді або нафті. Окрім цього, він зустрічається у твердому стані у вигляді сполук води та вуглеводнів, що мають вигляд кристалів.

Щодо глибини залягання покладів газу, то вона може сягати від кількох десятків метрів до кількох десятків кілометрів від земної поверхні. Переважно поклади знаходяться в гірських породах осадового та значно рідше магматичного походження.

Контрольні питання:

1. В яких станах може знаходитись газ?
2. Що додають до газу, щоб від одержав запах?
3. З якого основного хімічного компонента складається газ?

ЛЕКЦІЯ 3. ВИМОГИ ДО ЯКОСТІ ГАЗУ

Питання 1. Якість природного газу

В Україні якість природного газу (точніше – його фізико-хімічні показники), що постачається споживачам, у тому числі населенню, повинна відповідати чинному стандарту ДСТУ 4314:2004 Газ природний горючий. Транспортування.

Питання 2. Діапазон допустимих значень надлишкового тиску природного газу.

Згідно з ДБН В.2.5-20-2018 «Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд», в газопроводах максимальна різниця тиску всередині труби і зовні (надлишковий тиск), що подається до газовикористовуючого обладнання у житлових будинках, становить 306 мм вод. ст. (3 кПа).

Для систем газопостачання низького тиску до 306 мм вод. ст. (300 даПа) нижня межа встановлюється газорозподільним підприємством так, щоб перед газовикористовуючим обладнанням споживача, яке приєднане до газопроводу у найбільш віддаленій від газорегуляторного пункту (далі – ГРП) точці, надлишковий тиск був не менше ніж 71 мм вод. ст. (70 даПа).

Конструкція газових плит, повинна забезпечувати повне безпечне спалювання природного газу при роботі за двох значень номінального (надлишкового) тиску: 130 мм вод. ст. (1,274 кПа) або 200 мм вод. ст. (1,960 кПа).

В Україні якість природного газу (точніше – його фізико-хімічні показники), що постачається споживачам, у тому числі населенню, повинна відповідати чинному стандарту ДСТУ 4314:2004 Газ природний горючий. Транспортування. Терміни та визначення понять. Стандарт встановлює мінімально допустиме значення нижчої теплоти згоряння природного газу 7600 ккал/м³ (31,8 МДж/м³).

Допустимий діапазон вищого числа Воббе регламентується від 9840 ккал/м³ (41,2 МДж/м³) до 13020 ккал/м³ (54,5 МДж/м³) з допустимим максимальним відхиленням від номінального значення $\pm 5\%$. Цим стандартом вміст метану, азоту, водню чи важких вуглеводнів у природному газу не нормується. Основні вимоги зазначеного стандарту щодо фізико-хімічних показників природного газу відповідають нормам країн Європейського Союзу.

Число Воббе – частка від ділення об'ємної (відповідно, нижчої або вищої) теплоти згорання при певних стандартних умовах на квадратний корінь відносної густини при тих же стандартних умовах вимірювань. Саме число Воббе безпосередньо впливає на потужність пальника плити. Зокрема, при збільшенні теплоти згорання з одночасним збільшенням густини природного газу (пропорційно до квадратного кореня відносної густини) потужність пальника не зміниться. І навпаки, при сталій теплоті згорання зменшення густини природного газу призведе до зростання потужності пальника плити.

Кодексом газотранспортної системи, затвердженим постановою НКРЕКП від 30.09.15 №2493, встановлюються норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі. Однак при цьому ним не регламентується допустиме значення числа Воббе. Реально за останні десять років нижча теплота згорання природного газу в Україні становить 8300 ± 300 ккал/м³ (максимальне відхилення становить $\pm 3,6\%$).

Діапазон допустимих значень надлишкового тиску природного газу, що постачається населенню, визначається нормативними документами.

Згідно з ДБН В.2.5-20-2018 «Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд», затверджені Наказом Держбуду України від 23.04.01 №101 і введені в дію з 1 серпня 2001 р., в газопроводах максимальна різниця тиску всередині труби і зовні (надлишковий тиск), що подається до газовикористовуючого обладнання у житлових будинках, становить 306 мм вод. ст. (3 кПа).

Згідно з Правил безпеки систем газопостачання, затверджених наказом Міненерговугілля від 15.05.15 № 285, для систем газопостачання низького тиску до 306 мм вод. ст. (300 даПа) нижня межа встановлюється газорозподільним підприємством так, щоб перед газовикористовуючим обладнанням споживача, яке приєднане до газопроводу у найбільш віддаленій від газорегуляторного пункту (далі – ГРП) точці, надлишковий тиск був не менше ніж 71 мм вод. ст. (70 даПа).

Чинними в Україні національними стандартами на прилади або водогрійні котли, що працюють на газоподібному паливі, встановлюються вимоги до допустимих діапазонів (надлишкового) тиску та концентрації компонентів природного газу, у межах яких повинне забезпечуватись безпечне та ефективне згоряння палива. Зокрема, конструкція газових плит, які випускаються згідно з ДСТУ 2204-93 «Плити газові побутові. Загальні технічні умови», повинна забезпечувати повне безпечне спалювання природного газу (без відриву полум'я, за відсутності язиків жовтого полум'я та без проскакування полум'я всередину пальника) при роботі за двох значень номінального (надлишкового) тиску: 130 мм вод. ст. (1,274 кПа) або 200 мм вод. ст. (1,960 кПа). Згідно з вимогами стандарту ДСТУ 2204-93 при випуску з виробництва ККД пальників газових плит з номінальною тепловою потужністю понад 1,05 кВт повинен становити не менше 59%.

Контрольні питання:

1. Яке допустиме значення нижчої теплоти згоряння природного газу?
2. Що таке число Воббе?
3. Чому дорівнює нижча теплота згоряння природного газу?

ЛЕКЦІЯ 4. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПЕРЕРОБКИ ГАЗУ

Питання 1. Основні засоби обробки природного газу

Основні засоби обробки природного газу та конденсату на газових родовищах: низькотемпературна сепарація газу (НТС), абсорбція, адсорбція, а також їх комбіновані схеми.

Питання 2. Переробка природних і нафтових газів

Переробка природних і нафтових газів основана на застосуванні таких основних технологічних процесів:

- 1) осушування газів від вологи;**
- 2) очищення від сірководню H_2S , діоксиду вуглецю CO_2 і сірковмісних сполук.**

Основні засоби обробки природного газу та конденсату на газових родовищах: низькотемпературна сепарація газу (НТС), абсорбція, адсорбція, а також їх комбіновані схеми.

Промислова підготовка газу та конденсату до подальшого транспортування ведеться за двома схемами: децентралізованою та централізованою.

За децентралізованою схемою повна обробка газу перед подачею у магістральний газопровід здійснюється на газових збірних пунктах.

За централізованою схемою на збірних пунктах здійснюється тільки збір та первинна сепарація газу, а повний комплекс підготовки проходить на головних спорудах магістрального газопроводу.

Низькотемпературна сепарація будується на методі Джоуля – Томсона.

Адсорбери – це апарати, що призначені для розподілення газових та рідинних сумішей шляхом вибіркового поглинання (адсорбції) їх компонентів за допомогою твердих поглиначів – адсорбентів.

Метою процесу абсорбції є розділення вуглеводневої сировини (рідкої або газоподібної) на компоненти, шляхом вибіркової поглинаючої здібності особистих розчинників, що мають назву – абсорбенти.

Переробка природних і нафтових газів основана на застосуванні таких основних технологічних процесів:

1) осушування газів від вологи — абсорбція, адсорбція, конденсація вологи (за рахунок стиснення або охолодження газу);

2) очищення від сірководню H_2S , діоксиду вуглецю CO_2 і сірковмісних сполук (сірководню CO , сірководню CS_2 , меркаптанів RSH , тіофенів та ін.) — хемосорбція розчинниками (моноетаноламіном, діетаноламіном, дигліколями та ін.), фізична абсорбція органічними розчинниками (пропіленкарбонатом, диметилним ефіром поліетиленгліколю та ін.), хіміко-фізична абсорбція (поєднання органічних розчинників і хімічної взаємодії з алканолaminaми);

3) переробка методом конденсації (виділення цільових компонентів із багатокомпонентних сумішей);

4) переробка методом абсорбції (отримання цільових компонентів);

5) переробка методом низькотемпературної ректифікації (отримання широких фракцій вуглеводнів — ШФВ);

6) виділення вуглеводневих компонентів методом низькотемпературної сепарації;

7) виробництво сірки із сірководню.

Контрольні питання:

1. На якому методі базується низькотемпературна сепарація?
2. За якою схемою здійснюється тільки збір та первинна сепарація газу?
3. Назавіть засоби обробки природного газу.
4. Чим відрізняється абсорбція від адсорбції?

ЛЕКЦІЯ 5. ВІДХИЛЕННЯ РЕАЛЬНИХ ГАЗІВ ВІД ІДЕАЛЬНИХ.

Питання 1. Що являє собою ідеальний газ?

У науці поширене трактування поняття «ідеальний газ», звучить так: ідеальний газ – це гіпотетична речовина (не існує в реальності), властивості якої можуть бути описані за допомогою рівняння Клапейрона-Менделєєва.

Питання 2. Що являє собою реальний газ?

Під реальним газом, своєю чергою, розуміється речовина, яке не може бути описано рівнянням Клапейрона-Менделєєва. Так, молекули, присутні в ньому, взаємодіють один з одним, формують певний обсяг.

Питання 3. Рівнянням Менделєєва-Клапейрона

Поведінка ідеальних газів досить добре описується рівнянням Менделєєва-Клапейрона лише при не дуже високих тисках і достатньо високих температурах $PV = nRT$.

У науці поширене трактування поняття «ідеальний газ», звучить так: ідеальний газ – це гіпотетична речовина (не існує в реальності), властивості якої можуть бути описані за допомогою рівняння Клапейрона-Менделєєва.

Під ідеальним газом розуміється математична модель відповідної речовини, яка характеризується: можливістю нехтування потенційною енергією, що утворюється в процесі взаємодії часток газу – в порівнянні з рівнем кінетичної енергії даних частинок; вкрай малим загальним обсягом складових газ частинок; дуже малим присутністю або ж відсутністю дистанційних сил тяжіння частинок або відштовхування їх; дуже малим часом взаємодії часток один з одним.

Під реальним газом, своєю чергою, розуміється речовина, яке не може бути описано рівнянням Клапейрона-Менделєєва. Так, молекули, присутні в ньому, взаємодіють один з одним, формують певний обсяг.

Потрібно відзначити, що в багатьох випадках характеристики потенційної енергії, що формується в ході взаємодії молекул реального газу, істотно нижче кінетичної енергії.

Внаслідок чого відповідні гази за своїми властивостями наближаються до тих, що характеризують ідеальний газ. Помітні відмінності між розглянутими речовинами починають з'являтися, як правило, при підвищенні тиску і зниженні температури.

Різниця між ідеальним і реальним газом.

Головна відмінність ідеального газу від реального полягає в тому, що в моделі першого речовини практично не враховується обсяг молекул, а також енергія їх взаємодії.

У реальному газі відповідні показники враховуються.

Разом з тим при невисокому тиску і високій температурі реальний газ за своїми властивостями близький до ідеального.

Закони, які описують ідеальні гази, не можуть бути перенесені на реальні гази. Для реальних газів ними можна користуватись лише тоді, коли газ перебуває при низьких тисках і високих температурах, тобто за таких умов, коли можна без помітної шкоди нехтувати власними розмірами молекул газу і силами взаємодії між ними. Саме це є основною умовою ідеалізації газу.

Поведінка ідеальних газів досить добре описується рівнянням Менделєєва-Клапейрона лише при не дуже високих тисках і достатньо високих температурах.

$$PV = \frac{m}{\mu} RT \quad (5.1)$$

З підвищенням тиску і зниженням температури спостерігаються відхилення від цього рівняння. Так, при температурі $T=273\text{K}$ і тиску $P=1 \cdot 10^5 \text{ Па}$ добуток тиску на об'єм $PV=1 \cdot 10^2 \text{ Па} \cdot \text{м}^3$, а при тій самій температурі і тиску $P=5 \cdot 10^7 \text{ Па}$ добуток $PV=1,39 \cdot 10^2 \text{ Па} \cdot \text{м}^3$, тобто при $T=\text{const}$ $PV \neq \text{const}$. Це зумовлено тим, що при виведенні рівняння $PV = \frac{m}{\mu} RT$ не врахований власний об'єм молекул і їх взаємодія між собою. Приймаючи радіус молекули $\gamma=10^{(-10)}\text{м}$, знаходимо, що об'єм однієї молекули $V_i = \frac{3}{4} \pi \gamma^3 \approx 4 \cdot 10^{(-30)}\text{м}^3$.

Отже, за нормальних умов ($T=273\text{K}$ і тиску $P=1\cdot 10^5\text{ Па}$) в одному кубічному метрі міститься $n=P_0/kT\approx 7\cdot 10^{25}$ молекул, а їх власний об'єм $V_{\text{вл}}=nV_i\approx 3\cdot 10^{-4}\text{ м}^3$. Цим об'ємом можна знехтувати в порівнянні з об'ємом газу, що дорівнює 1 м^3 . Якби рівняння Менделєєва-Клапейрона виконувалося для реальних газів завжди, то при підвищенні тиску до $5\cdot 10^8\text{ Па}$, його густина збільшилася б у 5000 разів, а власний об'єм молекул у 1 м^3 був би $0,5\text{ м}^3$, тобто займав би половину всього об'єму. Доступний для руху молекул об'єм змінився б об'ємом вдвічі меншим. Очевидно, що за таких умов зворотна пропорційність між об'ємом та тиском повинна порушуватись.

Якщо прийняти, що потенціальна енергія взаємодії між молекулами дорівнює нулю, коли відстань між ними прагне до не-скінченності (а це випливає із закону тяжіння), то характер взаємодії між молекулами має такий графічний вигляд, як на рисунку 5.1.

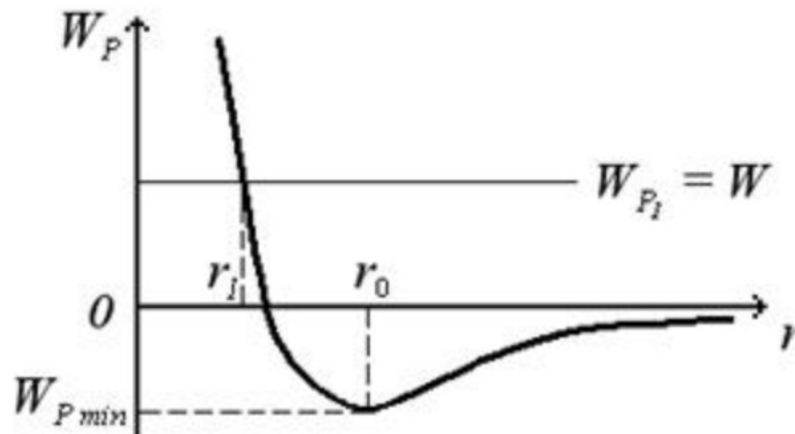


Рис.5.1 Характер взаємодії між молекулам

Оскільки сили взаємодії між молекулами мають електростатичну природу, то сумарну силу знаходимо із співвідношення між силою F та потенціальною енергією W_p :

$$F_p = -(dW_p)/dr \quad (5.2)$$

Очевидно, що при $r=r_0$ сила $F=0$, а потенціальна енергія мінімальна. Такий стан газу називають рівноважним. Знак «—» в рівнянні вказує на те, що сили взаємодії прагнуть перевести систему в стан з мінімальною потенціальною

енергією, що відповідає відстані між молекулами $r=r_0$. Отже $r<r_0$ при між молекулами діють сили відштовхування, а при $r>r_0$ – сили притягання. Взаємодія між молекулами впливає на поведінку газу в цілому, що особливо проявляється при підвищених тисках.

Контрольні питання:

1. Чому дорівнює тиск та температура при нормальних умовах?
2. Яким рівнянням можна описати поведінку ідеальних газів?

ЛЕКЦІЯ 6. ФАЗОВІ ПЕРЕТВОРЕННЯ. ЗАПОБІГАННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЮ. ІНГІБІТОРИ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ.

Питання 1. Фазові перетворення

У залежності від пластових умов і властивостей газу і нафти газонафтові суміші у пласті можуть перебувати у різних станах: газоподібному; рідкому; газорідинному.

Питання 2. Склад та структура гідратів.

Природний газ, насичений парами рідини, при високому тиску та при визначеному значенню температури може утворити тверді з'єднання з рідиною – гідрати.

Питання 3. Метод боротьби з гідраутворенням.

Інгібітор – це така речовина, яка при розчиненні у воді, що міститься у потоці газу, знижує тиск парів води, цим самим знижуючи температуру гідратоутворення.

Питання 4. Абсорбентів для осушки природного газу

Абсорбентів для осушки природного газу в основному використовують дістіленгліколь (далі – ДЕГ), в США та інших країнах- триетіленгліколь (далі – ТЕГ) .

6. 1. Фазові перетворення

У залежності від пластових умов і властивостей газу і нафти газонафтові суміші у пласті можуть перебувати у різних станах:

- газоподібному;
- рідкому;
- газорідинному.

Для нафтопромислової практики велике значення має вивчення закономірностей переходу вуглеводневих сумішей з одного стану в інший при зміні тисків і температури.

При ізотермічному стискуванні об'єм газу зменшується з підвищенням тиску доти, поки не з'явиться рідка фаза. З її появою стискування системи відбувається при сталому тиску до повного переходу вуглеводнів у рідкий стан. Після цього невелика зміна об'єму рідких вуглеводнів приводить до різкого підвищення тиску.

Характер зміни об'єму двох - і багатокомпонентних вуглеводневих газів залежить, крім тиску і температури, також і від складу газу. При двокомпонентній системі тиск у процесі стискування у двофазній області не залишається сталим і при сталій температурі тиск початку пароутворення вищий за тиск початку конденсації. У критичній точці (критична точка визначає температуру, при якій властивості рідкої і газової фаз стають однаковими) властивостями одно- і двокомпонентної систем також різні. Бінарні і багатокомпонентні системи можуть існувати у двофазному стані при температурах як вищих, так і нижчих за критичні. Тиск і температура у критичній точці мають не найбільші значення, при яких ще можливе існування двох фаз. При температурах, нижчих за критичні, збільшення тиску у суміші призводить до збільшення рідкої фази, поки вона вся не перейде у рідкий стан. І, навпаки, при зменшенні тиску з'являється газова фаза, кількість якої при подальшому зменшенні тиску продовжує зростати, поки вся рідка фаза не перетворилася у газ.

Інакше поведуться багатокомпонентні системи в області критичних тисків і температур.

При підвищенні тиску конденсація пари починається при певному тиску і кількість рідкої фази збільшуватиметься тільки до тиску P_m – тиску максимальної конденсації. При подальшому збільшенні тиску відбувається зворотний процес випаровування рідкої фази доти, поки вона вся не перейде у пароподібний стан. З подальшим збільшенням тиску взаємодія між молекулами у рідкій фазі зменшується через розчинення у ній легких вуглеводнів. Відносна густина газової фази збільшується, і важкі компоненти рідкої фази починають розчинятися у газовій фазі.

При зворотному процесі ізотермічного зниження тиску кількість конденсату буде зростати до тиску P_m , і з цього моменту його кількість зменшуватиметься.

Подібне поводження багатоконпонентних систем у критичній області називається явищем зворотної (ретроградної) конденсації і випаровування.

Ретроградні явища відомі у природних умовах – у газоконденсатних родовищах з високою температурою і високим пластовим тиском. Розробку таких родовищ можна вести тільки при обов'язковій умові обліки змін фазового стану при зміні температури і тиску.

Газоконденсатні родовища можуть розроблятися на режимі виснаження природної пластової енергії або з повним чи частковим підтриманням пластового тиску шляхом закачування у них сухого газу (природного вуглеводного, попутного нафтового або не вуглеводного), рідких агентів (води, розчинників з певними фізико-хімічними властивостями тощо) та комбінованих технологій закачування рідин і газів.

Особливості проєкування розробки покладів з вмістом у пластовому газі BV $C_5+B>100\text{г/м}^3$ обумовлені фазовими перетвореннями пластової газоконденсатної суміші. При розробці таких покладів відбувається процес двофазної багатоконпонентної фільтрації газорідинної суміші з фазовими переходами при зміні тиску і температури. Наближено розрахунки основних показників розробки газоконденсатного покладу на виснаження проводяться в такій послідовності, як і для газового. В основу проєкування показників розробки таких покладів покладено матеріальний баланс з урахуванням вищезазначених особливостей.

При проєкуванні розробки газового покладу здійснюється моделювання фазових перетворень пластової газоконденсатної суміші у процесі диференційної конденсації за даними експериментальних досліджень.

Фактори, що визначають вологоємність природних газів: тиск; температура; склад газу; кількість солей, що розчинені у воді, яка контактує з даним газом.

Вплив неуглеводородних компонентів та властивостей газу на вологість полягає у наступному. Присутність вуглекислого газу та сірководню у газах

збільшує їх вологовміст. Наявність азоту призводить до зменшення вологоємності, так як він сприяє зменшенню відхилення газової суміші від ідеального газу та менш підлягає розчину у рідині. Зі збільшенням густини (чи молекулярної маси газу), за рахунок росту кількості тяжких вуглеводнів, вологоємність газу зменшується із-за взаємодії молекул тяжких вуглеводнів з молекулами рідини. Наявність у пластової рідині розчинних солей зменшує вологоємність газу, так як при розчині солей у рідині знижується парціальний тиск парів рідини.

Вплив тиску та температури. При зменшенні температури здійснюється зменшення вологоємності, а при падінні тиску – його збільшення.

6.2. Запобігання гідратоутворення. Інгібітори гідратоутворення.

Склад та структура гідратів. Природний газ, насичений парами рідини, при високому тиску та при визначеному значенню температури може утворити тверді з'єднання з рідиною – гідрати.

Гідрати природних газів – це нестійкі фізико-хімічні з'єднання рідини з вуглеводнями, які з підвищенням температури чи при зниженні тиску розкладаються на газ та рідину. За зовнішнім виглядом – це біла кришталева маса, що зовні виглядає, як сніг чи лід.

У гідратах молекули одних компонентів розміщені у порожнинах решітки між вузлів асоційованих молекул іншого компонента. За сучасними уявленнями молекули гідратоутворювачів у порожнинах між вузлами асоційованих молекул рідини гідратної решітки утримуються за допомогою Ван-дер-Ваальсових сил притягнення.

Вплив неуглеводневих компонент на якість природного газу та гідратоутворення. Збільшення процентного змісту сірководню, вуглекислого газу призводить до збільшення рівноважної температури гідратоутворення та зниженню рівноважного тиску. Наприклад, при тиску 50 ата для чистого метану температура гідра утворення складає 6°C, а при 25-ому змісті H₂S вона досягає

10°C. Природні гази, що містять азот, мають більш низьку температуру гідратоутворення, тобто у цьому випадку гідрати стають менш стійкими. Наприклад, якщо у природному газі з відносною густиною 0,6 відсутній азот, його гідрати при температурі 10°C залишаються стійкими до тиску 34 ата, коли ж газ вміщує 18% азоту, рівноважний тиск гідратоутворення знижується до 30 ата.

Для створення гідратів у рідких вуглеводневих газах потребуються більш високий тиск та більш низькі температури. Відрізняючись від природних газів, видалення гідратів у рідких вуглеводневих газах супроводжується зростанням тиску системи (у замкненому обсязі). Крім того, як і в природних газах, у цьому випадку виділяється теплота, у результаті чого зростає температура і тиск.

Розкладання гідратів рідких вуглеводневих газів супроводжується зменшенням об'єму і, послідовно, зниженням тиску. Створення гідратів у рідких вуглеводнях йде незрівнянно складніше, ніж у газоподібних. Щоб розпочався цей процес, потребується витримати систему при необхідних умовах на протязі будь-якого часу і, більш часу в умовах рівноваги. Однак при мінусових температурах після з'явлення маленьких кристаликів льоду гідрати починають утворюватися дуже швидко. Гідрати рідких вуглеводнів легше рідини.

Інгібітор – це така речовина, яка при розчиненні у воді, що міститься у потоці газу, знижує тиск парів води, цим самим знижуючи температуру гідратоутворення.

Найпоширенішим методом боротьби з гідраутворенням є застосування інгібітора – метанолу, або осушувачів – гліколей (хлористого кальцію, хлористого літію тощо). На вітчизняних установка у якості абсорбентів для осушки природного газу в основному використовують діетіленгліколь (далі – ДЕГ), в США та інших країнах- триетіленгліколь (далі – ТЕГ).

ТЕГ відрізняється високою гігроскопічністю і може забезпечити депресію точки роси від 303К до 323К; стабільний у присутності сірчаних сполук, кисню та діоксину вуглецю; має низьку пружність парів, тому втрати від випаровування невеликі (5-7г/1000м³газу). ТЕГ легко регенерується до 99%-вої концентрації,

практично нетоксичний, має більш високу температуру розкладання (479K), ніж ДЕГ (437K).

ДЕГ – достатньо гігроскопічний, але депресія точки роси, що може бути досягнута при осушці ним, дещо менша, ніж при осушці ТЕГ. Стабільний у присутності сірчаних сполук, кисню та діоксиду вуглецю; втрати від випаровування більші, ніж у ТЕГ (19-30г/1000 м³). Під атмосферним тиском регенерується до 97,5%-вої концентрації.

Контрольні питання:

1. Який метод боротьби з гідратуванням ви знаєте?
2. Що таке такі критичні параметри газу?
3. Як впливає присутність азоту на вологість?
4. Як впливає змінення температури на вологоємність?
5. Як впливає змінення тиску на вологоємність?
6. Що таке гідратування?
7. Що сприяє утворенню гідратів?
8. Які заходи треба виконувати для запобігання гідратування?

ЛЕКЦІЯ 7. ПІДГОТОВКА ГАЗУ.

Питання 1. Підготовка газу до транспортування

Первинна підготовка газу до його транспортування. Забезпечення необхідного рівню очищення природного газу від домішок, які можуть конденсуватися в процесі його транспортування.

Питання 2. Параметрами видобутку та транспортування природного газу.

Загальноприйнятими параметрами в практиці видобутку та транспортування природного газу, які характеризують вологість та вміст важких вуглеводнів в природному газі, є температура точки роси вологи та вуглеводнів. Вимірювання цих параметрів широко розповсюджене у практиці контролю показників якості природного газу.

Питання 3. Засоби обробки газу.

На практиці найбільш розповсюджені наступні засоби або технологічні процеси обробки газу: низькотемпературна сепарація (НТС); абсорбційний; адсорбційний.

Первинна підготовка газу до його транспортування. Забезпечення необхідного рівню очищення природного газу від домішок, які можуть конденсуватися в процесі його транспортування.

Однією з найважливіших задач при транспортуванні природного газу є оцінка його якості, зокрема за показником вологості. Під поняттям «якість природного газу» розуміють відповідність його складу певним значенням його основних характеристик, таких як теплотворна здатність, вміст вологи та наявність корозійно-активних компонентів (сірководень, вуглекислий газ і т. і.).

Природний газ, що видобувається зі свердловин, проходить обов'язкову підготовку перед транспортуванням кінцевому споживачу. Це пов'язано з тим, що природний (або попутний нафтовий) газ, будучи складною сумішшю різних вуглеводневих компонентів, містить крім них різні домішки, що роблять істотний вплив на процес транспортування газу по магістральних трубопроводах. Найбільш значимими є домішки води, наявність якої неприпустима з багатьох

причин. Водяна пара збільшують вартість перекачування, погіршує якість кінцевого продукту, приводять до прискорення корозії трубопроводу. Але ж найсерйознішим результатом є гідратоутворення, яке відбувається за певних умов транспортування. В результаті зменшується пропускна спроможність газопроводу (до повної закупорки), ушкоджуються фільтри, крани, компресори. Утворення гідратних пробок в трубопроводах вважається вельми серйозною аварією, ліквідація якої є надзвичайно дорогим заходом. Вартість ліквідації тільки однієї крупної гідратної пробки навіть в місці, доступному для пересування транспортних засобів, може скласти декілька десятків тисяч доларів.

Умови транспортування не потребують повного видалення вологи з природного газу, а вимагають лише підтримки необхідної температури точки роси вологи та вуглеводнів, що не переводить газ, при зниженні його температури, з ненасиченого стану в насичений, при якому можливе виділення конденсованої фази з його складу. Для попередження цих процесів необхідно точно прогнозувати та визначати теплові та гідравлічні режими газопроводів, оптимальні температури точки роси вологи та вуглеводнів природного газу, що транспортується.

Загальноприйнятими параметрами в практиці видобутку та транспортування природного газу, які характеризують вологість та вміст важких вуглеводнів в природному газі, є температура точки роси вологи та вуглеводнів. Вимірювання цих параметрів широко розповсюджене у практиці контролю показників якості природного газу. Це пояснюється тим, що точка роси є найбільш інформативним показником кондиційності природного газу за значенням якого можна навіть без додаткових розрахунків, а тільки порівнюючи його з температурами газу та газового обладнання, оцінити ступінь його транспортної кондиційності і зробити попередній прогноз щодо її збереження під час подальшого транспортування.

Первинна підготовка природного газу після його видобування здійснюється на промислових установках комплексної підготовки газу (УКПГ). Основною

метою УКПГ є обробка видобутого природного газу до певного рівня якості для забезпечення ефективного та безаварійного транспортування його магістральними газопроводами. На практиці найбільш розповсюджені наступні засоби або технологічні процеси обробки газу:

- низькотемпературна сепарація (НТС);
- абсорбційний;
- адсорбційний.

Вибір способу обробки газу залежить від ряду факторів: кількості фракцій та компонентів вуглеводневого ряду; вмісту вологи (в вигляді парів і вільної вологи); вмісту неуглеводневих компонентів, таких як солі, сірководень, вуглекислота; кліматичних умов подальшого транспортування газу; запасів газу на родовищі, його тиску і температури на гирлі свердловини та низки інших чинників.

Найпоширенішим у практиці промислової обробки газу є підготовка газу способом низькотемпературної сепарації. Саме цей спосіб лежить в основі технологічної схеми, за якою працюють більшість УКПГ. Низькотемпературну сепарацію, як правило, застосовують для промислової підготовки газу газоконденсатних родовищ. Процес НТС полягає в охолодженні природного газу в сепараторі з метою розділення багатоконпонентної суміші, що надходить зі свердловини, на рідку і газову фази. В результаті цього з газу вилучаються вуглеводневі фракції і вода в рідкому стані, а значить, зменшується їх вміст в товарному природному газі використання його надлишкового тиску при зниженні його значення на дроселях або турбодетандерних машинах. Для запобігання цих процесів гідратуутворення в теплообмінники вводять інгібітори гідратуутворення (гліколі або метанол).

Ефективність роботи установок НТС залежить від складу газу, тиску і температури процесу сепарації, кількості ступенів сепарації, характеристик обладнання тощо. Значення температури, до якої охолоджується газ, вибирається з метою забезпечення транспортування газу в однофазному стані та

максимального вилучення вуглеводневих компонентів в рідкому стані. Крім того, ефективність використання низькотемпературної сепарації газу залежить від початкового тиску і темпів його падіння при експлуатації родовищ.

Абсорбційний процес осушки застосовують на промислах для підготовки сировини в установках переробки газу, в установках підготовки газу на підземних сховищах, або, коли недоцільне застосування дросель-ефекту при використанні установок НТС. Як правило, в якості абсорбентів використовують гліколі, а саме, диетиленгліколь (ДЕГ) і триетиленгліколь (ТЕЕ). Осушування цим способом використовують для газових родовищ з вмістом метану більш 97%, а вуглеводневого конденсату C5+вищі - до 0,2 % за об'ємом і здійснюється на установках комплексного підготування газу, в основному, з метою зменшення вмісту вологи в газі й доведення його до нормативних значень. Абсорбція являється економічно виправданою при осушуванні значних потоків природного газу під високим тиском. Ефективність осушки газу абсорбційним методом залежить від природи абсорбенту, концентрації абсорбенту на вході в абсорбер, швидкості циркуляції абсорбенту, термодинамічних параметрів процесу, організації поверхні контакту масообмінних фаз, а також складу газу (наявність механічних домішок, рідких вуглеводнів). Використання рідких сорбентів при осушці газу по зрівнянню з твердими характеризується такими перевагами, як можливість осушки газів, які містять речовини, що псують тверді сорбенти; безперервність процесу; простота автоматичної системи управління.

Адсорбційні установки застосовують для глибокої осушки газу, а також очистки від «кислих» компонентів і для виділення з газового конденсату окремих компонентів. У газовій промисловості для осушки газів і конденсатів застосовують активований оксид алюмінію, алюмогелі, силікагелі, цеоліти (молекулярні сита). Адсорбенти повинні мати велику поверхню пор, високу вибірковість і швидкість масообміну, високу механічну стійкість, а крім цього, бути корозійно-пасивними, хімічно-інертними, легко регенеруватися.

Найчастіше для вилучення надлишкової кількості компонентів з природного газу в якості адсорбенту використовують молекулярні сита - суміш неорганічних сполук (наприклад, цеоліти), що мають пори, розміри яких відповідають розмірам молекул компонентів, для вилучення яких вони призначені. Цеоліти забезпечують високу міру вилучення, мають значну поглинаючу здатність за умов підвищених температур газу, виборчу адсорбційну здатність.

Основною перевагою адсорбційних установок є можливість отримання низької температури точки роси (до мінус 50 °С і нижче) при незначному впливі тиску. При використанні даного способу обробки відсутня проблема виносу крапельної рідини (гліколей і метанолу) потоком газу. Ця проблема має місце при застосуванні інших розглянутих способів обробки природного газу і може приводити до негативного впливу на роботу газотранспортної системи і точність вимірювання температури точки роси вологи. Недоліками адсорбційного способу обробки природного газу є високі капітальні вкладення, високі затрати тепла і механічне руйнування адсорбенту.

Розглядаючи раціональну область застосування наведених способів обробки природного газу, необхідно відмітити, що осушку газів газових родовищ доцільно проводити з застосуванням рідких сорбентів - диетиленгліколю і триетиленгліколю, а також твердими сорбентами - цеолітом та оксидом алюмінію. Застосовувати інші методи виявляється нерентабельним. Якщо вологу з газу необхідно видалити частково, краще застосовувати гліколі. Для більш глибокої осушки, а також за необхідності вибіркового видалення окремих компонентів, обробку доцільно проводити з застосуванням адсорбентів. Обробку газів газоконденсатних родовищ з метою вилучення з газу надмірної кількості компонентів вуглеводневого ряду та вологи в крапельному стані, найбільш доцільно проводити на установках низькотемпературної сепарації.

Контрольні питання:

1. Дайте визначення поняття «якість природного газу» .

2. За який параметр відповідає «точка роси»?
3. Назвіть основні процеси обробки газу.
4. Які установки застосовують для глибокої осушки газу?

ЛЕКЦІЯ 8. ГАЗИ КОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ. ЯВИЩЕ ЗВОРотної РЕТРОГРАДНОЇ КОНДЕНСАЦІЇ.

Питання 1. Газы конденсатных родовищ.

Газоконденсатне родовище — один або декілька газоконденсатних покладів, приурочених до єдиної пастки. Може містити і нафтові поклади, причому останні є самостійними скупченнями або великими об'ємівками промислового значення.

Питання 2. Газоконденсатні родовища

Газоконденсатні родовища за змістом стабільного конденсату C₅+ в 1 м³ пластового газу поділяються на такі групи: незначний вміст до 10 см³/м³; малий вміст від 10 до 150 см³/м³; середній вміст від 150 до 300 см³/м³; високий вміст від 300 до 600 см³/м³; дуже високий вміст понад 600 см³/м³.

Питання 3. Явище зворотної ретроградної конденсації.

Ретроградні явища відомі у природних умовах – у газоконденсатних родовищах з високою температурою і високим пластовим тиском.

Питання 4. Фактори, що визначають вологоємність природних газів.

Фактори, що визначають вологоємність природних газів: тиск; температура; склад газу; кількість солей, що розчинені у воді, яка контактує з даним газом.

8.1 Гази конденсатних родовищ.

Газоконденсатне родовище — один або декілька газоконденсатних покладів, приурочених до єдиної пастки. Може містити і нафтові поклади, причому останні є самостійними скупченнями або великими об'ємівками промислового значення.

Газоконденсатні родовища виявлені в межах нафтогазоносних басейнів платформного типу і складчастих областей. Газоконденсатні родовища характеризуються вмістом газового конденсату, тиском максимальної конденсації, тиском початку конденсації, складом пластового газу. Для газоконденсатного родовища тиск максимальної конденсації становить 5-7(10) МПа, основний компонент газів більшості газоконденсатних родовищ — метан, іноді — вуглекислий газ. У конденсатах багатопластових родовищ у нижніх

пластах вміст метанових фракцій менший, а ароматичних вуглеводнів — більший. Переважна більшість родовищ — змішані (газово-конденсатні). Через складні фазові переходи під час зниження пластового тиску експлуатація газоконденсатних родовищ проводиться з підтримуванням або без підтримування пластового тиску. Можливі декілька варіантів: відбирання в початковий період експлуатації тільки нафти (в цьому випадку надовго консервується газова частина родовища), відбирання головним чином газу (при цьому має місце втрата нафти внаслідок розгазування і розмазування її по порах, раніше зайнятих газом), одночасне відбирання нафти і газу та ін.

Найраціональніший спосіб розробки газоконденсатних родовищ — одночасне відбирання всіх корисних копалин із застосуванням сайклінг-процесу або заводнення.

В Україні понад 100 газоконденсатних родовищ. Розвідано і оцінено запаси більше 4 трильйонів метрів кубічних природного газу з урахуванням шельфу Чорного і Азовського морів, а також газовмісних вугілля і сланців.

Газоконденсатні родовища за змістом стабільного конденсату C_5+ в 1 м^3 пластового газу поділяються на такі групи:

- незначний вміст до $10\text{ см}^3/\text{м}^3$;
- малий вміст від 10 до $150\text{ см}^3/\text{м}^3$;
- середній вміст від 150 до $300\text{ см}^3/\text{м}^3$;
- високий вміст від 300 до $600\text{ см}^3/\text{м}^3$;
- дуже високий вміст понад $600\text{ см}^3/\text{м}^3$.

Дані про фізико-хімічні характеристики конденсатів добре розвіданих родовищ зведені у табл. 8.1

Таблиця 8.1 Характеристика конденсатів великих газоконденсатних родовищ.

Показники		Назва родовища				
		Березівське	Степове	Котелевське	Комишнянське	Талалаївське
Молекулярна маса		158,8	149,8	155,9	136,0	130,0
Густина, кг/м ³		799,7	798	801,4	794,3	784,7
В'язкість 1·10 ⁻⁶ м ² /с		2,64	2,54	2,80	2,11	1,61
Початок кипіння °С		58	40	35	40	38
Об'ємний вихід фракції, %	ПК-100	16	16	18	62	20
	100-150	28	24	18	-	28
	150-200	14	11	10	-	15
	200-250	15	10	12	-	-
	250-300	11	9	13	-	6
	300-350	16	9	12	-	-
	350-КК	10	6	618	-	-
Масова частка, %	Асфальтени	0,19	0,26	0,19	0,17	0,16
	Смоли	1,15	0,83	0,86	1,00	1,14
	Парафіни	1,13	0,97	0,40	0,87	1,00
	Сірка	0,01	0,04	0,02	-	0,01
Груповий вуглеводневий склад, %	Метанові	55,0	53,5	57,6	52,8	46,5
	Нафтенові	28,1	27,2	27,5	26,3	31,0
	Ароматичні	17,1	19,3	14,9	20,9	20,0

Фізико-хімічну характеристику конденсатів, які видобувають на цих родовищах, подано у табл. 8.2.

Таблиця 8.2 Характеристика конденсатів малих газоконденсатних родовищ.

Показники		Назва родовища			
		Перевозівське	Миколаївське	Машівське	Озерянське
Молекулярна маса		139	117	132	129,8
Густина кг/м ³		786,8	755	671	768
В'язкість 1·10 ⁻⁶ м ² /с		1,49	1,17	1,43	0,09
Початок кипіння °С		47	29	46	37
Масова частка, %	Асфальтени	0,01	–	0,04	0,02
	Смоли	0,32	0,36	0,65	1,20
	Парафіни	0,30	0,05	0,78	1,50
	Сірка	–	–	0,01	0,008
Груповий вуглеводневий склад, %	Метанові	59,8	66,82	47,2	–
	Нафтенові	22,3	21,0	27,1	–
	Ароматичні	17,9	11,58	23,4	–

Виходячи з характеристики конденсатів, можна зробити висновок про те, що в газах газоконденсатних родовищ Східного регіону України, порівняно з іншими, конденсатний фактор досить високий. На склад конденсатів впливають термодинамічні умови пласта. Якщо конденсати залягають на великій глибині, спостерігається закономірність у збільшенні молекулярної маси, густини і в'язкості.

Висновки

Більшість конденсатів западини за груповим складом нафтоново–метанові, газоконденсати лише деяких родовищ північного борту належать до ароматично–метанових. У поодиноких випадках тип їх нафтоново-ароматичний.

Густина конденсатів коливається у широкому діапазоні. Найлегші конденсати (695–759 кг/м³) залягають у південній прибортовій зоні, а найважчі (820–830 кг/м³) – у межах Котелевсько-Бере- зівського структурного валу. У середньому густина конденсатів становить 705–795 кг/м³.

Значна частина у складі газоконденсатів належить бензиновій фракції. Найвищий її вміст зафіксовано у вуглеводнях південної прибортової зони (70–90 %). Найменша частка цієї фракції становить 21 %. У газоконденсатах цього регіону майже немає смолистих речовини і твердих алканів. У середньому вміст бензинової фракції становить 50–70 %, смолистих речовин – 0,2–1,5 % (максимально 3,8 %). На тверді алкани припадає 0,1–0,9 % і, як виняток, у конденсатах візейських покладів – 1,8–4,2 % .

Сірки, у зв'язку з незначною її кількістю, майже немає в конденсатах південно-східної частини западини. У середньому для регіону вміст сірки в конденсатах становить 0,066 %. Зазвичай цей показник вищий для флюїдів північно–західної частини западини.

Фізико–хімічні властивості, компонентний склад вуглеводнів западини надзвичайно різноманітні і залежать як від термобаричних умов у надрах, так і від розподілу органічної речовини на глибинах. Якщо температура рідини низька, системи мають підвищений вміст нафтових, а якщо висока – ароматичних сполук. Але загалом вміст метанових гомологів переважає над кількістю нафтових та ароматичних компонентів, разом узятих.

8.2 Явище зворотної ретроградної конденсації.

При підвищенні тиску конденсація пари починається при певному тиску і кількість рідкої фази збільшуватиметься тільки до тиску Р_м – тиску максимальної

конденсації. При подальшому збільшенні тиску відбувається зворотний процес випаровування рідкої фази доти, поки вона вся не перейде у пароподібний стан. З подальшим збільшенням тиску взаємодія між молекулами у рідкій фазі зменшується через розчинення у ній легких вуглеводнів. Відносна густина газової фази збільшується, і важкі компоненти рідкої фази починають розчинятися у газовій фазі.

При зворотному процесі ізотермічного зниження тиску кількість конденсату буде зростати до тиску P_m , і з цього моменту його кількість зменшуватиметься.

Подібне поводження багатоконпонентних систем у критичній області називається явищем зворотної (ретроградної) конденсації і випаровування.

Ретроградні явища відомі у природних умовах – у газоконденсатних родовищах з високою температурою і високим пластовим тиском. Розробку таких родовищ можна вести тільки при обов'язковій умові обліки змін фазового стану при зміні температури і тиску.

Газоконденсатні родовища можуть розроблятися на режимі виснаження природної пластової енергії або з повним чи частковим підтриманням пластового тиску шляхом закачування у них сухого газу (природного вуглеводного, попутного нафтового або не вуглеводного), рідких агентів (води, розчинників з певними фізико-хімічними властивостями тощо) та комбінованих технологій закачування рідин і газів.

Особливості проєкування розробки покладів з вмістом у пластовому газі $ВВ_{C5+V} > 100 \text{ г/м}^3$ обумовлені фазовими перетвореннями пластової газоконденсатної суміші. При розробці таких покладів відбувається процес двофазної багатоконпонентної фільтрації газорідинної суміші з фазовими переходами при зміні тиску і температури. Наближено розрахунки основних показників розробки газоконденсатного покладу на виснаження проводяться в такій послідовності, як і для газового. В основу проєкування показників розробки таких покладів покладено матеріальний баланс з урахуванням вищезазначених особливостей.

При проєкуванні розробки газового покладу здійснюється моделювання фазових перетворень пластової газоконденсатної суміші у процесі диференційної конденсації за даними експериментальних досліджень.

Фактори, що визначають вологоємність природних газів: тиск; температура; склад газу; кількість солей, що розчинені у воді, яка контактує з даним газом.

Вплив неуглеводородних компонентів та властивостей газу на вологість полягає у наступному. Присутність вуглекислого газу та сірководню у газах збільшує їх вологовміст. Наявність азоту призводить до зменшення вологоємності, так як він сприяє зменшенню відхилення газової суміші від ідеального газу та менш підлягає розчину у рідині. Зі збільшенням густини (чи молекулярної маси газу), за рахунок росту кількості тяжких вуглеводнів, вологоємність газу зменшується із-за взаємодії молекул тяжких вуглеводнів з молекулами рідини. Наявність у пластової рідині розчинних солей зменшує вологоємність газу, так як при розчині солей у рідині знижується парціальний тиск парів рідини.

Вплив тиску та температури. При зменшенні температури здійснюється зменшення вологоємності, а при падінні тиску – його збільшення.

Контрольні питання:

1. В яких пластах вміст метанових фракцій менший?
2. На які групи поділяються газоконденсатні родовища?
3. В якому регіоні найвищий показник конденсатів?
4. Що буде з конденсатом, при зниженні тиску в ізотермічному процесі?
5. Які фактори визначають вологоємність природних газів?

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Дячук В.В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів: Навчальний посібник. – Х., 2005. – 321с.
2. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1965.
3. Мильштейн Л.М. Критерии оптимизации процессов и аппаратов в системе сбора и переработки нефтяных газов. Тр. ВНИПИ газпереработка, 1986, с.17-24.
4. Алиев Р.А Трубопроводный транспорт нефти и газа/ Р.А.Алиев и др. – М.:Недра, 1988. – 368 с.
5. Жданова В.Н., Хамеф А.Л. Осушка природных и попутных газов. – Госпромиздат, 1962. – 110с.
6. Дячук В.В., Бікман Є.С., Кисельова С.О. «Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ. Навчальний посібник/ за загальною редакцією доктора технічних наук, професора Редько О.Ф.–Харків, БУРУН і К, 2009–304с.
7. Грищенко А.И. Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья. – М.: Недра, 1977. – 239с.
8. Басова Н.М. Методичні вказівки для виконання курсової роботи з курсу «Газопромислове обладнання» на тему: «Розробка та розрахунок технологічної схеми установки комплексної підготовки природного газу (УКПГ)» для студентів спеціальності 6.060101 «Будівництво» професійного спрямування «Теплогазопостачання та вентиляція» усіх форм навчання. – Харків: ХНУБА, 2016. - 38 с.
9. Басова Н.М. Конспект лекцій з курсу «Процеси підготовки природного газу» - Харків: ХНУБА, 2018. – 28 с.
10. Басова Н.М. Конспект лекцій з курсу «Сучасні системи та апарати підготовки природного газу» - Харків: ХНУБА, 2019. – 34 с.

Навчальне видання

ПАВЛОВСЬКИЙ Сергій Валерійович

АЛФЬОРОВ Сергій Олександрович

Конспект лекцій з дисципліни «Збір і підготовка природних газів»

для здобувачів вищої освіти
спеціальності 192 «Будівництво та цивільна інженерія»
першого (бакалаврського) рівня

Відповідальний за випуск О.Ф. Редько

За редакцією автора

План 2022 р., поз. 329.22

Підп. до друку 07.10.2022. Формат 60x84 1/16. Папір офсетний.

Rіco-друк. Гарнітура Times New Roman. Ум.-друк. арк. 2,0.

Тираж 50 прим. Зам. № 7071. Безкоштовно.

ХНУБА, 61002, Харків, вул. Сумська, 40

Підготовлено та надруковано РВВ Харківського національного університету
будівництва та архітектури