



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА ТА АРХІТЕКТУРИ

С. В. Павловський, С. О. Алфьоров

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з дисципліни «**ОСНОВИ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ**
РОДОВИЩ»

Харків 2022

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА ТА АРХІТЕКТУРИ

С. В. Павловський, С. О. Алфьоров

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з дисципліни «ОСНОВИ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ
РОДОВИЩ»

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 «Основи розробки газоконденсатних родовищ» для здобувачів вищої освіти спеціальності 192 «Будівництво та цивільна інженерія» першого (бакалаврського) рівня / Укладачі С. В. Павловський, С. О.Алфьоров. Харків: ХНУБА, 2022. 115 с.

Природний газ і нафта є високоефективними енергоносіями, основними у виробничих процесах і комунальному господарстві.

Вуглеводні забезпечують близько половини всієї енергії, яка сьогодні споживається в Україні.

Джерелами газу і газоконденсату є родовища, приурочені до традиційних колекторів (газові, газонафтові, газоконденсатні і газогідратні родовища), а також скупчення газу в щільних сланцевих породах.

В конспекті лекцій викладено комплекс питань із технології розробки газових і газоконденсатних родовищ, які передбачені програмою курсу «Основи розробки газоконденсатних родовищ».

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

ЗМІСТ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ.....	6
ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	7
ЛЕКЦІЯ 1. ОСНОВНІ ГАЗОВМІСНІ ГЕОЛОГІЧНІ СТРУКТУРИ.....	7
ЛЕКЦІЯ 2. РЕСУРСИ Й ЗАПАСИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	14
ЛЕКЦІЯ 3. ГАЗОВА ПРОМИСЛОВІСТЬ УКРАЇНИ ТА СВІТУ.....	22
ЛЕКЦІЯ 4. СКЛАД І КЛАСИФІКАЦІЯ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ.....	36
ЛЕКЦІЯ 5. ОСНОВНІ ХІМІЧНІ ТА ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ. РІВНЯННЯ СТАНУ.....	42
ЛЕКЦІЯ 6. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ТА ТЕПЛОФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ.....	50
ЛЕКЦІЯ 7. ПОКЛАДИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ЇХ КЛАСИФІКАЦІЯ.....	61
ЛЕКЦІЯ 8. РОЗПОДІЛ ТИСКУ В РОДОВИЩАХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ.....	69
ЛЕКЦІЯ 9. РОЗПОДІЛ ТЕМПЕРАТУРИ В РОДОВИЩАХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ. УТВОРЕННЯ ГІДРАТІВ У СВЕРДЛОВИНАХ.....	79
ЛЕКЦІЯ 10. ВИЗНАЧЕННЯ ПОЛОЖЕННЯ ГАЗОВОДЯНОГО КОНТАКТУ (ГВК).....	85
ЛЕКЦІЯ 11. ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЙ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН. ВИДИ ОБСАДНИХ КОЛОН.....	89
ЛЕКЦІЯ 12. ОБЛАШТУВАННЯ ГИРЛА ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ.....	94
ЛЕКЦІЯ 13. ПІДЗЕМНЕ ОБЛАДНАННЯ СТОВБУРА ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ.....	97
ЛЕКЦІЯ 14. ОБЛАШТУВАННЯ ВИБОЮ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ.....	102
ЛЕКЦІЯ 15. РОЗРАХУНОК ВНУТРІШНЬОГО ДІАМЕТРА ТА ГЛИБИНИ СПУСКУ КОЛОНИ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНОЇ ТРУБИ (далі НКТ) У СВЕРДЛОВИНУ.....	105
ЛЕКЦІЯ 16. РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА.....	109
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ.....	113

ВСТУП

Дисципліна призначена для теоретичної та практичної підготовки студентів з комплексного кола питань, які охоплюють основи розробки газоконденсатних родовищ.

Основними завданнями, що мають бути вирішені в процесі викладання дисципліни, є: здобуття знань і практичних навичок із сучасних методів геолого-промислового вивчення та моделювання покладів газу і газоконденсату їх підготовки і подальшої розробки; опанування методами проектування розробки газових родовищ, охоплюючи комплексну оцінку вихідних геолого-геофізичних параметрів родовищ; розвинути у студентів здібності до творчого мислення; навчити працювати з науково-дослідною та технічною літературою; привити потребу у студентів в постійному підвищенні фахового рівня в процесі практичної діяльності.

Конспект лекцій з дисципліни «Основи розробки газоконденсатних родовищ» розроблений на основі робочої програми – В.Б. 10.5 «Основи розробки газоконденсатних родовищ».

Курс складається з лекцій, практичних, самостійних, індивідуальних робіт та курсового проекту. 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 проектування розробки газових родовищ.

Напрямом підготовки здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня є «Теплогазопостачання і вентиляція». У результаті вивчення навчальної дисципліни студент повинен знати: класифікацію систем розробки і розміщення свердловин експлуатаційного фонду, гідромеханічні і фізичні процеси, що відбуваються в продуктивному пласті під час видобування газу і газоконденсату, про геофізичні методи дослідження і контролю у свердловинах під час

експлуатації родовищ; принципи і методи проектування; вміти: зібрати вихідні дані для проведення подальших розрахунків, вирішувати основні технологічні задачі газовидобування, зокрема, пов'язані з обчисленнями при різних режимах, у різних геологічних умовах.

Навчальна дисципліна «Основи розробки газоконденсатних родовищ» базується на знаннях, вміннях і навичках, отриманих у результаті вивчення навчальних дисциплін: «Термодинаміка», «Вища математика», «Фізика».

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Лекції з курсу «Основи розробки газоконденсатних родовищ» розроблені з метою ознайомлення та отримання студентами теоретичних знань з основних понять з дисципліни.

До вивчення підлягають такі розділи, як історія розвитку газовидобування й використання газу; фізико-хімічні властивості природних газів і конденсату; газові родовища й фізичні основи видобутку газу; газові свердловини.

Загальний обсяг лекційних годин з дисципліни складає 32 години (16 лекцій).

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

Завдання дисципліни: дати студентам загальні поняття з курсу «Основи розробки газоконденсатних родовищ» та зв'язок дисципліни з іншими дисциплінами.

В результаті вивчення курсу студент повинен володіти: основними способами та засобами правильного вибору матеріалів та ресурсів при проектуванні та експлуатації газоконденсатних родовищ; найбільш перспективними напрямками розвитку цих систем та тенденціями їх удосконалення виходячи з світового досвіду; кращими останніми зразками сучасного обладнання.

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

ОСНОВНА ЧАСТИНА

ЛЕКЦІЯ 1. ОСНОВНІ ГАЗОВМІСНІ ГЕОЛОГІЧНІ СТРУКТУРИ.

Питання 1. Класифікація чисто газовмісних і газоконденсатовмісних структур.

Серед чисто газовмісних і газоконденсатовмісних структур виділяють: – газований поклад; – газове родовище; – газоконденсатний поклад (ГКП); – газоконденсатне родовище (ГКР); – газогідратний поклад (далі – ГГП); – газогідратне родовище (ГГР); – газові гнізда.

Питання 2. Загальна характеристика газогідратів.

Газові гідрати характеризуються дуже низькою рухливістю навіть за активної міграції пластових вод. Знизу газогідратний поклад контактує з підшовною водою, газоконденсатним або нафтовим покладом, зверху – з газовим покладом, газонепроникними пластами, а в акваторії океану – з водою.

Класифікація чисто газовмісних і газоконденсатовмісних структур

Серед чисто газовмісних і газоконденсатовмісних структур виділяють:

- газований поклад;
- газове родовище;
- газоконденсатний поклад (ГКП);
- газоконденсатне родовище (ГКР);
- газогідратний поклад (далі – ГГП);
- газогідратне родовище (ГГР);
- газові гнізда.

Газований поклад – природне скупчення природного газу в пастці, утвореній пластом-колектором і бар'єром із непроникних порід.

Газований поклад приурочений до пористих тріщинуватих кавернозних гірських порід (пісковиків, алевролітів, вапняків тощо).

Газові поклади класифікують за: – складом газу; – режимом розробки; – умовами залягання.

За останньою ознакою газові поклади поділяють на:

- пластові;
- склепінчасті;
- екрановані (літологічно, стратиграфічно, тектонічно);
- масивні та
- літологічно обмежені.

Основні параметри газового покладу: пластовий тиск, висотне розміщення газоводяного контакту, внутрішніх і зовнішніх контурів газонасиченості, поверх газонасиченості (загальна газонасичена товщина).

Крім загальної газонасиченої виділяють ефективну газонасичену товщину, яка визначається виключенням із першої непродуктивних прошарків (наприклад, глинистих).

Розміри газового покладу – від десятків тисяч м³ до трлн. м³ газу.

Сукупність покладів, приурочених до загальної ділянки земної поверхні і підпорядкованих єдиній тектонічній структурі, утворює газове родовище.

Газове родовище, родовище природного газу – сукупність газових покладів, приурочених до загальної ділянки поверхні і контрольованих одним структурним елементом. Усього в світі відомо більше 10 тисяч газових родовищ. За геологічним віком газонасиченість осадових порід розподіляється так: у палеозойських відкладах – 23,5 %; у мезозойських – 65,5 % і у кайнозойських – 11,0 %. З піщаними колекторами пов'язано 76,3 % запасів, із карбонатними – 23,7 %. Глинистими покришками контролюється 65,7 % запасів газу, соленосними – 34,3 %. Переважна більшість запасів газу зосереджена у пастках структурного типу. Газові родовища є одно- і багатопластові (точніше багатопокладові й однопокладові).

У розрізі багатопластового газового родовища на одній площі є кілька газових покладів, розміщених один під одним на різній глибині.

Деякі газові поклади мають самостійний ГВК. Колектори можуть бути різної генези – кавернозними, міжгранулярними або тріщинними.

Переважна більшість газових родовищ розташовані в зонах газонакопичення – склепінчастих підняттях, внутрішньоплатформових западинах, міжгірських западинах, передгірських прогинах і западинах.

Зазвичай рівні річного відбору газу з родовищ сягають (2 – 4) % від видобувних запасів, по окремих родовищах-регуляторах – 10 %, а в деяких випадках і більше.

Із практики експлуатації родовищ випливає, що у режимі природного виснаження кінцевий коефіцієнт газовилучення сягає (85 – 95) %, тоді як кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення – (30 – 60) %, а за сприятливих умов – до 75 %.

Основні чинники, які впливають на коефіцієнт газовилучення і режим експлуатації родовища: середньозважений за об'ємом порового простору пласта тиск; площева і за розрізом пласта неоднорідність літологічного складу і фаціальна мінливість порід пласта; тип родовища (пластове, масивне); темп відбирання газу; охоплення пласта витісненням (у разі природного або примусового впливу на пласт); розміщення свердловин на структурі і площі газоносності; стан розкриття пласта свердловиною і конструкція свердловини; види робіт із інтенсифікації її роботи.

Найбільшим родовищем природного газу є газове родовище Південний Парс/Асалоуеє, яке розділяється між Іраном і Катаром, другим є Уренгойське газове родовище, а третє – Ямбурзьке газове родовище (Російська Федерація, далі – РФ).

Газоконденсатний поклад (ГКП) – індивідуальне скупчення в надрах у пароподібному стані бензино-гасових вуглеводнів та їх аналогів, які у разі ізотермічного зниження пластового тиску випадають у вигляді газового конденсату.

Газоконденсатні поклади – це поклади з умістом конденсату не нижче (5 – 10) г/м³, які можуть бути приурочені до будь-яких пасток і колекторів. За джерелом рідких вуглеводнів виділяють первинні ГКП (утворені на глибинах понад 3,5 тис. м) і вторинні, що формуються шляхом випаровування частини нафтової суміші.

За термобаричним станом розрізняють *насичені* і *ненасичені* газоконденсатні поклади.

Утворення газоконденсатних покладів пов'язане з ретроградними явищами (зворотним випаровуванням і зворотною конденсацією), які ґрунтуються на здатності рідких вуглеводнів за певних термобаричних умов розчинятися у стиснених газах і конденсуватися з останніх зі зниженням тиску. Газоконденсатні поклади характеризуються вмістом стабільного конденсату, тиском максимальної конденсації за різних температур і тиском початку конденсації, складом пластового газу і конденсату, потенційним вмістом рідких вуглеводнів (C_5H_{12} +вищі) тощо.

Зазвичай визначають вихід конденсату у $г/м^3$ – об'єм рідкої фази, яка виділяється з $1 м^3$ газу за певного тиску і температури в промислових умовах (так званий *сирий конденсат*). Вміст конденсату для ГКП коливається від (5 – 10) до (500 – 1 000) $г/м^3$ природного газу родовища.

Газоконденсатне родовище (ГКР) – один або кілька газоконденсатних покладів, приурочених до єдиної пастки. Може містити і нафтові поклади, причому останні є самостійними скупченнями або великими об'ємними промислового значення.

ГКР 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 газоконденсатних родовищ тиск максимальної конденсації від 5 до 7(10) МПа, основний компонент газів більшості ГКР – метан, іноді – вуглекислий газ. У конденсатах багатопластових газоконденсатних родовищ у нижніх пластах вміст метанових фракцій менший, а ароматичних вуглеводнів – більший. Переважна більшість газоконденсатних родовищ – змішані (газово-конденсатні). Через складні фазові переходи під час зниження пластового тиску експлуатацію ГКР проводять із підтриманням або без підтримання пластового тиску. Можливі кілька варіантів:

- відбирання в початковий період експлуатації тільки нафти (у цьому випадку надовго консервується газова частина родовища);
- відбирання переважно газу (при цьому має місце втрата нафти внаслідок розгазування і розмазування її по порах, раніше зайнятих газом);
- одночасне відбирання нафти і газу тощо.

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

Найвідоміші газоконденсатні родовища – Гронінген (Нідерланди), Панхандл – Хьюгтон (США), Альрар, Гурд-Нус, Хасі-Рмель (Алжир), Уренгойське, Оренбурзьке, Новопортівське, Російський Хутір, Окаремське, Уртабулакське (РФ), Пазенан (Іран), Таглу (Канада) та ін.

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.

Газогідратний поклад (ГГП) – поодинокі скупчення в осадовому чохлі земної кори гідратів вуглеводневих газів.

Газогідратний поклад у природному заляганні є тілом пласта, яке складається з двох фаз – твердої – скелета породи, що вміщує і газовий гідрат у вигляді льоду, який заповнює поровий простір. У процесі розкладання газового гідрату в системі з'являється газова фаза вільного газу і звільнена вода.

Загальна характеристика газогідратів

Газові гідрати характеризуються дуже низькою рухливістю навіть за активної міграції пластових вод. Знизу газогідратний поклад контактує з підшовною водою, газоконденсатним або нафтовим покладом, зверху – з газовим покладом, газонепроникними пластами, а в акваторії океану – з водою.

Інтенсивність формування або руйнування газогідратних покладів визначається швидкістю зміни термодинамічних умов у розрізі осадових порід, наявністю вільних вуглеводнів у зоні фазових переходів, газонасиченістю пластових вод, які контактують із зоною фазових переходів і швидкістю їх міграції.

В акваторії Світового океану газогідратні поклади формуються в природній частині осадового чохла з газів, які генеруються безпосередньо в зоні гідратоутворення, а також із газів, які мігрують у цю зону із нижніх пластів і пластових вод, що контактують із зоною гідратоутворення.

Газогідратні поклади характеризуються відносно невеликою товщиною (до 100 – 400 м) і значною поширеністю за площею (близько 320 млн км²). У екваторіальній зоні виявлені на глибині (400 – 600) м, в арктичних морях – починаючи з глибини (100 – 250) м. Газогідратні поклади на материках приурочені до охолоджених зон земної кори, формуються, зазвичай, із покладів вільного газу при зміні їх термодинамічних параметрів, характеризуються відносною локалізацією і великою товщиною, яка відповідає товщині зони гідратоутворення (700 – 1 500) м. Нижче газогідратних покладів можуть бути нафтові або газові поклади. Загальна площа суші, перспективна для формування газогідратних покладів, близько 40 млн км². Ресурси газу в газогідратних покладах на материках сягають близько 105 трлн м³, в акваторії Світового океану 2 107 трлн м³. Сукупність газогідратних покладів – це газогідратне родовище.

Пошуки і розвідку газогідратних покладів на суші проводять стандартними промислово-геофізичними методами, на морі – сейсмоакустичними (частоти від 0,1 до 10 кГц) і геохімічними методами. Розробку газогідратних покладів здійснюють через свердловини газом, переведеним у вільний стан термобаричними впливами, наприклад, підвищенням температури вище рівноважної, введенням каталізаторів розкладання гідратів, а також електричними, акустичними, термохімічними та іншими методами впливу на пласт.

Типи відкладів газогідратів (за Е. Максимовою, «Дніпровська політехніка», м. Дніпро):

I – масивні поклади газових гідратів, зцементованих піщано- мулистими і глинистими мулами;

II – жильні структури, що містять гідрати в тріщинах;

III – лінзово-шаруватий поклад;

IV – порфіроподібний поклад;

V – брекчієва структура;

VI – газовий гідрат залягає суцільним масивом, як самостійний породотвірний мінерал.

Пласти із газовими гідратами, залежно від глибини і положення дна океану, складені теригенними і карбонатними гірськими породами, зцементовані алевроліти – глинистим матеріалом.

Газогідратне родовище (ГГР) – сукупність газогідратних покладів вуглеводневих газів, які перебувають частково або повністю в гідратному стані. Газогідратні родовища є в США (на Алясці) – Барроу, Томпсон, Прадхо-Бей та ін., у Російській Федерації – Месояхське, Мархинське, Середньовілюйське, Намське та ін. (понад 30 газогідратних родовищ), у Канаді – Кеналуак, Нерлерк, Коакоак, Мелік та ін. (близько 10 газогідратних родовищ).

Метан вугільних родовищ – попутна корисна копалина, яка міститься у вугільних пластах і вмісних породах родовищ *викопного вугілля*.

Газові гнізда (газові кишень, каверни) – скупчення газу в дуже тріщинуватих частинах вугільного пласта, у місцях перем'ятого або перетертого внаслідок тектонічних процесів вугілля.

Контрольні питання:

- 1) Навести класифікація чисто газовмісних і газоконденсатовмісних структур.
- 2) За якими ознаками класифікують газові поклади?
- 3) Навести найраціональніший спосіб розробки газоконденсатних родовищ.
- 4) Сільки в Україні існує газоконденсатних родовищ?
- 5) Якими характеристиками визначається інтенсивність формування або руйнування газогідратних покладів?
- 6) Які існують типи відкладів газогідратів?
- 7) Навести поняття «Газогідратне родовище», «Метан вугільних родовищ», «Газові гнізда».

ЛЕКЦІЯ 2. РЕСУРСИ Й ЗАПАСИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Питання 1. Загальні дані.

Більшість розвіданих запасів природного газу розташована в газових або газоконденсатних родовищах.

Питання 2. За регіонами і країнами.

Розглянуто запаси газу в різних регіонах та країнах світу.

Питання 3. За різновидами природного газу.

Розглянуто запаси різних видів природного газу.

Загальні дані

Більшість розвіданих запасів природного газу (понад 90 %, без газогідратів) розташована в газових або газоконденсатних родовищах.

Розвідані запаси газу в світі – понад 80 трлн м³. Із надр видобуто близько 60 трлн м³ при щорічному видобутку понад 2 трлн м³ газу.

Розвідані запаси газу (у млрд т умовного палива): світові – 180; європейські – 70; українські – 1,5. За прогнозами, вичерпання планетарних запасів природного газу слід очікувати у 2050 – 2070 роках.

Початкові ресурси природного горючого газу світу, за різними оцінками, сягають (327 – 546) трлн м³. Геологічна служба США оцінює ресурси газу країн пострадянського простору в 107 трлн м³ і не враховує ресурси глибоководних акваторій.

Загалом оцінки світових ресурсів газу зростають. Так, Геологічна служба США визначала початкові ресурси природного газу у світі на 01.01.1985 у 263 трлн м³ (зокрема прогнозні ресурси – 119 трлн м³), на 01.01.1990 – у 297 трлн м³ (125 трлн м³), на 01.01.1993 – у 327 трлн м³ (132 трлн м³). До 1998 року з надр добуто (накопичений видобуток) близько 57,7 трлн м³ газу.

Понад 30 % світових початкових ресурсів природного газу припадає на частку країн пострадянського простору, приблизно 20 % – на країни Близького і Середнього Сходу, 10 – 17 % – на Північну Америку. Приблизно рівні початкові ресурси (понад 6 %) мають у Африка і Латинська Америка. Початкові ресурси газу Південної, Південно-Східної і Центральної Азії та Далекого Сходу 77,5 % світових.

На Європу без країн пострадянського простору припадає 4 – 6 % світових початкових ресурсів природного газу, на Австралію і Океанію – близько 1 %, на Антарктиду (прогнозні ресурси) – 1,4 – 2,2 %.

У 2018 році, за даними американських інституцій, доведені запаси природного газу по країнах зафіксовані на такому рівні: 24,2 % – Росія; 17,1 % – Іран; 12,2 % – Катар; 4,4 % – США; 4,4 % – Саудівська Аравія; 3,8 % – Туркменістан; 3,1 % – ОАЕ; 2,9 % – Венесуела; 2,8 % – Нігерія; 2,8 % – Китай; 22,4 % – інші країни.

За даними British Petroleum станом на 2013 рік картина дещо інша: перевіреними ресурсами (в кубічних кілометрах) є світові 187 300, Іран 33 600, Росія 32 900, Катар 25 100, Туркменістан 17 500 і США 85004. За прогнозами, близько 900 000 км³ "нетрадиційного" газу, такого як сланцевий газ.

Запаси природного газу станом на початок XXI ст. розвідані в 102 країнах. Близько половини всіх доведених запасів природного газу припадає на країни, що розвиваються, 40 % – на країни з плановою і перехідною економікою і лише 8 % – на індустріально розвинені країни. У країнах-членах ОПЕК концентрується 41 % запасів.

Доведені світові запаси газу на 2015 рік сягали 187 трлн м. куб.

Ресурсне забезпечення видобутку – 52, 8 років.

На межі XX – XXI ст. розвіданість ресурсів гідратів метану була ще досить фрагментарною, проте початок XXI ст. привів до системніших і ширших геологічних досліджень морського дна, що виявило значний потенціал газогідратних ресурсів. Світові запаси морських гідратів переважно приурочені до донних і піддонних покладів невеликої глибини залягання, оскільки вони характерні для материкових і острівних схилів до підніжжя і глибин внутрішніх і окраїнних морів. Загальні запаси метану газогідратів на порядок перевищують відомі запаси конвенційних (звичайних) родовищ природного газу й у перспективі є найпотужнішим джерелом мінеральних енергоресурсів. Наразі лише частина цих родовищ, осереджених уздовж берегової смуги материків, може розглядатися як потенційно-промислові.

За регіонами і країнами

У Російській Федерації доведені запаси газу розподіляються по економічних районах так: на райони європейської частини країни: припадає 4,9 трлн м³ (зокрема на Поволзький – 5,9 %, Уральський – 2,3 %, Північний – 1,5 %, Північно-Кавказький – 0,6 %), Західного Сибіру – 36,8 трлн м³ (77,5 %), Східного Сибіру – 1,0 трлн м³, Далекого Сходу – 1,1 трлн м³, шельфу – 3,7 трлн м³. Найбільшими газовими родовищами є Уренгойське і Ямбурзьке. На півострові Ямал на 25 родовищах розвідано 10,4 трлн м³ запасів. У акваторії Баренцового моря запаси газу понад 3 трлн м³.

У Туркменістані значна частина запасів приурочена до газових родовищ Даулетабад (доведені запаси на 1997 рік – 707 млрд м³) і Яшлар (764,1 млрд м³). За даними Міністерства нафти та газу Туркменістану запаси газу в країні на 2000 рік становили 45,44 млрд т у нафтовому еквіваленті. Частка в світі за ресурсами природного газу – 1,9 %.

Близький і Середній Схід. Приблизно третя частина доведених світових запасів газу зосереджена в країнах Близького та Середнього Сходу (Іран, Катар, ОАЕ, Саудівська Аравія), що належать до нафтогазоносного басейну Перської затоки. У басейні відкрито близько 90 газових (зокрема 11 морських) родовищ. Основна частина запасів газу приурочена до відкладів пермі та кайнозою. Значна частина нафтових покладів має великі газові шапки. Характерна вища концентрація газу (понад 80 % запасів) на складчастому борту басейну (Месопотамський прогин). Тут продуктивні карбонатні відклади олігоцену нижнього міоцену (вапняки світи Асмарі), а також карбонатні відклади верхньокрейдової групи Бангестан. На платформному борту (східний край Аравійської плити) скупчення газу приурочені до пермських карбонатних порід (світа Хуфф), що залягають на глибинах 2700–3500 м.

У Ірані переважна частина доведених запасів газу припадає на вільний газ; запаси попутного газу – приблизно 3,4 трлн м³. Частка у світі за ресурсами природного газу – 15,7 %.

У Катарі є морське газове родовище Норт із доведеними запасами 6,76 трлн м³; геологічні запаси перевищують 10 – 12 трлн м³.

Це – третє місце в світі після Ірану та Російської Федерації.

У Об'єднаних Арабських Еміратах (ОАЕ) запаси газу виявлені в Абу-Дабі, еміратах Шарджа, Дубай і Расахель-Хайма. За підтвердженими запасами природного газу ОАЕ займають 4-е місце у світі (після Ірану, Російської Федерації і Катару).

Саудівська Аравія із запасами газу 5.78 трлн. кубічних метрів займає 5-е місце у світі. Понад 60 % запасів приурочено до нафтогазових родовищ. Третя частина його доведених запасів припадає на попутний газ родовища Гавар. Газ залягає на глибині кількох сотень метрів.

У Іраку запаси газу, частка у світі і роки видобутку, що залишилися: 3 трлн м³ (2 % світових), понад 100 років. Близько 70 % доведених запасів припадає на попутний газ, 20 % – на вільний, 10 % – на газ газових шапок. Переважна частина запасів попутного газу містяться в нафтових родовищах Киркук, Айн-Залу, Бутма, Бай- Хассан (на півночі країни), а також у родовищах Румейла-Норт, Румейла-Саут і Зубейр (на півдні).

У Бахрейні початкові запаси газу нафтогазового родовища Авалі сягають 570 млрд м³.

У США прогнольні ресурси природного газу оцінюються Комітетом із газових ресурсів (US Potential Gas Committee) на 1997 рік у 26,06 трлн м³, прогнольні ресурси газу вугільних родовищ – 4 трлн м³. Ресурси природного газу розташовані в основних газоносних регіонах: Мексиканської затоки – 7513,6 трлн м³; Аляска – 5484,5 трлн м³; басейни Скелястих гір – 4245 трлн м³; Західний Внутрішній НГБ (Мідконтинент) – 3455,4 трлн м³; Приатлантичний регіон – 2940,4 трлн м³; Тихоокеанський регіон – 1052,8 трлн м³.

У Канаді прогнольні ресурси газу провінції Альберта (Західно- Канадський НГБ) оцінюються Канадським комітетом із газу (Canadian Gas Potential Committee) в 3452,6 трлн м³. Значні перспективи пов'язані зі східними акваторіями Канади; прогнольні ресурси природного газу в межах шельфу між Ньюфаундлендом і Новою

Шотландією 1415 трлн м³. У цих оцінках не враховані ресурси важкодоступних районів і ресурси газу вугільних родовищ («unconventional resources»). Основна частина доведених запасів газу зосереджена в Західно-Канадському НГБ, де виявлено 1621 газове родовище.

У Венесуелі початкові ресурси газу оцінюються в 12 964 трлн м³.

У басейні Маракайбо (на північному заході країни) розвідані відносно великі запаси газу, але це на 90 % розчинений газ нафтових родовищ.

Відкрито 4 газових родовища. Розчинений газ еоцен-міоценових відкладів родовищ зони Болівар жирний, із вмістом важких гомологів метану до 16 %. У Орінокському НГБ (на сході країни) зосереджено 35 % запасів газу. Відкрито 17 газових родовищ, зокрема 14 – на акваторії.

В Алжирі основна продуктивність пов'язана з Алжиро- Лівійським НГБ. У західній частині басейну (газоносні западини Ахне і Тімімун) газові родовища переважно дрібні і середні. Доведені запаси газу западини Ахне (24 родовища) оцінюються в 267 трлн м³, западини Тімімун (17 родовищ) – у 290 трлн м³. Продуктивні силурійські і девонські пісковики, вапняки і доломіт, а також кембрій-ордовикські і нижньокам'яновугільні відклади на глибинах 900 – 2400 м. У північно-східній частині НГБ (нафтогазоносні області Тріасова, Гадамес і Іллізі) відкрито 47 газових родовищ. Продуктивні пісковики кембрію, ордовика, силуру-девону, карбону і тріасу. У Тріасовій області (20 газових і газоконденсатних родовищ) найбільше значення мають піщані горизонти тріасу.

Газоконденсатне родовище Хассі-Р'Мель розташоване у центральній частині склепіння Тільрема. Продуктивні три горизонти пісковиків нижнього тріасу в інтервалі глибин 2100 – 2300 м.

Початкові геологічні запаси газу – 2,8 трлн м³. В області Іллізі виявлено 20 нафтогазових і 27 газових родовищ. Приблизно 85 % запасів газу припадає на вільний газ газових родовищ і газових шапок нафтових родовищ; інший газ розчинений у нафті (родовище Хассі-Мессауд). Основні газові родовища країни, крім Хассі-Р'Мель (у дужках – початкові видобувні запаси, трлн м³): Рурд- Нусс

(372), Ста (218), Хассі-Туїль (195), Тін-Фуйє-Табанкорт (156), Ін-Аменас (155), Хамра (100), Ін-Сала (71) та ін.

У Нігерії, де досі пошуково-розвідувальні роботи були орієнтовані на нафту, реальні запаси газу можуть значно перевищувати існуючі оцінки. На сьогодні відомо 25 родовищ газу.

Переважає частина запасів – газ у газових шапках нафтових родовищ (близько 70 %), і газ, розчинений у нафті.

На країни Південної і Південно-Східної Азії припадає близько 6 % світових доведених запасів газу. В Індонезії, за оцінками державної нафтової і газової компанії Pertamina, загальні запаси газу досягають 7,56 трлн м³. Більша їх частина приурочена до Північно- Суматринського (19 газових родовищ), Центрально-Суматринського (12), Південно-Суматринського (33), Східно-Калімантанського (48), і Північно-Яванського (38 родовищ) нафтогазових басейнів (НГБ). Усі НГБ пов'язані з крайовими і внутрішньоскладчастими прогинами, заповненими теригенно-карбонатними породами кайнозою потужністю до 10 км. Продуктивні піщані, карбонатні і вулканогенно-осадові відклади від еоцену до пліоцену залягають на глибинах від 0,1 до 4 км.

У Західній Європі (3,1 % світових запасів) основні ресурси газу зосереджені в Центрально-Європейському нафтогазовому басейні, переважно у синеклізі Північного моря. Газоносні відклади карбону, пермі і тріасу. Більшість газових ресурсів пов'язана з південним бортом западини. Загалом виявлено 329 газових родовищ (зокрема 109 – морських). Значний ареал газоносних зон пов'язаний із Англо- Голландським прогином (Англійська западина). Доведені запаси природного газу британського сектора Північного моря оцінюються в 699 трлн м³; основні газові родовища (трлн м³ газу): Леман (161), Британія (84,9), Індіфетігейбл (48) і Кліппер (22,6). Запаси газоконденсатних родовищ Елджін і Франклін – 45 млн т конденсату і 48,4 трлн м³ газу.

Норвезьке нафтогазове родовище Троль найбільше у Північному морі, розділене на дві структури: Троль-Іст і Троль-Вест. Доведені запаси покладу Троль-

Іст – 1300 трлн м³ газу і 17 млн т конденсату. Нафтовий поклад Троль-Вест містить 31 трлн м³ попутного газу.

В Україні Державним балансом на початок XXI ст. ураховано 290 родовищ природного газу, більшість – комплексні: 79 – газові, 98 – газоконденсатні, 53 – нафтоконденсатні, газонафтові та нафтогазові – 11. Початкові загальні ресурси природного газу близько 6 700 млрд м³.

Станом на 2017 рік розвіданих запасів газу в Україні при існуючих темпах видобутку – близько 20,5 млрд м³ газу на рік – вистачить на 22 роки.

За даними, які навів голова правління «Надра України» Ярослав Климович *"В Україні 402 родовища вуглеводнів ... в промисловій розробці – 269. Державним балансом запасів корисних копалин України в 402 родовищах враховуються здобуті запаси природного газу в кількості 905,6 млрд кубометрів (видобуто 68,9 % всіх запасів) ... Як показує досвід видобувних робіт в Україні, з цих запасів можна добути тільки половину (452,8 млрд кубометрів газу), а це на 22 роки видобутку"*.

За різновидами природного газу

Сланцевий газ

За прогнозами, у світі є близько 900 000 км³ «нетрадиційного» газу, такого, як сланцевий. За іншою оцінкою – департаменту енергетики США, обсяг «технічно видобутих» світових запасів сланцевого газу в 41 країні світу понад 200 трлн м³. Провідне місце за вилученими запасами сланцевого газу в порядку зниження займають Китай, Аргентина, Алжир, США і Канада. Російська Федерація.

Гази вугільних родовищ

Метан вугільних родовищ є: у Німеччині (ресурси (3 – 4 трлн м³), Англії (1,9 – 2,8 трлн м³), Австралії (6,0 трлн м³), США – до глибини 900 м (від 8,5 до 14 трлн м³).

В Україні ресурси метану в розвіданих кондиційних вугільних шарах до глибини 1 800 м коливаються в межах 450 – 550 млрд м³.

Гідрати метану

Ресурси метану в газогідратах оцінюються до 85 % від усіх світових ресурсів природного газу, але розвіданість ресурсів їх на початку XXI ст. ще досить фрагментарна.

В Україні у Чорному морі багато газогідратних родовищ – до 65 – 70 трлн м³, а в районі глибоководної Кримської частини моря запаси газогідратних родовищ понад 20 трлн м³. Зокрема, прогноуються великі запаси гідрату метану в палеодельті Дніпра.

Контрольні питання:

- 1) Де розташована більшість розвіданих запасів природного газу?
- 2) Навести стислу характеристику запасів природного газу за регіонами та країнами світу.
- 3) Скільки родовищ вуглеводнів знаходяться на території України?
- 4) Навести стислу характеристику запасів природного газу за його різновидами.

ЛЕКЦІЯ 3. ГАЗОВА ПРОМИСЛОВІСТЬ УКРАЇНИ ТА СВІТУ

Питання 1. Використання природного газу в давньому світі.

Найдавніші свідчення застосування газу як палива походять із Китаю й датуються початком н. д. У трактаті «Хоу хань шу» повідомляється, що в Лінцюні (провінція Сичуань) задля пошуку газу був споруджений колодязь глибиною 23 чжана (74 м), у якому десятиріччями палав вогонь.

Питання 2. Газова промисловість світу.

Газова промисловість почала розвиватися пізніше порівняно з іншими галузями паливно-енергетичного комплексу. Природний газ як паливо має багато позитивних властивостей, зокрема високу теплотворну здатність, транспортабельність, більшу, порівняно з нафтою і вугіллям, екологічність.

Питання 3. Розвиток газової промисловості в Україні.

Історія газової промисловості України нараховує близько 100 років. Спочатку почали використовувати світильний і коксовий газ для освітлення вулиць у Львові в 1858 році, в Одесі у 1865 році, потім у Харкові, Києві, Чернівцях, Івано-Франківську.

Використання природного газу в давньому світі

Найдавніші свідчення застосування газу як палива походять із Китаю й датуються початком н. д. У трактаті «Хоу хань шу» повідомляється, що в Лінцюні (провінція Сичуань) задля пошуку газу був споруджений колодязь глибиною 23 чжана (74 м), у якому десятиріччями палав вогонь. Місцеві жителі зрозуміли природні властивості газу й видобували його поруч із вогняними колодязями (або безпосередньо з них). Учений Чжан Хуа в трактаті «Боу чжи» («Опис царства природи») і поет Цзо Си в «Шу ду фу» («Ода столиці Шу») свідчать про використання природного газу для випарювання солі. До пальників печей газ подавався від джерел бамбуковим трубопроводом. Із часом ці технології були втрачені. Сичуаньські вогняні колодязі були знов «відкриті» в XVII ст. і використовувалися на місцевих солеварнях аж до нашого часу.

У Марко Поло зустрічаються згадки про грязьові вулкани, виходи газу і палаючі пагорби (газ, вириваючись назовні, поєднується з киснем і загоряється). З

цим феноменом пов'язані релігійні уявлення вогнепоклонників. Так, на околиці селища Сурахани (поблизу Баку) розташований індуїстський храм кінця XVIII століття Атешгях (Місце вогню), де палаючий газ виходить із давніх часів (рис. 3.1, 3.2).



Рисунок 3.1 – Палаючі газові факели у храмі вогнепоклонників
(стара поштівка).

Такі «вічні» вогні набули широкого розповсюдження в Месопотамії, Прикаспії, Персії, Індії, Китаї. Плутарх вказував на роками палаючі світочі поблизу давнього Екбатана (сучасний Хамадан в Ірані), Пліній описував полум'я, що виривається з-під землі, у багатьох місцевостях Сходу, давні китайські автори згадували вогняні колодязі в горах Південно-Західного Сичуаня. Незбагнена природа цих вогнів сприяла сакральним уявленням щодо їхнього походження. Вогнепоклонники вшановували їх як божественні прояви, будували поряд із ними свої храми. Особливості цієї релігійної культури пов'язані передусім із Індією (у найдавніших гімнах Рігведи оспівувався бог вогню Агні) та Персією, де шанування вогню, поєднане з поклонінням сонцю, отримало розвиток у вченні Заратустри.

Проте горючий газ більше ніде в світі не застосовували до початка XIX ст., коли ним почали освітлювати міські вулиці та майдани. Перші освітлювальні пальники з'явилися в Лондоні, але вони використовували не природний, а штучний

газ, отриманий із вугілля. Щодо природного газу, то показовою ілюстрацією його використання в ХІХ ст. є вогняний колодязь у центрі Астрахані, обнесений огорожею й демонстрований як місцеву пам'ятку (лише сторож використовував його з утилітарною метою – готував на вогні сніданок).

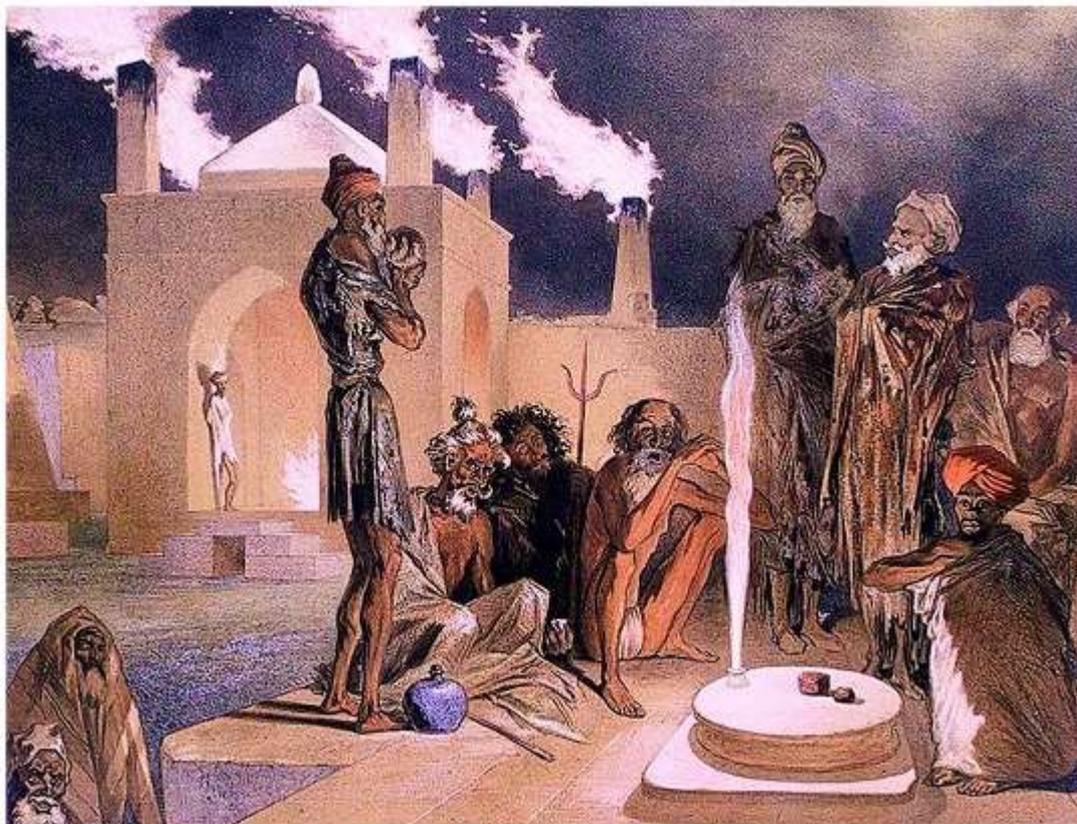


Рисунок 3.2 – Поклоніння вогню в храмі Атешгях поблизу Баку.

Незважаючи на давнє знайомство людини з нафтопродуктами та природним газом, їх видобуток і розповсюдження тривалий час були обмежені відносно вузькою сферою застосування, яка ще більше скоротилася після винаходу пороху й заміни ним нафтопродуктів для військових потреб. Зосередження найбільших і легкодоступних родовищ нафти й газу у віддалених країнах Середнього Сходу призвело до більш пізнього знайомства й використання цих мінеральних речовин у європейських країнах, тим більше, що для заміщення їх лікувальних чи мастильних властивостей тривалий час використовували рослинні чи тваринні складники. Проте, породжена Європою індустріальна епоха відкрила нові форми застосування цих продуктів, радикально змінивши потреби в рідких і газоподібних вуглеводнях.

Газова промисловість світу

Газова промисловість почала розвиватися пізніше порівняно з іншими галузями паливно-енергетичного комплексу. Природний газ як паливо має багато позитивних властивостей, зокрема високу теплотворну здатність, транспортабельність, більшу, порівняно з нафтою і вугіллям, екологічність. Усе це створює передумови для нарощування його використання в комунальному господарстві, промисловості, електроенергетиці, на транспорті. Тому частка природного газу в структурі світового енергоспоживання має тенденцію до постійного збільшення.

Природний газ поширений у природі у вільному стані – у вигляді газових покладів і родовищ, «газових шапок» у нафтових родовищах (попутний газ). Використовуються і гази нафтових і вугільних родовищ. Загальногеологічні ресурси природного газу в різних джерелах оцінюються від 300 трлн. м³ до 600 трлн. м³ і вище, але найпоширеніша оцінка в 400 трлн. м³. Розвідані (доведені) запаси природного газу в 2004 році сягали 175 трлн м³.

Історія газової промисловості налічує трохи більше ста років.

Газова промисловість у США сходить до 1821 року, коли природний газ був відкритий і використаний у Фредонії, Нью-Йорк. Із самого початку ринок природного газу був обмежений трубопровідною технологією. Газ для Фредонії, Нью-Йорк, у 1821 році поставлявся дерев'яними трубами, які не могли його транспортувати на великі відстані.

У 1800-х роках у більшості міст США використовували газ, вироблений із вугілля на перших газових заводах – газовнях.

У Європі природний газ виявили у другій половині XIX ст. під час буріння свердловин на нафту. З 1872 року він почав використовуватися у промисловості, залишаючись побічним продуктом нафтовидобутку. Тоді ж розпочалося й будівництво газопроводів.

Перше європейське газове родовище відкрили лише в 1910 році, коли в передмістях Гамбурга пробурили глибинну свердловину в пошуках питної води. Газ, що піднявся на поверхню з глибини 250 м, запалав і вирвався назовні у вигляді

вогненних фонтанів, на які люди, що спостерігали за бурінням, зачаровано дивилися як на унікальне диво природи. Із 1913 по 1930 роки на цьому родовищі видобуто 250 млн. м³ газу. Загалом із 20-х років ХХ ст. природний газ приходить на великі промислові підприємства як хімічна сировина й розпочинає поступове сходження на вершину паливно-енергетичного Олімпу.

У другій половині ХХ ст. почалося швидке зростання видобутку і споживання природного газу і формування нових районів газової промисловості в СРСР, Південно-Західній Азії, Європі, Північній Африці та інших регіонах. Одночасно формувався міжнародний ринок природного газу.

Динаміка світового видобутку природного газу свідчить про її безперервне зростання: у другій половині ХХ ст. вона збільшилася майже у 12 разів і до 2010 року зросла приблизно до 4 трлн м³.

Розподіл світового видобутку природного газу між трьома групами країн сучасного світу істотно відрізняється від аналогічних показників видобутку нафти: перше місце посідають розвинені країни Заходу (45 %), друге – країни з перехідною економікою (35 %) і лише третє – країни, що розвиваються (20 %). Це зумовлено не лише географічними особливостями ресурсної бази природного газу, але й тим, що видобуток у країнах, що розвиваються, почався значно пізніше. Але оскільки видобуток у цих країнах весь час зростає, то і їх частка у світовому видобутку природного газу також постійно збільшується.

У 1990-х роках зростання абсолютних обсягів видобутку газу відбувалося в більшості регіонів світу (за винятком країн пострадянського простору і Латинської Америки), але його темпи не були однаковими: найвищими вони були в Азії і помірнішими – у Європі, Північній Америці й Африці. Відповідно дещо змінилася і частка цих регіонів у світовому видобутку: порівняно з 1950 – 1960-ми роками зменшилась частка Північної Америки і збільшилась частка всіх інших регіонів.

У другій половині ХХ ст. газова промисловість перетворилася на важливу галузь паливно-енергетичного комплексу світу. Природний газ видобували у 60 країнах: річний видобуток понад 60 млрд м³ мали десять країн: Російська Федерація – 598, США – 526, Канада – 185, Велика Британія – 88, Алжир – 88, Іран – 87,

Норвегія – 85, Індонезія – 76, Саудівська Аравія – 70, Нідерланди – 63 млрд м³. Частка країн, що розвиваються, у видобутку природного газу значно нижча, ніж у видобутку нафти.

Обсяги видобутку природного газу й надалі зростають, і у 2005 році вони досягли 2,77 трлн м³.

Нарощуються обсяги використання газу для вироблення електроенергії, особливо, в розвинутих країнах. Це зумовлено тим, що газ, порівняно з нафтою, вимагає значно менших витрат на видобуток і транспортування, відзначається досить великими розвіданими запасами, зручністю у використанні і є порівняно екологічно чистим видом палива.

На експорт надходить близько 15 % усього видобутого природного газу. Найбільшими експортерами газу є Російська Федерація, Нідерланди, Канада, Норвегія, Алжир. Головні імпортери газу – США, Японія, Німеччина, Франція, Італія. Близько 3/4 світового експорту газу транспортується газопроводами, а решта – у зрідженому вигляді спеціальними суднами.

Видобуток природного газу в акваторіях Світового океану має досить тривалу історію: примітивними способами морський видобуток газу вели ще у ХІХ ст. в Азербайджані (на Каспії), у США (в Каліфорнії) і в Японії. Початок швидкого зростання морського видобутку газу відноситься до 1960-х років. Ще більше прискорення цей процес отримав у 1970 – 1980-і роки. Про це свідчить кількість країн, які видобувають природний газ у межах континентального шельфу. У 1970 році таких країн було близько 20, а на початку 1990-х років – уже більше 50. Відповідно зростав і світовий морський видобуток газу.

Зростання видобутку газу обумовлено двома головними чинниками. По-перше, після енергетичної кризи середини 1970-х років і різкого подорожчання газу підвищився інтерес до шельфових басейнів і родовищ, які були менш виснажені і обіцяли певну економічну вигоду. По-друге, великомасштабне освоєння морських родовищ стало можливим завдяки ряду технічних нововведень, і в першу чергу застосування бурових платформ.

Буріння свердловин у морських акваторіях обходиться значно дорожче, ніж на суші, причому вартість його прогресивно зростає зі збільшенням глибини. Витрати на буріння навіть на глибині моря в 20 – 30 м майже вдвічі перевищують аналогічні витрати на суші. Вартість буріння на глибині 50 м зростає в три – чотири рази, на глибині 200 м – у шість разів. Однак витрати на буріння залежать не лише від глибини моря, а й від інших природних чинників. Наприклад, в умовах Арктики витрати на видобуток перевищують відповідні показники для субтропіків або тропіків у 15 – 16 разів.

Морський видобуток у 2000 році становив 760 млрд. м³ (31 % від загального світового видобутку).

Морський видобуток ведуть майже в 50 регіонах земної кулі у всіх п'яти населених частинах світу. Але їх частка, як і частка окремих океанів і окремих акваторій відрізняються і змінюються з часом. Так, у 1970 році 2/3 морського видобутку давали Північна і Південна Америка і 1/3 – Південно-Західна Азія. До 1980 року частка Америки зменшилася, а частка Азії, Африки та Європи зросла. У Європі морські родовища забезпечують 9/10 усього видобутку нафти і газу. Це пояснюється перш за все особливою роллю Північноморського нафтогазоносного басейну, родовища якого активно експлуатують Великобританія, Норвегія і Нідерланди.

Незначний видобуток ведуть у деяких місцях Середземного моря.

В Азії основним районом видобутку газу є Перська затока, де видобувають газ Саудівська Аравія, Іран, ОАЕ, Кувейт, Катар. У 1980 – 1990-і роки помітно зріс видобуток на континентальному шельфі морів Південно-Східної Азії – в Малайзії, Індонезії, Брунеї, Таїланді, В'єтнамі. Пошуково-розвідувальні роботи ведуть також біля узбережжя деяких інших країн. Те саме стосується і шельфової зони морів, які омивають береги Китаю. Значний видобуток на шельфі має Індія.

В Африці видобувають газ у межах континентального шельфу Нігерія, Ангола, Єгипет, Камерун, Конго, Габон – загалом уся смуга західного узбережжя материка від Нігерії до Намібії.

У Північній Америці головний виробник морського газу – США, де на морські родовища припадають 25 % видобутку природного газу.

В експлуатацію залучено понад сто шельфових покладів, більшість із яких знаходиться в акваторії Мексиканської затоки, а інші – біля Атлантичного і Тихоокеанського узбережжя країни та на Алясці.

У 1980 – 1990 роках Мексика освоїла великий нафтогазоносний басейн в акваторії затоки Кампече Карибського моря. Пошуково-розвідувальне буріння на газ ведуть також біля берегів Аргентини, Чилі, Перу і деяких інших країн.

В Австралії добувають газ на континентальному шельфі у Басовій протоці на півдні країни та в інших шельфових родовищах, розташованих біля західного узбережжя країни і на півночі, в Тиморському морі.

У Російській Федерації у 1990-і роки видобуток природного газу на морських родовищах майже не вели. На сьогодні проводять промислове освоєння двох головних морських акваторій: в Охотському морі, де у північно-східній частині острова Сахалін розвідано кілька великих родовищ, і у Баренцовому та Карському морях, де у 1980-х роках відкрили шельфову провінцію з великими родовищами – Штокманівське газоконденсатне, Русанівське газове та ін.

Споживання природного газу мало відрізняється за обсягами від його видобутку, оскільки майже весь газ одразу ж спрямовується у газорозподільні мережі. Однак співвідношення трьох груп країн, окремих географічних регіонів світу та окремих країн у споживанні газу значно відрізняється від аналогічного співвідношення його видобутку.

Частка країн Європи у споживанні природного газу більша, ніж їх частка у видобутку, а частка країн, що розвиваються і країн із перехідною економікою – менша.

Перше місце за обсягами споживання природного газу зберігається за Північною Америкою, у складі якої США були і є найбільшим у світі споживачем цього палива (600 – 650 млрд м³ у рік). Друге місце посідають країни пострадянського простору, серед яких особливо вирізняється Російська Федерація

(понад 350 млрд м³ на рік). На третьому місці – Європа; її частка у світовому споживанні природного газу протягом 1980 – 1990 років залишалася стабільною.

Серед окремих країн цього регіону виокремлюються Німеччина (80 млрд м³) і Велика Британія (90 млрд м³), далі йде – Азія, де швидко зростають обсяги споживання газу в Китаї, Індонезії, Малайзії, Саудівській Аравії, Ірані, ОАЕ. Частка Латинської Америки у світовому споживанні газу порівняно невелика і відносно стабільна, а частка Африки поки залишається незначною.

На цей час за розмірами видобутку природного газу виділяються Російська Федерація (662,2 млрд м³), США (582,2), Канада (170,9) та Іран (116,3), на частку яких припадає понад половина світового видобутку. Далі йдуть країни зі щорічним видобутком від 100 до 30 млрд м³ – Норвегія, Алжир, Нідерланди, Саудівська Аравія, Катар, Китай, Туркменістан, Великобританія, Узбекистан, Малайзія, ОАЕ, Аргентина.

Найбільшим у світі експортером природного газу (200 млрд м³) є Російська Федерація.

Розвиток газової промисловості в Україні

Історія газової промисловості України нараховує близько 100 років. Спочатку почали використовувати світильний і коксовий газ для освітлення вулиць у Львові в 1858 році, в Одесі у 1865 році, потім у Харкові, Києві, Чернівцях, Івано-Франківську.

Уперше український газ почали добувати в Карпатах. Територія України відноситься до одного з найстаріших у світі регіонів із видобутку нафти і газу. Перше родовище газу було відкрито у 1910 році в районі м. Калуша (тепер Івано-Франківська область).



Рисунок 3.3 – Панорама нафтогазових промислів у Прикарпатті в ХХ ст.

Уперше в Україні із супутнім газом зіштовхнулися під час буріння та розробки нафтових свердловин на Бориславському нафтовому родовищі у 1912 – 1913 роках. Тоді він був небажаним побічним продуктом, який ускладнював буріння і спричиняв пожежі.

Саме тому на Прикарпатті протягом перших двадцяти років минулого століття було спалено і випущено в повітря близько 6 млрд. м³ нафтового газу.

Супутній нафтовий газ, який добували разом із нафтою, почали застосовувати у промислових масштабах лише на початку ХХ ст. У 1912 році збудували перший газопровід Борислав-Дрогобич.

Початок масштабного видобутку та використання природного газу в Україні пов'язаний із відкриттям у 1920 році Дашавського газового родовища, яке експлуатується з 1924 року. Початкові його запаси газу оцінювались у 13,2 млрд м³, а вільний дебіт першої газової свердловини цього родовища дорівнював 720 тис м³ на добу.

У 1929 році прокладений перший магістральний газопровід (МГ) Дашава – Львів.

Газовий ринок в Україні бере початок із уведення в експлуатацію польською компанією «Gasolina» Дашавського газового родовища (1913 р.) і будівництва першого газопроводу Дашава – Стрий у 1924 році.

Так розпочинається відлік часу в історії газової промисловості України.



Рисунок 3.4 – Річковий перехід ділянки газопроводу «Дашава – Львів»
(фото 1932 р.)

Розвиток газовидобувної промисловості пов'язаний із відкриттям і освоєнням низки великих родовищ природного газу в Прикарпатському нафтогазовому районі – Опарського, Угерського, Більче-Волицького. Уже в 1940 році на газових промислах цього регіону було видобуто майже 500 млн м³ газу.

Після 1945 року газова промисловість Прикарпаття набула важливого значення як паливна база України. Центрами газовидобутку стали Дашава, Більче-Волиця, Рудки, Угерське, Битків, Опара, Косів та ін. Це зумовило будівництво в 1948 році газопроводу Дашава – Київ діаметром 500 мм, довжиною 509 км і потужністю близько 2 млрд м³ на рік, який на той час був найпотужнішим у Європі, а також низки газопроводів міжобласного і місцевого значення.

Відкриття Шебелинського газоконденсатного родовища у 1950-х роках, із початковими запасами 650 млрд м³ газу, стало резонансною подією на всьому європейському континенті. Родовище введене в експлуатацію у 1956 році. В 1960-і роки побудовані газопроводи Шебелинка – Харків, Шебелинка – Кривий Ріг – Одеса, Шебелинка – Київ. Перші два десятиріччя експлуатації родовище за запасами і рівнем видобутку газу було найбільшим у Європі.

Експлуатація унікального в Європі родовища стала викликом для науковців, зумовила створення наукових основ розробки газоконденсатних родовищ, технологій їх розбурювання, експлуатації свердловин, та підготовки природного газу до транспортування на далекі відстані.

З розвитком Шебелинки Україна стала однією з провідних газовидобувних держав Європи, а газова промисловість – самостійною галуззю у паливно-енергетичному комплексі нашої держави. Найбільш інтенсивного розвитку вона набула у першій половині 70-х років ХХ ст.

Після відкриття в 1960-х роках великих і середніх родовищ: Хрестищенського, Єфремівського, Кегичівського, Пролетарського, Гадяцького та ін. збудували газопровід Єфремівка – Диканька – Київ (1968 – 1970 роки), який об'єднав два найбільші газonosні регіони України – Дніпровсько-Донецький і Передкарпатський у єдину газотранспортну систему.

У 1975 – 1976 роках видобуток газу досяг максимуму – 68,7 млрд м³ на рік.

До 1977 року Україна забезпечувала свої потреби в газі і була його експортером. У 1945 – 1977 роки експорт становив 130 млрд м³ газу.

Головні країни-імпортери українського газу: Російська Федерація, Білорусь, Литва, Латвія, Молдова, Чехословаччина. Споживання газу в Україні сягнуло максимуму в 1990 році – 118,8 млрд м³.

З 1977 року видобуток газу знижується внаслідок вичерпання запасів родовищ і зменшення приросту від нововідкритих незначних родовищ газу. Територіальне розміщення галузі зумовлене особливостями залягання природного газу в надрах землі. В Україні він зосереджений у трьох регіонах: Прикарпатській, Дніпровсько-Донецькій і Причорноморсько-Кримській нафтогазonosних провінціях. Найбільші газові родовища природного газу розміщені у Харківській (Шебелинське, Хрестищенське, Єфремівське), Сумській (Рибальське, Качанівське), Полтавській (Солохо-Диканське), Дніпропетровській і Чернігівській областях. У Причорноморсько-Кримській провінції основні родовища природного газу – Джанкойське, Глібівське, Стрільківське, Голицинське, Штурмове та ін.

На 1997 рік видобуток газу в Україні стабілізувався на рівні 18 млрд м³, що становило близько 22 % у самозабезпеченні України цим енергоносієм. Решта задовольнялась імпортом із Російської Федерації і Туркменистану.

У 1998 році споживання газу в Україні становило близько 75 млрд м³ і в найближчі роки утримувалось на рівні (65 – 70) млрд м³ на рік. Частка газу у використанні первинних енергоресурсів становила 45 %, і вона, за оцінками експертів, була невиправдано високою.

Сьогодні Україна забезпечує свої потреби власним газом не більше ніж на 1/4, а решту газу імпортує. Основний район газовидобутку – Дніпровсько-Донецький, якому належить близько 93 % усього газу, що видобувається в країні.

Найбільше – Шебелинське родовище, в якому сконцентровано до 75 % вітчизняних запасів газу. 20 родовищ Причорномор'я, які зосереджені у північній частині анексованого Криму, забезпечують лише місцеві потреби. Загальні запаси газу тут складають 14,3 млрд. м³.

У Передкарпатті газові родовища практично вичерпані (на них видобувається менше 1/5 газу нашої держави), їх використовують тепер як газосховища.

У 2010-х роках базовим регіоном із видобутку газу стає Полтавщина.

Розвідані власні запаси газу в Україні становлять близько 1 трлн м³. Щороку Україна видобуває менше 2 % своїх газових запасів. За такого рівня вилучення власних покладів їх має вистачити на 54 роки. За цим показником самозабезпеченості Україна посідає перше місце в Європі, де середнє значення складає лише 12 років.

Особливістю газової промисловості є те, що видобуток палива тісно пов'язаний із його транспортуванням.

Основні проблеми галузі полягають у потребі модернізації процесу газовидобутку, освоєнні нових родовищ, обмеженні неефективного використання "блакитного" палива.

У 2018 році Україна видобула 21,0 млрд м³ газу (без урахування окупованих територій).

Контрольні питання:

- 1) З якої країни походять найдавніші свідоцтва застосування газу як палива?
- 2) З якого століття розпочалося використання горючого газу?
- 3) Навести позитивні властивості природного газу.
- 4) Навести стислу характеристику розвитку газової промисловості світу.
- 5) Скільки років нараховує історія газової промисловості в Україні?
- 6) З чим пов'язаний початок масштабного видобутку та використання природного газу в Україні?
- 7) Назвати газонасні регіони України.
- 8) Особливість газової промисловості.

ЛЕКЦІЯ 4. СКЛАД І КЛАСИФІКАЦІЯ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ.

Питання 1. Основні поняття.

Наведено склад, фазові стани та класифікацію природних газів.

Питання 2. Вуглеводневі компоненти природного газу.

Існує п'ять вуглеводних компонентів природного газу: метан, етан, пропан, бутан, пентан.

Питання 3. Невуглеводневі компоненти природного газу.

Крім вуглеводневих компонентів горючі природні гази містять у різних, іноді значних, обсягах вуглекислий газ, азот і сірководень, у менших обсягах водень, кисень, оксид вуглецю і в малих концентраціях – гелій та інші рідкісні гази.

Питання 4. Зміна складу природного газу в процесі розробки.

Під час експлуатації газових свердловин (ГС) метан – газоподібний за температури вище критичної, етан – на межі пароподібного і газоподібного стану, а пропан і бутан – у паровому стані. З підвищенням тиску і зниженням температури компоненти, що входять до складу природних газів чисто газових родовищ, переходять у рідкий стан.

Основні поняття

Склад природних газів

До складу природних газів входять:

- а) вуглеводні – алкани C_nH_{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.

Класифікація природних газів

Природні гази поділяють на три групи.

Гази, які видобувають із чисто газових родовищ. Це сухий газ, практично вільний від важких вуглеводнів.

Гази, які видобувають разом із нафтою. Це фізична суміш сухого газу, пропан-бутанової фракції (зрідженого газу) і газового бензину.

Гази, які видобувають із газоконденсатних родовищ, складаються з сухого газу і рідкого вуглеводневого конденсату.

Вуглеводневий конденсат містить важкі вуглеводні, із яких виділяються бензинові, лігроїнові, гасові, а іноді й важчі масляні фракції. Присутні також N_2 , CO_2 , H_2S , He , Ar тощо.

Штучні гази отримують із твердого палива (горючі сланці, буре вугілля) у газогенераторах, ретортах, тунельних та інших печах за високих температур, а іноді і за підвищених або високих тисків.

Вуглеводневі компоненти природного газу

Метан – основна складова природних горючих газів. Це безбарвний газ у чистому вигляді з ледве помітним часниковим запахом. Він набагато легший за повітря; при $15\text{ }^\circ\text{C}$ і нормальному тиску маса 1 м^3 метану $0,677\text{ кг}$. Метан має високу термічну стійкість.

Він починає помітно розкладатися за температури не менше 600°C .

Ізотопний склад вуглецю метану характеризується відношенням $^{12}\text{C}/^{13}\text{C} = 89 - 92$. Метан має нижчу теплоту згоряння ($34,0 - 37,2\text{ МДж/м}^3$), приблизно в два рази більшу, ніж кам'яне вугілля.

Прикладом знаходження в природі чистого метану є так званий болотяний газ. Відсотковий вміст метану в попутних газах дещо зменшується внаслідок появи важчих вуглеводнів (наприклад, етану, пропану, бутану тощо). Метан присутній також у вугільних покладах.

Етан – безбарвний газ, дещо важчий за повітря. Маса 1 м³ етану за нормальних умов 1,270 кг. У чистому вигляді етан у природі не зустрічається, звичайно він супроводжує метан. Нижча теплота згоряння (60,3 – 66,2) МДж/м³.

Пропан – безбарвний газ, важчий, ніж повітря. Маса 1 м³ пропану за нормальних умов 1,9659 кг. Пропан у чистому вигляді в природі не зустрічається, але є обов'язковим супутником газу нафтових покладів. Теплота згоряння пропану (86,5 – 93,9) МДж/м³.

Бутан (нормальний) має в два рази більшу густину, ніж повітря.

Маса 1 м³ бутану за температури 15 °С і нормального тиску 2,454 кг. У чистому вигляді в газоподібному стані бутан може бути за температури вище +0,6 °С. Ізобутан має той же хімічний склад, але відрізняється від нормального бутану внутрішньою будовою молекули. Його фізичні властивості дещо відрізняються від властивостей нормального бутану. Бутан зустрічається тільки в газах, пов'язаних із нафтовими покладами, що є ознакою зв'язку газу з нафтою. Нижча теплота згоряння бутану (112,3 – 121,4) МДж/м³.

Пентан має два різновиди: нормальний пентан та ізопентан.

Останній є складовою частиною бензину. Пентан зустрічається у вигляді рідкісної домішки в природних вуглеводневих газах; вміст його не перевищує 2 % (об'ємних), за винятком газів, пов'язаних із нафтовими покладами, де вміст пентану може досягати 10 % (об'ємних).

Серед гомологів метану переважає етан, далі – пропан. Вміст бутану і пентану (та їх ізомерів) різний, але менший за вміст інших компонентів. Ізотопний склад гомологів метану характеризується такими середніми величинами: ¹³С_{сер}: етан – 3,4 %, пропан – 2,9 %, бутан – 2,7 %.

Співвідношення вуглеводневих компонентів у попутних і вільних газах різне. У попутних газах концентрація важких вуглеводнів не менше від концентрації метану, а в деяких випадках перевершує її.

Фоновий вміст важких вуглеводнів у попутних газах (20 – 40) %. Серед гомологів метану переважає етан, а вміст пропану і бутану різко підвищений порівняно з вільними газами. Частка важких вуглеводнів у попутних газах коливається у широких межах – від 10 % до 90 %.

Невуглеводневі компоненти природного газу

Крім вуглеводневих компонентів горючі природні гази містять у різних, іноді значних, обсягах вуглекислий газ, азот і сірководень, у менших обсягах водень, кисень, оксид вуглецю і в малих концентраціях – гелій та інші рідкісні гази.

Азот. Уміст азоту в природних вуглеводневих газах, зазвичай, не перевищує 10 %. Однак зустрічаються гази, у яких його вміст досягає 45 % і вище. Такі гази називаються вуглеводнево-азотними.

Концентрація азоту в попутних газах у деяких випадках досягає (60 – 70) %, а азотний чинник (50 – 60) м³/м³. Для попутних газів характерний низький вміст азоту. Більше 65 % всіх нафтових покладів містять попутний газ із концентрацією азоту не вище 12 %.

Вміст азоту у попутному газі епігерцинських платформ (1,5 – 6) % (60 % покладів). На стародавніх платформах концентрація азоту в попутних газах вища. Більшість досліджених покладів нафти містять попутний газ із концентрацією азоту (6 – 25) %. Зростання вмісту азоту в попутному газі супроводжується збільшенням частки важких вуглеводнів. У разі збільшення середньої концентрації азоту в попутному газі з 8,4 % до 30,2 % зростає частка важких вуглеводнів із 12 % до 78 %. Фонова концентрація азоту в нафті 7,5 м³/м³.

Вуглекислий газ. Вміст вуглекислоти в природних газах зазвичай не перевищує (6 – 7) %. Зустрічаються природні гази, з умістом вуглекислого газу до 35 % і більше. Такі гази називають вуглеводнево- вуглекислими. Наприклад, на Тамані (Кубань), відзначений вихід природного вуглеводневого газу, що

складається з метану (65,6 %), вуглекислоти (31,4 %) і азоту (3,0 %). В Угорщині є родовище Тоткомлош, газ якого складається з 50 % метану і 50 % вуглекислоти.

Сірководень. Вміст сірководню у вуглеводневих газах рідко перевищує (5 – 6) %.

Рідкісні гази

Гелій. Характерною домішкою природних газів є рідкісні гази і, насамперед, гелій (у деяких газах його вміст доходить до 2 %); у природних газах є лише сліди рідкісних газів.

Кисень – у природних газах його дуже мало, зазвичай, не більше 2 %. Оксид вуглецю і водню у природних газах практично не зустрічаються; у деяких попутних газах ці компоненти є, але в незначних кількостях.

Алкани від C_1 до C_4 (CH_4 – C_4H_{10}) є газоподібними сполуками, основними компонентами природних і нафтових газів. Алкани складають основну частину вуглеводнів нафт усіх родовищ і природних горючих газів.

Зміна складу природного газу в процесі розробки

Під час експлуатації газових свердловин (ГС) метан – газоподібний за температури вище критичної, етан – на межі пароподібного і газоподібного стану, а пропан і бутан – у паровому стані. З підвищенням тиску і зниженням температури компоненти, що входять до складу природних газів чисто газових родовищ, переходять у рідкий стан. У процесі експлуатації газоконденсатних родовищ зі зниженням тиску до певного значення (тиск максимальної конденсації) спостерігається перехід важких вуглеводнів у рідкий стан, при подальшому зменшенні тиску частина їх переходить знов у газоподібний стан.

Це призводить до того, що склад газу, склад і обсяг конденсату в процесі розробки газоконденсатних родовищ без підтримки тиску змінюються, що слід враховувати під час проєктування заводів із переробки газу та конденсату. Якщо газоконденсатні родовища розробляють із підтриманням тиску шляхом закачування сухого газу в пласт (сайклінг-процес), склад конденсату практично не змінюється, а склад газу може змінюватися у разі прориву сухого газу в

експлуатаційні свердловини. Якщо для підтримки пластового тиску закачують у пласт воду, склад газу і конденсату в процесі розробки залишаються незмінними.

У процесі розробки газових і газоконденсатних покладів передвісником обводнення, за даними експлуатації свердловин ряду родовищ, є збільшення азоту та рідких газів (наприклад, Шебелинське родовище) або збільшення газоконденсатного фактора і мінералізації води, що виноситься зі свердловини (родовища Краснодарського краю в Російській Федерації).

Фізико-хімічні властивості газу і його склад необхідно знати як на стадії розвідки, так і у процесі експлуатації родовища.

Контрольні питання:

- 1) Охарактеризувати склад природних газів.
- 2) Навести класифікацію природних газів.
- 3) Навести вуглеводневі компоненти природного газу.
- 4) Навести неуглеводневі компоненти природного газу.

ЛЕКЦІЯ 5. ОСНОВНІ ХІМІЧНІ ТА ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ. РІВНЯННЯ СТАНУ.

Питання 1. Газові закони.

Термодинамічний стан природного газу описується в цілому через середні параметри і компоненти через парціальні параметри.

Питання 2. Параметри газових сумішей.

До середніх параметрів належать: густина газу; відносна густина; компоненти концентрації.

Питання 3. Вміст важких вуглеводнів у газі.

У природному газі присутні три основні важкі фракції: пропанова, бутанова і газовий бензин. Останній складається за масою з 1/3 бутану і 2/3 пентану (плюс вищекиплячі).

Питання 4. Критичні та приведені термодинамічні параметри.

Розрізняють чотири критичних: критичний стан, критична температура, критичний тиск, критичний об'єм та два приведених: приведений тиск, приведена температура термодинамічних параметри.

Питання 5. Рівняння стану природних газів.

Рівняння стану – аналітична залежність між термодинамічними параметрами, що описують поведінку речовини: тиск, температура і густина.

Питання 6. Розрахункові методи визначення коефіцієнта надстисливості.

Наведено методику та послідовність розрахунку коефіцієнта надстисливості.

Газові закони

Термодинамічний стан природного газу описується в цілому через середні параметри і компоненти через парціальні параметри.

Парціальні параметри

Парціальний тиск компонента суміші p_i – тиск, який він би мав у разі вилучення з об'єму, який займає суміш, інших компонентів за незмінних початкового об'єму і температури.

Парціальний об'єм компонента суміші v_i – об'єм, який він би мав у разі вилучення з об'єму, займаного сумішшю, інших компонентів за незмінних початкового тиску і температури.

Газові закони

Зв'язок між парціальними і середніми параметрами встановлюється через такі закони:

закон Авогадро – 1 кмоль газу за нормальних умов ($p = 760$ мм рт. ст.; $t = 0$ °C) займає об'єм $22,41$ м³;

закон Дальтона – адитивності парціальних тисків p_i :

$$p = \sum p_i \quad (5.1)$$

закон Амаги – адитивності парціальних об'ємів v_i :

$$v = \sum v_i \quad (5.2)$$

Параметри газових сумішей

До середніх параметрів належать:

– густина газу в нормальних умовах

$$\rho = M/22,41, \text{ кг / м}^3; \quad (5.3)$$

– відносна густина – густина, віднесена до густини повітря $\rho_{\text{п}}$ за тих же значень тиску і температури;

– компоненти концентрації:

– масові $g_i = G_i/G$;

– молярні $y_i = m_i/m$;

– об'ємні $x_i = v_i/v$.

Середні характеристики:

– тиск $p = p_i/x_i$;

– об'єм $v = v_i/x_i$;

– молекулярна маса

$$M = \sum(x_i M_i)/100 = 100/\sum(g_i/M_i); \quad (5.4)$$

– густина

$$\rho = 100/\sum(g_i/\rho_i) = 100M/\sum(x_i M_i)/\rho_i = 100/\sum(x_i \rho_i). \quad (5.5)$$

Густина повітря $\rho^0 = 1,293 \text{ кг/м}^3$, $\rho^{20} = 1,205 \text{ кг/м}^3$ (верхній індекс – температура в градусах Цельсія); концентрації пов’язані між собою співвідношеннями

$$g_i = x_i M_i / M;$$

$$y_i = x_i.$$

Вміст важких вуглеводнів у газі

У природному газі присутні три основні важкі фракції: пропанова, бутанова і газовий бензин. Останній складається за масою з 1/3 бутану і 2/3 пентану (плюс вищекиплячі).

Вміст важких компонентів A_i , у г/м^3 , визначають за формулою:

$$A_i = 10 g_i \rho_{\text{сум}} = 10 y_i \rho_i \quad (5.6)$$

У газовий бензин повністю переходить пентан плюс вищекиплячі і частина нормального бутану, що складає половину вмісту пентану плюс вищекиплячі.

Об’єм пари після випаровування G кг рідкого вуглеводню (за нормальних фізичних умов $P = 0,1013 \text{ МПа}$; $T = 273 \text{ К}$), обчислюють за формулою:

$$V_{\text{п}} = G / \rho_{\text{п}} = 22,41 G / M, \text{ м}^3 \quad (5.7)$$

Критичні та приведені термодинамічні параметри

Критичний стан – стан, за якого густина речовини і її насиченої пари рівні, а параметри називаються *критичними*.

Критична температура $T_{\text{кр}}$ – температура, вище якої газ під дією будь-якого тиску не може бути перетворений у рідину.

Критичний тиск $p_{\text{кр}}$ – тиск, необхідний для скраплення газу за критичної температури.

Критичний об’єм $v_{\text{кр}}$ рівний об’єму одного моля газу у разі критичних значень тиску і температури.

Для природних газів $T_{\text{кр}}$ і $p_{\text{кр}}$ при відомих параметрах компонентів x_i , $p_{\text{кри}}$, $T_{\text{кри}}$ визначаються як середньокритичні (псевдокритичні):

$$p_{\text{кр}} = \sum p_{\text{кри}} x_i, T_{\text{кр}} = \sum T_{\text{кри}} x_i \text{ при } x_{\text{C5+}} < 10\% \quad (5.8)$$

Якщо відома відносна густина природного газу $\bar{\rho}$, то середні значення його критичних тиску і температури визначають за графіками, наведеними на рисунках 6.1 і 6.2. При вмісті в природному газі N_2 , CO_2 або H_2S у значення $T_{кр}$ і $p_{кр}$ вводять відповідні поправки.

Якщо вміст N_2 , CO_2 або H_2S перевищує 15 % (об'ємних), замість графіків для визначення $T_{кр}$ і $p_{кр}$ використовують формулу (5.8).

Для наближених обчислень у разі зміни відносної густини $\bar{\rho}$ від 0,5 до 0,9 значення $T_{кр}$ і $p_{кр}$ визначають за формулами:

– тиск, у кгс/см²: $p_{кр} = 49,5 - 3,7\bar{\rho}$;

– температура, у градусах Кельвіна: $T_{кр} = 93 + 176\bar{\rho}$, які справедливі для кривих 1 на рисунках 5.1 і 5.2.

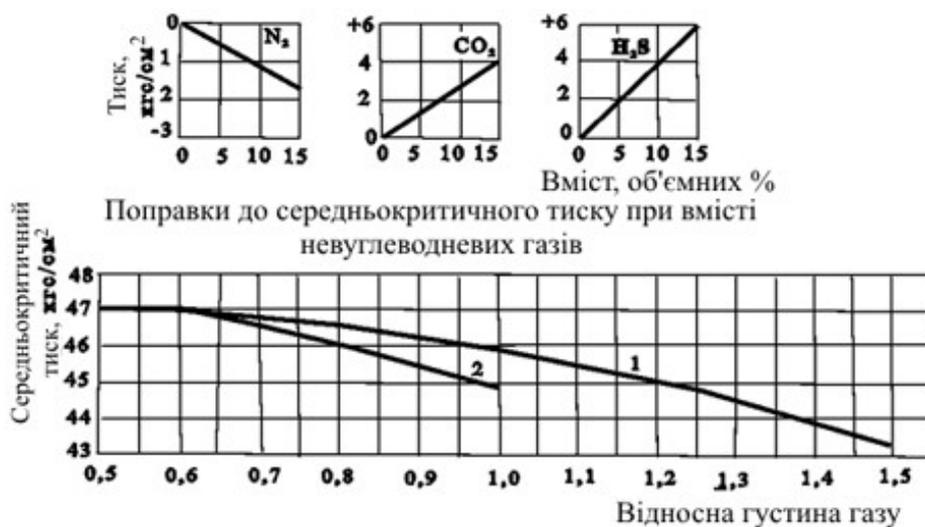


Рисунок 5.1 – Залежність середньокритичного тиску від відносної густини газу за повітрям

1 – газові родовища; 2 – газоконденсатні родовища ($\bar{\rho} = 0,7 - 0,8$)

Часто в обчисленнях, наприклад під час визначення в'язкості і коефіцієнта надстисливості газу, користуються приведеними тисками і температурами.

Приведеним тиском $p_{пр}$ є відношення тиску газу p до його критичного тиску $p_{кр}$: $p_{пр} = p/p_{кр}$.

Приведеною температурою газу $T_{пр}$ є відношення абсолютної температури газу T до його критичного значення: $T_{пр} = T/T_{кр}$.

Рівняння стану природних газів

Рівняння стану – аналітична залежність між термодинамічними параметрами, що описують поведінку речовини: тиск p , температура T і густина ρ .

Рівняння стану ідеального газу:

$$p = \rho RT \quad (5.9)$$

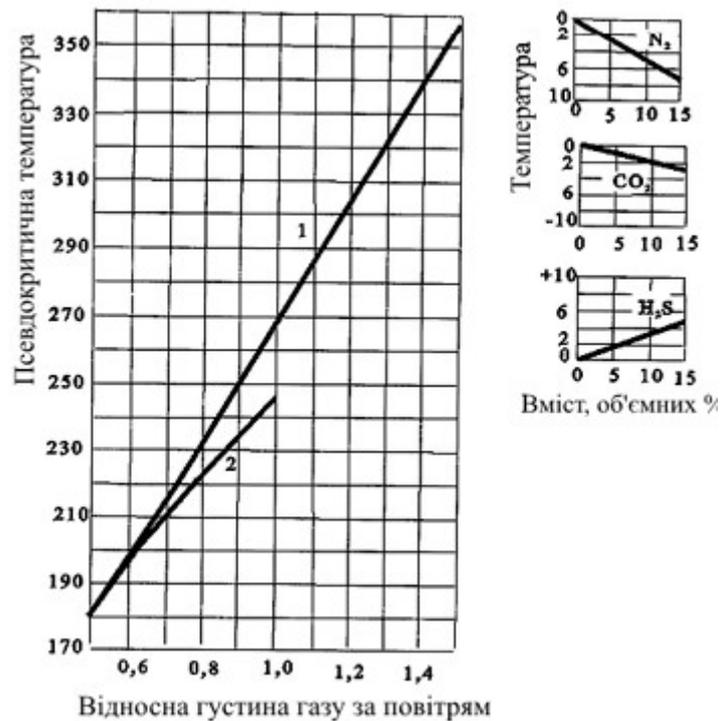


Рисунок 5.2 – Залежність середньокритичної температури від відносної густини газу за повітрям

1 – газові родовища; 2 – газоконденсатні родовища

Визначення ідеального газу

Ідеальний газ – це газ, в якому можна знехтувати об'ємом молекул і взаємодією їх між собою.

Підходи в описі рівнянь стану реальних газів: – у рівняння ідеального газу вводять один коефіцієнт z , який ураховує відхилення цього газу від ідеального і називається *коефіцієнтом надстисливості*, а саме модифіковане рівняння називають *узагальненим газовим законом*; – отримують емпіричні рівняння стану з кількістю параметрів більше двох.

Узагальнене рівняння стану

$$p = z\rho RT \quad (5.10)$$

Термодинамічні параметри, що визначають коефіцієнт надстисливості:

Коефіцієнт надстисливості z є функцією приведених значень тиску $p_{пр}$, температури $T_{пр}$ і для важких вуглеводнів C_{5+} – ацентричного фактора ω .

Ацентричний чинник – враховує нецентричність сил тяжіння і обчислюється за формулою Едмістера:

$$\omega = \frac{3}{7} \log \left(\frac{p_{кр} p_{сум}}{T_{кр} / T_{кип} - 1} \right) - 1, \quad (5.11)$$

де відношення критичної температури до температури кипіння визначають за формулою Гуревича (до C_7 , включно):

$$\frac{T_{кр}}{T_{кип}} = 2,1898 - 0,1735 \left(\frac{T_{кр}}{100} \right) + 0,006854 \left(\frac{T_{кр}}{100} \right)^2, \quad (5.12)$$

де $540 \leq T_{кр} \leq 775$ К, $372 \leq T_{кр} \leq 625$ К для сумішей газів;

$$\omega = \sum(y_i \omega_i); 0 < \omega_i < 0,4.$$

Коефіцієнт надстисливості визначають графічно з рисунка 5.3 або наближено аналітично.

Багатопараметричні залежності

Залежність Редліха-Квонга:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{T^{0,5}v(v+b)}, \quad (5.13)$$

де $a = 0,4275R^2T_{кр}^{2,5}/p_{кр}$; $b = 0,08664RT_{кр}/p_{кр}$.

Сфера дії – сухі гази в докритичному стані.

Рівняння Пенга-Робінсона:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)+b(v-b)}, \quad (5.14)$$

де $a(T) = a_{кр}a(T_{пр}, \omega)$; $a_{кр} = 0,45724R^2T_{кр}^2/p_{кр}$;

$b = 0,0778RT_{кр}/p_{кр}$; $a = \left(1 + m(1 - T_{пр})^{0,5}\right)^2$;

$m = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2$.

Для багатоконпонентних сумішей

$$a = \sum(y_i a_i), b = \sum(y_i b_i).$$

Сфера дії – критичний стан; для газоконденсатних сумішей.

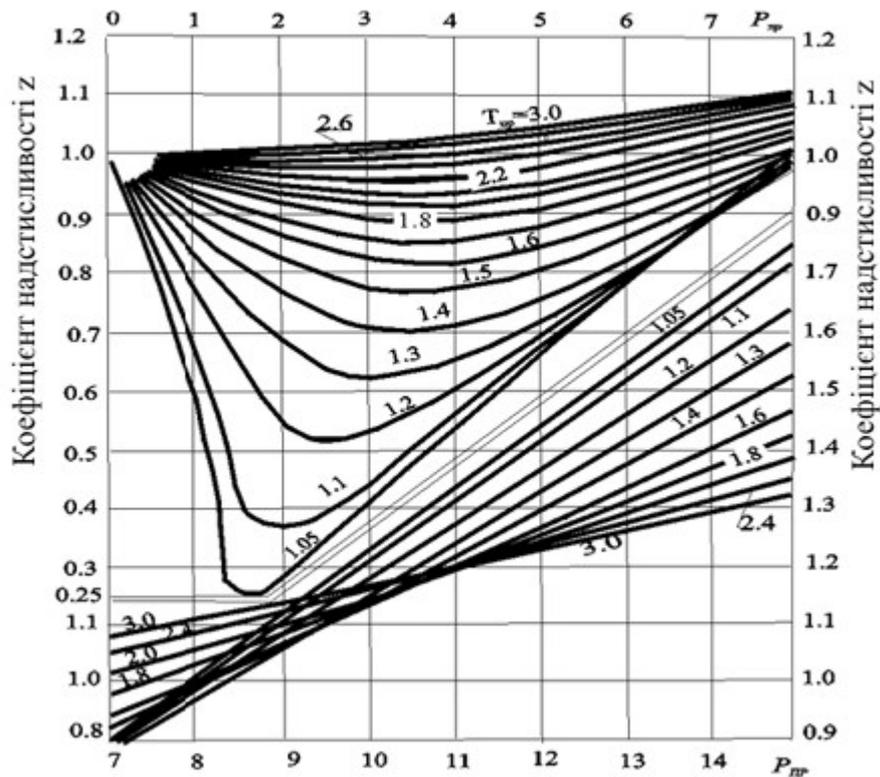


Рисунок 5.3 – Залежність коефіцієнтів надстисливості природних газів від тиску

Розрахункові методи визначення коефіцієнта надстисливості

З рівняння стану Пенга-Робінсона:

$$z^3 - (1 - B) \cdot z^2 + (A - 3 \cdot B^2 - 2 \cdot B) \cdot z - (A \cdot B - B^2 - B^3) = 0, \quad (5.15)$$

де $A = \frac{a(T)p}{R^2T^2}$; $B = \frac{pb}{RT}$.

Сфера використання: $p < 50$ МПа; $x_{C5+} < 40$ моль %; пари води.

Вибір z : z газової фази відповідає найменший позитивний корінь рівняння, а z рідкої фази – найбільший позитивний корінь.

Апроксимація Платонова-Гуревича:

$$z = (0,4 \cdot \log T_{кр} + 0,73)^{p_{np}} + 0,1 \cdot p_{кр}, \quad (5.16)$$

де $p_{кр}$ і $T_{кр}$ обчислюють за формулами Хенкінсона, Томаса і Філіпса:

$$p_{кр} = 0,006894 \left(709,604 - \frac{M}{28,96} 58,718 \right), \text{ МПа};$$

$$T_{кр} = \left(170,491 + \frac{M}{28,96} 307,44 \right) / 1,8, \text{ К}.$$

Сфера використання: $p < 40$ МПа; $x_{C5+} < 10$ моль %.

Похибка формули: менше 1 % за $p < 25$ МПа; 3 % за $p = (25 - 35)$ МПа і 5 % – від 35 до 40 МПа.

Контрольні питання:

- 1) Навести парціальні параметри природного газу.
- 2) Навести три газові закони.
- 3) Навести критичні та приведені термодинамічні параметри газової суміші.
- 4) Що таке зв'язне приведений тиск та приведенатемпература?
- 5) Що таке рівняння стану?
- 6) Що таке ідеальний газ?
- 7) Навести формулу рівняння стану ідеального газу.
- 8) Навести декілька багатопараметричних залежностей.

ЛЕКЦІЯ 6. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ТА ТЕПЛОФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ.

Питання 1. В'язкість.

В'язкість – властивість рідин і газів, що характеризує опірність ковзанню або зсуву однієї їх частини відносно іншої.

Питання 2. Теплоємність.

Теплоємність C – кількість теплоти, необхідної для нагрівання одиниці маси або об'єму речовини на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Питання 3. Дроселювання газу. Коефіцієнт Джоуля-Томсона.

Дроселювання – розширення газу під час проходження крізь дросель – місцевий опір (вентиль, кран тощо), що супроводжується зміною температури. **Коефіцієнт Джоуля-Томсона** – це зміна температури у разі зниження тиску на 1 атм ($0,1\text{ МПа}$); змінюється у широких межах і може мати позитивний або негативний знак.

Питання 4. Поверхневі явища під час руху рідкої і парової фаз у пористому середовищі. Міжфазний натяг.

Причиною виникнення поверхневих явищ на межах контакту фаз є значна різниця у фізико-хімічних властивостях фаз.

Питання 5. Небезпечні властивості природного газу.

Небезпечними властивостями природного газу є токсичність, що залежить від складу газів, здатність у певній пропорції з повітрям утворювати вибухонебезпечні суміші, що спалахують від електричної іскри, полум'я та інших джерел вогню.

Питання 6. Вологість природних газів.

Природний газ у пластових умовах завжди насичений парами води. У газоносних породах завжди є зв'язана підошовна або крайова вода.

Питання 7. Гідратоутворення.

Природний газ, насичений парами води, за високого тиску і за певної температури здатний утворювати тверді сполуки з водою – гідрати.

В'язкість

В'язкість – властивість рідин і газів, що характеризує опірність ковзанню або зсуву однієї їх частини відносно іншої.

Коефіцієнт динамічної в'язкості μ характеризує сили взаємодії між молекулами газу, які долаються під час його руху.

Основною одиницею в'язкості в системі СІ є паскаль-секунда (Па·с). У нафтогазопромисловій практиці в'язкість вимірюють у пуазах (П) або сантипуазах (сП).

$$1 \text{ сП} = 0,01 \text{ П} = 0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Коефіцієнт кінематичної в'язкості. У процесі обчислень поряд із абсолютною в'язкістю газу застосовують кінематичну в'язкість ν , що дорівнює абсолютній в'язкості, поділеній на густину газу:

$$\nu = \mu / \rho.$$

Одиницею кінематичної в'язкості є квадратний метр на секунду ($\text{м}^2/\text{с}$) або квадратний міліметр на секунду ($\text{мм}^2/\text{с}$).

$$1 \text{ мм}^2/\text{с} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

У нафтопромисловій практиці кінематичну в'язкість вимірюють у стоксах (Ст) або сантистоксах (сСт).

$$1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$1 \text{ сСт} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с} = 1 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

Під час перерахунку абсолютної в'язкості газу в кінематичну значення густини ρ або питомої ваги γ беруть за розглянутих тисків і температур.

Поправка впливу на в'язкість азоту –

$$\mu_{\text{сум}} = \gamma_a \mu_a + (1 + \gamma_a) \mu_a.$$

Природа в'язкості газів і рідин.

У газах відстань між молекулами значно більша радіуса дії молекулярних сил, тому в'язкість газів – наслідок хаотичного (теплого) руху молекул, що супроводжує перенесенням від шару до шару певної кількості руху, і повільні шари прискорюються, а швидші сповільнюються. Робота зовнішніх сил, що врівноважує в'язкий опір і підтримує усталену течію, повністю переходить у теплоту.

У рідинах, де відстань між молекулами набагато менша, ніж у газах, в'язкість обумовлена міжмолекулярною взаємодією, що обмежує рухливість молекул. У рідині молекула може проникнути в сусідній шар лише у разі утворення в ньому порожнини, достатньої для перескакування туди молекули. На утворення порожнини (на «розпушування» рідини) витрачається енергія активації в'язкої течії.

За високих тисків (більше 10 – 15 МПа) гази стають не ідеальними, так як середні відстані між молекулами порівняні з радіусом міжмолекулярної взаємодії, і природа в'язкості газів стає подібною рідині.

Якісна залежність в'язкості газів і рідин від температури

В ідеальному газі в'язкість μ не залежить від густини (тиску), а визначається величинами середньої швидкості та довжиною вільного пробігу молекул. Так як середня швидкість зростає з підвищенням температури T (дещо зростає також і довжина вільного пробігу), то в'язкість газів збільшується під час нагрівання (пропорційно кореню квадратному від температури) (рис. 6.1). Наявність неуглеводневих компонентів у газі підвищує в'язкість природного газу.

У рідинах енергія активації зменшується з ростом температури і зниженням тиску. У цьому полягає одна з причин різкого зниження в'язкості рідин із підвищенням температури і зростання її за високих тисків.

Через те, що за високих тисків гази набувають властивостей рідини, то за тисків, більших (10 – 15) МПа, в'язкість природних газів падає з ростом температури (рис. 6.1), але підвищується з ростом тиску.

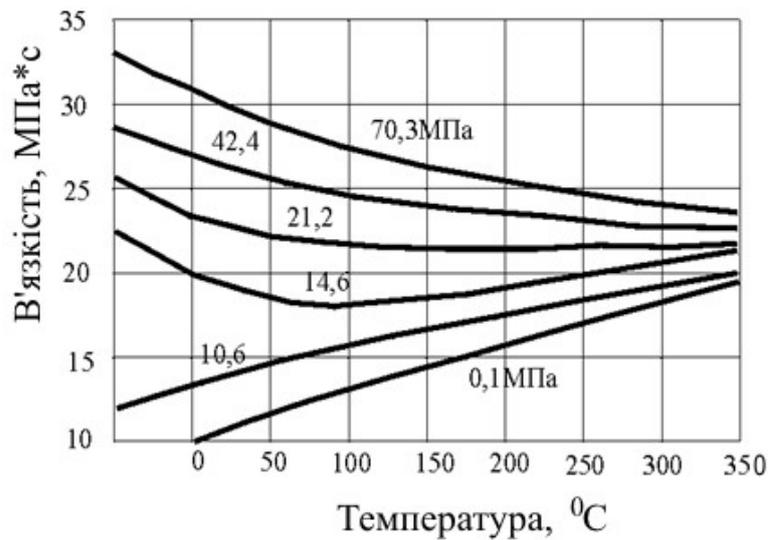


Рисунок 6.1 – В'язкість природного газу за різних значень тиску і температури

Теплоємність

Теплоємність C – кількість теплоти, необхідної для нагрівання одиниці маси або об'єму речовини на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Питома теплоємність – відношення теплоємності до одиниці обсягу газу.

Для газів розрізняють теплоємності за постійного об'єму C_v і постійного тиску C_p . C_v пов'язана з процесом, який характеризується тим, що за незмінності об'єму вся енергія, що передається газу в формі теплоти, витрачається на збільшення внутрішньої енергії газу.

C_p пов'язана з процесом, який характеризується тим, що, нагріваючи тіло, надають йому можливість розширюватися за постійного тиску.

Таким чином, частина переданої тілу теплоти йде на продукування роботи розширення. Тому $C_p > C_v$.

Для ідеальних газів між C_p і C_v є таке співвідношення:

$$C_p = C_v + R,$$

де R – газова стала.

У діапазоні тисків, де газ є ідеальними, значення теплоємності постійні. Однак для реальних газів значення теплоємності змінюються залежно від тиску і температури.

Для суміші газів теплоємність визначають за сумою теплоємності вхідних компонентів:

$$C = \sum_{i=1}^n y_i C_i,$$

де C_i – теплоємності окремих компонентів суміші; y_i – об'ємний (молярний) вміст компонентів у частках одиниці; n – кількість компонентів.

Зв'язок молярної теплоємності вуглеводневих і неуглеводневих компонентів. У разі ізобарного процесу молярна теплоємність неуглеводневих компонентів природних газів (азоту, вуглекислого газу, сірководню) дорівнює приблизно половині теплоємності вуглеводню з однаковою молекулярною масою за однієї і тієї ж температури.

Зв'язок молярної теплоємності з масовою. Масова теплоємність дорівнює відношенню молярної теплоємності до молекулярної маси газу M_i , тобто масі кіломоля i -го компонента, кг/моль.

Дроселювання газу. Коефіцієнт Джоуля-Томсона

Дроселювання – розширення газу під час проходження крізь дросель – місцевий опір (вентиль, кран тощо), що супроводжується зміною температури.

Дросельний ефект (ефект Джоуля-Томсона) – це відношення зміни температури газу внаслідок його ізентальпійного розширення (дроселювання) до зміни тиску.

Під час охолодження газу ефект є позитивним, а у разі його нагрівання – негативним.

Коефіцієнт Джоуля-Томсона – це зміна температури у разі зниження тиску на 1 атм (0,1 МПа); змінюється у широких межах і може мати позитивний або негативний знак.

Інтегральний дросель-ефект – це зміна температури газу в процесі ізентальпійного розширення за значного перепаду тиску на дроселі. Цю зміну визначають за формулою:

$$T_1 - T_2 = \int_{p_2}^{p_1} D_i dp. \quad (6.1)$$

Інтегральний коефіцієнт Джоуля-Томсона для природного газу змінюється від 2 до 4 К/МПа залежно від складу газу, падіння тиску і початкової температури

газу. Для наближених обчислень середнє значення коефіцієнта Джоуля-Томсона беруть рівним 3 К/МПа.

Поверхневі явища під час руху рідкої і парової фаз у пористому середовищі. Міжфазний натяг

Причиною виникнення поверхневих явищ на межах контакту фаз є значна різниця у фізико-хімічних властивостях фаз.

Значення поверхневих явищ. Поверхневі явища багато в чому визначають кількість і розподіл у поровому просторі пов'язаних і залишкових нафти, води, газу; форму кривих фазових проникностей; ефективність методів підвищення газовіддачі.

Види поверхневих явищ. Серед поверхневих явищ, що протікають на межах розділу фаз, особливий вплив на ефективність розробки газових покладів мають: поверхневий натяг, капілярний тиск, змочуваність, капілярне просочення та адсорбція.

Причина виникнення поверхневого натягу і його фізичний сенс. Поверхневий натяг на межі фаз виникає внаслідок того, що молекули речовини, яка знаходиться поблизу поверхні розділу, взаємодіють не тільки між собою, а й із молекулами речовини сусідньої фази.

Молекули з внутрішнього об'єму переміщуються в поверхневий шар із утворенням нової поверхні. Робота оборотного, ізотермічного утворення одиниці нової поверхні розділу фаз за сталості тиску називається коефіцієнтом *поверхневого натягу* ζ .

Одиниця вимірювання поверхневого натягу. Коефіцієнт поверхневого натягу ζ у системі СІ вимірюють у Дж/м² або в Н/м.

Зміна поверхневого натягу з ростом p і T . Коефіцієнт поверхневого натягу нафти і води на межі з газом становить від 5 до 70 Н/м і зменшується з ростом тиску і температури.

Коефіцієнт поверхневого міжфазного натягу дорівнює нулю у разі критичних тиску і температури.

Небезпечні властивості природного газу

Небезпечними властивостями природного газу є токсичність, що залежить від складу газів, здатність у певній пропорції з повітрям утворювати вибухонебезпечні суміші, що спалахують від електричної іскри, полум'я та інших джерел вогню.

Токсичність. Природний газ створює задушливу дію на організм людини. Із газових компонентів природних і нафтових газів особливо токсичним є сірководень – отрута, що спричиняє параліч органів дихання й серця, його запах відчувається при вмісті в повітрі (0,0014 – 0,0023) мг/л, а концентрація 0,06 мг/л викликає головний біль. За концентрацій 1 мг/л і вище настають гостре отруєння і смерть.

Гранично допустима його концентрація в робочій зоні виробничих приміщень – 0,01 мг/л, а за наявності вуглеводнів $C_1 - C_5$ – 0,003 мг/л.

Вибуховість. Природні гази у поєднанні з киснем і повітрям утворюють горючу суміш, яка за наявності джерела вогню (полум'я, іскри, розпечених предметів) може вибухати. Температура займання природних газів тим менша, чим вища їх молекулярна маса. Сила вибуху зростає пропорційно тиску газоповітряної суміші.

Природні гази вибухають лише за певних концентрацій газу в газоповітряній суміші: від деякого мінімуму (нижча межа вибуховості) до максимуму (вища межа вибуховості).

Нижча межа вибуховості газу відповідає такому вмісту газу в газоповітряній суміші, за якого подальше зменшення його робить суміш невибуховою і характеризується кількістю газу, достатньою для нормального протікання реакції горіння.

Вища межа вибуховості відповідає такому вмісту газу в газоповітряній суміші, за якого подальше його збільшення робить суміш невибуховою і характеризується вмістом повітря (кисню), недостатнім для нормального протікання реакції горіння.

Із підвищенням тиску суміші значно зростають межі її вибуховості. За вмісту інертних газів (азот тощо) межі займистості сумішей також зростають.

Горіння і вибух – однотипні хімічні процеси, але різко відрізняються за інтенсивністю протікаючої реакції. Під час вибуху реакція в замкнутому просторі (без доступу повітря до вогнища займання вибухонебезпечної газоповітряної суміші) відбувається дуже швидко.

Швидкість поширення детонаційної хвилі горіння під час вибуху (900 – 3000 м/с) у кілька разів перевищує швидкість звуку в повітрі за кімнатної температури.

Сила вибуху максимальна, коли вміст повітря в суміші наближається до обсягу, теоретично необхідного для повного згорання.

За концентрації газу в повітрі у межах займання і за наявності джерела запалення станеться вибух; якщо ж газу в повітрі менше нижньої межі або більше верхньої межі займання, то суміш не здатна вибухнути. Струмінь газової суміші з концентрацією газу вищою верхньої межі займання, потрапляючи у повітря і змішуючись з ним, згоряє спокійним полум'ям. Швидкість поширення фронту хвилі горіння за атмосферного тиску (0,3 – 2,4) м/с. Нижнє значення швидкостей – для природних газів, верхнє – для водню.

Детонаційні властивості вуглеводнів парафінового ряду проявляються від метану до гексану, октанове число яких залежить як від молекулярної маси, так і від будови молекул. Чим менша молекулярна маса вуглеводню, тим менші його детонаційні властивості, тим вище його октанове число.

Вологість природних газів

Природний газ у пластових умовах завжди насичений парами води. У газоносних породах завжди є зв'язана підшовна або крайова вода.

Види вологості. Вологість газу характеризується концентрацією води в паровій фазі системи газ-вода і виражається масою парів води, що припадає на одиницю маси сухого газу (масова вологість) або кількістю молей парів води, що припадає на моль сухого газу (молярна вологість).

Абсолютна вологість W характеризується кількістю водяної пари в одиниці об'єму газової суміші, приведеної до нормальних умов ($T = 273 \text{ К}$, $P = 0,1 \text{ МПа}$), вимірюється у г/м^3 або кг/1000 м^3 .

Відносна вологість – відношення абсолютної вологості до максимальної, що відповідає повному насиченню парами води, за певної температури і тиску (у відсотках). Повне насичення оцінюється у 100 %.

Чинники, які визначають вміст вологи природних газів: тиск, температура, склад газу; наявність солей, розчинених у воді, що контактує з цим газом.

Методи визначення вмісту вологи: експериментально, за аналітичними рівняннями або номограмами, складеними у процесі оброблення експериментальних або розрахункових даних.

Вплив вуглеводневих компонентів і властивостей газу на вологість. Наявність вуглекислого газу і сірководню в газах збільшує вміст вологи. Азот призводить до зменшення вологовмісту, так як він сприяє зменшенню відхилення газової суміші від ідеального газу і менше розчинний у воді. Зі збільшенням густини (або молекулярної маси газу), внаслідок зростання обсягу важких вуглеводнів, вологість газу зменшується завдяки взаємодії молекул важких вуглеводнів із молекулами води. Наявність у пластовій воді розчинених солей зменшує вміст вологи в газі, так як у процесі розчинення солей у воді знижується парціальний тиск парів води.

Вплив тиску і температури. Зі зменшенням температури зменшується вміст вологи, а у разі падінні тиску – збільшується.

Гідратоутворення

Склад і структура гідратів. Природний газ, насичений парами води, за високого тиску і за певної температури здатний утворювати тверді сполуки з водою – *гідрати*.

Особливе значення гідратоутворення набуває у разі видобутку газу з родовищ в районах Півночі. Низькі пластові температури і суворі кліматичні умови цих районів створюють сприятливі умови для утворення гідратів. Термобаричні умови в донних осадах морів і океанів сприяють утворенню газових (переважно, метанових гідратів).

Гідрати природних газів – нестійкі фізико-хімічні сполуки води з вуглеводнями, які з підвищенням температури або у разі зниження тиску

розкладаються на газ і воду. За зовнішнім виглядом – це біла кристалічна маса, схожа на лід або сніг.

Гідрати відносяться до речовин, в яких молекули одних компонентів розміщені в порожнинах ґратки між вузлами асоційованих молекул іншого компонента. Такі сполуки зазвичай називають твердими розчинами впровадження, а іноді сполуками включення (клатрати) і розглядаються супрамолекулярною хімією.

Молекули гідратоутворювачів у порожнинах між вузлами асоційованих молекул води гідратної ґратки утримуються за допомогою Ван-дер-Ваальсових сил притягування. Каркас утворюється молекулами води, пов'язаними між собою водневими зв'язками.

Вплив неуглеводневих компонентів і властивостей природного газу на гідратоутворення. Збільшення відсоткового вмісту сірководню, вуглекислого газу призводить до підвищення рівноважної температури гідратоутворення і зниження рівноважного тиску. Наприклад, за тиску 50 атм для чистого метану температура утворення гідратів 6 °С, а у разі 25 % вмісту H_2S досягає 10 °С.

Природні гази із азотом мають нижчу температуру утворення гідратів, тобто гідрати стають менш стійкими. Наприклад, якщо у природному газі з відносною густиною 0,6 відсутній азот, гідрати його за температури 10 °С залишаються стійкими до тиску 34 атм, якщо ж у газі є 18 % азоту, рівноважний тиск гідратоутворення знижується до 30 атм.

Для утворення гідратів у рідких вуглеводневих газах потрібен вищий тиск і нижчі температури. На відміну від природних газів виділення гідратів у рідких вуглеводневих газах супроводжується збільшенням тиску системи (у замкнутому просторі). Як і у природних газах, у цьому випадку виділяється тепло, внаслідок чого підвищується температура системи. Оскільки об'єм залишається постійним, зі збільшенням температури в системі зростає і тиск.

Розкладання гідратів рідких вуглеводневих газів супроводжується зменшенням об'єму і зниженням тиску. Утворення гідратів у рідких вуглеводнях протікає незрівнянно важче, ніж у газоподібних. Щоб почався цей процес, потрібно

витримати систему за відповідних умов протягом деякого часу в умовах рівноваги. За негативних температур після появи дрібних кристаликів льоду гідрати починають утворюватися швидко.

Гідрати рідких вуглеводневих газів легші за воду.

Контрольні питання:

- 1) Що таке в'язкість?
- 2) Що таке теплоємність?
- 3) Що таке дроселювання?
- 4) Назвіть і охарактеризуйте небезпечні властивості природного газу.
- 5) Що розуміють під газогідратами?

ЛЕКЦІЯ 7. ПОКЛАДИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ЇХ КЛАСИФІКАЦІЯ.

Питання 1. Поклади природного газу.

Газові поклади – це місця скупчення природного газу у вільному стані в порах і тріщинах гірських порід.

Питання 2. Класифікація родовищ.

Родовища класифікують за такими ознаками: за складом вуглеводнів, за фазовим станом, за вмістом конденсату, за вмістом нафти, за величиною початкового пластового тиску, за дебітом.

Питання 3. Методи визначення типу покладу за складом і фазовим станом.

Існують наступні методи визначення типу покладу: методи поділу покладів за складом, визначення типу покладу за фазовим станом пластової суміші.

Поклади природного газу

Газові поклади – це місця скупчення природного газу у вільному стані в порах і тріщинах гірських порід.

Якщо газовий поклад рентабельний для розробки, тобто коли сума витрат на видобуток, транспортування і використання газу менша за отриманий економічний ефект від його застосування, то він називається *промисловим*.

Газове родовище – один або група покладів, розташованих на одній території.

Поряд із чисто газовими родовищами є газоконденсатні родовища, в яких частина вуглеводнів у рідкому стані або у разі зниження тиску і температури може сконденсуватися. Крім того, є газонафтові, газоконденсатонафтові і газогідратні родовища. В останніх вуглеводні у твердому стані поєднані з водою у вигляді гідратів.

Газові поклади за геометричною характеристикою (конфігурацією) поділяються на пластові, масивні та літологічно або тектонічно обмежені. Найпоширеніші пластові і масивні поклади.

Основною формою пластового покладу є склепінчаста (рис. 7.1), найвищу точку якої називають *вершиною*, бічні (по відношенню до довгої осі) сторони її – *крилами*, а центральну частину – *склепінням*.

Покрівля газonosного пласта – верхня межа газonosного пласта з вище залеглими непроникними породами. Нижньою межею газonosного пласта з нижче лежачими непроникними породами є *підшва газonosного пласта*. Найкоротша відстань між покрівлею і підшовою пласта – це його *потужність*. Якщо газовий поклад по всій площі підстеляється водою, газонасичена потужність пласта визначається як відстань від покрівлі до поверхні газо-водяного контакту. Пластові поклади зазвичай обмежуються крайовою пластовою водою. Якщо газовий поклад за газонасиченою потужністю менший за потужність самого пласта, то він обмежується підшовною водою.

Поряд із загальною виділяють *ефективну потужність*, яка визначається шляхом виключення потужності непродуктивних, наприклад глинистих, пропластків із загальної потужності. Виділення ефективної потужності здійснюють за даними аналізу каротажного матеріалу і кернів. В останні роки для виділення ефективних потужностей та інтервалів пласта, що експлуатуються, у свердловині використовують дебітометрію, термометрію і шумометрію.

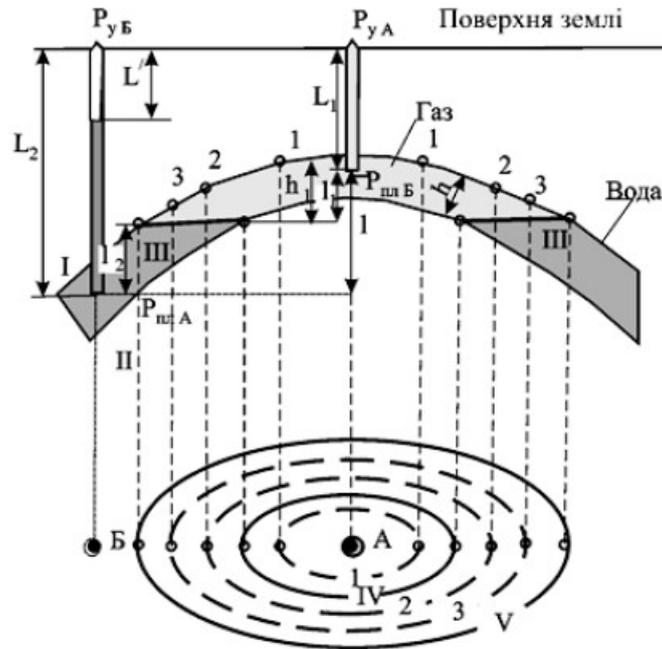


Рисунок 7.1 – Схема пластово-склепінчастого покладу з контурною водою
 I – покрівля пласта; II – підошва пласта; III – ГВК; h – товщина пласта; h_1 –
 поверх газоносності; IV – внутрішній контур газоносності; V – зовнішній контур
 газоносності; 1, 2, 3 – ізогіпси; A – газова свердловина глибиною L_1 ; Б – водяна
 свердловина глибиною L_2 ; l_1 – відстань від вибою свердловини A до газо-водяного
 контакту; l_2 – відстань від вибою свердловини Б до ГВК; l – відстань по
 вертикалі між вибоями свердловин A і Б; L' – висота від гирла до рівня рідини у
 свердловині

Основні параметри газового покладу:

- відмітка газо-водяного контакту (ГВК) – відстань по вертикалі від рівня океану до контакту газ-вода;
- поверх газоносності – відстань по вертикалі від найвищої точки газового покладу до ГВК;
- внутрішній контур газоносності – лінія перетину ГВК із підшоною газоносного пласта;
- зовнішній контур газоносності – лінія перетину ГВК із покрівлею продуктивного пласта.

Сьогодні широко застосовують нові методи розвідки газових і газоконденсатних родовищ, сутність яких полягає в тому, що за допомогою перших

розвідувальних свердловин установлюють лише основні параметри покладів, необхідні для складання проекту дослідно-промислової їх експлуатації. Якщо встановлено, що поклад є газовим, то інші параметри з'ясовують і уточнюють у процесі дослідно-промислової експлуатації родовища з подачею газу споживачам.

Внаслідок цього не тільки значно зменшується кількість розвідувальних свердловин, а й правильніше намічаються шляхи дорозвідки покладу. На розробку покладу істотно впливає стан газоводяного контакту, який визначається за даними каротажу або випробування свердловин.

Класифікація родовищ

За складом вуглеводнів:

– *газові* – відсутні важкі вуглеводні: (метан – (95 – 98) %, відносна густина $\Delta \approx 0,56$; зі зниженням температури рідкі вуглеводні не виділяються);

– *газонафтові* – сухий газ + рідкий газ (пропан-бутанова суміш) + газовий бензин C_{5+} (метан – (35 – 40) %, етан – 20 %, рідкий газ – (26 – 30) %, газовий бензин – 5 %, не вуглеводні – (8 – 13) %, відносна густина $\Delta \approx 1,1$);

– *газоконденсатні (ГКР)* – сухий газ + конденсат (бензинова, гасова, лігроїнова й, іноді, масляна фракції) (метан – (75 – 90) %, етан – (5 – 9) %, рідкий газ – (2 – 5) %, газовий бензин – (2 – 6) %, не вуглеводні – (1 – 6) %, відносна густина $\Delta \approx 0,7 – 0,9$);

– *газогідратні (ГГР)* – газ у твердому стані.

Газоконденсатні родовища за фазовим станом:

– *однофазні насичені*: $p_{пл} = p_k$;

– *однофазні ненасичені*: $p_{пл} > p_k$;

– *двофазні*: $p_{пл} < p_k$;

де $p_{пл}$ – пластовий тиск; p_k – тиск початку конденсації;

– *перегріті* – пластова температура $T_{пл}$ більша за критичну температуру конденсації (крикондентерму) T_{max} .

Газоконденсатні родовища за вмістом конденсату

Газоконденсатні родовища за змістом стабільного конденсату C_{5+} у 1 м³ пластового газу поділяються на такі групи (у см³/м³):

- незначний вміст до 10;
- малий вміст від 10 до 150;
- середній вміст від 150 до 300;
- високий вміст від 300 до 600;
- дуже високий вміст понад 600.

Газові і газоконденсатні родовища за вмістом нафти:

– поклади без нафтової облямівки або з облямівкою непромислового значення;

– поклади з нафтовою облямівкою промислового значення.

Родовища за величиною початкового пластового тиску (у МПа):

- низького тиску – до 6;
- середнього тиску – від 6 до 10;
- високого тиску – від 10 до 30;
- надвисокого тиску – понад 30.

Родовища за дебітом (максимально можливий робочий дебіт) (у тис. м³/добу):

- низькодебітні – до 25;
- малодебітні – від 25 до 100);
- середньодебітні – від 100 до 500;
- високодебітні – від 500 до 1 000;
- надвисокодебітні – понад 1 000.

Методи визначення типу покладу за складом і фазовим станом

Методи поділу покладів за складом

Визначення типу покладу за газоконденсатним фактором.

Газоконденсатний фактор K_{Γ} – об’єм газу в кубічних метрах, що припадає на 1 м³ одержуваної рідкої продукції – конденсату.

До газоконденсатних (ГКП) відносять поклади, з яких видобувають слабо забарвлені або безбарвні вуглеводневі рідини густиною (740 – 780) кг/м³ із $K_{\Gamma} = (900 – 1000) \text{ м}^3/\text{м}^3$. Нафтовий поклад $K_{\Gamma} < (630 – 650) \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Визначення типу покладу за Коротаєвим:

– газові поклади – $\frac{i-C_4H_{10}}{n-C_4H_{10}} = g > 1$;

– газоконденсатнонафтові, газонафтові і попутний газ – $g = (0,5 - 0,8)$;

– газоконденсатні поклади – $g = (0,9 - 1,1)$,

де g – коефіцієнт ізомеризації бутанів або відношення вмісту ізобутану до вмісту нормального бутану.

Визначення типу покладу за фазовим станом пластової суміші.

Для обґрунтованої класифікації покладів вуглеводнів користуються характеристиками фазових перетворень, що протікають по-різному залежно від складу вуглеводнів і умов у покладі. Типова фазова діаграма багатокомпонентної суміші (рис. 7.2) у координатах тиск-температура має петлеподібний вигляд, тобто відрізняється від відповідної фазової діаграми чистої речовини, яка має одну монотонно зростаючу увігнуту до осі температур криву з однією кінцевою (критичною) точкою. На діаграмі (рис. 7.2) крива точок кипіння « a » – межа однофазного рідкого і двофазного парорідинного станів, а крива точок роси « b » – межа однофазного газоподібного і двофазного парорідинного станів. Ці криві сходяться у критичній точці K .

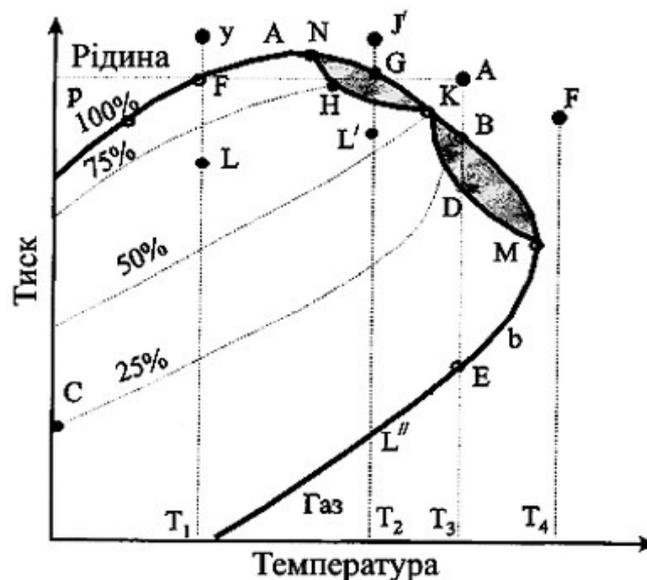


Рисунок 7.2 – Фазова діаграма багатокомпонентної суміші

Критична точка – максимальне значення кривої точок кипіння за температурою, а не тиском. Максимальному тиску цієї кривої відповідає точка N ,

– *криконденбара*. Для кривої точок роси – критична точка максимальна за значенням тиску, але максимальному значенню температури відповідає точка M – *крикондентерма*. На фазовій діаграмі багатокомпонентної суміші ці точки відповідають максимальним значенням тиску і температури. Зазначені точки в сукупності з критичною обмежують дві особливі зони, в яких поведінка суміші відрізняється від поведінки чистої речовини. Це ретроградні зони, які носять назви: *звотної конденсації* – обмежена кривою KDM і *звотного випаровування* – обмежена кривою NHK .

Фазова діаграма (рис. 7.2) з усіма її особливостями властива будь-яким багатокомпонентним сумішам, але ширина її петлі і розташування критичної точки, а отже, і ретроградних зон залежать від складу суміші.

Фазовий стан пластової вуглеводневої суміші та особливості її фазової поведінки під час розробки родовищ визначаються пластовими тисками, температурами і складом суміші.

Якщо пластова температура суміші $T_{пл}$ більша крикондентерми M (точка F) і в процесі розробки родовища тиск падає (лінія FT_4), то ця суміш буде весь час в однофазному газоподібному стані. Такі суміші утворюють *газові родовища*.

Якщо пластова температура знаходиться між критичною і крикондентермою, такі суміші є *газоконденсатними*. У цьому випадку залежно від співвідношення між початковим пластовим і тиском початку конденсації (точка B) можливе існування трьох типів газоконденсатних покладів: пластовий тиск вищий (однофазний ненасичений), рівний (однофазний насичений) або нижчий (двофазний) за тиск початку конденсації. Якщо пластова температура нижча критичної температури суміші, (тобто лівіше критичної точки), такі суміші характерні для нафтових родовищ. Залежно від початкових значень пластових температури і тиску (розташування точки, відповідної цим значенням, відносно кривої точок кипіння) розрізняють нафтові родовища з недонасиченими, насиченими нафтами і родовища з газовою шапкою.

Коли пластова температура вища крикондентерми, то нафта містить багато газоподібних і легкокиплячих вуглеводнів і має більшу усадку. Такі нафти

називають *легкими*. Вони відрізняються високим газонафтовим співвідношенням і густиною, що наближається до густини газового конденсату.

Контрольні питання:

- 1) Що таке газовий поклад та газове родовище?
- 2) Навести основні параметри газового покладу.
- 3) Навести класифікацію родовищ.
- 4) Що таке критична точка?
- 5) Які нафти називають легкими?

ЛЕКЦІЯ 8. РОЗПОДІЛ ТИСКУ В РОДОВИЩАХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ.

Питання 1. Визначення пластових тисків.

Наведено методи визначення пластових тисків.

Питання 2. Визначення вибійного тиску за тиском на гирлі для зупиненої свердловини.

Наведено методи визначення вибійного тиску за тиском на гирлі для зупиненої свердловини.

Питання 3. Визначення вибійного тиску в працюючій свердловині.

Наведено методи визначення вибійного тиску в працюючій свердловині.

Визначення пластових тисків

Гірський тиск і формула для його визначення.

Гірським називається тиск, що створюється вагою порід, які залягають над газовим пластом:

$$P_{\text{гip}} = 0,1 \cdot \gamma_{\text{п}} \cdot L, \quad (8.1)$$

де $P_{\text{гip}}$ – гірський тиск, МПа ($\text{кг}/\text{см}^2$); $\gamma_{\text{п}}$ – середня питома вага гірських порід вищезалеглих пластів із урахуванням рідин, що їх насичують, ($\text{г}/\text{см}^3$ або $\text{т}/\text{м}^3$); L – глибина від поверхні землі до точки пласта, в якій визначається гірський тиск, у метрах. Під час орієнтовних обчислень беруть $\gamma_{\text{п}} = 2,5 \text{ г}/\text{см}^3$.

Пластовий тиск і методи його визначення.

Тиск газу в газовому покладі (пластовий тиск) завжди менший гірського. Його визначають за тиском на вибої закритої свердловини.

З огляду на те, що кути нахилу пластів незначні, для більшості газових родовищ вважають, що початковий пластовий тиск однаковий в усіх точках покладу. У разі багатьох поверхів газоносності покладу ці тиски можуть значно відрізнятися в різних свердловинах за однакових тисків на гирлі. На зводі (склепінні) їх значення менші, ніж на крилах.

На практиці пластовий тиск $p_{\text{пл}}$ приймають рівним гідростатичному, тобто приблизно глибині свердловини L [м], помноженій на густину води і враховують

можливе відхилення від цього значення введенням коефіцієнта невідповідності (0,8 – 1,2).

$$p_{\text{пл}} = \alpha \gamma_v L / 10^6 \text{ [МПа]}. \quad (8.2)$$

Причинами аномальності пластового тиску є геологічні особливості сполученості горизонтів, величини гірського тиску.

Аномально високі тиски мають замкнуті пласти без виходів на поверхню при високих поверхах газоносності та ущільнених породах. Пластовий тиск досягає значення геостатичного тиску або й перевищує його внаслідок дії землетрусів, грязевого вулканізму, росту солянокупольних структур, тектонічними зусиллями і зусиллями, що виникають внаслідок дії теплоти земних надр.

Визначення вибійного тиску за тиском на гирлі для зупиненої свердловини

Барометрична формула

Вихідні рівняння:

– рівняння статичної рівноваги:

$$dp = g \rho dL;$$

– рівняння стану:

$$\rho = RTp/z.$$

Формулу барометричного нівелювання (Лапласа-Бабіне) отримують після інтегрування рівняння статичної рівноваги у разі заміни густини в рівнянні стану

$$p_{\text{пл}} = p_v = p_g e^s, \quad (8.3)$$

$$\text{де } s = 0,03415 \bar{\rho} L / (T_{\text{сер}} z_{\text{сер}}), \quad (8.4)$$

p_v і p_g , – вибійний і гирловий тиск, МПа; $z_{\text{сер}}$ – коефіцієнт надстисливості, який визначається для середніх значень $T_{\text{сер}}$ і $p_{\text{сер}}$; $\bar{\rho}$ – відносна густина газу.

Алгоритм обчислення пластового тиску.

$p_{\text{пл}}$ визначають методом послідовних наближень:

1) визначають критичні параметри $p_{\text{кр}}$ і $T_{\text{кр}}$;

2) знаходять середню температуру і середній тиск газу в стовбурі

свердловини:

$$T_{\text{сер}} = \frac{T_{\text{в}} - T_{\text{г}}}{\ln(T_{\text{в}}/T_{\text{г}})}$$

де $T_{\text{в}}$ і $T_{\text{г}}$ – температури на вибої і гирлі свердловини;

$$p_{\text{сер}} = \frac{p_{\text{в}} + p_{\text{г}}}{2}$$

3) визначають приведені значення середніх тисків $p_{\text{пр}}$ і температури $T_{\text{пр}}$;

4) знаходять $z_{\text{сер}}$;

5) знаходять $p_{\text{в}}$ і нове значення $p_{\text{сер}}$;

6) повторюють обчислення за пунктами 3) і 4);

7) порівнюють вимірювання $z_{\text{сер}}$ за заданою відносною похибкою

$$\frac{|z_{\text{сер},i} - z_{\text{сер},i-1}|}{z_{\text{сер},i}} \leq \varepsilon \quad (\text{для визначеності беруть } \varepsilon = 3 \text{ \%});$$

8) якщо остання умова виконана, обчислення припиняють інакше – визначають нове значення $p_{\text{сер}}$ і повторюють ітераційний процес за пунктом 6).

Значення $p_{\text{пл}}$, визначене при $z_{\text{сер}}$ останнього кроку ітерації, є істинним. Такий $p_{\text{пл}}$ реалізується у разі постійного складу газу вздовж стовбура свердловини.

Пластовий тиск у газоконденсатних свердловинах

Пластовий тиск у газоконденсатних свердловинах із великим вмістом конденсату (більше $(40 - 50) \text{ см}^3/\text{м}^3$) визначають свердловинними манометрами або обчислюють за наближеними формулами. Наприклад, якщо в барометричній формулі замінити відносну густину газу відносною густиною газоконденсатної суміші.

Визначення вибійного тиску в працюючій свердловині

Газова свердловина (ГС)

Використання формул барометричного нівелювання неможливе, якщо газова свердловина:

- експлуатується по фонтанних трубах і затрубному простору одночасно;
- не має фонтанних труб;
- обладнана пакером.

Вихідне рівняння кількості руху:

$$\frac{dp}{dL} + \rho g \frac{dz}{dL} + \frac{2\lambda \rho w^2}{D_{\text{т}}} = 0,$$

де L – довжина труби, м (зазвичай беруть від гирла до середини розкритого інтервалу; для свердловин із похило-скерованим стовбуром (далі – ПСС) визначають по вертикалі $h = L \cdot \cos \alpha$); w – швидкість руху газу, м/с; g – прискорення сили тяжіння, м/с²; λ – коефіцієнт гідравлічного тертя; ρ – густина газу, кг/м³; D_T – діаметр труби, м.

Формула має вигляд:

$$p_B = \sqrt{p_T^2 + \Theta \cdot Q_T^2}, \quad (8.5)$$

де $s = 0,03415 \bar{\rho} L / (T_{\text{сер}} z_{\text{сер}})$;

$$\Theta = 0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{T_{\text{сер}}^2 \cdot z_{\text{сер}}^2}{D^5} \cdot (e^{2s} - 1). \quad (8.6)$$

Алгоритм обчислень. Вибійний тиск визначають методом послідовних наближень, так як до формули входить коефіцієнт $z_{\text{сер}}$, для визначення якого необхідно знати p_B . Щоб оцінити $z_{\text{сер}}$, обчислюють $p_{\text{сер}}$ за формулою:

$$p_{\text{сер}} = \frac{2}{3} \left(p_B + \frac{p_T^2}{p_B + p_T} \right).$$

У першому наближенні $p_{\text{сер}} = p_T$. Обчислене значення p_B підставляють у формулу визначення вибієного тиску. Наближення виконують до тих пір, поки відносна похибка обчислення z сусідніх ітерацій стане меншою заданої величини ε .

Коефіцієнт гідравлічного опору λ залежить від режиму руху газу по трубі і поверхні стінок труб. За практичних швидкостей у газових свердловинах λ залежить від числа Рейнольдса Re і відносної шорсткості δ .

Число Рейнольдса, відносна шорсткість, критичне значення числа Рейнольдса.

Число Рейнольдса – параметр, що визначає відношення інерційних сил до в'язкісних

$$Re = K \frac{Q \bar{\rho}}{D \mu}, \quad \delta = \frac{2l_k}{10},$$

де K – температурний коефіцієнт, що дорівнює 1910 при 273 К і зменшується з ростом температури (1777 при $T = 293$ К); Q – дебіт газу, тис. м³/добу;

l_k – абсолютна шорсткість, мм; D – внутрішній діаметр труб, мм; $\bar{\rho}$ – відносна густина газу за повітрям.

У разі ламінарної течії ($Re < 2300$), λ не залежить від шорсткості і його визначають за формулою:

$$\lambda = 64/Re.$$

У разі турбулентної течії λ залежить від Re і δ і визначається за формулою:

$$\lambda = 0,25 / \left[\frac{5,62}{Re^{0,9}} + \frac{\delta}{7,41} \right]^2.$$

За великих швидкостей (дебіт більший від значення мінімального дебіту Q_{min}) настає турбулентна автотурбулентність, і тоді λ не залежить від Re :

$$\lambda = \left[\frac{1}{2 \log 7,4/\delta} \right]^2.$$

Коефіцієнт опору фонтанних труб, крім шорсткості, залежить від місцевих опорів і нерівностей у місцях їх з'єднання, від наявності в потоці твердих і рідких домішок та інших чинників. Опір труб змінюється у процесі експлуатації свердловини зі зміною шорсткості їх поверхні. У сфері автотурбулентності для труб діаметром 63 мм значення λ коливається в межах (0,01 – 0,02) і у процесі обчислень приймають 0,014.

Формула для еквівалентного діаметра при течії в міжтрубному просторі:

$$D_e = \sqrt{D^2 - d_3^2}.$$

Формула для еквівалентного діаметра у разі одночасної течії по НКТ і в міжтрубному просторі:

$$D_e = \sqrt{D^2 - d_3^2 + d_b^2}.$$

В останніх формулах: d_3 і d_b – зовнішній і внутрішній діаметри фонтанних труб; D – внутрішній діаметр експлуатаційної колони.

Неізотермічна течія газу по стовбуру свердловини

Залежність для вибійного тиску:

$$p_b = \sqrt{p_r^2 \frac{T_b^{2s}}{T_r} + 0,0133\lambda \frac{T_{cep}^2 z_{cep}^2 Q^2}{D^5} \left[\left(\frac{T_b}{T_r} \right)^2 - \left(\frac{T_b}{T_r} \right)^{2s} \right]} \quad (8.7)$$

де $s = 0,03415 \frac{\bar{\rho}}{\alpha z_{\text{сеп}}}$; $\alpha = \frac{T_{\text{в}} - T_{\text{г}}}{L}$; $T_{\text{в}}$ і $T_{\text{г}}$ – відповідно вибійна і гирлова температура, К; L – глибина свердловини, м.

Визначення вибійного тиску під час руху газу по двоступінчастій колоні фонтанних труб

Якщо підошва фонтанних труб розташована значно вище вибою (або інтервалу перфорації), то рух газу можна розглядати як рух по двоступінчастій колоні, нижньою секцією якої є експлуатаційна колона.

Формула:

$$p_{\text{в}} = \sqrt{p_{\text{г}}^2 e^{2(s_1+s_2)} + K_1 e^{2(s_1+s_2)} - (K_1 - K_2) e^{2s_2} - K_2}, \quad (8.8)$$

де $s_1 = 0,03415 \bar{\rho} L_1 / (T_{1\text{сеп}} z_{1\text{сеп}})$;

$s_2 = 0,03415 \bar{\rho} L_2 / (T_{2\text{сеп}} z_{2\text{сеп}})$;

$$K_1 = \frac{0,0133 \lambda_1 T_{1\text{сеп}}^2 z_{1\text{сеп}}^2 Q^2}{D_1^5};$$

$$K_2 = \frac{0,0133 \lambda_2 T_{2\text{сеп}}^2 z_{2\text{сеп}}^2 Q^2}{D_2^5};$$

D_1 і D_2 – внутрішні діаметри верхньої і нижньої секцій труб, см; L_1 і L_2 – відповідно довжина цих секцій, м.

Випадок значного перевищення діаметром експлуатаційної колони діаметра фонтанних труб. Якщо діаметр експлуатаційної колони значно перевищує діаметр фонтанних труб, то втратами у разі руху газу на нижній ділянці можна знехтувати. У цьому випадку $K_1 \ll K_2$ і вибійний тиск обчислюють за формулою

$$p_{\text{в}} = \sqrt{p_{\text{г}}^2 e^{2s} + K_1 e^{2s_2} (e^{2s_1} - 1)}, \quad (8.9)$$

де $2s \cong 2(s_1 + s_2) = 0,0683 \bar{\rho} \frac{L_1 + L_2}{z_{\text{сеп}} T_{\text{сеп}}} = 0,0683 \bar{\rho} L / (T_{\text{сеп}} z_{\text{сеп}})$.

Визначення вибійного тиску в газоводяних і газоконденсатних свердловинах Структури течії газорідинних сумішей і їх характеристика.

Газорідинні течії за своєю структурою поділяються на (рис. 8.3.):

- бульбашкові;
- пробкові (коркові, снарядні);
- спінені;

- кільцеві (плівкові);
- емульсійні;
- змішані.

Бульбашкова структура характеризується течією бульбашок газу, що мають середній діаметр, значно менший діаметра стовбура свердловини в потоці рідини. Ця структура спостерігається у разі малих обсягів газу.

Зі збільшенням вмісту газу, коли газові бульбашки займають майже весь перетин стовбура, утворюється пробкова структура з дуже деформованими газовими бульбашками і рідинними перемичками.

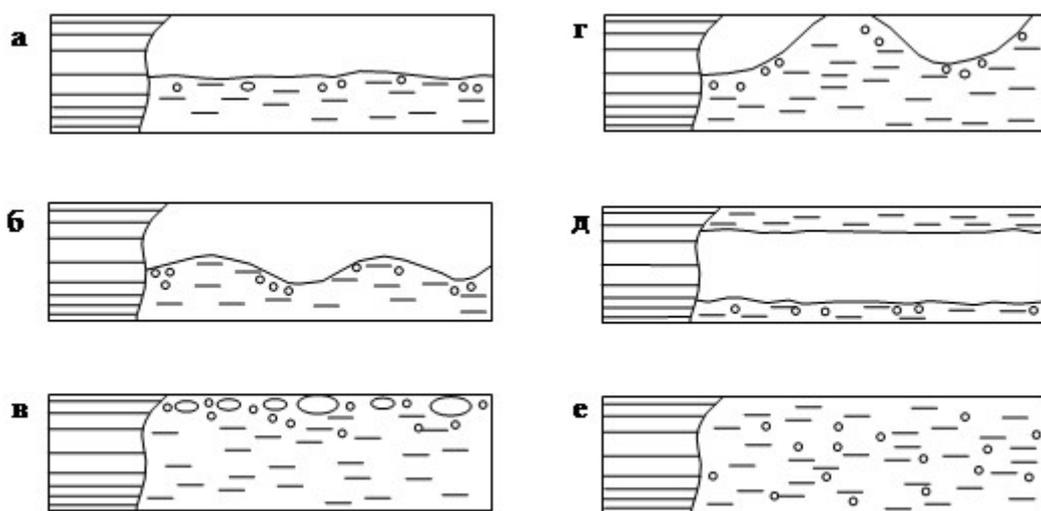


Рисунок 8.3 – Структурні форми рідинного потоку *а* – розширення з плоскою поверхнею розділу; *б* – розширення з криволінійною поверхнею розділу; *в* – бульбашкова; *г* – пробкова (коркова); *д* – кільцева; *е* – емульсійна

У разі спіненої структури зростають пульсації тиску, рідина по стінці стовбура при висхідному потоці може частково рухатися вниз (проти течії газу) – виникає явище «перевертання» напрямку течії рідини. Рух рідини вниз сприяє появі великих рідинних скупчень, насичених газовими бульбашками, які швидко захоплюються потоком газу.

Подальше підвищення швидкості і газовмісту призводить до кільцевої структури течії, яка характеризується рухом рідини у вигляді хвилястої плівки по стінці стовбура.

З підвищенням швидкості газу відбувається зрив крапель рідини з поверхні плівки і залучення їх в ядро потоку. Цей вид течії є різновидом кільцевого і називається *дисперсно-кільцевим*.

Різні наведені структури потоку взаємопов'язані і переходять одна в іншу зі зміною умов перебігу (внаслідок виділення розчиненого газу в міру падіння тиску в трубопроводах, зміни площі перерізу труб і їх нахилу до горизонту тощо).

На рисунку 8.4 наведено карту розподілу структур газорідинної суміші у горизонтальних трубах діаметром (0,05 – 0,3) м, що ілюструє зазначені вище тенденції.

Експериментально встановлено, що для практичного розрахунку трубопроводів зручно об'єднати ряд структурних форм потоку, залишивши тільки три: розшарування, коркову і кільцеву. У слабкопохилих і горизонтальних трубопроводах можуть реалізовуватися всі три структурні форми двофазного потоку, а у висхідних – тільки коркова (пробкова) і кільцева.

Для визначення вибірного тиску в газорідинних свердловинах по нерухомому стовпу газу, тобто за барометричною формулою, враховують дійсну густину і температуру газу на вибої й на гирлі свердловини.

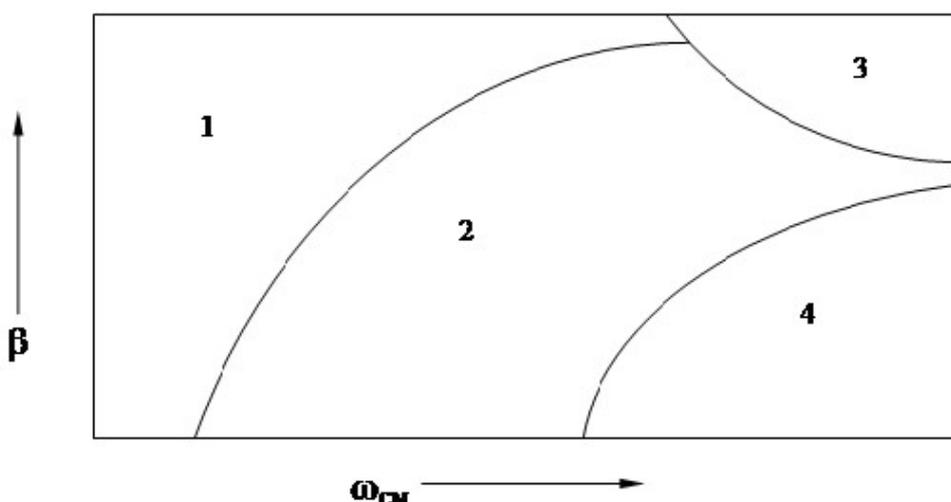


Рисунок 8.4 – Карта структурних форм газорідинного потоку 1 – роздільно-хвильова; 2 – корково-емulsionна; 3 – кільцева; 4 – емulsionна; β – величина, що визначає газовміст потоку; ω – швидкість потоку

Визначення тиску флюїду в працюючій свердловині і відмінність від гомогенної течії.

Визначення вибірного тиску в працюючій свердловині, якщо в її продукції є рідина, пов'язане зі структурою течії. Необхідні розрахункові співвідношення виходять із законів збереження двофазного потоку при нехтуванні: зміною кількості руху у формулі збереження кількості руху, кінетичною і потенційною енергіями, роботою сили тертя у рівнянні збереження енергії.

$$p_B = \sqrt{p_{\Gamma}^2 e^{2s_0} + 0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{T_{\text{сеп}}^2 \cdot z_{\text{сеп}}^2}{\rho D^5} (e^{2s_0} - 1)}, \quad (8.10)$$

$$\text{де } s_0 = 0,03415 \frac{\bar{\rho} \rho L}{z_{\text{сеп}} T_{\text{сеп}}};$$

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_p}{\rho_{\Gamma, p}};$$

$$Q_{\text{сум}} = \frac{G_{\Gamma} + G_p}{\rho_{\Gamma}};$$

$$\rho_{\Gamma, p} = \frac{\rho_{\Gamma} \rho_{\text{сеп}} T_{\text{сеп}}}{p_{\text{сеп}} T_{\text{сеп}}};$$

$$Q_{\Gamma, p} = \frac{G_{\Gamma} p_{\text{сеп}} T_{\text{сеп}}}{p_{\text{сеп}} T_{\text{сеп}}};$$

$$\varphi \leq \beta = \frac{Q_{\Gamma, p}}{Q_{\Gamma, p} + Q_p};$$

$$G_{\Gamma} = Q_{\Gamma} / \rho_{\Gamma};$$

$$\bar{\rho} = \rho_{\Gamma} / \rho_{\Pi};$$

ρ_{Γ} , ρ_p , ρ_{Π} – відповідно густини газу, рідини і повітря за стандартних умов, кг/м³; $\rho_{\Gamma, p}$ – густина газу у робочих умовах, кг/м³; $Q_{\Gamma, p}$ – дебіт газу у робочих умовах, тис. м³/добу; G_{Γ} , G_p – масові витрати газу і рідини, т/добу; $Q_{\text{сум}}$, Q_{Γ} , Q_p – об'ємні витрати газорідинної суміші, газу і рідини за атмосферного тиску і стандартної температури, тис. м³/добу; φ – визначається експериментально, як відношення дійсного об'єму газу у свердловині до об'єму стовбура $\varphi = \frac{4V_{\Gamma}}{\pi D^2 L}$; V_{Γ} – дійсний об'єм газу у свердловині, м³; D – діаметр стовбура, м; L – довжина стовбура, м.

Визначення вибірного тиску у разі значного перепаду температури.

Якщо у процесі роботи свердловини, у продукції якої є рідина, спостерігається значний перепад температури по стовбуру, то вибійний тиск визначають за формулою:

$$p_B = p_B = \sqrt{p_T^2 \left(\frac{T_B}{T_T}\right)^{2s_1} + 0,0133\lambda \frac{T_{cep}^2 z_{cep}^2 \bar{\rho} Q_{cym}^2}{D^5 (\bar{\rho} \rho - 29627 \cdot z_{cep})} \left[\left(\frac{T_B}{T_T}\right)^2 - \left(\frac{T_B}{T_T}\right)^{2s} \right]}, \quad (8.11)$$

$$s_1 = 0,03415 \frac{\bar{\rho} \rho}{\alpha z_{cep}}$$

Практичне використання газовмісту.

На практиці визначення дійсного об'ємного газовмісту φ утруднене, тому під час виведення формули роблять припущення про рівність φ і витратного газовмісту β . Так, як завжди φ менше β , то у разі використання цього припущення формула дає занижені значення вибійного тиску. Причому, чим більша різниця між обсягами рідини у свердловині й газом, що виноситься на поверхню, тим більша похибка.

Методика обчислень.

Коефіцієнт гідравлічного тертя λ визначають за результатами дослідження свердловин на різних режимах.

Усі величини (z_{cep} , $\rho_{г.р}$, $Q_{г.р}$ та ін.), що залежать від $\rho_{г.р}$, обчислюють методом послідовних наближень із перевіркою збіжності z_{cep} .

Втрати тиску у свердловинному обладнанні.

Під час визначення вибійного тиску у працюючих свердловинах (високодебітних із невеликою депресією на пласт), обладнаних пакером, клапаном-відсікачем тощо, враховують втрати, спричинені цим обладнанням. Ці втрати визначають як втрати тиску при проходженні газу крізь відрізок труби або діафрагму.

Контрольні питання:

- 1) Що таке гірський тиск?
- 2) Навести алгоритм обчислення пластового тиску.
- 3) Що таке число Рейнольдса?
- 4) Навести класифікацію газорідинних течій за своєю структурою.

ЛЕКЦІЯ 9. РОЗПОДІЛ ТЕМПЕРАТУРИ В РОДОВИЩАХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ. УТВОРЕННЯ ГІДРАТІВ У СВЕРДЛОВИНАХ.

Питання 1. Зміна температури по глибині гірських порід і у свердловині, що простоює.

Наведено основні принципи зміни температури по глибині гірських порід і у свердловині, що простоює.

Питання 2. Розподіл температури по стовбуру працюючої свердловини.

Наведено послідовність визначення розподілу температур по стовбуру працюючої свердловини та основні поняття.

Питання 3. Утворення гідратів у свердловинах.

Інколи між вибоєм і гирлом свердловини виникають умови (склад, вологість, тиск, температура тощо), сприятливі для утворення гідратів.

Зміна температури по глибині гірських порід і у свердловині, що простоює

Значення температурного чинника для експлуатації родовищ.

Низькі температури і високий тиск в умовах насичення газу водою призводять до утворення гідратів і льоду у свердловинах і наземних спорудах, які, закупорюючи прохідний перетин, порушують режим їх експлуатації і призводять до зменшення і навіть припинення подачі газу. Враховують температурний режим роботи свердловин також і за високої пластової температури, так як із підвищенням температури подовжуються колони обсадних труб, на металі труб утворюються гофри, що призводить до розриву труб.

Характерні температурні шари, їх товщина і зміна температури по цих шарах.

1. *Добовий шар* – товщина $h_d = (1 - 2)$ м – постійна добова температура.
2. *Нейтральний шар* – товщиною $h_n = 19,1h_d$ – температура на глибині нейтрального шару приблизно на $(1 - 2)$ градуси вище середньорічної температури повітря цього регіону.

3. *Шар лінійної зміни температури:*

$$T_x = T_n + \Gamma(x - l_n),$$

де T_n – температура на глибині нейтрального шару, К; l_n – глибина нейтрального шару, м; G – геотермічний градієнт, К/м (змінюється від 0,015 до 0,09).

Визначення температури у свердловині, що простоює.

Температуру газу у свердловині, що простоює, обчислюють за формулою визначення температури в гірських породах. Основна умова для отримання дійсного значення температури у такій свердловині – повна стабілізація температури після її зупинки.

Тривалість стабілізації залежить від теплових властивостей оточуючих стовбур свердловини порід.

Розподіл температури по стовбуру працюючої свердловини

Розподіл температури по стовбуру працюючої свердловини визначають за формулою:

$$T_x = T_{пл} - \Gamma(L - x) - \Delta T e^{-\alpha(L-x)} + \left[\Gamma - D_i \frac{p_B - p_\Gamma}{L} - \frac{A}{C_p} \right] \cdot \frac{1 - e^{-\alpha(L-x)}}{\alpha}, \quad (9.1)$$

де L – глибина свердловини, м; D_i – коефіцієнт Джоуля-Томсона, К/МПа; T_x – температура газу на глибині x , К; $T_{пл}$ – пластова температура на глибині L середини перфорації, К; p_B і p_Γ – тиск на вибої і на гирлі, МПа; Γ – середній геотермічний коефіцієнт на ділянці від L до x , градус/м; A – термічний еквівалент роботи ($A = 1/427$ ккал/кгм); C_p – теплоємність газу, ккал/кг·К; ΔT – падіння температури газу в привибійній зоні внаслідок дросель ефекту, К

$$\Delta T = T_{пл} - T_B = D_{in}(p_{пл} - p_B) \frac{\log\left(1 + \frac{GC_p\tau}{\pi h C_\pi r_c^2}\right)}{\log R_K / r_c};$$

де G – вагова витрата газу, кг/год; τ – тривалість роботи свердловини з початку її експлуатації, год; h – товщина пласта, м; C_π – об'ємна теплоємність газоносної породи, ккал/м³; R_K , r_c – радіуси контура живлення та свердловини, м;

$$\alpha = \frac{2\pi\lambda_\pi}{GC_p f(\tau)};$$

λ_π – теплопровідність гірських порід в інтервалі від L до x , $f(\tau)$ – безрозмірна

$$\text{функція часу } f(\tau) = \ln\left(1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_\pi\tau}{C_\pi r_c^2}}\right).$$

Параметри, що визначають зміну температури та їх характеристика.

Для обчислення розподілу температури необхідно знати геотермічний градієнт Γ , пластову температуру $T_{\text{пл}}$, теплоємність гірських порід $C_{\text{п}}$, теплопровідність гірських порід $\lambda_{\text{п}}$, теплоємність газу $C_{\text{р}}$, коефіцієнт Джоуля-Томсона D_i .

Геотермічний коефіцієнт для різних родовищ змінюється в широких межах (0,015 – 0,09 градус/м), що викликає необхідність визначення його значення для цього родовища шляхом безпосереднього вимірювання температур пласта і нейтрального шару за формулою:

$$\Gamma = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{н}}}{L - l_{\text{н}}},$$

де пластову температуру $T_{\text{пл}}$ визначають у процесі вимірювання.

Теплоємність гірських порід, зазвичай, змінюється незначно: в межах (75,4 – 83,9) Дж/К для сухої породи. В умовах насичення вологою теплоємність зростає і приймається рівною 125,6 Дж/К.

Теплопровідність гірських порід істотно залежить від густини порід і визначається з графіка залежності $\lambda_{\text{п.с}}$ від $\rho_{\text{п.с}}$ для сухої породи.

Поправку на вологість порід ураховують шляхом множення теплопровідності $\lambda_{\text{п.с}}$ на поправочний коефіцієнт. За наявності в розрізі кількох пропластків визначають середньозважену за потужністю теплопровідність за формулою:

$$\lambda_{\text{п.с.ср}} = \frac{\sum \lambda_{\text{п}i} h_i}{\sum h_i},$$

де h_i – товщина i -го горизонту.

Теплоємність газу $C_{\text{р}}$ визначають за графіками залежно від тиску, температури і густини природного газу, а також використовуючи формулу для коефіцієнта надстисливості:

$$C_{\text{р}} = \frac{RT^2}{p} \left(\frac{dz}{dt} \right)_p,$$

Коефіцієнт Джоуля-Томсона D_{in} характеризує зміну температури з розширенням газу, що відбувається за відсутності передачі тепла або роботи, і визначається за номограмами або за рівнянням стану:

$$D_{in} = \left(\frac{dT}{dp} \right) = \frac{T \left(\frac{dV}{dT} \right)_p - V}{C_p}$$

Крім наведених даних для визначення розподілу температури по стовбуру свердловини необхідно знати тривалість роботи свердловини τ від початку її експлуатації, пластовий і вибійний тиски на момент обчислення, тиск на гирлі свердловини і вагову витрату газу G .

Утворення гідратів у свердловинах

Інколи між вибоєм і гирлом свердловини виникають умови (склад, вологість, тиск, температура тощо), сприятливі для утворення гідратів. У більшості ж випадків температура газу на вибої свердловини під час руху газу вгору може стати нижчою температури гідратуутворення і свердловина забивається гідратами.

Зміну температури газу вздовж стовбура і на гирлі свердловини визначають за допомогою глибинних термометрів або розрахунковим шляхом за вище наведеними формулами.

Аналіз чинників, що впливають на зміну температури по стовбуру свердловини, показує, що тепловий режим у процесі її експлуатації змінюється залежно від дебіту: зі збільшенням дебіту температура газового потоку по стовбуру підвищується (рис. 9.1).

Таким чином, регулюванням дебіту можна змінювати температуру утворення гідратів. Це видно з рисунка 9.2: тиск p і температура газу T на гирлі і рівноважна температура утворення гідратів змінюються залежно від дебіту свердловини. Для цих умов режим безгідратної експлуатації забезпечується при дебіті від 1 млн. до 7 млн. м³/добу.

Оптимальний дебіт, що забезпечує максимальний запас температури, приблизно 3 млн. м³/добу.

Температура утворення гідратів у стовбурі свердловини за заданої витрати залежить також від діаметра колони: режим безгідратної експлуатації зсувається до більших оптимальних дебітів зі збільшенням діаметра.

Вплив зміни діаметра фонтанних труб і витрати газу на температуру гідратуутворення враховують у процесі вибору режиму роботи свердловин. Слід

відзначити, що є такий дебіт, за якого температура газу на гирлі максимальна, і подальше підвищення дебіту призводить до зниження температури. У цьому випадку створюються умови, сприятливі для утворення гідратів. Пояснюється це тим, що у разі дуже великої витрати газу втрати тиску збільшуються настільки, що зниження температури внаслідок ефекту Джоуля-Томсона починає переважати над підвищенням її через високі швидкості газу у свердловині.

Місце випадання гідратів у стовбурі свердловини залежить від ряду чинників. Визначають його по точках перетину рівноважних кривих утворення гідратів і зміни температур по стовбуру свердловини (рис. 9.3). Утворення гідратів визначають за зниженням робочого тиску на гирлі свердловини і зменшенням дебіту газу.

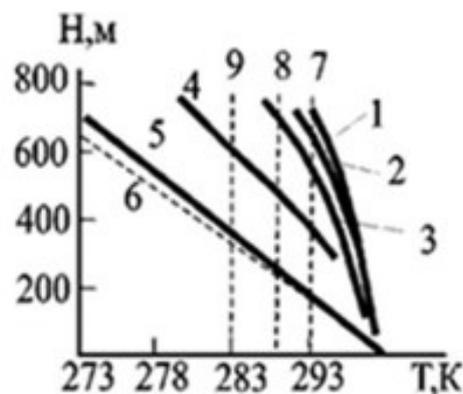


Рисунок 9.1 – Зміна температури по стовбуру свердловини
 Дебіт (тис. м³/доб); 1 – 700; 2 – 500; 3 – 300; 4 – 100; 5 – 10;
 6 – геотермічний коефіцієнт; 7 – 9 – рівноважні температури утворення
 гідратів відповідно на другий, шостий і дев'ятий рік розробки

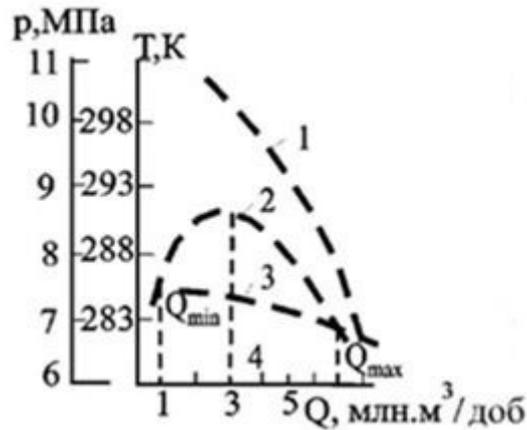


Рисунок 9.2 – Зміна тиску і температури газу, рівноважної температури утворення гідратів залежно від дебіту свердловини

1 – тиск на гирлі; 2 – температура на гирлі; 3 – температура утворення гідратів; 4 – зона безгідратної експлуатації

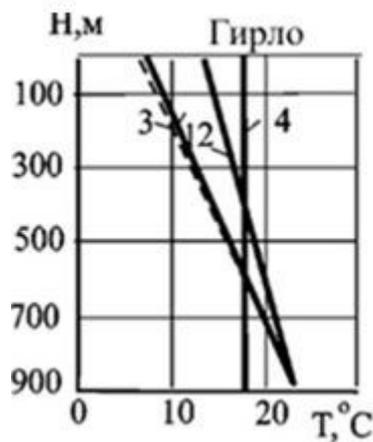


Рисунок 9.3 – Графік визначення місця утворення гідратів у свердловині
*Дебіт (тис. м³/доб); 1 – 20; 2 – 30; криві: 3 – геотермічного градієнта;
 4 – рівноважної температури утворення гідратів*

Контрольні питання:

- 1) Навести види температурних шарів.
- 2) Навести параметри, що визначають зміну температури.
- 3) Що впливає на утворення гідратів у свердловинах?

ЛЕКЦІЯ 10. ВИЗНАЧЕННЯ ПОЛОЖЕННЯ ГАЗОВОДЯНОГО КОНТАКТУ (ГВК).

Питання 1. Загальні поняття.

Наведено загальні поняття стосовно визначення положення газоводяного контакту.

Питання 2. Гідростатичний метод визначення ГВК.

Наведено гідростатичний метод визначення ГВК.

Питання 3. Метод В. П. Савченка.

Наведено метод В. П. Савченка визначення ГВК.

Загальні поняття

Фізичні основи ГВК і способи його визначення.

Газоводяний контакт являє собою – це межа розділення вільного газу і води в газовому покладі товщиною, здебільшого, у кілька метрів. Характер цієї зони визначається переважно капілярними силами. Чим менший діаметр порових каналів, тим вища висота капілярного підняття води, і чим вища неоднорідність перехідної зони за розмірами, тим більша товщина цієї зони, і навпаки.

Якщо у свердловині розкритий газоводяний контакт, його положення, зазвичай, встановлюють на основі даних геофізичних методів. Іноді за результатами геофізичних досліджень (наприклад, за наявності тріщинуватих колекторів) немає можливості чітко інтерпретувати отримані дані. Тоді для визначення положення ГВК частини пласта поетапно випробовують із низу вгору. Цей спосіб прямої оцінки стану ГВК вимагає значних витрат часу. У процесі випробування водяної частини пласта і створення високих депресій може прорватися газовий конус і, навпаки, під час випробування газової частини може утворитися водяний конус. Підтягування газу або води може статися також унаслідок негерметичності цементного кільця за колоною. Якщо у процесі випробування розкрита значна частина пласта і отриманий одночасно приплив газу і води, то застосовуваними методами встановити положення ГВК із достатньою точністю важко.

Якщо ж на родовищі є свердловина, яка розкрила великий інтервал пласта, із ГВК, а при використанні звичайних геофізичних методів не отримано позитивних результатів, то для оцінки положення ГВК використовують:

1. Акустичні дослідження у працюючій свердловині за допомогою глибинного шумоміра в зоні розкритого інтервалу. Аналіз загальної та лінійної інтенсивності зміни шуму дозволяють оцінити положення ГВК.

2. Термокартаж послідовно у працюючій і зупиненій свердловинах і зіставлення отриманих термограм. Негативна аномалія температурної кривої, отриманої під час роботи свердловини в зоні розкритого інтервалу, характеризує газоносну частину пласта, а зони підвищення температури відповідають водоносній частині пласта.

3. Вимірювання тисків у працюючій свердловині диференційними манометрами. Положення ГВК визначають за точкою перегину кривої зміни тиску з глибиною.

4. Перфорація під тиском у попередньо осушеній свердловині з розкриттям спочатку верхньої газоносної частини пласта і потім нижньої водоносної його частини.

Крім зазначених прямих методів положення ГВК визначають за допомогою обчислень:

1. Наближений метод обчислення рівня ГВК, у разі відсутності свердловин, які дійшли до водяної частини пласта (гідростатичний метод).

2. Метод В. П. Савченка: за наявності на родовищі двох або більше свердловин, що розкрили водяну і газову частини пласта, або за даними однієї свердловини, в якій окремо випробувані водяна і газова частини (не вимагає буріння окремих свердловин у зоні ГВК).

Гідростатичний метод визначення ГВК

Приймаючи тиск на контакт газ-вода рівним гідростатичному для газової і водяної частин покладу, маємо:

$$p_k = 10^{-6} \rho_v g L, p_k = p_r e^s,$$

де $s = 0,03415 \frac{\bar{\rho} L_k}{z_{\text{сер}} T_{\text{сер}}}$.

Прирівнюючи ці формули і розкладаючи e^s в ряд, одержують формулу для визначення глибини ГВК

$$L_k = \frac{p_\Gamma}{10^{-6} \rho_B g - p_\Gamma s_1}, \quad (10.1)$$

де $s_1 = 0,03415 \frac{\bar{\rho}}{z_{\text{сер}} T_{\text{сер}}}$.

Метод В.П. Савченка Горизонтальний ГВК.

Обчислення ведуть за схемою, наведеною на рис. 10.1.

Для газової свердловини:

$$p_k = p_{\text{пл}} + 10^{-6} \rho_\Gamma g l_1;$$

для водяної свердловини:

$$p_k = p_{\text{пл}} - 10^{-6} \rho_B g l_2.$$

З цієї системи рівнянь із урахуванням співвідношення $l = l_1 + l_2$ отримують:

$$l_1 = \frac{10^6 (p_{\text{пл.Г}} - p_{\text{пл.В}}) + \rho_B l}{\rho_B - \rho_\Gamma}, \quad (10.2)$$

де $p_{\text{пл.Г}}$, $p_{\text{пл.В}}$ – пластові тиски на вибої газової і водяної свердловин, МПа; l_1 , l – відстані по вертикалі відповідно між вибоєм газової свердловини і ГВК і між вибоями газової і водяної свердловин; ρ_B і ρ_Γ – густина води та газу, г/см^3 .

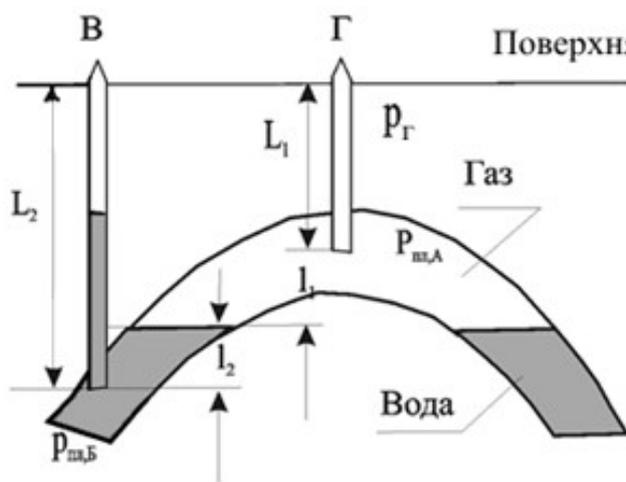


Рисунок 10.1 – Схема газового покладу з горизонтальним ГВК

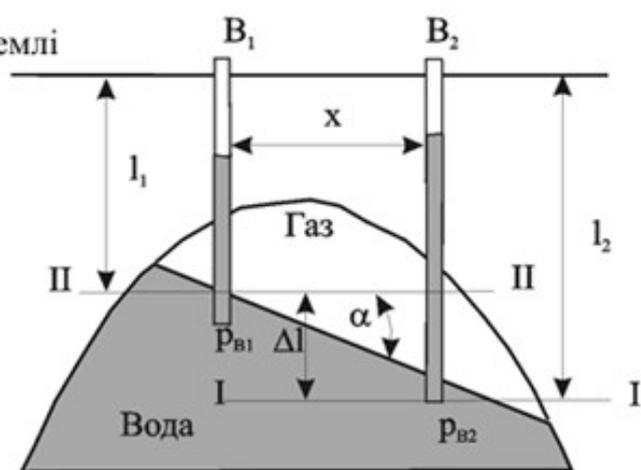


Рисунок 10.2 – Схема газового покладу з похилим ГВК

Похилий газоводяний контакт.

Якщо ГВК похилий, то кут його нахилу визначають за схемою, наведеною на рисунку 10.2, за пластовими тисками $p_{в1}$, $p_{в2}$ у свердловинах 1 і 2, приведеними до площини I – I, відносно площини II – II:

$$p_{в1} - 10^{-6} \rho_{в} g \Delta l = p_{в2} - 10^{-6} \rho_{г} g \Delta l,$$

де Δl – різниця положень ГВК на ділянці x .

$$\text{Звідси } \Delta l = \frac{10^6 (p_{в1} - p_{в2})}{g(\rho_{в} - \rho_{г})}. \quad (10.3)$$

У формулах $\rho_{в}$ і $\rho_{г}$ прийняті постійними. За великих відстаней між вибоями свердловин враховують зміну цих густин від глибини.

Точніше положення ГВК визначають за барометричною формулою і розклавши показову функцію в ряд. Після перетворень отримують:

$$l_1 = \frac{(p_{пл.г} - p_{пл.в}) + 10^{-6} g \rho_{в} l}{10^{-6} g \rho_{в} - 0,03415 \frac{\bar{\rho} p_{пл.г}}{z_{ср} T_{ср}}}. \quad (10.4)$$

Кут нахилу ГВК, аналогічно зазначеному методу, визначають за формулою:

$$\Delta l = \frac{\sqrt{10^{-12} g^2 (\rho_{в} - p_{в1} s_1)^2 - 4 \cdot 10^{-6} g \rho_{в} s_1 (p_{в2} - p_{в1}) - 10^{-6} g \rho_{в} + s_1 p_{в1}}}{2 \rho_{в} s_1 10^{-6} g}, \quad (10.5)$$

де $s_1 = 0,03415 \frac{\bar{\rho}}{z_{пл} T_{пл}}$.

Знайдені значення Δl використовують для визначення кута нахилу ГВК $\alpha = \Delta l / x$.

Контрольні питання:

- 1) Що являє собою газоводяний контакт?
- 2) Що використовують для оцінки положення ГВК?
- 3) Навести числові методи визначення положення ГВК.

ЛЕКЦІЯ 11. ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЙ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН. ВИДИ ОБСАДНИХ КОЛОН.

Питання 1. Загальні положення.

Обладнання газової свердловини – це елементи її конструкції, які забезпечують можливість її експлуатації, випробування і дослідження. Розрізняють наземне й підземне обладнання.

Питання 2. Особливості конструкцій газових свердловин.

Газові й газоконденсатні родовища залягають у земній корі на різних глибинах: від 250 до 10 000 м і більше. Для вилучення вуглеводневих компонентів пластового флюїду на поверхню бурять газові й газоконденсатні свердловини.

Питання 3. Види обсадних колон.

Існують такі види обсадних колон: направлення, кондуктор, проміжна обсадна колона, експлуатаційна колона.

Загальні положення

Обладнання газової свердловини – це елементи її конструкції, які забезпечують можливість її експлуатації, випробування і дослідження. Розрізняють наземне й підземне обладнання.

Підземне обладнання включає обладнання вибою й стовбура свердловини. До наземного обладнання відноситься арматура, яка встановлюється на гирлі свердловини.

Обладнання повинно бути конструктивно простим, надійним і забезпечувати можливість виконання функцій протягом усього терміну розробки родовища.

Обладнання стовбура свердловини складається з обсадних колон, включаючи кондуктор, проміжну й експлуатаційну колони; фонтанних (насосно-компресорних) труб, що спускаються для подачі газу від вибою до гирла; пакерів, вибійних і пригирлових штуцерів, клапанів для подачі інгібіторів для боротьби з корозією й гідратами, клапанів-відсікачів тощо.

Особливості конструкцій газових свердловин

Газові й газоконденсатні родовища залягають у земній корі на різних глибинах: від 250 до 10 000 м і більше. Для вилучення вуглеводневих компонентів пластового флюїду на поверхню бурять газові й газоконденсатні свердловини. Газові свердловини використовуються для:

- руху газу із пласта в поверхневі установки промислу;
- захисту розкритих гірських порід розрізу свердловини від обвалів; – роз'єднання газоносних, нафтоносних і водоносних пластів; – запобігання підземним втратам газу.

Газові свердловини експлуатуються протягом тривалого часу в складних гірничо-геологічних умовах, які різко змінюються. Тиск газу в свердловинах доходить до 100 МПа, температура досягає 523 К, гірничий тиск за колонами на глибині 10 000 м перевищує 250 МПа. У процесі освоєння, досліджень, капітального ремонту та під час експлуатації свердловин різко змінюються тиск, температура, склад газу, що рухається у свердловині.

Свердловини – дорогі капітальні споруди. У загальних капітальних вкладеннях у видобуток газу питома вага капітальних вкладень у споруджування свердловин може досягати (60 – 80) % залежно від глибини залягання родовища, геологічних умов буріння свердловин, географічних умов розташування родовищ. Довговічність роботи й вартість спорудження свердловин багато в чому визначаються їх конструкціями.

Конструкцією свердловини називають поєднання кількох колон обсадних труб різної довжини й діаметра, які спускаються концентрично одна всередині іншої у свердловину. Колони обсадних труб скріплюються з породами геологічного розрізу цементним каменем, який підіймається, за трубами на певну висоту.

Конструкція свердловини повинна забезпечувати: доведення її до проектної глибини; здійснення заданих способів розкриття продуктивних горизонтів і методів їх експлуатації; запобігання ускладненням у процесі буріння й експлуатації; ремонт свердловини; виконання досліджень; мінімум витрат на спорудження свердловин, як закінченого об'єкта в цілому.

Конструкція видобувних газових свердловин залежить від багатьох чинників, зокрема від пластового тиску й відношення його до гідростатичного, геологічних умов буріння, геолого-фізичних властивостей пласта, фізичних властивостей пластового флюїду, різниці тисків між пластами, технологічних умов експлуатації свердловин, режиму експлуатації пласта, економічних міркувань.

Фізичні властивості газу – густина й в'язкість, їх зміна залежно від тиску й температури істотно відрізняються від густини й в'язкості нафти. У багатьох випадках густина газу значно менша густини нафти й води, а коефіцієнт динамічної в'язкості газу в (50 – 100) разів менший, ніж у води й нафти.

Різниця густини газу і рідин зумовлює необхідність спуску кондуктора в газових свердловинах на більшу глибину, ніж у нафтових, для запобігання розриву газом гірських порід, забруднення водоносних горизонтів питної води, виходу газу на денну поверхню.

Глибину спуску кондуктора в газових свердловинах (м) визначають підбором із формули:

$$h = L - R \cdot T \cdot \ln \frac{p_{\text{поч}}}{\rho_{\text{ср}} \cdot g h}, \quad (11.1)$$

де L – глибина свердловини; R – питома газова стала; T – середня температура на довжині $(L - h)$; $\rho_{\text{ср}}$ – середня об'ємна густина гірських порід розрізу на довжині h ; $p_{\text{поч}}$ – початковий пластовий тиск газу; g – прискорення вільного падіння. Або приблизно за формулою:

$$h = \frac{\rho_w \cdot L}{\rho_{\text{ср}}},$$

де ρ_w – густина пластової води.

Мала в'язкість газу викликає необхідність особливих заходів щодо забезпечення герметичності як обсадних колон, так і міжтрубного простору газових свердловин. Герметичність колон обсадних труб досягається: застосуванням різьбових з'єднань на кінцях труб і муфтах зі спеціальною трапецеїдальною формою поперечного перерізу з тефлоновими ущільнюючими кільцями, використанням флуоропластової ущільнювальної стрічки, герметизуючих ущільнюючих композицій для муфтових з'єднань.

Герметичність за колонного простору свердловин забезпечується застосуванням цементів певних марок, що дають газонепроникний тріщиностійкий цементний камінь.

Види обсадних колон

За призначення розрізняють такі види обсадних колон:

– направлення (скерування) – одна труба або перша колона труб, призначена для закріплення пригирлової частини свердловини від розмиву промивальною рідиною чи обвалу порід та для забезпечення циркуляції промивальної рідини при бурінні. Направлення встановлюють у підготовлену шахту або свердловину й цементують до поверхні землі з урахуванням розміщення противикидного обладнання. Якщо верхня частина розрізу представлена незв'язаними породами (лес, пісок, гравій), пригирлова зона кріпиться двома направленнями;

– кондуктор – колона обсадних труб, призначена для розрізнення верхнього інтервалу розрізу гірських порід, ізоляції прісноводних горизонтів від забруднення, монтажу противикидного обладнання та підвішування наступних колон;

– проміжна обсадна колона призначена для роз'єднання несумісних за умови буріння зон при бурінні свердловини до проектної глибини;

– експлуатаційна колона призначена для роз'єднання продуктивних горизонтів від усіх інших порід і забезпечення каналу надійного гідравлічного зв'язку продуктивних відкладень із денною поверхнею. Для захисту експлуатаційної колони від руйнування й забезпечення технології вилучення флюїду в ній встановлюють колону фонтанних (насосно-компресорних) труб із комплектом вибійного обладнання.

Види проміжних обсадних колон:

1. суцільні, що перекривають увесь стовбур свердловини від вибою до гирла незалежно від кріплення попереднього інтервалу;

2. хвостовики – для кріплення лише незакріпленого інтервалу свердловини з перекриттям попередньої обсадної колони на деяку висоту (≈ 100 м).

Діаметр експлуатаційної колони приймають, зазвичай, 146 або 168 мм, рідше 219 або 273 мм.

Контрольні питання:

- 1) Що таке обладнан газовойсвердловини? Навести приклади надземного та підземного обладнання.
- 2) Що називають конструкцією свердловини?
- 3) Навести види обсадних колон.
- 4) Навести види проміжних обсадних колон?

ЛЕКЦІЯ 12. ОБЛАШТУВАННЯ ГИРЛА ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ.

Питання 1. Основні поняття та визначення.

Облаштування гирла газової свердловини призначене для з'єднання верхніх кінців обсадних колон і фонтанних труб, герметизації міжтрубного простору та з'єднань між елементами обладнання, здійснення заходів із контролю й регулювання технологічного режиму експлуатації свердловин.

Основні поняття та визначення

Облаштування гирла газової свердловини призначене для з'єднання верхніх кінців обсадних колон і фонтанних труб, герметизації міжтрубного простору та з'єднань між елементами обладнання, здійснення заходів із контролю й регулювання технологічного режиму експлуатації свердловин.

Облаштування гирла газової свердловини складається з трьох частин:

- колонної головки;
- трубної головки;
- фонтанної ялинки.

Колонна головка з'єднує верхні кінці кондуктора і експлуатаційної колони, герметизує міжтрубний простір, є опорою трубної головки з фонтанною ялинкою.

Трубна головка призначена для підвішування фонтанних труб і герметизації міжтрубного простору між експлуатаційною колоною й фонтанними трубами. На трубну головку безпосередньо встановлюють фонтану ялинку хрестового або трійникового типу.

Фонтанна ялинка монтується вище верхнього фланця трубної головки. Вона призначена для:

- освоєння свердловини;
- закриття свердловини;
- контролю і регулювання технологічного режиму роботи свердловини.

Основний елемент фонтанної ялинки хрестового типу – *хрестовина*, а трійникової ялинки – *трійник*. На фонтанній ялинці монтують штуцери, термометри, установки для введення інгібітора гідратуутворення й корозії, гирловий клапан-відсікач.

Гирловий клапан-відсікач призначений для автоматичного перекриття вихідної лінії від свердловини (шлейфа) при аварійному підвищенні тиску до нього або зниженні тиску після нього (у шлейфі).

Фонтанна ялинка хрестового типу має невелику висоту, зручна в обслуговуванні. Застосовується, якщо в потоці газу відсутні тверді суспензії, газоподібні або рідкі корозійні агенти, здатні спричинити корозію хрестовини і вивести свердловину з експлуатації.

Фонтанна ялинка (арматура) трійникового типу має два трійники. Верхній – робочий, нижній – резервний. Нижній трійник використовується лише під час ремонту або заміни верхнього трійника. Фонтанна арматура трійникового типу має більшу висоту (до 5 м від земної поверхні), незручна в обслуговуванні. Вона застосовується в особливо складних умовах експлуатації свердловини – за наявності твердих суспензій у потоці газу, що спричиняють абразивне зношення обладнання, газоподібних або рідких корозійних агентів (вуглекислий газ, сірководень, пропіонова, масляна або інші кислоти жирного ряду), при різких коливаннях тиску й температури.

Фонтанна арматура випускається на робочий тиск 14, 21, 35, 70, 105, 140 МПа. Внутрішній діаметр фонтанної арматури (50, 65, 80, 100, 150 мм) вибирають залежно від дебіту свердловини й тиску газу.

Збільшення дебіту свердловини призводить до збільшення діаметра експлуатаційної колони, а, отже, діаметра фонтанної арматури.

Під час монтажу фонтанної арматури слід звертати увагу на ретельність кріплення з'єднань і особливо з'єднань трубної головки, так як при її ремонті або заміні необхідна зупинка й глушіння свердловини. Крім того, несправність арматури може призвести до відкритого фонтанування. Робочий і статичний тиск у свердловині визначають за манометром, змонтованим на буфері, а тиск у затрубному просторі – за манометром на одному з відводів хрестовини трубної головки.

Для регулювання режиму роботи свердловини на викидних лініях після засувок установлюють штуцери – насадки з відносно невеликим прохідним

перетином. Конструктивно штуцери поділяються на два типи – з *нерегульованим* і з *регульованим* перетинами. Штуцери першого типу прості за конструкцією. У промислових умовах їх виготовляють із сталевого патрубку, якому надається форма усіченого конуса. Такий штуцер можна швидко установити у відповідне гніздо, де він міцно закріплюється під дією одностороннього тиску газу. Діаметр отвору в штуцері може бути від 2,3 до 20 мм і більшим. Чим менший отвір, тим більший опір створює штуцер на шляху руху газу, тим вищим буде буферний і вибійний тиск свердловини і тим менший, відповідно, її дебіт.

У зв'язку з широким розповсюдженням групової системи збору газу розташування штуцера й місце введення метанолу з ялинки переносять на групову установку. У цьому випадку полегшуються спостереження за станом штуцера та його заміна.

Контрольні питання:

1) З яких частин складається облаштування гирла газової свердловини?

Навести коротку характеристику цих частин.

2) Для чого установлюють штуцери на газових свердловинах?

3) Навести типи штуцерів.

ЛЕКЦІЯ 13. ПІДЗЕМНЕ ОБЛАДНАННЯ СТОВБУРА ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ.

Питання 1. Основні поняття та визначення.

При експлуатації свердловин велику увагу приділяють надійності, довговічності й безпеці роботи, запобіганню відкритих газових фонтанів, захисту навколишнього середовища. Умовами надійності, довговічності й безпеки роботи повинні задовольняти як конструкція газової свердловини, так і обладнання її стовбура й вибою.

Основні поняття та визначення

При експлуатації свердловин велику увагу приділяють надійності, довговічності й безпеці роботи, запобіганню відкритих газових фонтанів, захисту навколишнього середовища. Умовами надійності, довговічності й безпеки роботи повинні задовольняти як конструкція газової свердловини, так і обладнання її стовбура й вибою. Підземне обладнання стовбура свердловини призначене для:

- захисту свердловини від відкритого фонтанування;
- освоєння, дослідження та зупинки свердловини без задавлювання її рідиною;
- впливу на привибійну зону пласта з метою інтенсифікації припливу газу до свердловини;
- експлуатації свердловини на встановленому технологічному режимі;
- заміни колони насосно-компресорних (фонтанних) труб без задавлювання свердловини рідиною.

Схема компоновки підземного обладнання свердловини показана на рисунку 13.1.

Для надійної експлуатації газових свердловин використовується таке основне підземне обладнання: роз'єднувач (пакер); колона НКТ; ніпель; циркуляційний клапан; інгібіторний клапан; пристрій для автоматичного закриття центрального каналу свердловини, який охоплює вибійний клапан-відсікач, зрівнювальний клапан, перехідник і замок; аварійний, зрізний клапан; роз'єднувач колони НКТ; хвостовик.

Роз'єднувач (пакер) призначений для постійного роз'єднання пласта й трубного простору свердловини з метою захисту експлуатаційної колони й НКТ від впливу високого тиску, високої температури й агресивних компоненти (H_2S , CO_2 , кислот жирного ряду), що входять до складу пластового газу.

Колону НКТ спускають у свердловину для захисту обсадної колони від абразивного зносу й високого тиску, для створення певних швидкостей газорідного потоку й вироблення газонасиченого пласта від низу до верху. Фонтанні труби виготовляють із високоякісної сталі, суцільнотягнутими довжиною 10 м із зовнішнім діаметром 27, 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102 і 114 мм.

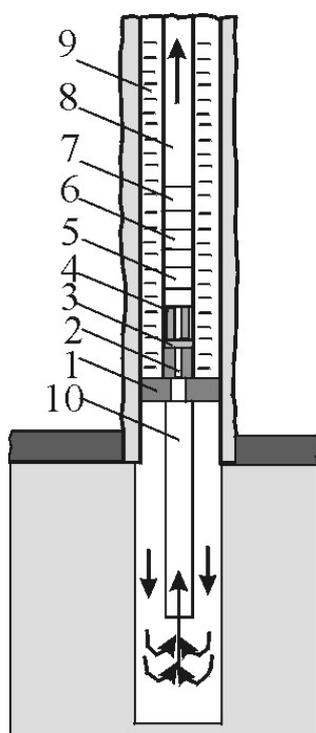


Рисунок 13.1 – Схема підземного обладнання газової свердловини

1 – експлуатаційний пакер; 2 – циркуляційний клапан; 3 – ніпель, 4 – вибійний клапан-відсікач зі зрівнювальним клапаном; 5 – роз'єднувач колони НКТ; 6 – інгібіторний клапан; 7 – аварійний зрізний клапан; 8 – НКТ; 9 – рідкий інгібітор корозії й гідратоутворення; 10 – хвостовик

Ніпель призначений для установки, фіксації й герметизації в ньому вибійного клапана-відсікача. Його спускають у свердловину на колоні НКТ і встановлюють, зазвичай вище пакера.

Циркуляційний клапан забезпечує тимчасове сполучення центрального каналу із затрубним простором для здійснення різних технологічних операцій: освоєння й задавлювання свердловини, промивання вибою, затрубного простору й колони НКТ, обробки свердловини різними хімічними агентами тощо. Клапан встановлюється в колоні НКТ під час її спуску в свердловину й витягується разом з нею.

Інгібіторний клапан призначений для тимчасового сполучення затрубного простору свердловини із внутрішнім простором колони НКТ при подачі інгібітора корозії або гідратуутворення в колону.

Клапан встановлюється в колоні НКТ під час її спуску й витягується разом із нею.

Пристрій для автоматичного закриття центрального каналу свердловини призначений для тимчасового перекриття свердловини біля нижнього кінця колони фонтанних труб при аварійних ситуаціях або ремонті обладнання гирла. Він може встановлюватися в різних місцях у НКТ.

Аварійний зрізний клапан призначений для глушіння (задавлювання) обладнаної пакером свердловини в аварійній ситуації через затрубний простір, коли не можна відкрити циркуляційний клапан за допомогою дротяного пристосування. Аварійний зрізний клапан встановлюється з колоною НКТ, входить до складу комплексу свердловинного обладнання з діаметром експлуатаційної колони 219 мм на тиск 14 МПа.

Свердловинне запобіжне обладнання газових свердловин складається з двох окремих вузлів:

- роз'єднувача (пакера);
- клапана-відсікача.

До пакерів, що застосовуються разом із вибійними клапанами- відсікачами, висуваються високі вимоги:

- безвідмовність у роботі;
- надійність роз'єднання пласта від трубного простору;
- можливість установаження на будь-якій заданій глибині;

- мінімальна тривалість з'єднання з колоною НКТ;
- простота конструкції, мінімально можливі основні розміри й металосміність;
- стійкість до агресивних середовищ за високих тисків і температур.

Вибійні клапани-відсікачі запобігають відкритому фонтануванню при пошкодженні або руйнуванні гирлового обладнання та колони НКТ вище місця установлення вибійного клапана-відсікача. Вони служать автоматичним запірним пристроєм свердловини при демонтажі гирлового обладнання, підйомі колони НКТ зі свердловини без задавлювання рідиною.

Пластові гази багатьох газоконденсатних родовищ містять корозійні компоненти: сірководень, вуглекислий газ, кислоти жирного ряду (мурашину, пропіонову, щавлеву, масляну). Корозійні компоненти за наявності пластової мінералізованої або конденсаційної води, високих тисків і температур спричиняють інтенсивну корозію металевих обсадних колон, НКТ, обладнання гирла свердловин, шлейфів, поверхневого обладнання, промислів.

При великому вмісті сірководню в газі неможливо використовувати звичайні свердловинні прилади для вимірювання тиску й температури, проводити геофізичні роботи у свердловинах.

Найбільшій корозії піддаються трійники, хрестовини, котушки, ущільнювальні кільця фланцевих з'єднань, засувки фонтанної арматури.

Інтенсивність корозії елементів обладнання гирла свердловин змінюється від 0,1 до 4 мм/рік.

Захист внутрішньої поверхні металевої обсадної колони й зовнішньої поверхні НКТ здійснюється роз'єднанням пласта й затрубного простору свердловини за допомогою *роз'єднувача (пакера)* і заповненням затрубного простору інгібованою рідиною.

Захист іншого металевого обладнання свердловин від корозії здійснюється за допомогою періодичного закачування інгібітора корозії у привибійну зону пласта або безперервного його закачування в затрубний простір свердловини за

допомогою насосів і подачі інгібітора в НКТ із затрубного простору свердловини через спеціальні інгібіторні клапани в колоні НКТ.

Контрольні питання:

- 1) Для чого призначене підземне обладнання стовбура свердловини?
- 2) Перерахувати основне підземне обладнання.
- 3) Що таке роз'єднувач (пакер)?
- 4) Що таке аварійний зрізний клапан?
- 5) Навести вимоги до пакерів, що застосовуються разом із вибійними клапанами- відсікачами.

ЛЕКЦІЯ 14. ОБЛАШТУВАННЯ ВИБОЮ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ.

Питання 1. Основні поняття та визначення.

Облаштування вибою газових свердловин залежить від багатьох чинників. Ці чинники буде розглянуто нижче.

Основні поняття та визначення

Облаштування вибою газових свердловин залежить від багатьох чинників:

1. літологічного й фаціального складу порід і цементуючого матеріалу, які складають газозаповнюючий колектор;
2. механічної міцності порід;
3. неоднорідності колекторських властивостей пласта за розрізом;
4. наявності газо-, нафто- й водоносних пластів у продуктивному розрізі;
5. розташування свердловини на структурі й площі газонасиченості;
6. призначення свердловини (видобувна, нагнітальна, спостережна).

Якщо газовий поклад пластового або масивного типу, газонасичений колектор представлений міцними породами (зцементованими пісками, вапняками, доломітами, ангідритами), в продуктивному розрізі відсутні нафто- й водонасичені горизонти, видобувні свердловини можуть мати відкритий вибій (рис. 14.1). У цьому випадку експлуатаційну колону спускають до покрівлі продуктивного пласта, у водонепроникному пропластку встановлюють підшву й колону цементують до гирла. Для поліпшення виносу твердих частинок і рідин із вибою у фільтрову частину пласта спускають хвостовик.

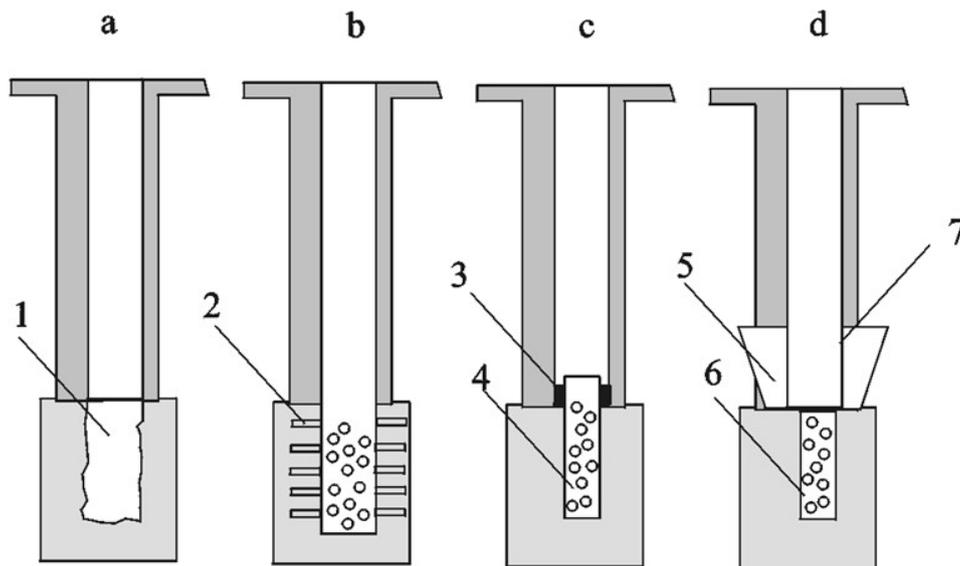


Рисунок 14.1 – Обладнання вибою свердловини

Види вибоїв: а – відкритий; б – перфорований; с, d – обладнаний фільтром; 1 – не закріплена трубами частина свердловини; 2 – проперфоровані отвори; 3 – сальник-ущільнювач; 4, 6 – хвостовики; 5 – цемент; 7 – манжета

Якщо газонасичений пласт представлений слабо зцементованими породами, в продуктивному розрізі відсутні нафто- й водонасичені пропластки, відкритий вибій свердловин обладнують сітчастими, керамічними, металокерамічними, гравійними, склопластиковими фільтрами різних типів і пухккі породи привибиїної зони укріплюються в'язучими речовинами. Найбільше розповсюдження отримали наливні гравійні фільтри. У цьому випадку за допомогою гідравлічних розширювачів збільшують діаметр зони пласта, в якій намічається намівання гравію, наприклад зі 146 до 256 мм.

Привибиїна зона пласта в пухких колекторах може зміцнюватися закачуванням у поровий простір рідких в'язучих речовин – органічних полімерних матеріалів, які при взаємодії з каталізатором полімеризації твердіють і цементують пухку породу. У якості в'язучих хімічних речовин, залежно від температури й мінерального складу пласта-колектора, використовують:

- органічні смоли;
- пластмаси;
- спеціальні склади типу «перматрол».

У якості органічних смол застосовуються епоксидна, фенолформальдегідна, орбамідна (закріплювач М), смоли з сирих фенолів і формаліну, РР-1.

Якщо в продуктивному розрізі свердловин є газоносні пласти з різним складом газу або є чергування газо-, нафто- і водоносних пластів, розділених глинистими пропластками, то залишати відкритий вибій не можна. У цих умовах свердловину бурять до підшви продуктивного комплексу, обсаджують обсадною колоною і цементують до гирла. Свердловина і пласт з'єднуються за допомогою перфорації. Якщо через перфораційні канали в свердловину виноситься пісок, то в неї можна спускати фільтри, зібрані на поверхні.

Контрольні питання:

1) Навести чинники від яких залежить облаштування вибою газових свердловин.

2) Що використовують у якості в'язучих хімічних речовин?

3) За допомогою чого з'єднується свердловина і пласт?

ЛЕКЦІЯ 15. РОЗРАХУНОК ВНУТРІШНЬОГО ДІАМЕТРА ТА ГЛИБИНИ СПУСКУ КОЛОНИ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНОЇ ТРУБИ (далі НКТ) У СВЕРДЛОВИНУ.

Питання 1. Загальні дані.

Питання 2. Визначення внутрішнього діаметра колони НКТ.

Наведено методику визначення внутрішнього діаметра колони НКТ.

Питання 3. Визначення глибини спуску колони НКТ у свердловину.

Наведено методику визначення глибини спуску колони НКТ у свердловину.

Загальні дані

Колону НКТ спускають у свердловину з метою:

- запобігання зносу експлуатаційної обсадної колони від абразивної дії твердих домішок і корозійних агентів, що є в природному газі;
- контролю за умовами відбору газу на вибої свердловини;
- створення необхідної швидкості руху потоку газу для виносу на поверхню твердих частинок і рідини із вибою;
- рівномірного вироблення газонасичених пластів великої товщини по всьому розкритому інтервалу;
- проведення ремонтних робіт та інтенсифікації припливу газу із пласта у свердловину.

Визначення внутрішнього діаметра колони НКТ

Визначають діаметр за умовою виносу з вибою на поверхню твердих частинок заданого розміру d і густини ρ_T за формулою:

$$D = \sqrt{\frac{4Qz_c p_o T_c}{\pi p_c z_o T_o u_{o,p}}}, \quad (15.1)$$

$$\text{де } u_{o,p} = 6,528 \sqrt{\frac{0,1 \rho_T d z_c T_c}{T_o \rho_o}}. \quad (15.2)$$

ρ_o – густина газу за стандартних умов; $u_{o,p} \approx 2,5 - 4$ м/с – швидкість витікання часток діаметром 0,1 мм і густиною 2500 кг/м³ (зазвичай приймається); Q – дебіт,

приведений до стандартних умов (тис м³/добу); p – тиск (0,1 МПа); індекси «о» – стандартні умови, «с» – вибійні умови.

Визначення діаметра за умови виносу з вибою на поверхню рідких частинок.

Діаметр визначають за формулою (15.1), але

$$u_{o,p} = 10(45 - 0,0455p_c)^{1/4}p_c^{-1/2}. \quad (15.3)$$

Визначення діаметра за умови забезпечення мінімальних втрат тиску у стовбурі свердловини:

$$D = \sqrt[5]{1,377\lambda Q^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2s} - 1) 10^{-10}}, \quad (15.4)$$

де p_r – гирловий тиск (0,1 МПа);

$$s = \frac{0,03415^{-L}}{T_{cp} z_{pc}};$$

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу за повітрям; L – глибина свердловини (м).

Якщо діаметр, отриманий за формулою (15.4), більший за діаметр, визначеного з умови забезпечення виносу твердих і рідких частинок на поверхню (15.1), то приймається діаметр, визначений за останньою умовою. Якщо ж діаметр виявиться меншим обчисленого з умови винесення твердих частинок на поверхню, то його можна збільшити до розмірів останнього. При цьому втрати тиску по стовбуру свердловини зменшуються. Таким чином, якщо є небезпека руйнування пласта або підтягування води, необхідний винос на поверхню рідини й продуктів руйнування пласта. Якщо ж дебіти свердловини обмежені іншими чинниками, то обчислення проводять з умови зниження втрат тиску до мінімально можливого значення з технологічної та технічної точок зору.

Під час розробки родовища при зменшенні пластового тиску діаметр НКТ збільшують, колони малого діаметра витягують зі свердловини й замінюють колонами більшого діаметра. У завершальний період розробки за відсутності надходження води й твердих суспензій у свердловину можлива експлуатація свердловин по металевій обсадній колоні.

За наявності одного продуктивного горизонту в свердловину спускають одну колону фонтанних труб. Якщо кілька продуктивних горизонтів буде експлуатуватись окремо, але однією системою свердловин, у останню спускають

дві або навіть три колони фонтанних труб, при цьому вони можуть бути спущені концентрично або паралельно із застосуванням розділювачів (пакерів).

Фонтанні труби виготовляють із високоякісної сталі довжиною 10 м із внутрішнім діаметром 27, 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102, 114 мм.

Вони дозволяють прискорити процеси освоєння свердловини після її буріння й глушіння перед інтенсифікацією видобутку газу або ремонтними роботами, здійснювати контроль за станом стовбура свердловини без спуску глибинних приладів. Глибину спуску таких труб у свердловину визначають за продуктивною характеристикою пласта (або пластів) і технологічними режимами експлуатації свердловини. Зазвичай їх доцільно спускати до нижніх отворів перфорації.

Визначення глибини спуску колони НКТ у свердловину

Положення підшви колони фонтанних труб у свердловині істотно впливає на:

1. відпрацювання продуктивних горизонтів у багатопластовому неоднорідному за товщиною пласта родовищі;
2. висоту утворення піщано-глинистої пробки при освоєнні й експлуатації свердловин;
3. висоту стовпа рідини в НКТ і затрубному просторі;
4. черговість обводнення по висоті багатопластових родовищ;
5. опір потоків газу, що рухається зверху вниз і знизу вгору до підшви колони НКТ;
6. коефіцієнти фільтраційного опору A і B .

Положення підшви колони НКТ має бути таким, щоб швидкості потоків газу, що рухаються вниз по затрубному простору і вгору в колоні НКТ, були рівні біля підшви колони НКТ, щоб швидкість газу на вході в колону НКТ була більшою мінімально необхідної для винесення твердих частинок і рідких крапель критичного діаметра, щоб висота стовпа рідкої або піщано-глинистої пробки в колоні обсадних труб була мінімальною.

Контрольні питання:

- 1) З якою метою спускають колону НКТ у свердловину?
- 2) Навести методику визначення внутрішнього діаметра колони НКТ.
- 3) Якого внутрішнього діаметру виготовляють фонтанні труби?
- 4) На що впливає положення підшви колони фонтанних труб у свердловині?

ЛЕКЦІЯ 16. РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА.

Питання 1. Основні поняття та визначення.

Розкриття газового пласта – завершальний етап буріння свердловини.

Основні поняття та визначення

Розкриття газового пласта – завершальний етап буріння свердловини.

Технологія розкриття продуктивного пласта значно впливає на умови освоєння і визначає продуктивну характеристику свердловини.

Методи розкриття пласта залежать від поточного пластового тиску, характеристики продуктивного пласта та інших чинників.

При розкритті продуктивного пласта не допускається відкрите фонтанування свердловини й у той же час повинні бути збережені природні фільтраційні властивості порід привибійної зони. Якщо проникність порід мала, вживають заходів до поліпшення фільтраційних властивостей привибійної зони свердловини шляхом застосування різних методів інтенсифікації припливу газу. Крім того, газові інтервали пласта розкривають так, щоб гарантувати тривалу безводну експлуатацію свердловин, найкращі умови припливу газу з кожного пропластка й отримання мінімальних коефіцієнтів фільтраційного опору. Крім того, потрібно забезпечити максимальний коефіцієнт газовіддачі.

Запобігання відкритому аварійному фонтануванню забезпечується протитиском стовпа промивальної рідини на вибій.

Для цього, зазвичай, необхідно, щоб тиск стовпа промивальної рідини в стовбурі свердловини на вибій перевищував очікуваний пластовий тиск на 10 – 15 % – для свердловин глибиною до 1200 м, 5 – 10 % – 1200 – 2500 м, 4 – 7 % – понад 2500 м. Це досягається застосуванням промивальної рідини відповідної густини: наприклад, використовують крейдяний розчин із домішками бариту або гематиту. У разі низької якості промивальної рідини вода з неї фільтрується в пласт на глибину від кількох сантиметрів до метра й більше. На стінках стовбура утворюється щільна глиниста кірка, яку важко видалити.

Проникність глинистої кірки, зазвичай, на два порядки нижча проникності пласта. Наявність глинистої кірки й води, яка відфільтрувалась у пласт, різко

знижує продуктивну характеристику привибійної зони свердловини. Тому при розкритті продуктивного горизонту необхідно звертати особливу увагу на якість промивальної рідини: показник фільтрації повинен бути мінімальним – до (2 – 3) см³ за 30 хв; в'язкість у межах (18 – 25) с за показаннями стандартного віскозиметра; товщина утвореної кірки на стінках свердловини не повинна перевищувати (2 – 3) мм. Часто застосовують рідини з добавками карбоксиметилцелюлози (КМЦ) тощо.

При розкритті пласта буріння свердловини ведуть із невеликою швидкістю поглиблення. Для уникнення можливих викидів промивальної рідини та, як наслідок, аварій контролюють заповнення свердловини до гирла промивальною рідиною, особливо при спуско- підіймальних операціях.

За наявності в продуктивному інтервалі глинистих прошарків необхідно вживати заходи із недопущення розбухання глин, щоб уникнути погіршення продуктивної характеристики свердловини й ускладнень при її експлуатації.

При розкритті пластів із тиском нижчим гідростатичного з метою уникнення заглинизування та інфільтрації води у пласт застосовують промивальні рідини на нафтовій основі, а також поверхнево-активні речовини і різні домішки.

Крім того, при розкритті продуктивного пласта можна продувати вибій газом. Гирло свердловини обладнують противикидним пристроєм – превентором. Найкращі результати дає застосування обертових превенторів. У газових свердловинах до розкриття продуктивних пластів спускають проміжну колону або кондуктор на глибину, що унеможливило розрив порід при закритті превентора в разі викиду газу. На газових родовищах із великим поверхом газоносності й аномально високим пластовим тиском спускають додаткові проміжні колони для забезпечення можливості проходження всього поверху газоносності без поглинання промивальної рідини й запобігання викидів. До розкриття газового пласта проміжною колоною або кондуктором перекривають породи, які поглинають промивальну рідину, а також породи, сполучені з денною поверхнею. Подошви обсадних колон устанавлюють у щільних непроникних породах. Якщо для очищення вибою від шламу використовують газ або повітря, свердловину

обладнують спеціальним обертовим превентором. Це необхідно також і при значній тріщинуватості порід і великому вмісті в них пустот.

Продуктивний пласт розкривають повністю або частково. Якщо в інтервалі або на ділянці пласта не зустрічаються підшовні або контурні води й не очікується їх надходження в процесі розробки, пласт розкривають на повну потужність, у іншому випадку розкривають лише його частину. Завдання із розкриття потужності пласта й вибору робочого дебіту є техніко-економічним і вирішується шляхом оцінки різних варіантів та вибору з них оптимального.

Залежно від характеристики порід привибійної зони пласта (ступеня стійкості при очікуваному дебіті, наявності підшовної води й води в пропластках між горизонтами, що об'єднуються, пластових тисків тощо) вибирають відповідне вибійне обладнання газової свердловини. Якщо привибійна зона складена стійкими породами (пісковиками, вапняками, ангідридами), то продуктивний пласт сполучається зі свердловиною відкритим вибоєм. У цьому випадку експлуатаційну колону спускають до покрівлі продуктивного пласта у водонепроникний пропласток і цементують до гирла.

За наявності стійких колекторів вибій обладнують фільтром або хвостовиком. У цьому випадку фільтри виготовляють із стандартних труб, у яких фрезерують вертикальні щілини шириною від 0,75 до 3 мм залежно від фракційного складу піску, що складає продуктивний пласт. Якщо діаметри фільтра й експлуатаційної колони рівні, фільтр спускають одночасно з колоною після розкриття свердловини на повну глибину. Цементування здійснюють від покрівлі продуктивного пласта й вище. Якщо діаметр фільтра менший від діаметра експлуатаційної колони, то колону спускають до покрівлі продуктивного горизонту і цементують, потім бурять свердловину до проектної глибини й обладнують її фільтром-хвостовиком. Фільтр спускають у свердловину на бурильних трубах із перехідником із лівою різьбою. Перехідник нагвинчують на спеціальну муфту з конічною різьбою. Після спуску й установлення фільтра на вибої, бурильні труби від'єднують, обертаючи вправо та витягують зі свердловини.

Якщо привибійна зона свердловини складена пісками або пісковиками, які починають руйнуватися при невеликих депресіях на пласт, вибій свердловини обладнують спеціальними гравійно-намівними фільтрами. У привибійну зону можна також запоповувати спеціальні смоли або пластмаси, в яких після затвердіння залишаються фільтраційні властивості.

Найпоширеніший спосіб закачування смол у свердловини на підземних сховищах газу (ПСГ), які створені у водоносних пластах.

Контрольні питання:

- 1) Від чого залежать методи розкриття пласта?
- 2) Чим забезпечується запобігання відкритому аварійному фонтануванню?
- 3) Навести короткий опис того, як проводять розкриття продуктивного пласту.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. – Т. 1 – 2, 2004 – 2006. – 560 + 800 с.
2. Білецький В. С. Історія та перспективи нафтогазовидобування / В. С. Білецький, Г. І. Гайко, В. М. Орловський. – Львів: «Новий світ- 2000», 2019. – 302 с.
3. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
4. Білецький В. С., Фик М. І. Основи транспорту природних вуглеводнів (підручник). – Харків: НТУ ХПІ, Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 274 с.
5. Борисенко З. Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа / З. Г. Борисенко. – Москва: Недра, 1980. – 206 с.
6. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусиловский. – Москва: Грааль, 2002. – 575 с.
7. Вяхирев Р. И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р. И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. – Москва: Недра-Бизнесцентр. – 880 с.
8. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Перевод с английского / Л. П. Дейк. – Москва: ООО Премиум Инжиниринг, 2009. – 540 с.
9. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Т.1 / Справочное руководство в 2-х томах. Под ред. Ю. П. Коротаева, Р. Д. Маргулова. – М.: Недра, 1984. – 360 с.
10. Довідник з нафтогазової справи / ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.
11. Доленко Г. Н. Нефтегазоносные провинции Украины / Г. Н. Доленко, Л. Т. Бойчевская, М. Н. Бойчук. – Київ: Наукова думка, 1985. – 185 с.
12. Дячук В. В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів / В. В. Дячук. – Харків, 2005. – 97 с.
13. Ермилов О. М. Эксплуатация газовых скважин / О. М. Ермилов, З. С. Алиев, В. В. Чугунов и др. – Москва: Наука, 1995. – 359 с.
14. Єгер Д. О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку / Д. О. Єгер. – Київ: Техніка, 2003. – 162 с.

15. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М. А. Жданов. – Москва: Недра, 1981. – 456 с.
16. Зайцев Ю. В. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Зайцев, Ю. А. Балакиров. – Москва: Недра, 1986. – 302 с.
17. Закиров С. Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений / С.Н. Закиров, Б. Б. Лапук. Москва: Недра, 1974. – 376 с.
18. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: учебник для вузов / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – Москва: Недра, 1985. – 422 с.
19. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу: Затв. ДКЗ України 10.07.98. – К., 1998. – 45 с.
20. Кондрат Р. М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 282 с.

Навчальне видання

ПАВЛОВСЬКИЙ Сергій Валерійович
АЛФЬОРОВ Сергій Олександрович

Конспект лекцій з дисципліни «Основи розробки газоконденсатних
родовищ»

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

Відповідальний за випуск О.Ф. Редько

За редакцією авторів

План 2022 р., поз. 330.22

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

Рісо-друк. Гарнітура Times New Roman. Ум.-друк. арк. 5,7.

Тираж 50 прим. Зам. № 7072. Безкоштовно.

ХНУБА, 61002, Харків, вул. Сумська, 40

Підготовлено та надруковано РВВ Харківського національного університету
будівництва та архітектури