

## **РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ТА ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ**

---

### **2.1 ПОХОДЖЕННЯ, СКЛАД І КЛАСИФІКАЦІЯ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ**

Природні гази, які видобувають з суто газових, нафтових і газоконденсатних родовищ, складаються з *вуглеводнів гомологічного ряду метану* ( $C_nH_{2n+2}$ ), а також *невуглеводневих компонентів*: азоту ( $N_2$ ), вуглекислого газу ( $CO_2$ ), сірководню ( $H_2S$ ), рідкоземельних (інертних) газів (гелію, аргону, криптону, ксенону), ртуті. Число вуглецевих газів атомів  $n$  в молекулі вуглеводнів може досягати 17 і більше.

Метан ( $CH_4$ ), етан ( $C_2H_6$ ) і етилен ( $C_2H_4$ ) за нормальних умов ( $p=0,1$  МПа і  $T=273$  К) є *реальними газами*.

Пропан ( $C_3H_8$ ), пропилен ( $C_3H_6$ ), ізобутан ( $i-C_4H_{10}$ ), нормальний бутан ( $n-C_4H_{10}$ ), бутилен ( $C_4H_8$ ) за атмосферних умов знаходяться в *пароподібному (газоподібному) стані*, при підвищеному тиску – в *рідкому*. Вони входять до складу рідких (зріджуваних, зріджених) вуглеводневих газів.

Вуглеводні починаючи з ізопентана ( $i=C_5H_{12}$ ) і важчі ( $17 > n > 5$ ) за атмосферних умов знаходяться в *рідкому стані*. Вони входять до складу бензинової фракції. Вуглеводні, молекула яких складається з 18 і більшої кількості атомів (від  $C_{18}H_{38}$ ), розташовані в один ланцюжок; за атмосферних умов вони знаходяться в *твердому стані*.

Нижче наведено склад *сухого газу, зріджених газів і газового бензину*.

#### **Компоненти**

Метан, етилен, етан.....сухий газ

Пропан, пропилен, ізобутан, нормальний

бутан,бутилен.....зріджений газ

Ізопентан, нормальний пентан, амілени, гексан.....бензин

---

\* У написанні розділу брала участь М.О. Шкурат

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

У табл. 2.1, 2.2, 2.3 наведено склад природних газів деяких суто газових, нафтових і газоконденсатних родовищ.

Таблиця 2.1

Об'ємна частка природних газів, які добувають з суто газових родовищ, %

Родовище	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12+В</sub>	N <sub>2+R</sub> **	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Відносна густина
Північно-Ставропольське	98,90	0,29	0,16	0,050	-	0,40	0,20	-	0,56
Березовське	95,10	1,10	0,30	0,070	0,03	3,00	0,40	-	0,58
Ведмеже	98,78	0,10	0,02	0,00	-	1,00	0,10	-	0,56
Заполярне	98,60	0,07	0,02	0,01	0,01	1,11	0,18	-	0,56
Уренгойське	97,84	0,10	0,03	0,02	0,01	1,70	0,30	-	0,56
Шатликське	95,58	1,99	0,35	0,100	0,05	0,78	1,15	-	0,58

\*Сеноманський поклад

\*\* – інертні газы

Таблиця 2.2

Об'ємна частка нафтових газів, %

Родовище	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12+В</sub>	N <sub>2+R</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Відносна густина
Бавлінське	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	-	1,181
Мухановське	30,1	20,2	23,6	10,6	4,8	6,8	1,5	2,4	1,186
Ішимбайське	42,4	12,0	20,5	7,2	3,1	11,0	1,0	2,8	1,046
Ромашкінське	38,8	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	-	1,125
Самотлорське, Б-8	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	-	1,010
Узеньське, XIII	50,2	20,2	16,8	7,7	3,0	2,3	-	-	1,010
Жетибайське, XIII	63,9	16,2	8,1	5,1	5,1	1,2	0,4	-	0,827

Таблиця 2.3  
Об'ємна частка природних газів, що видобуваються з газоконденсатних родовищ, %

Родовище	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +в	N <sub>2</sub> +R**	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Відносна
Шебелінське	92,00	4,00	1,10	0,52	0,26	2,00	0,12	-	0,61
Вуктильське	74,80	8,70	3,90	1,80	6,40	4,30	0,10	-	0,88
Оренбурзьке	84,00	5,00	1,60	0,70	1,80	3,5-4,9	0,5-1,7	1,3-5,0	0,68-0,70
Уренгойське БУ-8	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	-	0,707
БУ-14	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,32	0,50	-	0,813
Надимське	75,11	8,62	3,90	1,44	10,20	0,38	0,35	-	0,876
Ювілейне	79,47	9,06	4,43	1,64	4,38	0,48	0,54	-	0,794
Заполярне, БТ-5	79,41	6,12	4,16	2,39	7,33	0,42	0,17	-	0,880
Вар'єганське	70,35	6,48	7,33	2,88	10,04	2,71	0,21	-	0,907
Астраханське	58,86	1,88	0,60	0,23	0,12	0,81	11,00	26,50	0,855

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

*Штучні гази* отримують з твердих палив в газогенераторах, ретортах, різних печах при високих температурах, а іноді й при підвищеному або високому тисках.

У табл. 2.4 подано склад газів, отриманих при переробці нафти, а в табл. 2.5 – склад штучних газів, що отримуються при неповному згорянні різних палив.

Таблиця 2.4

Об'ємна частка газів, що отримуються при переробці нафти, %

Компонент	Газ		
	крекінгу рідкофазний	крекінгу парофазний	піролізу
Водень	6,0	8,0	15,0
Окисел вуглецю	0,5	–	0,5
Метан	30,5	32,0	45,0
Етан + етилен	22,5	26,0	24,0
Пропан	15,0	6,0	1,0
Бутан	6,0	2,0	0,2
Бутилен	6,0	6,0	2,8
Пентан + амілен	6,0	5,0	3,5
РАЗОМ	100,0	100,0	100,0

У складі шахтних газів установлено 20 компонентів: *основні* – метан, азот, вуглекислий газ; *додаткові* – гомологи метану, водень, окиси вуглецю та сірки, сірководень; *рідкі* – гелій, неон, аргон, криптон, ксенон. Вони виникають у процесі вуглеутворення за рахунок відривання аліфатичних –  $\text{CH}_3$ , карбонільних –  $\text{CO}$ , карбоксильних –  $\text{COOH}$  та метаксильних –  $\text{OCH}_3$  радикалів від ароматичного ядра вугільної молекули. Діоксид вуглецю – продукт окислення вугілля в зоні вивітрювання.

**Метан  $\text{CH}_4$**  – газ без кольору, запаху та смаку. Він майже вдвічі легший за повітря, через що накопичується у верхніх частинах гірничих виробок. Температура займання 670 – 750 °С. *Суміш повітря та метану від 2 до 5 % за наявності постійного джерела високої температури горить, а з вмістом 5 – 16 % вибухає (максимальна сила вибуху досягається, коли його вміст сягає 9,5 %).*



Таблиця 2.5.  
Об'ємна частка деяких шкучних газів, %

Компоненти і параметри газів	Гази					
	палінні	коксівні	газифікація горючих сланців	газифікація бурого вугілля під тиском	бітумінозне паливо	генераторний
CO <sub>2</sub>	1,4	2-3	14,9	2-4	5-9	0,5-1,5
CO	7,9	4-8	16,6	14-22	25-30	32-33
H <sub>2</sub>	53,2	53-60	39,1	54-58	12-15	0,5-0,9
CH <sub>4</sub>	31,2	19-25	22,2	16-20	1,5-3,0	-
C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	2,8	1,6-2,3	2,7	0,5-0,7	0,2-0,4	-
N <sub>2</sub>	3,5	7-13	4,3	2-6	46-54	64-66
O <sub>2</sub>	-	0,7-1,2	0,2	0,2-0,3	0,1-0,3	-
Вища теплота згоряння, кДж/м <sup>3</sup>	20 100	17 600-18 900	18 000	17 000-17 600	6160-7000	4186-4400
Нижча теплота згоряння, кДж/м <sup>3</sup>	18 900	15 500-16 900	15 900	15 100-15 900	5830-6500	4150-4320

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Гомологи метану  $C_nH_{2n+2}$  у вугільних пластах, яких не торкнулися процеси газового вивітрювання, зустрічаються досить часто. Їх загальний вміст іноді досягає 10 – 20% від кількості вуглеводневих газів у вугіллі марок Ж,К із виходом летючих речовин 20 – 35 %.

**Водень  $H_2$**  виявляють у газах вугленосних відкладів у невеликих кількостях; його вміст підвищується з глибиною і в районі поширення антрацитів (східна частина Донбасу), що викликано різким підвищенням температур і тиску із зануренням цього вугілля на великі глибини. У значних кількостях водень спостерігається у вугільних басейнах, які зазнали термального впливу магматичних тіл. Так, у Партизанському кам'яновугільному басейні (Примор'я район Далекого Сходу Росії) вміст водню в газі, що виділяється з тріщинуватих зон поблизу інтрузивних тіл, сягає 5 – 10 %. Суміш водню з повітрям є вибуховою, якщо вміст водню становить 4,1 – 7,4 %.

**Вуглекислий газ  $CO_2$**  – без кольору, зі слабким запахом і кислим смаком, токсичний, має густину відносно повітря 1,52. Зі збільшенням глибини залягання вугільних пластів вміст його зменшується. Вміст  $CO_2$  у розчинених у воді газах досягає 30 %, а в газах, які заповнюють підземні порожнини – 50 %. Вуглекислий газ є основним компонентом газів буровугільних родовищ, високометаморфізованих антрацитів (Донбас), а також родовищ, які зазнали термального впливу магматичних тіл.

**Азот  $N_2$**  – поширений у газах вугленосних відкладів. Зі збільшенням глибини залягання вугільних пластів його вміст зростає, а потім різко знижується. Незначні об'єми азоту на великих глибинах можуть бути віднесені до залишків повітря, похованого разом із материнською речовиною вугільних пластів у період їх формування.

**Сірководень  $H_2S$  та сірчистий газ  $SO_3$**  – присутні у вугленосних відкладах досить рідко і найчастіше у вигляді локальних скупчень.

**Рідкі гази  $He$ ,  $Ne$ ,  $Ar$ ,  $Kr$  і  $Xe$**  – крім першого, який має радіоактивне походження, виявлені, як правило, у сталих співвідношеннях з азотом, відповідних їх вмісту в повітрі. Це є доказом атмосферного походження цих газів.

### ***2.1.1 Форми перебування газів у вугленосних покладах***

Гази у вугільних пластах і умісних породах перебувають у *вільному, сорбованому та клатратному* (надмолекулярно пов'язаному) *станах*. *Вільний газ* заповнює порожнини – порові та тріщини у вугіллі й умісних породах. Кількість вільного газу у вугільних пластах і вміщуючих породах визначається їх властивостями і тиском, під яким газ перебуває. Переважна частина газу у вугільних пластах до глибини 1000 – 1500м присутня в *сорбованому стані*, що зумовлено великою сорбійною здатністю вугілля. Значна кількість сорбованого газу міститься у вугіллі та дисперсно розсіяна в породах. *Клатратна форма* газу пов'язана молекулярними силами з молекулою вугілля за відсутності хімічних зв'язків. Досить велика кількість газів розчинена в підземних водах і утворює *рухомі флюїди*.

Співвідношення вільних і сорбованих газів залежить від температури, тиску та складу газів, показників колекторських властивостей порід вугленосної товщі, ступеня їх обводнення тощо. Рівновага системи «гази-вмісне середовище» змінюється в процесі літогенезу, тектонічних рухів-опускання та підняття, а також під час виконання гірничих робіт.

### ***2.1.2 Колекторні властивості порід вугленосної товщі***

Основними параметрами порід вугленосної товщі, як колекторів газу, є їх *порова, тріщинна, сорбційна й клатратна (надмолекулярна) газоємність і газопроникність*.

*Відкрита пористість* – один із основних структурних параметрів вміщуючих порід, що розглядають як можливий колектор газу. Найвищу пористість у Донецькому басейні мають пісковики. До них приурочені газові родовища, які мають промислове значення, а також численні мікропоклади вільного газу. Максимально високою відкритою пористістю (до 34,5 %) характеризуються пісковики північної окраїнної частини Донбасу, її різке зниження відбувається зі збільшенням катагенезу порід від 1Д до 2Г – 3Г. У товщах інтенсивнішого катагенезу темп зниження пористості пісковиків зменшується. Коефіцієнт пористості пісковиків знижується також зі зростанням сучасної глибини їх залягання.

Другим показником, що характеризує колекторські властивості порід вугленосної товщі, є їх *проникність*, що зменшується зі збільшенням катагенезу порід. Мікропоклади та локальні скупчення вільного газу в товщах глибокого катагенезу Донецького басейну, які розкриваються гірничими виробками й свердловинами, здебільш приурочені до зон тріщинуватості, малоамплітудних порушень, що супроводжують тектонічні розриви.

### ***2.1.3 Геологічні закономірності розподілу метану у вугленосній товщі***

Розрізняють два типи газовиявлень у вугленосній товщі – *самостійні газовиявлення*, генетично пов'язані з вугленосною формацією, та *гази вугленосних товщ*, поширені у *вугільних пластах і безпосередньо прилеглих до них породах*.

*Газово–промислові райони*. З урахуванням фаціально-літологічних особливостей, стадії катагенезу та будови вугленосної формації у межах басейнів виділяють наступні газово-промислові райони:

– *промислові поклади та локальні скупчення вуглеводневих газів у колекторах порового й тріщинно-порового типу*, приурочені до вугленосних відкладів початкової стадії катагенезу з вугіллям марок Д і частково Ж;

– *мікропоклади та локальні скупчення вуглеводневих газів у колекторах тріщинно-порового і тріщинного типу*, приурочені до відкладів помірного катагенезу з вугіллям марок Ж, К, ПС;

– *локальні скупчення вуглеводневих газів у колекторах тріщинного типу*, приурочені до відкладів глибокого катагенезу з вугіллям марок П і А.

*Газоносність вуглепромислових районів*. Вугільні басейни різних геотектонічних типів характеризуються різко змінюваною газоносністю вугленосних відкладів, а також газовою зональністю, що складалася до сьогодні. Основна кількість газів була генерована в період максимального метаморфізму в процесі заглиблення. У цей період сформувалися первинні газові зони: вільні гази; переважно розсіяні та сорбовані гази; зона метаморфічної деметанізації. Далі в результаті процесів міграції газів і вивітрювання сформувалася сучасна газова зональність.

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

*Первинні зони вільних газів* характеризуються порівняно низькою газоносністю вугільних пластів, хорошими колекторськими властивостями вмісних порід, як правило, їх високою газоносністю. Ця зона була поширена до глибини близько 4000м і включала товщу, яка вміщує вугілля марок Б, Д, Г і частково Ж.

*Первинна зона розсіяних і сорбованих газів* характеризується високою газоносністю вугільних пластів і порівняно низькою – вміщуючих порід. Максимальну природну метаноносність, що досягає 40 м<sup>3</sup>/т сухої беззольної маси і більше, у цій зоні мають антрацити груп 10А – 11А. Ця зона включала осадову товщу, у якій вугілля було метаморфізоване до марок Ж, К, ПС, П та частково А. У Донецькому басейні вона поширювалася до глибини близько 8300м.

У зоні метаморфічної деметанізації сумарна газоносність пластів, складених антрацитами груп 12А, 13А, 14А, у десятки разів нижча за газоносність антрацитів 10А–11А. Вміст вуглекислого газу, азоту й водню тут становить відповідно до 50-60, 20-30 і 5-6% від загального об'єму газів.

У процесі заглиблення вугленосної формації та газогенерації, що відбувалася одночасно, газ мігрував по пластових колекторах-верствах пісковиків. Вертикальна міграція була обмежена верствами глин – аргілітів, що відігравали роль малопрониклих покришок. Вільні гази нагромаджувалися в пологих брахіантиклінальних первинних структурах.

Під час наступного підняття, складкоутворення та в разі розривної порушеності складні пошарові та міжшарові міграційні процеси зумовили інтенсивний перерозподіл газів у осадовій товщі басейну, що сприяло глибокому руйнуванню та перетворенню первинної вертикальної газової зональності на сучасну вертикальну й площинну газову зональність. При цьому у верхній частині геологічного розрізу сформувалася сучасна зона газового вивітрювання, потужність якої значною мірою залежить від катагенезу вугленосної товщі. Співвідношення газів у зоні газового вивітрювання поступово змінюється в такій послідовності з виділенням газових зон: *азотно-вуглекисла* → *вуглекисло-азотна* → *метано-азотна* → *азотно-метанова*.

### **2.1.4 Вплив геологічних факторів на розподіл газів у вугленосних товщах**

Розподіл газів у вугленосних товщах характеризується значними якісними змінами за простяганням і падінням вугленосних відкладів. При цьому коливання природної газоносності як вугільних пластів, так і вміщуючих порід залежить від стадії метаморфізму, процесів стародавнього та сучасного вивітрювання, накладених явищ багаторічної мерзлоти й магматизму. Закономірне змінювання газоносності вугільних пластів зі стадією метаморфізму виявляється як зі стратиграфічною глибиною, так і за площею в напрямку, що відповідає змінюванню стадії метаморфізму вугільного пласта. Найбільша метаноносність вугленосної товщі пов'язана з найбільш вугленасиченими інтервалами розрізу.

Природна металоносність вугільних пластів, складених кам'яним вугіллям і слабометаморфізованим антрацитом, глибше від зони газового вивітрювання зростає по кривій, близькій до гіперболи. Для різних басейнів і навіть для ділянок та шахтних полів вплив фактора глибини неоднаковий. Як правило, глибше від зони газового вивітрювання металоносність вугільних пластів зростає до глибини 800–1000м, а далі стабілізується. У місцях, складених слабометаморфізованими антрацитами, природна метаноносність тоді стабілізується вже на глибині 200–250м. Літологічний склад вміщуючих порід та фізичні властивості визначають газонасиченість вугленосної товщі. Циркулюючі підземні води дегазують газоносні породи, а застійні води, заповнюючи пори й тріщини, перешкоджають міграції газів із глибин до денної поверхні.

Перерозподіл газів у межах газовопромислових і вуглепромислових районів та ділянок басейну визначався колекторськими властивостями порід і технічною будовою (складчастість, розривна порушеність і тріщинуватість). Газопромислові властивості тектонічних структур різні для тих, що утворені в період осадконагромадження, та після нього. *Пологі брахіантиклінальні й куполоподібні конседиментаційні складки характеризуються вищою газоносністю ніж постседиментаційні.* Склади конседиментаційного закладання, як правило, є екраном та сприяють формуванню скупчень вільного газу в зонах дріблення й підвищеної тріщинуватості, що їх супроводжують. Складки пост–

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

седиментаційного закладання добре проникні, через що зумовлюють досить глибоку дегазацію вугленосної товщі. Насуви поблизу денної поверхні відрізняються від літологічного складу порід, які ними перетинаються. Насуви чинять дегазуючий вплив на вугленосну товщу, якщо дроблення і тріщинуватості цих порушень протягом досить тривалого часу були шляхами міграції гідротермальних розчинів (Микитівське ртутне поле Донбасу). Під час проектування розвідувальних робіт на газ у вугільних басейнах і в процесі будівництва шахт особливу увагу слід приділяти структурам конседиментаційного закладання як найбільш перспективним і газонебезпечним.

У деяких вугільних басейнах Півночі та Сходу Росії (Печорський, Ленський, Таймирський та інші) на перерозподіл газів у вугленосних відкладах істотно впливає багаторічна мерзлота. Водночас у процесі глибокої деметанізації ще до утворення багаторічного покриву (Південно-Якутський, Зиряновський басейни) вплив останньої на розподіл газів виявляється незначним.

Для вугільних басейнів із виявленням магматизму різного складу (Кузнецький, Партизанський та інші) характерним є підвищення загальної газоносності вугілля й порід у результаті утворення додаткових об'ємів газів під дією контактового метаморфізму. *У приконтатних зонах спостерігається підвищення стадії метаморфізму вугілля, а через це на окремих ділянках маємо зростання сорбційної газоємності горючих копалин; інтенсифікацію процесів деметанізації пластів під впливом підвищеної температури за відсутності газоупорних покривних порід (північно-східна частина Партизанського басейну); екрануючий ефект ефузивних порід, що перекривають вугленосну товщу (Норильск); скупчення вугільних газів у вміщуючих породах (Кузбас, родовища на о.Сахалін).*

### **2.1.5 Методи вивчення газоносності вугільних родовищ**

Вивчення газоносності вугільних родовищ передбачає визначення вугільних пластів геологорозвідувальними свердловинами та гірничими виробками: *газових параметрів* (метаноносність, метанозбагаченість, компонентний склад газів, газовий тиск) та колекторських властивостей гірничих порід (коефіцієнт пористості, проникність, сорбційна газоємність).

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Застосовують наступні методи вивчення газоносності.

*Метод газового випробування* ґрунтується на застосуванні спеціальних колонкових снарядів (керногазонабірників), що відбирають спільні проби вугілля, порід і газу. Застосовують спеціальні випробувачі вугільних пластів, наприклад, КИИ-65, які дають змогу визначити в розрізі свердловини газоносні, водоносні та «сухі» горизонти. За даними виконаних випробувань методами побудови графіків і розрахунків визначають притоки газів і пластовий тиск.

*Метод визначення потенціальної газоємності вугілля та вміщуючих порід* за лабораторними випробуваннями полягає в насиченні випробувальних зразків метаном.

*Комплексний метод МГРІ* ґрунтується на безперервному вимірюванні газонасичення промивальної рідини під час буріння розвідувальних свердловин (газовий каротаж). Газокаротажні роботи виконують спеціальні газокаротажні станції. Цей метод використовують як додатковий під час інших випробувань.

*Газові зйомки в гірничих виробках* допомагають установити газовий баланс виймальних ділянок шахти за джерелами газовиділення. Газозбагаченість, розрахована за об'ємом газу на 1т видобутого вугілля, разом з залишковою газоносністю вугілля дає змогу найточніше характеризувати природну газоносність у межах діючих шахт.

Результати визначення газоносності використовують, складаючи прогнозні *карти газоносності*.

### ***2.1.6 Облік ресурсів вуглеводневих газів вугільних родовищ***

Ресурси метану у вугленосних родовищах обчислюють під час розвідувальних робіт на вугілля; водночас обчислюють запаси метану як супутньої корисної копалини. Основні умови віднесення запасів метану до промислових такі: *технологічна потреба дегазації шахтного поля свердловинами, достатній і стабільний каптаж та якість газової суміші*, що задовольняє вимоги споживачів і відповідає умовам безпеки.

Запаси метану обчислюють у вугільних пластах робочої потужності та вугільних прошарках, які залягають у 150-метровому інтервалі в їх покрівлі за природної газоносності не менше як  $10 \text{ м}^3/\text{т}$



## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

сухої беззольної маси.

Запаси метану як супутньої корисної копалини обчислюють у межах шахтних полів, зокрема за неробочими вугільними пластами в контурі можливого добування за формулою

$$Q = S \cdot m \cdot q \cdot K \cdot \Gamma, \quad (2.1)$$

де  $S$  – площа шахтного поля,  $\text{м}^2$ ;

$m$  – середня нормальна потужність оцінюваного вугільного пласта,  $\text{м}$ ;

$q$  – питома вага вугілля,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$K$  – коефіцієнт беззольної маси;

$\Gamma$  – середня метаноносність пласта,  $\text{м}^3/\text{т}$ .

Якщо обчислення запасів газу пов'язано з підрахунком запасів вугілля, його виконують за спрощеною формулою

$$Q = P \cdot K \cdot \Gamma, \quad (2.2)$$

де  $P$  – запаси вугілля в межах площі підрахунку.

*Середню газоносність* визначають як середнє значення даних випробування.

*Ресурси газу* можна також обчислити на підставі прогнозних карт газоносності.

### **2.2 ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ ГАЗІВ**

Природні гази поділяються на три групи: *гази, які видобувають з суто газових родовищ*, і складаються в основному з метану (82–98 %); *гази, які одержують із газоконденсатних родовищ*, і є сумішшю газу та конденсату широкої фракції, що складається з бензину, лігроїну, керосину, а іноді й солярового масла – цей газ також містить значну кількість метану (80–95 %); *гази, які видобувають разом із нафтою з нафтових родовищ* – це попутні гази, що складаються з суміші газу з газовим бензином і пропан-бутанової фракції, містять тільки 30–70 % метану (додатки 1 і 2).

До основних параметрів газу відносяться:

**Густина газу** ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) – маса одиниці об'єму, що дорівнює відношенню молекулярної маси  $M_r$  газу до об'єму моля:

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

$$\rho = \frac{M_r}{22,4} \text{ кг/м}^3. \quad (2.3)$$

Сума молекулярних мас атомів, що складають молекулу, називається *молекулярною масою речовини*.

Якщо відомий мольний, тобто об'ємний склад суміші газу в процентах, то *середня молекулярна маса* його ( $M_{r\text{середн.}}$ ) визначається за формулою:

$$M_{r\text{середн.}} = \frac{V_1 M_{r1} + V_2 M_{r2} + \dots + V_n M_{rn}}{100}, \quad (2.4)$$

де  $V_1, V_2 \dots V_n$  – мольні (об'ємні) концентрації компонентів, %;

$M_{r1}, M_{r2}, \dots M_{rn}$  – молекулярні маси компонентів. Якщо відомий масовий склад суміші у відсотках, та його середня молекулярна маса визначається:

$$M_{r\text{середн.}} = \frac{100}{\frac{Y_1}{M_{r1}} + \frac{Y_2}{M_{r2}} + \dots + \frac{Y_n}{M_{rn}}}, \quad (2.5)$$

де  $Y_1, Y_2 \dots Y_n$  – масові концентрації, %.

Якщо молекулярний склад виражений у частках одиниці, то відповідно середня молекулярна маса:

$$M_{r\text{середн.}} = a_1 m_1 + a_2 m_2 + \dots + a_n m_n, \quad (2.6)$$

де  $a_1, a_2 \dots a_n$  – молекулярний склад у частках одиниць,

$m_1, m_2 \dots m_n$  – маси компонентів.

У розрахунках використовують відносну густину природного газу по повітрю. Густина повітря при нормальних умовах дорівнює  $1,293 \text{ кг/м}^3$ .

$$\Delta = \frac{\rho}{1,293} = \frac{M_r}{22,4 \cdot 1,293} = \frac{M_r}{29} \quad (2.7)$$

Оскільки *густина залежить від тиску (P), температури (T) і*

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

стисливості ( $Z$ ) газу, то перерахунок густини ( $\rho_2$ ) на інший тиск ( $P_2$ ) проводиться по формулі:

$$\rho_2 = \rho_1 \frac{P_2 T_1 Z_1}{P_1 T_2 Z_2}, \quad (2.8)$$

де  $P_1, T_1, Z_1$  – відповідають умовам для  $\rho_1$ ;

$T_2, Z_2$  – параметри, при яких необхідно визначити  $\rho_2$ .

**Питомий об'єм газу** – об'єм одиниці маси газу:

$$V_c = \frac{1}{\rho} = \frac{V_c}{m}, \quad (2.9)$$

де  $V$  – об'єм газу, м<sup>3</sup>;

$m$  – маса газу, кг;

$V_c$  – питомий об'єм середовища, м<sup>3</sup>/кг.

**Масовий розхід** – маса газу ( $m$ ), що проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу ( $t$ ), кг/с, кг/год.:

$$M = \frac{m}{t}, \quad (2.10)$$

де  $t$  – час, протягом якого через даний переріз проходить газ, с, год.

**Об'ємний розхід** – кількість газу в одиниці об'єму, що проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу, м<sup>3</sup>/с,

$$Q = \frac{V}{t} \quad (2.11)$$

У розрахунках систем газопостачання використовують поняття об'ємного розходу при нормальних умовах  $T = 273^\circ \text{ К}$  і  $P = 0,1013 \text{ МПа}$  та при стандартних умовах  $T = 293^\circ \text{ К}$  і  $P = 0,1013 \text{ МПа}$ .

**Лінійна швидкість** газу визначається як об'ємний розхід газу

( $Q$ ) в умовах потоку через одиницю поперечного перерізу потоку ( $F$ ), м/с.

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

$$W = \frac{Q}{F}, \quad (2.12)$$

де  $F$  – площа поперечного перерізу потоку, м<sup>2</sup>.

**Масова швидкість** – масові витрати газу через одиницю поперечного перерізу потоку, кг/см<sup>2</sup>

$$U = \frac{M}{F} \quad (2.13)$$

**Тиск** – дорівнює границі відношення нормальної складової сили ( $N$ ) до площі ( $S$ ), на яку діє сила:

$$P = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{\Delta N}{\Delta S} = \frac{dN}{dS}. \quad (2.14)$$

При рівномірному розподілі сил:

$$P = \frac{N}{S} \quad (2.15)$$

**Абсолютний тиск** газів ( $P$ ) – це тиск газів на стінки трубопроводів та ємностей.

**Надмірний тиск** газів ( $P_{надм.}$ ) – різниця між абсолютним тиском газу і барометричним ( $P_{бар.}$ )

$$P_{надм.} = P - P_{бар.} \quad (2.16)$$

де  $P_{вак.}$  – різниця між барометричним тиском і абсолютним

$$P_{вак.} = P_{бар.} - P \quad (2.17)$$

У гідравлічних розрахунках газопроводів використовують абсолютний тиск.

**В'язкість газу** – це властивість газу чинити опір при русі, який виникає внаслідок сил тертя між шарами газу, що рухається. Коефіцієнт, який ураховує цю властивість реальних газів, називається

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

коефіцієнтом динамічної (абсолютної) в'язкості (Па·с) і визначається формулою:

$$\mu = \frac{\tau}{F} \cdot \frac{l_2 - l_1}{W_2 - W_1} \quad (2.18)$$

де  $\tau$  – тангенціальна сила внутрішнього тертя;

$l_2, l_1$  – відстань між нескінченно тонкими шарами середовища, які рухаються зі швидкістю  $W_2 - W_1$ .

Залежність динамічної в'язкості газів від температури виражається формулою Сатерланда:

$$\mu = \mu_0 \frac{273^\circ + C}{T + C} \left( \frac{T}{273} \right)^{3/2}, \quad (2.19)$$

де  $\mu$  – динамічна в'язкість газу при заданій температурі, Па·с;

$\mu_0$  – в'язкість газу при 273 К;

$T$  – температура газу, К;

$C$  – стала, яка залежить від властивостей газу (додаток 2).

У гідравлічних розрахунках використовують поняття *кінематичної в'язкості* ( $\text{м}^2/\text{с}$ ), яка визначається співвідношенням:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (2.20)$$

Кінематична в'язкість залежно від температури і тиску виражається формулою:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{\mu_0}{P} \left( R \cdot T \frac{273^\circ + C}{T + C} \right) \cdot \left( \frac{T}{273} \right)^{3/2}, \quad (2.21)$$

де  $\nu$  – кінематична в'язкість,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$\mu$  – динамічна в'язкість, Па·с;

$\rho$  – густина,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$R$  – газова стала, Дж/кмоль·К.

Із підвищенням температури газу в'язкість збільшується.

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

При наявності в природному газі сірководню ( $H_2S$ ), вуглекислого газу ( $CO_2$ ) і азоту ( $N_2$ ) в'язкість його трохи збільшується.

Залежність в'язкості газів від молекулярної маси за атмосферним тиском показана на графіку (рис. 2.1).

**Вологість** – природний газ у пластових умовах насичений парами води, які при русі газу конденсуються, збираються в низьких місцях газопроводів, порушуючи технологічний режим транспортування газу. Сполучення води з кислими газами сприяє інтенсивній корозії обладнання. Крім того, за певного тиску в присутності вологи в газі утворюються кристалогідрати, які закупорюють прохідний переріз газопроводу й арматури, що може призвести до аварійної ситуації.

Наявність вологи в газі характеризується **абсолютною і відносною вологістю**. **Абсолютна вологість ( $U$ )** характеризує вміст водяних парів у одиниці об'єму газу в  $г/м^3$  або  $кг/1000м^3$ .

**Відносна вологість ( $U_0$ )** – відношення абсолютної вологості за даними тиску і температури до його вологоємності, тобто до кількості вологи в одиниці об'єму газу, що міститься за умов насичення. Відносна вологість вимірюється в частках одиниці або відсотках. Відносна вологість газу, насиченого парами води, дорівнює 100 %.

**Вологовміст** природних газів залежить від тиску, температури, складу газу й води, характеристики середовища контакту і визначається за номограмою (рис 2.2)

*Температура, за якої газ повністю насичується водяними парами, називається точкою роси даного газу.*

Тиск насичених парів вуглеводнів є функцією температури. При підвищенні температури рідини тиск збільшується за рахунок переходу частини рідини в пароподібний стан. При рівновазі парової і рідкої фаз парціальний тиск компонента в паровій фазі (над рідиною) і в рідкій фазі (в рідині) буде однаковим.

Тиск, при якому рідина за даної температури знаходиться в стані рівноваги зі своїми парами, називається **пружністю насичених парів рідини**. Залежність пружності парів вуглеводневих газів показано на рис. 2.3.

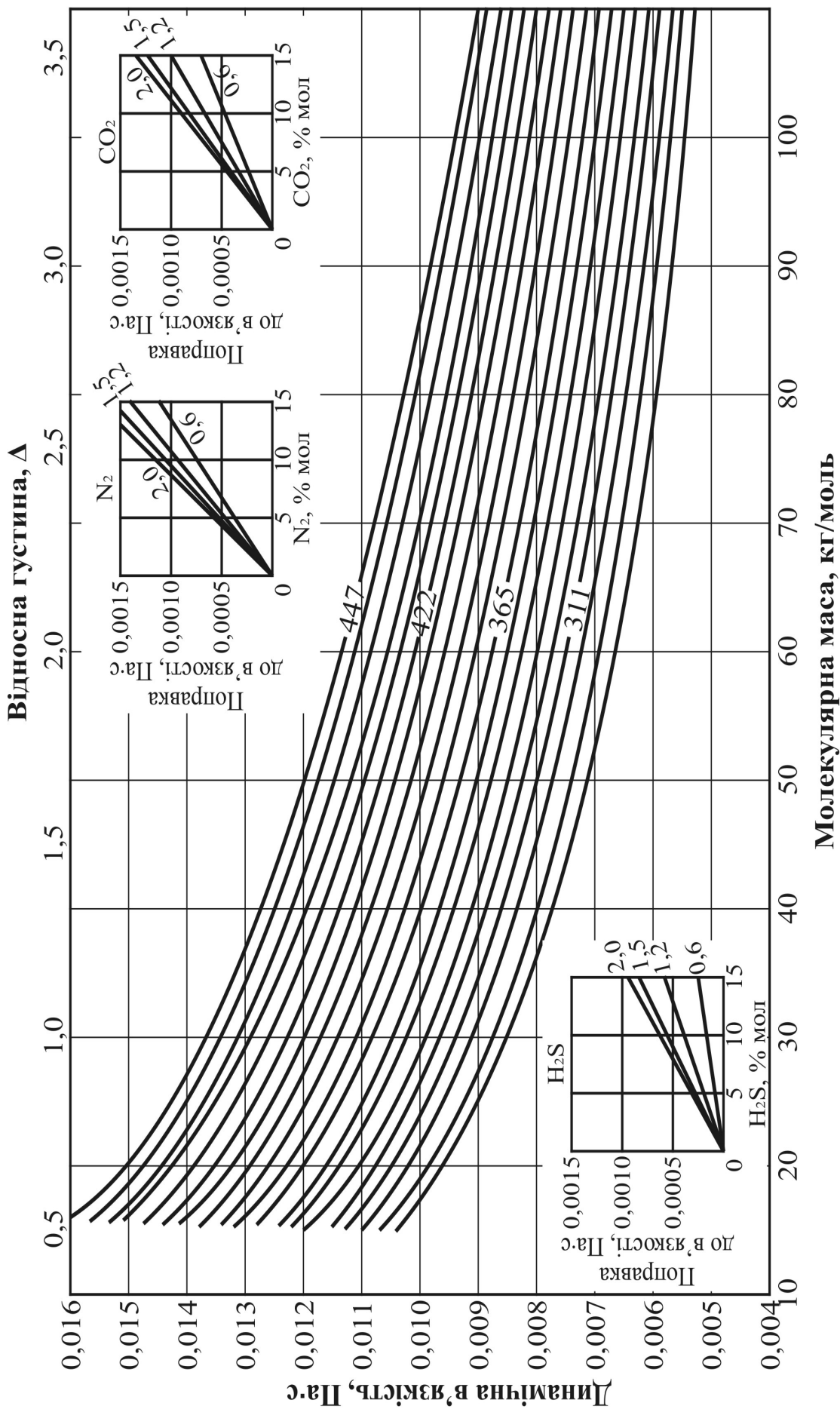
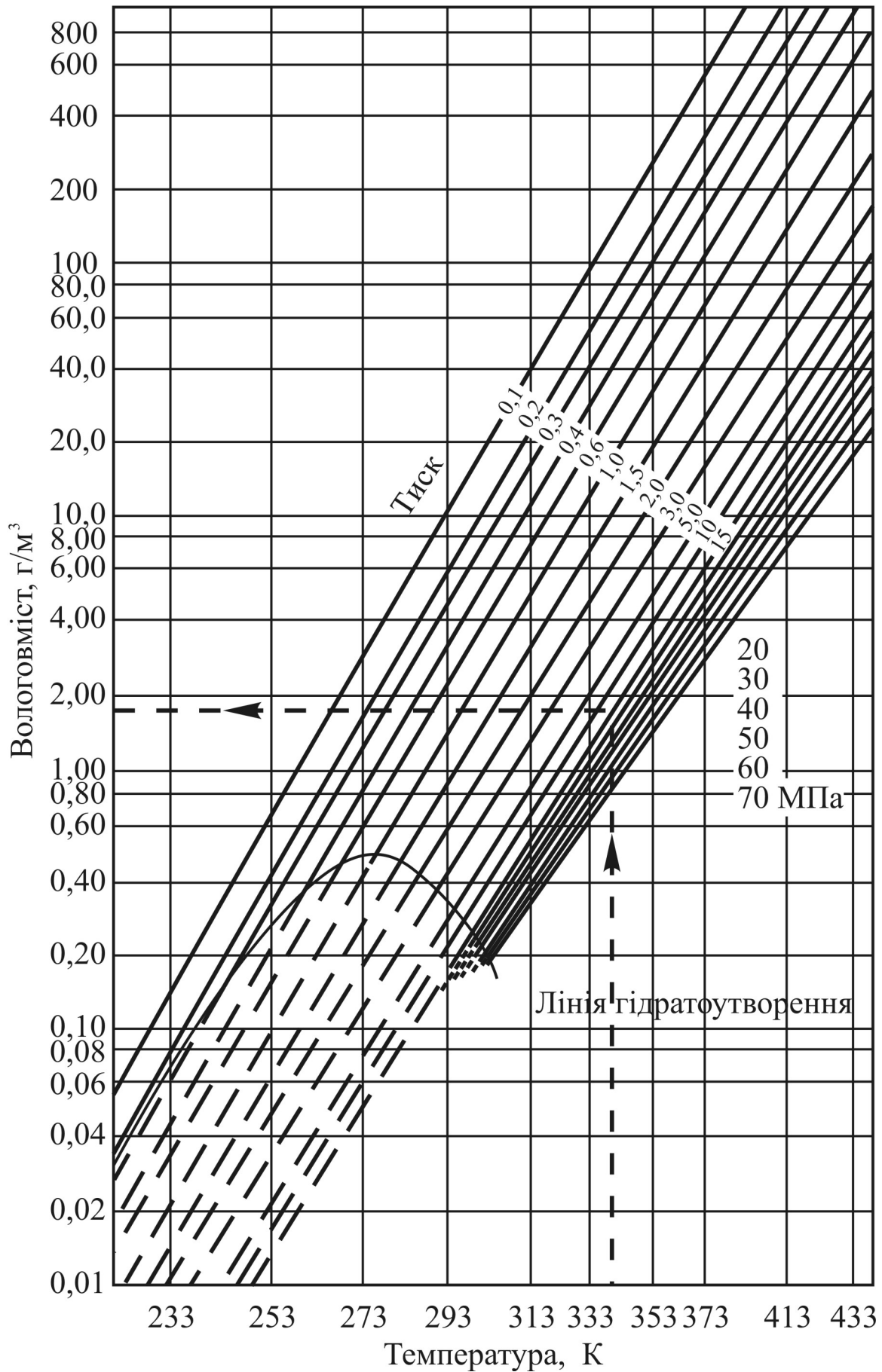
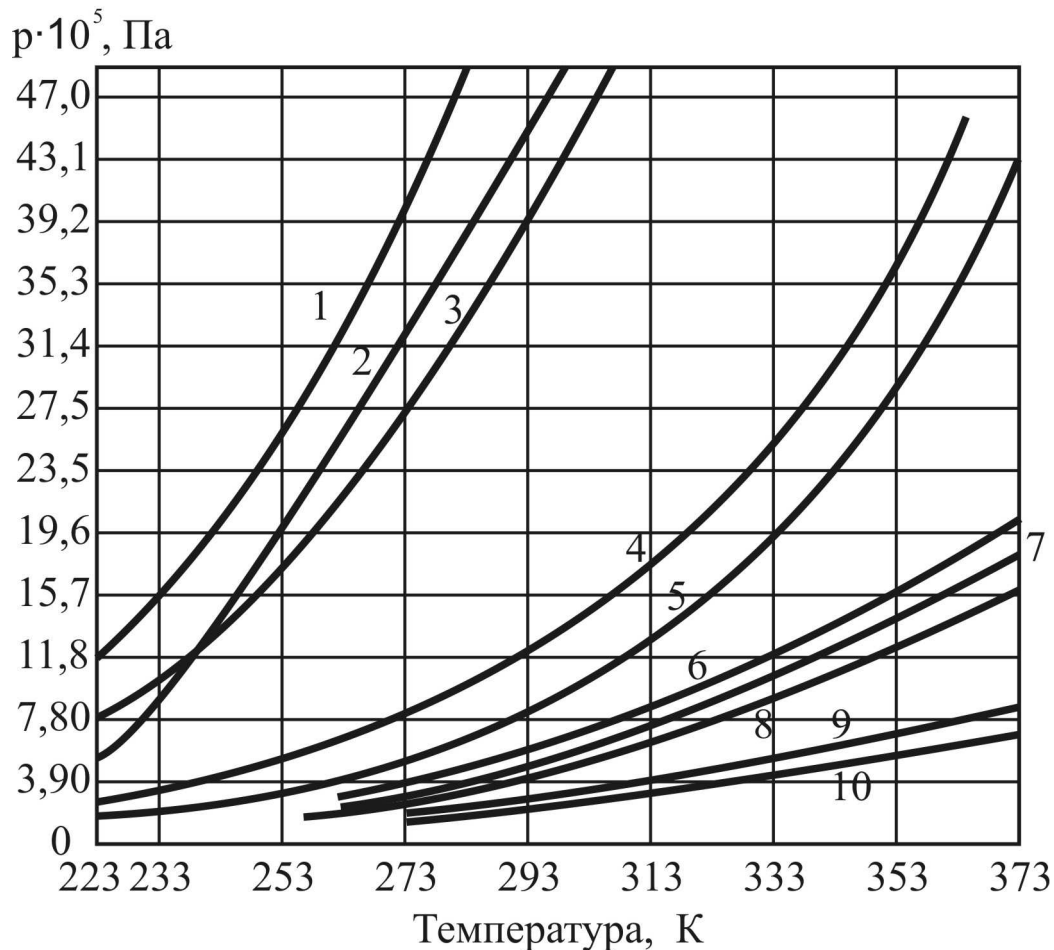


Рис. 2.1. Залежність в'язкості газів від молекулярної маси при атмосферному тискові



**Рис.2.2. Номограма для визначення вологовмісту природного газу**





**Рис. 2.3. Графік пружності парів вуглеводневих газів**

1 – метан, 2 – етан, 3 – етилен, 4 – пропан, 5 – пропілен, 6 – ізобутан, 7 – бутан, 8 – ізопентан, 9 – пентан, 10 – гексан

**Стисливість газу** характеризує відхилення властивостей реальних газів від законів ідеального газу. Об'єм реальних газів змінюється непропорційно його тиску й температурі і за однакових умов стискується більше або менше, ніж ідеальний газ на величину **Z** – **коефіцієнт стисливості**, який визначають експериментально або за номограмою (рис.2.4) залежно від приведених температури й тиску газу:

$$T_{пр.} = \frac{T_{середн.}}{T_{кр.}}, \quad (2.22)$$

$$P_{пр.} = \frac{P_{середн.}}{P_{кр.}}, \quad (2.23)$$

де  $T_{середн.}$  і  $P_{середн.}$  – середні температура й тиск газу в К, МПа;

$T_{кр.}$  і  $P_{кр.}$  – середньокритичні температура й тиск газу відповідно в

К, МПа.

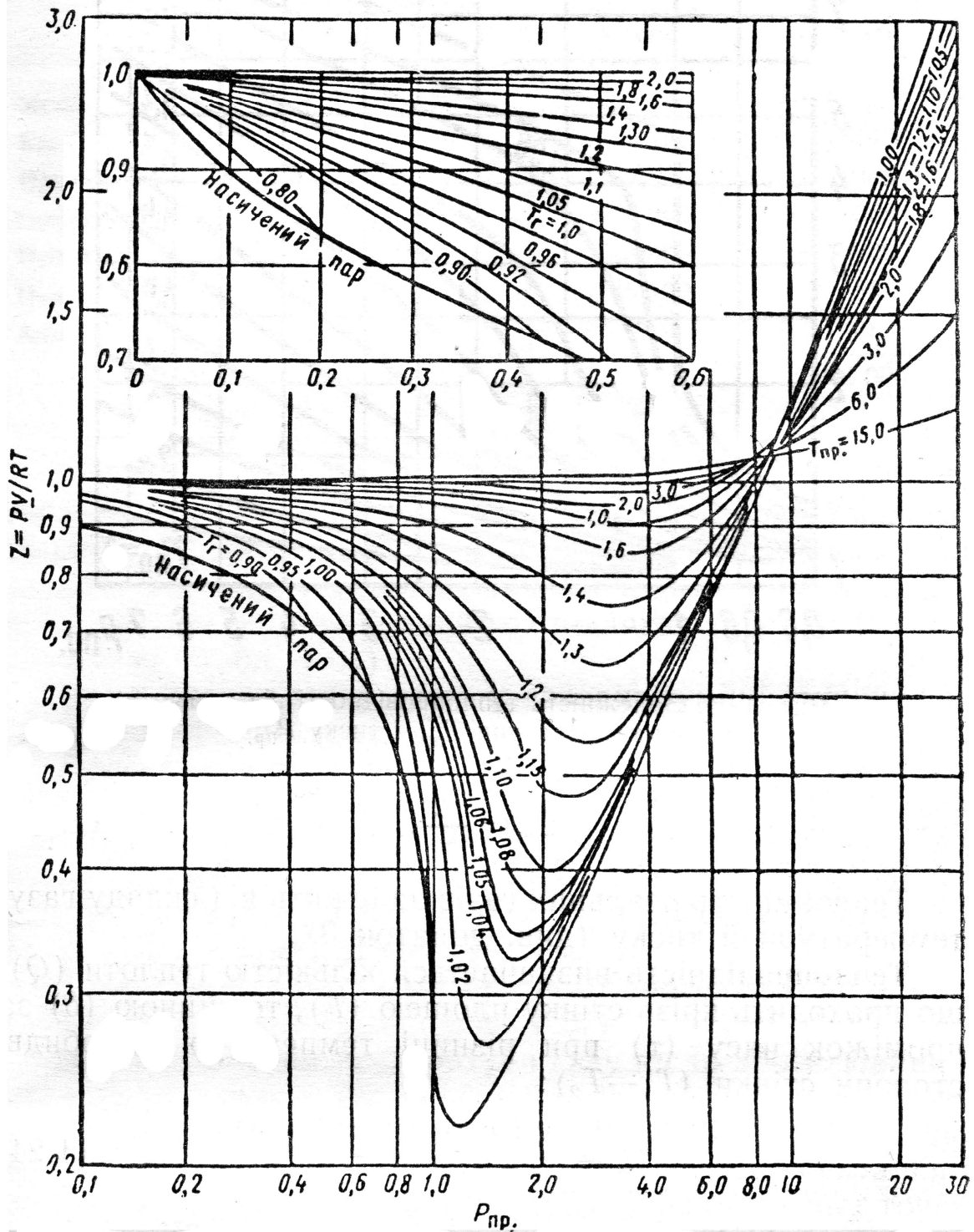


Рис. 2.4. Залежність  $Z$  від  $P_{пр}$  і  $T_{пр}$

**Критичною температурою** називають таку температуру, вище якої за будь-якого тиску не можна сконденсувати пару (перевести в рідкий стан).

**Критичним тиском** називають такий тиск, вище якого не

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

можна випарити рідину при будь-якому підвищенні температури.

**Вміст важких вуглеводів в газі.** Для повної характеристики природного газу необхідно знати вміст в ньому важких вуглеводів. Прийнято вважати, що в газі є три фракції: пропанова, бутанова і газовий бензин, причому останній для підрахунків ресурсів приймається таким, що складається з 1/3 бутану і 2/3 пентану (за масою).

Якщо дано масовий або молярний склад газу, то вміст важких вуглеводів можна визначити за формулою

$$A = 10g\rho_{cm} = 10u\rho, \quad (2.24)$$

де  $g$  – масова частка даного важкого вуглеводня в газі, %;

$\rho_{cm}$  – середня густина природного газу,  $\text{кг/м}^3$ ;

$u$  – молярна частка даного важкого вуглеводня в газі, %;

$\rho$  – густина даного важкого вуглеводня,  $\text{кг/м}^3$ .

Після визначення вмісту в газі окремих компонентів знаходять концентрацію в ньому н-бутана і газового бензину. При цьому вважають, що в газовий бензин цілком переходять пентан плюс вищекиплячі і деяка частина пентана плюс вищекиплячі.

**Приклад 2.1.** За даним масовим складом газу потрібно визначити вміст в ньому пропану, бутану і газового бензину. Масовий склад газу, %: метан 19,50; етан 11,80; пропан 37,95; ізобутан 3,25; н-бутан 12,05; пентан і вищі 8,15; азот 7,30.

**Розв'язання.** Для визначення середньої густини газу за формулою (2.5) знайдемо середню молекулярну масу газу:

$$M_{\text{серед}} = \frac{100}{\frac{19,50}{16,04} + \frac{11,80}{30,07} + \frac{37,95}{44,10} + \frac{15,30}{58,12} + \frac{8,15}{75,15} + \frac{7,30}{28,02}} = \frac{100}{3,11} = 32,15,$$

Середня густина газу за формулою (2.3) складе

$$\rho_{cm} = 32,15/22,41 = 1,43 \text{ кг/м}^3.$$

У газі містяться наступні вуглеводні:

$$\text{пропан} \dots\dots - 10 \cdot 37,95 \cdot 1,43 = 542$$

$$\text{ізо-Бутан} \dots\dots - 10 \cdot 3,25 \cdot 1,43 = 46,5$$

$$\text{н-Бутан} \dots\dots - 10 \cdot 12,05 \cdot 1,43 = 172$$

$$\text{пентан і вищі} \dots - 10 \cdot 8,15 \cdot 1,43 = 117$$

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Всього.....877,5 г/м<sup>3</sup>

Отже, газового бензину (пентан цілком) і н-Бутану ( за величиною, що дорівнює половині пентану) у складі газу буде

$$117 + 117/2 = 175,5 \text{ г/м}^3;$$

н-Бутану . . . . . – 172 – 58,5 = 113,5 г/м<sup>3</sup>

ізо-Бутану . . . . . – 46,5 г/м<sup>3</sup>

пропану . . . . . – 542,0 г/м<sup>3</sup>

---

Всього важких вуглеводнів.....877,5 г/м<sup>3</sup>

### ***Парціальний тиск і парціальний об'єм компоненту в суміші ідеальних газів.***

Суміші ідеальних газів характеризуються аддитивністю парціального тиску і парціальних об'ємів. Це означає, що кожен газ в суміші ідеальних поводить ся так, ніби в даному об'ємі він був би один.

***Парціальний тиск газу*** – тиск газу, що входить до складу газової суміші, який він надавав би, займаючи один весь об'єм суміші і знаходячись при незмінних первинному об'ємі і температурі.

***Парціальний об'єм*** – об'єм, який займав би газ, що входить до складу газової суміші, якби він знаходився при тих же тиску і температурі, що і вся суміш.

Аддитивність парціального тиску виражається законом Дальтона, згідно з яким

$$p = \sum p_i, \quad (2.25)$$

де  $p$  – загальний тиск суміші газів;

$p_i$  – парціальний тиск  $i$ -го компоненту в суміші

---

або

$$p_i / p = n_i / N = y_i \quad (2.26)$$

$$p_i = y_i p, \quad (2.27)$$

де  $n_i$  – число молей  $i$ -го компоненту в суміші;

$N$  – загальне число молей суміші;

$y_i = n_i / N$  – молярна частка  $i$ -го компоненту в суміші.

Парціальний тиск компоненту  $p_i$  в суміші ідеальних газів

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

дорівнює добутку його молярної частки в суміші  $y_i$  на загальний тиск суміші газів  $p$ .

Аддитивність парціальних об'ємів компонентів газової суміші виражається законом Амага, згідно з яким

$$V = \sum V_i, \quad (2.28)$$

де  $V$  – загальний об'єм суміші;

$V_i$  – парціальний об'єм  $i$ -го компоненту в суміші.

$$V_i / V = n_i / N = y_i \quad (2.30)$$

або

$$V_i = y_i V$$

Парціальний об'єм компоненту в суміші ідеальних газів  $V_i$  дорівнює добутку його молярної частки в суміші  $y_i$  на загальний об'єм  $V$  суміші газів.

***Аналітичні методи розрахунку фізичних властивостей природних газів.***

Для визначення багатьох фізичних властивостей природних газів використовують рівняння стану – аналітичну залежність між параметрами, що описують зміну простої або складної речовини (тиск, об'єм і температура).

Клапейрон і Менделєєв запропонували такі рівняння стану ідеальних газів:

$$pV = GRT, \quad (2.31)$$

де  $p$  – абсолютний тиск, Па;

$V$  – об'єм, м<sup>3</sup>;

$G$  – маса речовини, кг;

$R$  – питома газова постійна, Дж/(кг·К);

$T$  – температура, °К.

***Ідеальним називається газ***, власний об'єм молекул якого малий в порівнянні з об'ємом, займаним газом, і коли відсутня взаємодія між молекулами.

З термодинамічної точки зору ***ідеальним називається газ***, для якого справедлива рівність

$$\left(\frac{\partial E}{\partial V}\right)_T = 0 \quad (2.31)$$

де  $E$  – внутрішня енергія пароутворення, Дж/моль;  
або

$$z = pV/GRT = 1, \quad (2.32)$$

де  $z$  – коефіцієнт відхилення реального газу від ідеального.

Експериментальна перевірка рівняння (2.30), проведена багатьма дослідниками, показала, що зміну властивостей реальних газів при високому тискові не можна описати залежністю (2.32).

Голландський фізик Ван-дер-Ваальс в 1879 р. запропонував врахувати власний об'єм молекул газу і сили їх взаємного тяжіння за допомогою введення додаткових членів до рівняння Клапейрона-Менделєєва:

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right) \cdot (v - b) = RT \quad (2.33)$$

де  $v = V/G$  – питомий об'єм газу, м<sup>3</sup>/кг;

$a/v^2$  – константа зчеплення молекул, Па;

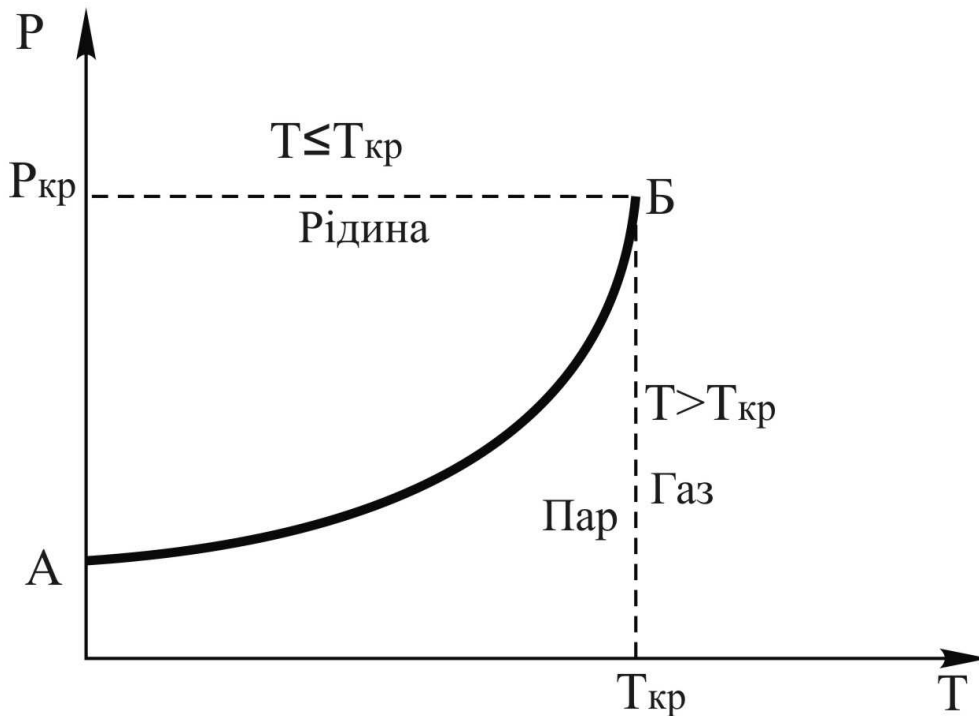
$b$  – поправка на власний об'єм молекул, м<sup>3</sup>.

У рівнянні (2.32) додаток  $a/v^2$  виражає внутрішній тиск, який є рівнодіючою сил тяжіння всіх молекул в об'ємі  $V$ . Воно додається до зовнішнього тиску.

Ван-дер-Ваальс знайшов, що поправка  $b$  на власний об'єм молекул, що мають кулясту форму, яка дорівнює збільшеному в чотири рази об'єму молекул.

Рівняння (2.33) наближене. Коефіцієнти  $a$  і  $b$  насправді є складними функціями об'єму, температури, форми молекул газу.

На рис. 2.5 приведена залежність тиску (пружності насиченої пари) чистих речовин від температури. Ця залежність точніше описує зміну властивостей реальних газів при тискові більшому ніж 10 МПа і температурах від 283 до 293 К, але вона не може чисельно описувати зміну їх властивостей багатоконпонентних сумішей родовищ природних газів.



**Рис. 2.5. Залежність пружності насиченої пари чистих речовин від температури.**

Подальший прогрес науки і техніки зажадав точнішого рівняння стану природних газів, здатного правильно описувати зміну їх властивостей при тискові до 100 МПа і температурах до 573 К в процесах переробки газу і при тискові до 20 МПа і низьких температурах до 223 – 93 К (– 50 ÷ – 180 °С) в процесах переробки природних газів.

У вирішенні цієї проблеми виявилися два напрямки:

1) уведення поправочного коефіцієнта  $z$  в рівняння стану ідеального газу (2.32), що враховує відхилення реального газу від ідеального, тобто  $pV = zRT$ ;

2) доповнення рівняння стану ідеального газу великим числом констант.

Так з'явилися рівняння стану Бітті-Бріджмена з п'ятьма константами, Бенедикта-Вебба-Рубіна з вісьма константами та інші.

### **2.3 ТЕРМОДИНАМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГАЗІВ**

**Теплоємність системи**, Дж/К – це відношення кількості теплоти ( $Q$ ), поглинутої газом у певному термодинамічному процесі, до збільшення температури ( $\Delta T$ ):

$$C = \frac{Q}{\Delta T}. \quad (2.34)$$

Відношення теплоємності ( $C$ ) однорідного тіла до його маси ( $m$ ) називається питомою масовою теплоємністю (Дж/кг·К), тобто:

$$C_m = \frac{C}{m} \quad (2.35)$$

Теплоємність реальних газів залежить від *складу газу, температури й тиску* (додаток 3).

**Теплопровідність** визначається кількістю теплоти ( $Q$ ), що проходить крізь стінку площею ( $F$ ), товщиною ( $\delta$ ) за проміжок часу ( $\tau$ ) при різниці температур з обох боків стінки ( $T_1 - T_2$ ):

$$Q = \frac{K \cdot F \cdot \tau (T_1 - T_2)}{\delta}, \quad (2.36)$$

де  $K$  – коефіцієнт теплопровідності, Вт/м·К.

Із підвищенням тиску теплопровідність газів зростає (рис. 2.6).

**Теплота згоряння** (теплотворна здатність) – це тепло, що виділяється при згорянні одиниці об'єму (або маси) газу за певних умов. Теплота згоряння визначається кількістю тепла, яке виділяється при охолодженні продуктів згоряння до 273К і при конденсації утвореної вологи. Теплоту згоряння природного газу можна підрахувати за теплою згоряння компонентів, які входять до його складу, припускаючи, що природний газ підлягає законам ідеального газу (табл. 2.6).

Наявність інертних газів у газовій суміші зменшує її теплоту згоряння.

**Дроселювання газу** – це технологічний процес при видобуванні і транспортуванні газу, при якому відбувається різке зниження тиску і розширення газового потоку. При цьому залежно від перепаду тисків знижується температура газу. *Зміна температури газу при дроселюванні отримала назву ефекту Джоуля-Томсона.*

Зміну температури газу при його дроселюванні можна визначити за номограмою (рис. 2.7), а розрахунки теплоти згоряння природного газу наведено в табл. 2.6.



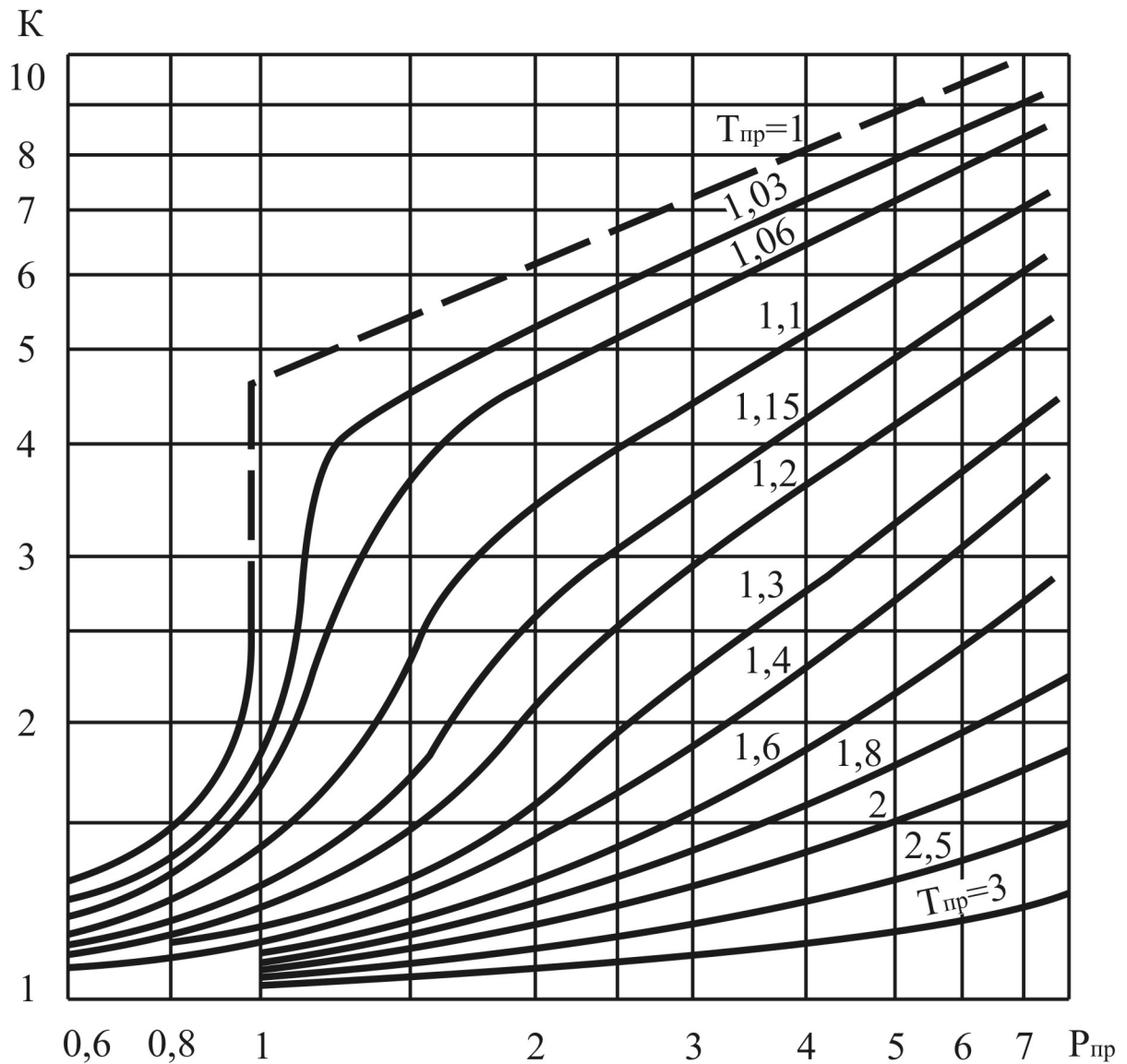


Рис. 2.6. Залежність теплопровідності від приведених температури  $T_{пр}$  і тиску  $P_{пр}$

Таблиця 2.6

Розрахунок теплоти згоряння природного газу

Компонент	Молярні або об'ємні частки	Теплота згоряння компонентів, КДж/м <sup>3</sup>	Загальна теплота згоряння газу, КДж/м <sup>3</sup>
Метан	0,887	37 200	33 000
Етан	0,056	65 600	3 670
Пропан	0,021	94 800	1 985
ізобутан	0,003	123 000	368
Пропан-бутан	0,006	123400	740
Пентан	0,004	146 500	586
Азот	0,023	0	0
	1,000		43 000

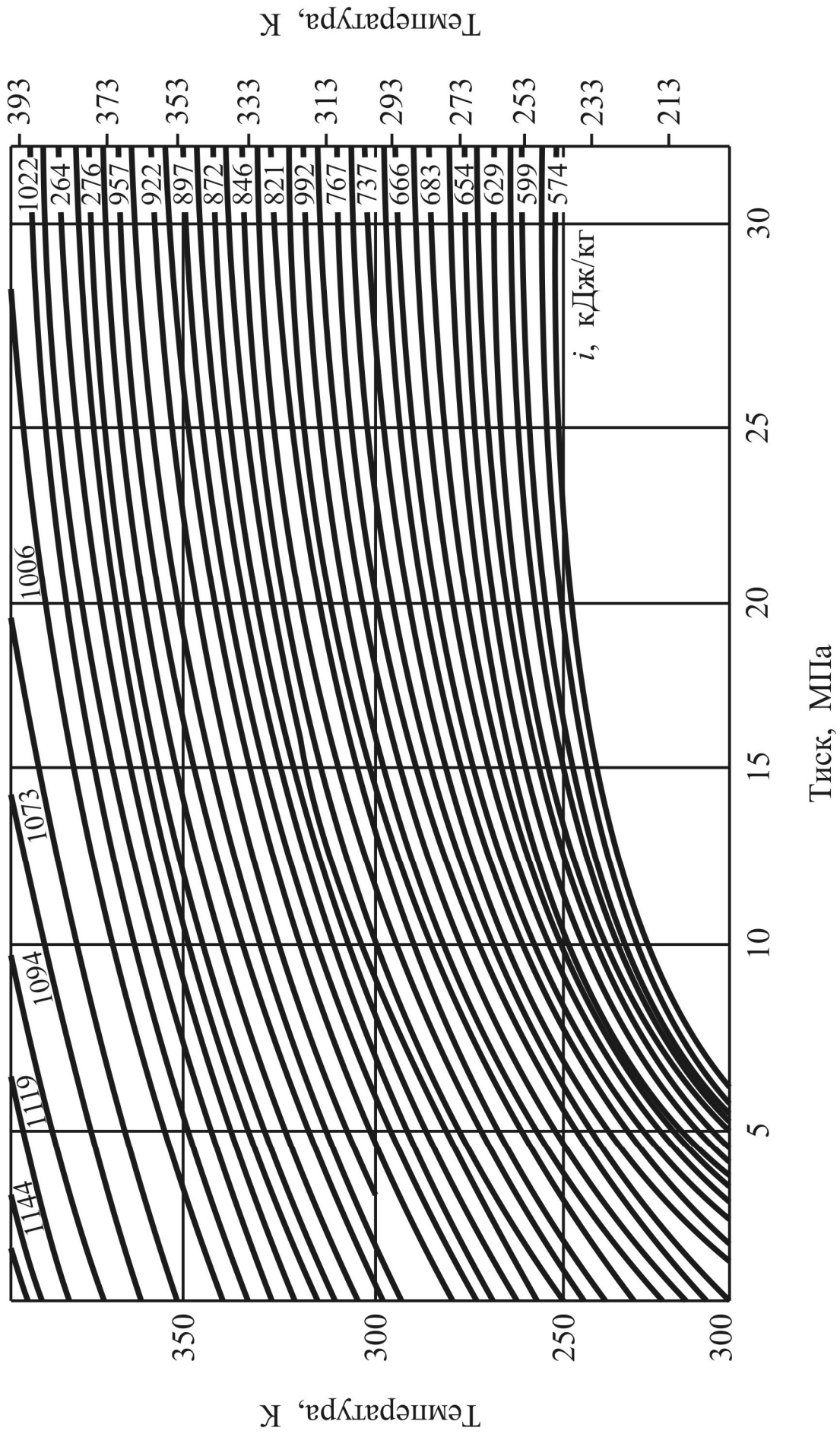


Рис.2.7. Номограма для визначення інтегрального дросель-ефекту для метану

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Для визначення температури газу після дроселювання знаходять точку з координатами, що відповідає початковим тиску й температурі (до штуцера), а потім цю точку переміщують паралельно найближчій газо-ентальпії до кінцевого тиску (після штуцера). Ордината цієї точки в новому положенні визначить кінцеву температуру (після штуцера).

### **2.4 ТОКСИЧНІ І ТЕПЛОВІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ**

Небезпечними властивостями вуглеводневих газів є їх токсичність, пожежонебезпечність і здатність до утворення вибухонебезпечних сумішей із повітрям.

В атмосферному повітрі населених пунктів, у повітрі робочої зони й у воді водоймищ санітарно-побутового водокористання встановлюються гранично допустимі концентрації шкідливих речовин, які затверджуються Міністерством охорони здоров'я України (додаток 3).

Із газових компонентів природних і попутних газів особливо токсичний сірководень, його запах відчувається при вмісті в повітрі 0,0014–0,0023 мг/л.

Сірководень є отрутою, що викликає параліч органів дихання й серця. Концентрація сірководню 0,06 мг/л викликає головний біль. При концентраціях 1 мг/л і більше настають гостре отруєння і смерть. Гранично допустима концентрація сірководню в робочій зоні виробничих приміщень – 0,01 мг/л, а в присутності вуглеводнів –  $C_1-C_5-0,003$  мг/л.

Характер дії на організм людини вуглекислого газу – *наркотичний*, при високих концентраціях викликає швидку задуху через нестачу кисню. Вміст 4–5 % вуглекислого газу в повітрі призводить до запаморочення, підвищення кров'яного тиску. Вдихання високих концентрацій вуглекислого газу (20%) спричиняє зупинку дихання і смерть.

Природні вуглеводневі гази утворюють вибухонебезпечні суміші з повітрям. Існують концентраційні границі вибуховості газів у суміші з повітрям: нижня межа відповідає мінімальній концентрації горючого газу, за якої вибух уже неможливий; верхня – максимальній концентрації, за якої вибух ще можливий (додаток 3).

**Приклад 2.2.** Обчислити нижню межу займання природного

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

газу, який складається з 87% об.  $\text{CH}_4$ , 6% об.  $\text{C}_2\text{H}_6$  і 7% об.  $\text{C}_3\text{H}_8$ .

Позначивши через  $X$  процентне співвідношення вмісту газу в суміші «газ – повітря», отримаємо:

$$\frac{87X}{5,3} + \frac{6X}{3} + \frac{7X}{2,2} = 100;$$

$$16,4X + 2X + 3,1X = 100$$

$$X = \frac{1 \cdot 100}{21,5} = 4,6\%.$$

Нижня межа займання цієї суміші газів дорівнює 4,6% об'ємів газу в суміші з повітрям. При вибухові швидкість поширення детонаційної хвилі горіння (900 – 3000 м/с) перевищує швидкість звуку в повітрі.

При концентрації газу в повітрі в межах запалювання за наявності джерела запалювання виникне вибух. Якщо вміст газу в повітрі менше нижньої і більше верхньої межі вибуховості, то суміш не здатна вибухати. При цьому вона згоряє спокійним полум'ям. Швидкість поширення фронту хвилі горіння при атмосферному тискові становить близько 0,3–2,4 м/с.

Тиск, що виникає при вибухові газоповітряної суміші, визначається за формулою:

$$P_{\text{виб.}} = \frac{P_{\text{поч.}} \cdot T_{\text{виб.}}}{T_{\text{поч.}}} \cdot \frac{m}{n}, \quad (2.37)$$

де  $P_{\text{поч.}}$  – початковий тиск газоповітряної суміші до вибуху, Па;

$T_{\text{виб.}}$  – температура газів, які утворюються при вибухові (1900-2000 °С), К;

$T_{\text{поч.}}$  – температура газоповітряної суміші до вибуху, К;

$m$  – об'єм продуктів горіння газу з урахуванням азоту повітря;

$n$  – об'єм суміші газу в повітрі до вибуху.

Величини  $m$  і  $n$  визначаються рівняннями реакцій горіння складових частин газу з урахуванням балансу газу й азоту в повітрі, які беруть участь у реакції.

### ***Питання для контролю знань та обговорення***

- 1. Наведіть класифікацію і склад природних газів.*
- 2. Назвіть склад важких вуглеводів у газі.*
- 3. Які існують аналітичні розрахунки фізичних властивостей природних газів?*
- 4. Яка залежність пружності насичених парів чистих речовин від температури?*
- 5. Назвіть основні параметри газу.*
- 6. Що таке кінематична в'язкість і як її використовують у розрахунках?*
- 7. Як визначається та від чого залежить теплоємність ідеальних газів?*
- 8. Що таке теплота згоряння газу?*
- 9. Назвіть визначення ефекту Джоуля-Томсона.*
- 10. Основні, додаткові й рідкісні гази вугільних родовищ, їх перелік, характеристика та походження.*
- 11. Форми перебування газів у вугленосних відкладах.*
- 12. Колекторні властивості порід вугленосної товщі.*
- 13. Геологічні закономірності розподілу метану у вугленосній формації.*
- 14. Вплив геологічних факторів на розподіл газів у вугленосних відкладах.*
- 15. Методи вивчення газоносності вугільних родовищ.*
- 16. Способи обліку ресурсів метану у вугленосній товщі.*