

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ З РІЗНИМИ ТЕПЛОФІЗИЧНИМИ ВЛАСТИВОСТЯМИ НА РЕЗУЛЬТАТИ ВИМІРЮВАНЬ ТЕРМОКОНДУКТОМЕТРІЇ

¹О.М.Перегінець, ²А.В.Старостін

Геофізичне управління „Укргазпромгеофізика”, 61003, м. Харків, пр. Гагаріна, 316е/54

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067
e-mail: kafatp@ukr.net

Работа посвящена актуальной проблеме усовершенствования методов выделения работающих пластов и пропластков в интервале перфорации и возможности разделения пластов, которые выдают газ и газоконденсат в пределах одной скважины методами термометрии. Проведен короткий анализ состава природных газов и исследованная зависимость теплофизических свойств углеводородов от молекулярной массы их составных компонентов и скважинных условий. Проведены расчеты теплофизических свойств газовых смесей нескольких газовых и газоконденсатных месторождений Днепровско-Донецкой впадины. На основе проведенного анализа приводится обоснование применения термометрии для разделения интервалов, работающих сухим газом от интервалов, которые работают газоконденсатной смесью.

This work is dedicated to the impotent problem of improving methods to distinguish the productive layers and seams in the perforation interval and the possibility of separation layers, which contain gas and gas condensate within a well by thermometric methods. The shot analysis of the contents of natural gases is carried out in the article. The dependence of the thermophysical properties of carbohydrates for the molecular weight of the contents and borehole condition is investigated. The accounts of thermophysical properties of gas-mixtures are carried out for several gas and gas condensate fields of Dniepr-Donetsk depression. Also, the substantiation of the use of thermal meter is led for distinguish the intervals, which work with dry gas from ones work with gas condensate.

Виключне значення для нормального розвитку промисловості країни має наявність в достатній кількості власних енергоносіїв. Фактично всі галузі промисловості України є споживачами природного газу. Великих об'ємів газу потребує металургія, машинобудування, хімічна промисловість, котельні і т.д. До того ж на сьогоднішній день актуальним є перехід на екологічний вид палива тих галузей промисловості, які споживають у великій кількості мазут і вугілля. Природні запаси нафти і газу не задовольняють повністю потреб промисловості країни. На жаль їх вистачає тільки на комунально-побутові потреби населення. Але раціональне їх використання дає можливість частково знизити відсоток експорту сировини з закордону.

На газових промислах країни впроваджують сучасні технологічні системи збору і підготовки газу і газоконденсату до транспортування, методи інтенсифікації видобування газу шляхом застосування гідророзриву пластів, піскоструминної перфорації і обробки вибою свердловин різними хімічними реагентами. Широко застосовують метод роздільної експлуатації декількох продуктивних горизонтів в одній свердловині.

Важливе місце в розвитку нафтогазової галузі займає промислова геофізика, а саме розвиток і вдосконалення методів контролю за розробкою родовищ. Одним з перспективних методів є термокондуктивна дебітометрія, потенціал і можливості якої ще повністю не розкриті.

Успіхи в розвитку теорії проектування розробки газових і газоконденсатних родовищ, удосконалення технології і техніки видобування

газу, а також удосконалення методик проведення геофізичних досліджень контролю за розробкою родовищ сприяє покращанню техніко-економічних показників розвитку газової промисловості.

Природний газ, який видобувають із газових, газоконденсатних і газонафтових родовищ, являє собою багатокомпонентну систему і складається переважно із граничних вуглеводнів (метан, етан, пропан і бутан), а також містить більш важкі вуглеводні, розчинені в легких. Окрім того, в природних газах містяться азот N₂, вуглекислий газ CO₂, сірководень H₂S, інертні гази Ar, He, Kr, Xe, Ne та інші.

Вміст метану газових родовищ коливається у межах 95-99%, газоконденсатних родовищ – 85-95%. На частку більш важких вуглеводнів припадає 5-15%. В газонафтових родовищах метан складає близько 30% і рідко сягає 70%.

Природні гази, як правило, насичені парами води, вміст яких залежить від тиску, температури, складу газу і води. Азот і вуглекислий газ є баластними газами і зазвичай присутні у всіх природних газах. Вміст азоту в газах інколи сягає десятків відсотків, а деякі природні гази майже повністю складаються з нього (наприклад, родовище природного газу Вест Брук (Техас) містить 85-95% N₂). Вміст вуглекислого газу коливається в межах від десятих частин відсотка до декількох відсотків за об'ємом, зрідка його вміст у газах сягає 50%.

Сірководень – високотоксичний і кородуючий компонент природних газів, його вміст іноді сягає десятків відсотків за об'ємом. Так, в газовому родовищі Еморі (Техас) міститься сірководню 42,4%.

Таблиця 1 — Об'ємний вміст складових компонентів у суміші природного газу

№ з/п	Родовище	Продуктивний горизонт	Склад газу, % за об'ємом						
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂
1	Кулічівське, сухий газ	B-15	87.6	8.70	2.21	0.70	0.12	0.62	1.05
2	Кулічівське, газоконденсат	B-15	78.8	7.30	3.50	1.24	5.36	1.84	1.96
3	Абазовське, газоконденсат		65.1	11.8	7.78	1.20	11.1	1.20	1.71
4	Розпашновське, сухий газ	H-6	96.2	1.36	0.18	0.02	0.02	1.48	0.72
5	Яблуновське	B-17	81.5	8.62	3.41	1.48	0.52	0.92	3.52

Вміст інертних газів рідко перевищує десяти частини відсотка за об'ємом і дуже рідко сягають 7-8% [1].

Як приклад розглянемо об'ємний вміст складових компонентів природних газів декількох родовищ Дніпровсько-Донецької западини (табл. 1).

Відсоткове співвідношення складових частин природних газів відрізняється не тільки на різних родовищах, а й у випадку багатощарових продуктивних горизонтів та межах одного родовища. Так, в одну свердловину з декількох працюючих пластів надходить продукція, яка може досить суттєво відрізнитися за складом. У випадку, коли пласти експлуатуються не окремо, на гирлі отримуємо природний газ, який є сумішшю продукції декількох пластів. В процесі буріння найефективніше встановити вміст пласта за допомогою випробувача пластів на трубах; менш ефективно — випробувачем пластів на кабелі.

У процесі експлуатації свердловини контроль за продукцією працюючих пластів здійснюється геофізичними методами, в тому числі широко застосовують термокондуктометрію як індикатор припливу і для наближеної оцінки дебіту. Окрім швидкості потоку, на покази термокондуктивного дебітометра впливає низка чинників, основними з яких є температура і властивості середовища (теплопровідність та кінематична в'язкість). Для вдосконалення процесу дослідження працюючих пластів методом термокондуктометрії і можливості диференціації їх продукції розглянемо фізико-хімічні властивості складників природних газів.

Метан (CH₄), етан (C₂H₆), етилен (C₂H₄) за нормальних умов (p = 0.1 МПа і T = 273 K) є реальними газами. Пропан (C₃H₈), пропілен (C₃H₆), ізобутан (i-C₄H₁₀), нормальний бутан (n-C₄H₁₀), бутилен (C₄H₈) за атмосферних умов знаходяться в газоподібному стані, а у випадку підвищення тиску — у вигляді рідини. Вони входять до складу рідких (скраплених) вуглеводневих газів. Вуглеводи, починаючи з ізопентану (i-C₅H₁₂), за атмосферних умов перебувають у рідкому стані. Вони входять до складу бензинової фракції. Вуглеводні, в молекулу котрих входять 18 молекул і більше вуглецю (від C₁₈H₃₈), розміщених в один ланцюг, за атмосферних умов перебувають у твердому стані [1].

Фізико-хімічні властивості вуглеводнів безпосередньо залежать від кількості атомів вуглецю і атомів водню в молекулі, тобто від молекулярної маси речовини. Так, густина газу дорівнює співвідношенню молекулярної маси газу до об'єму моля:

$$\rho = \frac{M}{22,4} \text{ кг/м}^3. \quad (1)$$

Найлегшим з вуглеводневих газів є метан (CH₄): при молекулярній масі 16.043 за нормальних умов він має густину 0.717 кг/м³, а найважчим з рідких вуглеводнів є гексан (C₆H₁₄): при молекулярній масі 88.178 за тих же умов він має густину 3.880 кг/м³ (різниця густин майже в 5,5 разів).

Для природного газу, який складається з n компонентів, густина обчислюється за формулою

$$\rho = \frac{M_1 n_1 + M_2 n_2 + \dots + M_n n_n}{22,4} = \frac{\sum M_i n_i}{22,4} \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

де: M_i — молекулярна маса і-того компонента;
n_i — об'ємний (мольний) вміст і-того компонента.

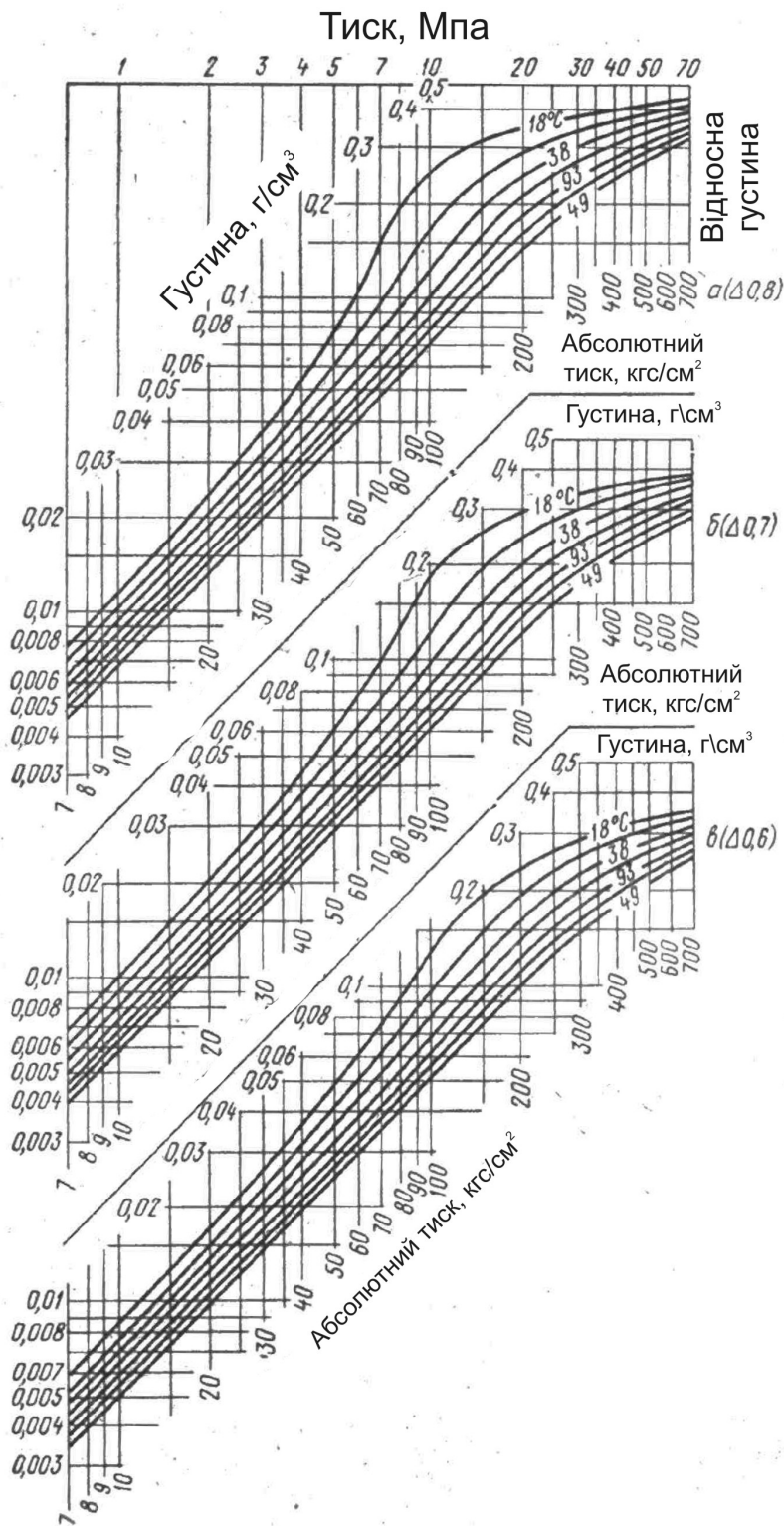
У свердловинних умовах густина газу залежить від пластового тиску і температури. Збільшення тиску призводить до збільшення густини, а збільшення температури — до її зменшення (рис. 1).

Динамічна в'язкість природних газів за атмосферного тиску теж залежить від молекулярної маси, її збільшення призводить до зменшення в'язкості газу (рис. 2). За нормальних умов коефіцієнт динамічної в'язкості метану складає 10.3 мкПа*с, а гексану — 5.9 мкПа*с (різниця складає майже 1,8 рази). Залежність в'язкості газів і парів від температури наближено виражається формулою

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

У разі підвищення тиску ця залежність дещо ускладнюється, що відображено на графіках (рис. 3).

Теплоємність газу C, тобто відношення кількості теплоти dQ, яка поглинута ним за певного термодинамічного процесу, до приросту температури dt, теж залежить від молекулярної маси газу. Теплоємність природних газів за



a – 0,8; б – 0,7; в – 0,6

Рисунок 1 — Густина природних газів за різних тисків і температур

різних тисків і температур визначають за графіком (рис. 4). Так, за нормальних умов ізобарна питома теплоємність C_p метану становить 2220 Дж/(кг*К), і зі збільшення молекулярної маси газу зменшується і у гексану становить 1410 Дж/(кг*К).

Теплопровідність газів визначається кількістю теплоти Q , яка проходить через об'єм газу площею F , товщиною δ за проміжок часу τ за різниці температур по обидва боки стінки (t_1-t_2). Кількість тепла Q прямо пропорційна площі F , різниці температур (t_1-t_2), часу τ і обернено пропорційна товщині δ :

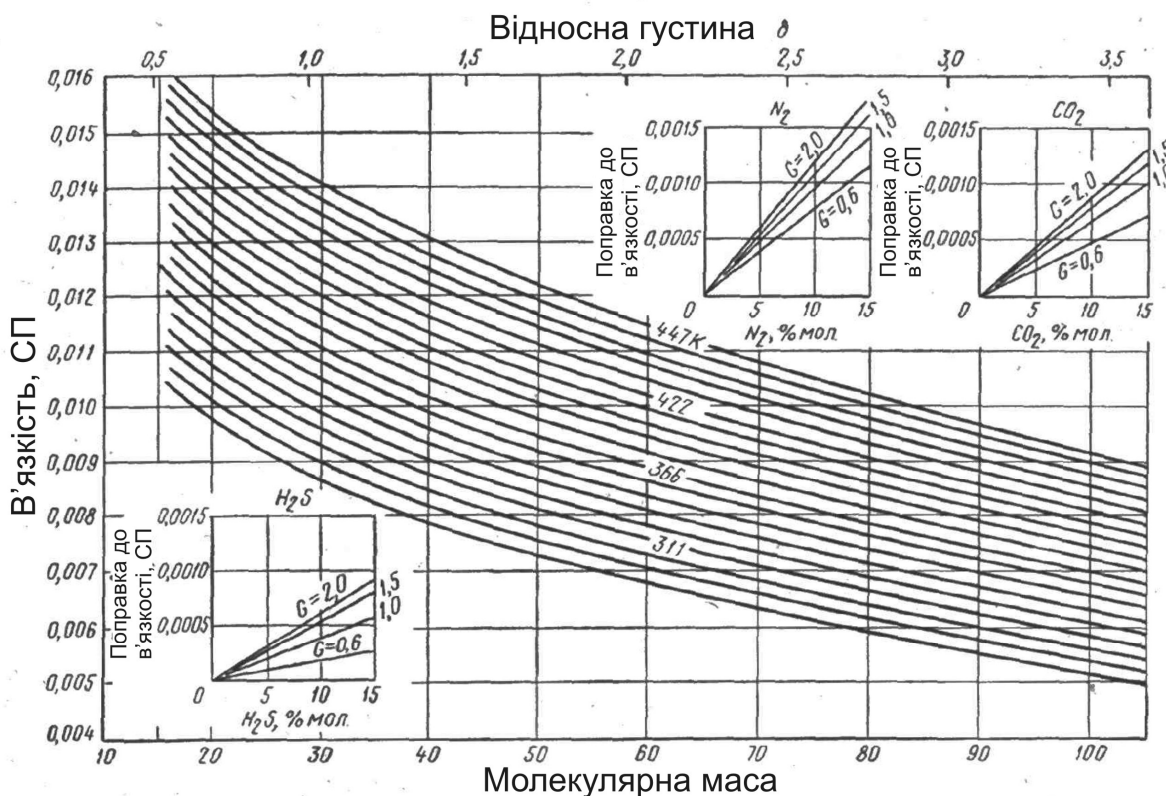


Рисунок 2 — Залежність в'язкості газів від молекулярної маси за атмосферного тиску

$$Q = \frac{kF\tau(t_1 - t_2)}{\delta}, \quad (4)$$

де k – коефіцієнт теплопровідності, Дж/м*с*К = Вт/(м*К).

За різних температур і атмосферного тиску (рис.5, а) спостерігається зменшення теплопровідності із ростом молекулярної маси. Залежність теплопровідності окремих газів від температури за атмосферному тиску зображена на графіку (рис. 5, б).

З підвищенням тиску теплопровідність газів зростає (рис. 6). Відношення теплопровідностей визначається як відношення теплопровідності газу за даної температури і високого тиску до теплопровідності за тієї ж температури, але за атмосферного тиску [2].

Гази характеризуються низькими значеннями теплопровідності, що, в основному, пов'язано з низькою густиною. Теплопровідність в газах здійснюється шляхом молекулярного перенесення енергії при дотиканнях молекул між собою під час їх руху. Найбільш високим коефіцієнтом теплопровідності характеризується водень, гелій, що пояснюється невеликою масою окремих молекул. Так, для вуглеводнів гомологічного ряду теплопровідність зменшується від 0,0299 Вт/(м*К) (для метану) до 0,0128 Вт/(м*К) (для гексану).

Згідно з кінетичною теорією переносу тепла теплопровідність виражається відношенням:

$$\lambda = \omega_{-p} L_{-p} \nu \frac{\delta}{3}, \quad (5)$$

де: ω_{cp} – середня швидкість переміщення газу;
 L_{cp} – середня довжина вільного пробігу молекул газу між дотиканнями;
 C_v – теплоємність газу при постійному об'ємі;
 δ – густина газу.

Для розрахунку швидкості переміщення газу використовується рівняння:

$$\omega_{cp} = \sqrt{\frac{3RT}{M}}. \quad (6)$$

Згідно з рівнянням (6) теплопровідність газу зростає з підвищенням температури.

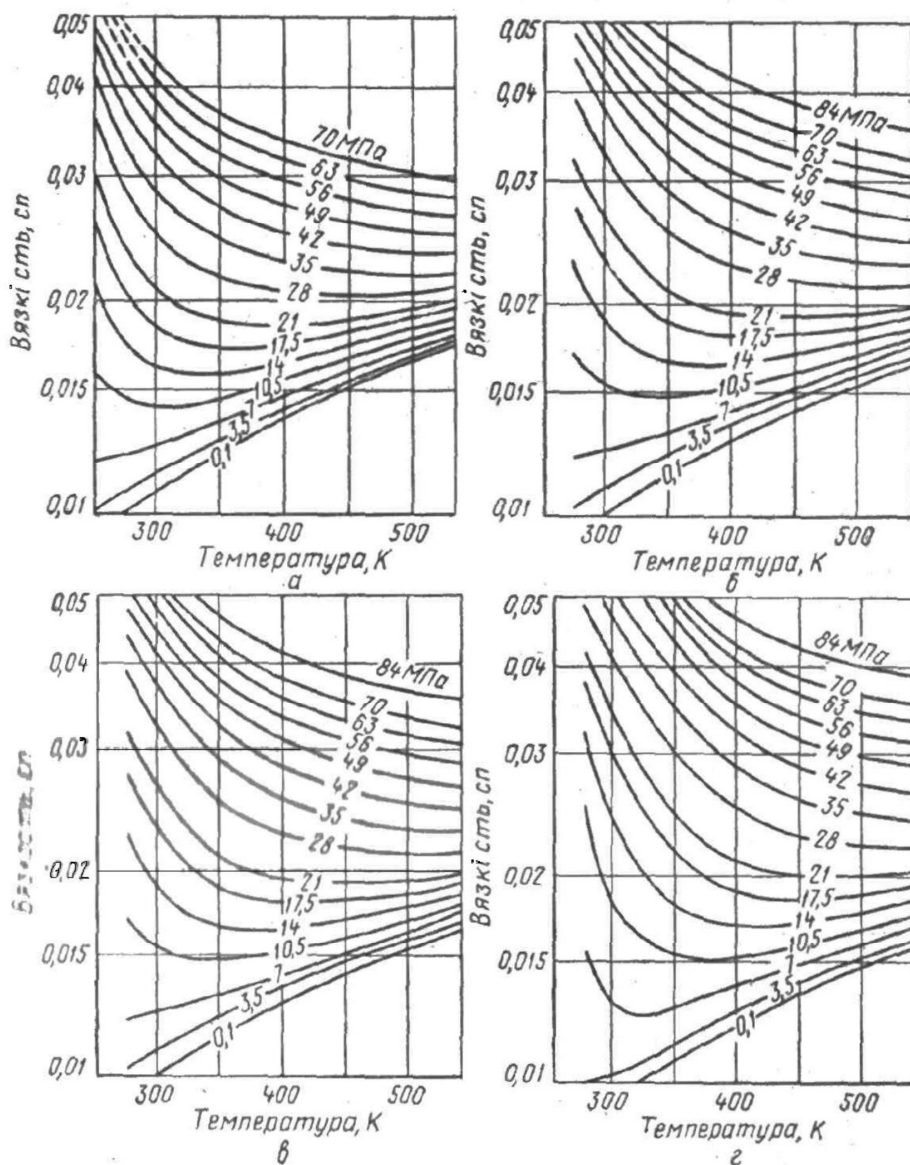
Теплопровідність газової суміші розраховується в відповідності правила адитивності:

$$\lambda_{cy} = \sum_{i=1}^n x_i \lambda_i = \sum_{i=1}^n x_i \left(\sqrt{\frac{3R_i T}{M_i}} \cdot L_{-p} \cdot \frac{C_{p_i}}{K_i} \cdot \frac{\delta_i}{3} \right), \quad (7)$$

де K_i – коефіцієнт адиабату газів.

Основні фізико-хімічні властивості окремих газів наведені в табл. 2.

Фізична суть методу термокондуктометричної дебітометрії полягає в тому, що тепловий датчик приладу має власне джерело теплового випромінювання, тобто температура датчика завжди вища температури навколишнього середовища – так званий приріст температури ΔT , який залежить від інтенсивності поглинання тепла навколишнім середовищем. Чим більша швидкість потоку флюїду, який омиває термокондуктивний датчик, тим менший приріст температури ΔT .



а – 0,6; б – 0,7; в – 0,8; г – 1,0

Рисунок 3 — В’язкість природних газів за різних тисків, температур і відносних густин

Поряд зі швидкістю потоку на покази термокондуктивного дебітометра впливають ряд факторів, основні з яких температура і теплофізичні властивості середовища [3]. Тому, на жаль, через велику кількість перешкод термокондуктивний дебітометр як правило використовують в якості індикатора притоку і для приблизної оцінки дебіту.

Ідеєю цієї роботи є використання негативного впливу теплофізичних властивостей середовища, як важливої інформації про склад потоку в свердловині.

Проаналізувавши в попередньому розділі фізико-хімічні властивості складових компонентів природних газів, можна зробити висновок, що сухий газ, який в основному складається з метану матиме більшу теплопровідність ніж газоконденсатна суміш, яка в своєму складі містить більш важкі вуглеводні.

Для природних газів декількох родовищ ДДВ, наведених в таблиці 1, за правилом адитивності за формулою (7) було розраховано теплопровідність, результати наведені в табл. 3.

Отже теплопровідність сухого газу Розпашновського родовища відрізняється всього в 1.184 рази від теплопровідності газоконденсатної суміші Абазовського родовища. На фоні всіх можливих перешкод, включаючи вплив на термокондуктивний датчик швидкості руху газоконденсатної суміші, різниця теплопровідності здається не значною.

Розглянемо теплову характеристику датчика термокондуктивного дебітометра. При переході датчика з середовища з одною характеристикою в середовище з іншою характеристикою процес встановлення показів відбувається протягом деякого часу – тепла інерція датчика. Датчик термокондуктивного дебітометра відно-

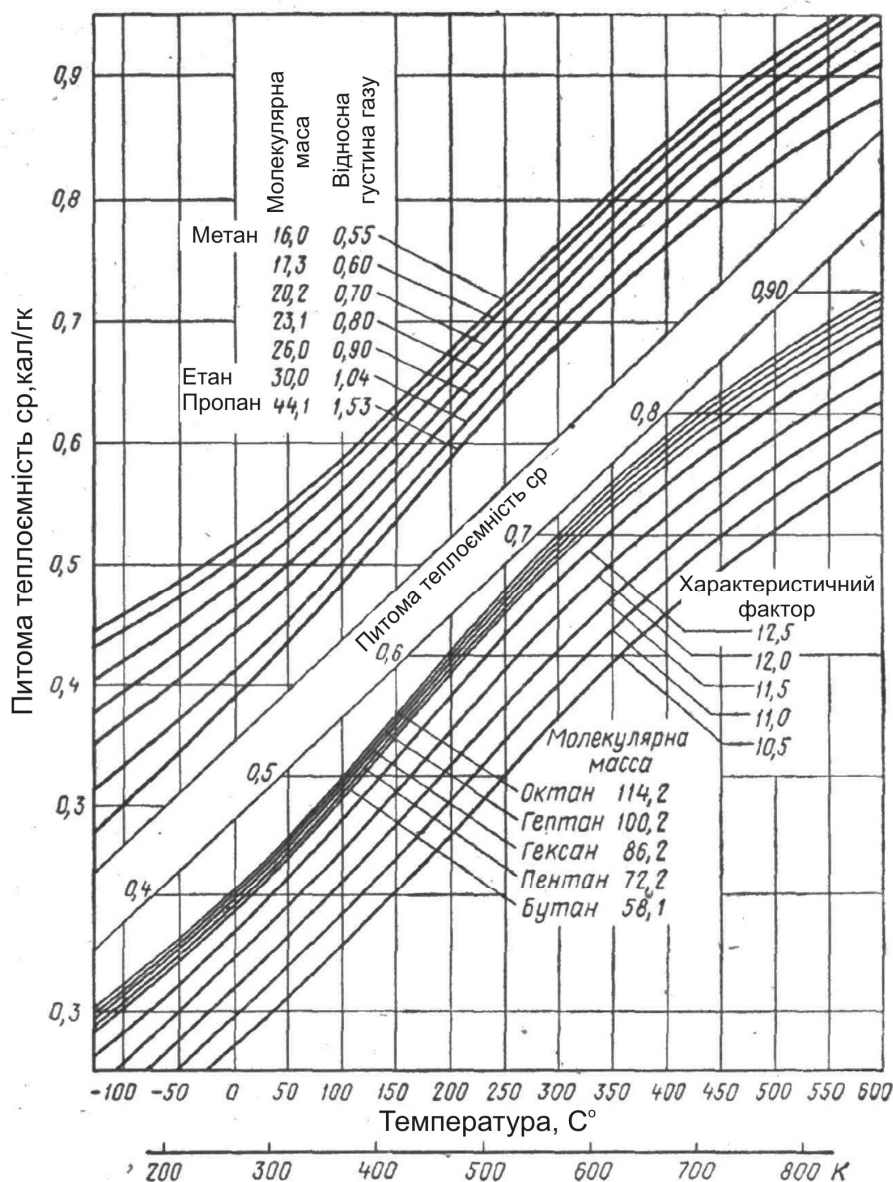


Рисунок 4 — Питома теплоємність вуглеводневих газів за атмосферного тиску

ситься до інерційних елементів першого порядку. Процеси, які в ньому відбуваються описуються рівнянням типу

$$\left(\frac{dx_{вих}}{dt}\right) + x_{вих} = kx_{вх}, \quad (8)$$

де: $x_{вих}$ – вихідна функція;
 $x_{вх}$ – вхідна функція;
 k – коефіцієнт підсилення.
Його рішення

$$x_{вих} = kx_{вх} \left(1 - e^{-t/\tau}\right), \quad (9)$$

де τ – постійна часу, яка характеризує інерційність датчика.

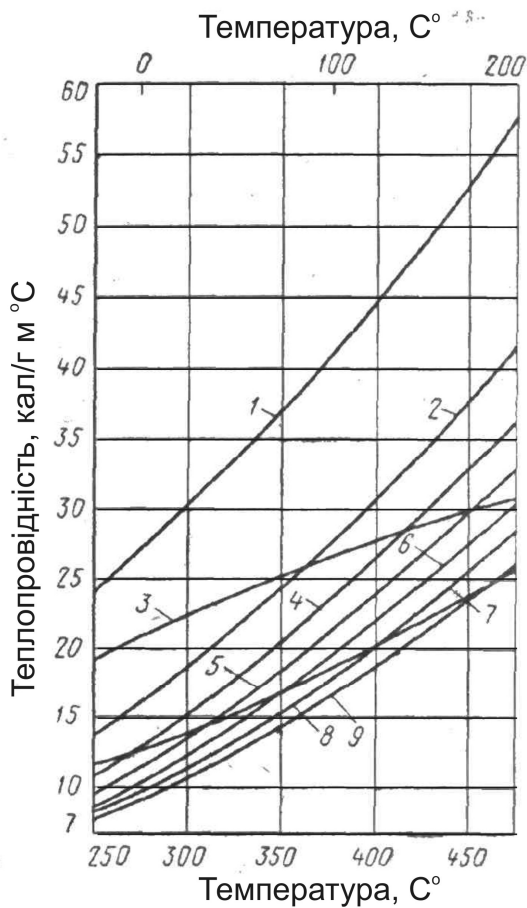
Таким чином процес, встановлення показів відбувається по експоненті. При $t \rightarrow \infty$ функція прагне до $kx_{вх}$. При $t = \tau$

$$x_{вих} = kx_{вх} \left(1 - e^{-1}\right) \approx 0,63kx_{вх}. \quad (10)$$

Отже, постійна часу – це час, протягом якого встановлюється 63% відповідного виміру приросту ΔT .

Графіки теплової інерції датчика приладу STD в режимі дебітометра наведений на рис. 7 [3]. Вони отримані на моделі ВУФВНИИ Геофізики при використанні в якості робочої рідини води. Як видно постійна часу τ датчика STD приблизно рівна 7 секунд і з зміною швидкості руху рідини практично не міняється. Час встановлення 99% повного приросту температур ΔT змінюється від 65 с (при дебіті $5\text{ м}^3/\text{добу}$) до 38 с (при дебіті $130\text{ м}^3/\text{добу}$) [4].

Постійна часу τ при використанні в якості робочої речовини трансформаторного масла зростає, але при зміні швидкості руху рідини теж практично не міняється. Подібна картина спостерігається і при дослідженні теплової інерції датчика на потоці повітря. В цьому випадку значення τ зросло в декілька разів у порівнянні з дослідженням τ на воді, але все рівно залишилося незмінним від зміни швидкості потоку.



1 – метан; 2 – етан; 3 – азот; 4 – пропан;
5 – н-бутан; 6 – н-пропан; 7 – вуглекислий газ;
8 – н-гексан; 9 – н-гептан

Рисунок 5 — Теплопровідність газів за атмосферного тиску

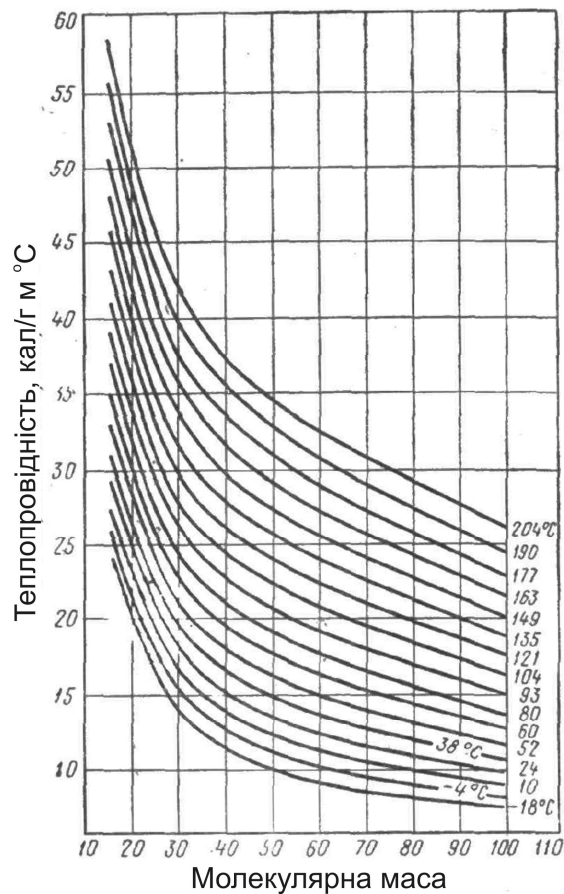


Рисунок 6 — Залежність теплопровідності газів від їх молекулярної маси

Таблиця 2 — Основні фізико-хімічні властивості вуглеводнів

Показники	Метан	Етан	Пропан	Ізо-бутан	Норма-льний бутан	Ізо-пентан	Норма-льний пентан	Гексан
Хімічна формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄
Молекулярна маса	16.043	30.070	44.097	58.124	58.124	72.151	72.151	86.178
Густина газу при 0,1013 МПа, 0°C, кг/м ³	0.717	1.344	1.967	2.598	2.598	3.220	3.220	3.880
Питома теплоємність при 0,1013 МПа, 0°C, Дж/(кг*К)								
ізобарна Cp	2220	1729	1560	1490	1490	1450	1450	1410
ізохорна Cv	1690	1430	1350	1315	1315	1290	1290	1272
Теплопровідність газу при 0,1013 МПа, 0°C, Вт/(м*К)	0.0299	0.0181	0.0148	0.0135	0.0133	0.0128	0.0128	—
Коефіцієнт динамічної в'язкості при 0,1013 МПа, 0°C, мкПа*с	10.3	8.3	7.5	6.9	6.9	6.2	6.2	5.9

Таблиця 3 — Теплофізичні властивості газоконденсатної суміші

№ п/п	Родовище	Продуктивний горизонт,	Теплопровідність, Вт/м.К	Кінематична в'язкість, м ² /с	Густина, кг/м ³
1	Кулічівське сухий газ	В-15	0,0282	0,0000133	0,83
2	Кулічівське газоконденсат	В-15	0,0270	0,0000125	0,99
3	Абазовське газоконденсат		0,0249	0,0000109	1,22
4	Распашновське сухий газ	Н-6	0,0295	0,0000142	0,74
5	Яблуновське	В-17	0,0274	0,0000128	0,99

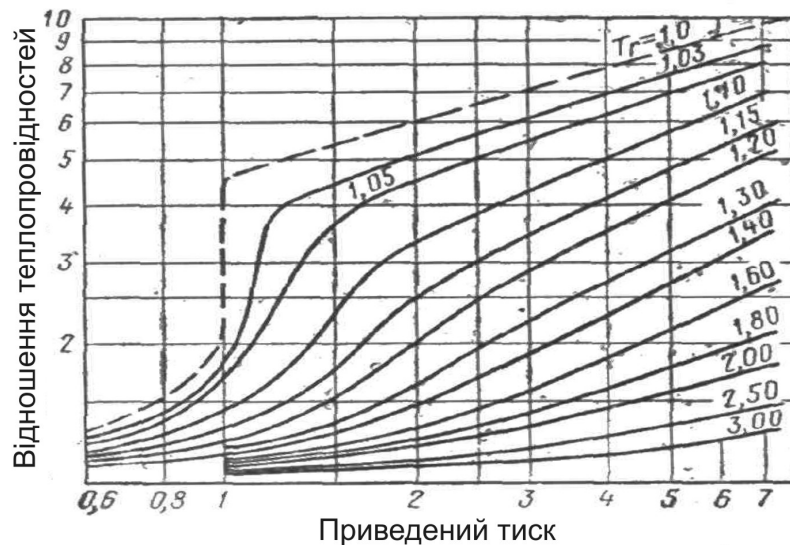


Рисунок 7 — Залежність відношення теплопровідностей від приведених тисків і температур

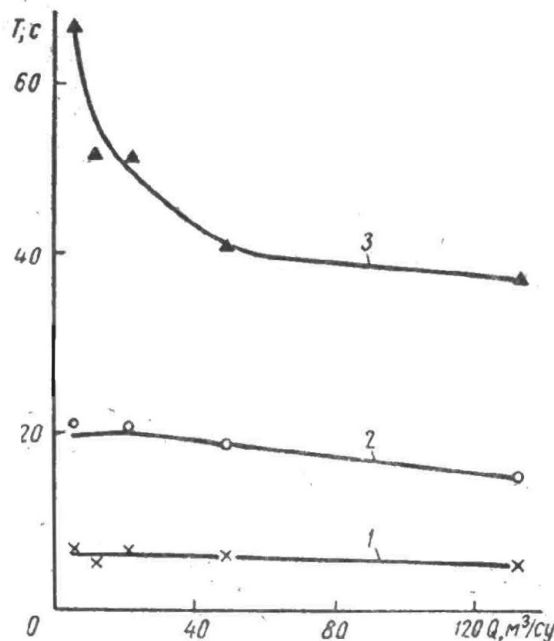


Рисунок 8 — Теплова інерція давача СТД в режимі дебітометра (1-3 – час встановлення відповідно 63, 87 (3t) і 99% приросту температури)

Отже, постійна часу τ датчика термокондуктивного дебітометра не залежить від швидкості потоку флюїду в стовбурі свердловини і безпосередньо залежить тільки від теплофізичних властивостей середовища.

Одночасне вимірювання постійної часу τ разом зі звичним приростом температури ΔT дасть змогу розділяти за теплофізичними властивостями продукцію декількох працюючих пластів, наприклад виділити інтервал, працюючий газоконденсатною сумішшю на фоні інтервалу, який працює сухим газом. Крім того, при врахуванні відповідної похибки додаткова інформація про властивості середовища підвищить точність виміру дебіту в свердловині.

Література

- 1 Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987 – 324 с.
- 2 Требин Ф.А., Макогон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. – М.: Недра, 1976. – 368 с.
- 3 Абрикин А.Л. Потокотриметрия скважин. – М.: Недра, 1978 – 253 с.
- 4 Жувагин И.Г., Комаров С.Г., Чёрный В.Б. Скважинный термокондуктивный дебитометр СТД. – М.: Недра, 1973. – 81 с.