

ДЕРЖАВНА КОМІСІЯ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН
при Міністерстві охорони навколишнього природного середовища України
(ДКЗ УКРАЇНИ)

УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИЙ ІНСТИТУТ
Львівське відділення
(ЛВ УкрДГРІ)

**ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ
ПЛАСТОВИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СИСТЕМ
ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ**

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

Видання офіційне

Київ – Львів
2010

П Е Р Е Д М О В А

- 1 РОЗРОБЛЕНО: Державною комісією України по запасах корисних копалин, Львівським і Чернігівським відділенням Українського державного геологорозвідувального інституту
- РОЗРОБНИКИ: Рудько Г.І. д. г.-м. н., д. геогр. н., д. т. н., професор, Ловинюков В.І., Григіль В.Г. – ДКЗ України; Багнюк М.М. к. г. н., Пилип Я.А. к. г.-м. н., Сенцюк В.П., Сініцин В.Я. к.г.-м.н., Федішин В.О. д.г.н. – ЛВ УкрДГРІ; Дзюбенко О.І. к.т.н. – ЧВ УкрДГРІ
- 2 ПОГОДЖЕНО: Державною геологічною службою Міністерства охорони навколишнього природного середовища України
- 3 ЗАТВЕРДЖЕНО: Наказ ДКЗ України від 29.12. 2010 р. № 718
- 4 ВВЕДЕНО ВПЕРШЕ
- 5 НАДАННО ЧИННОСТІ 29.12. 2010 р.

ЗМІСТ

	С.
1 Сфера застосування	1
2 Нормативні посилання	1
3 Терміни і визначення понять	3
4 Умовні позначки величин та їхня розмірність. Скорочення	5
5 Загальні положення	8
6 Використання параметрів газоконденсатних систем до підрахунку запасів газу і конденсату	10
7 Промислові дослідження	12
8 Лабораторні дослідження	13
9 Використання матеріалів дослідження пластових газоконденсатних систем для перерахунку запасів газу і конденсату	14
10 Вимоги до змісту та оформлення матеріалів дослідження пластових газоконденсатних систем	15
11 Додаткові інформаційні матеріали	18
Додаток А Форми таблиць за результатами дослідження газоконденсатних систем	19
Додаток Б Приклади графічних матеріалів	27
Додаток В Інформаційні матеріали	30
Додаток Г Бібліографія	40

**ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ
ПЛАСТОВИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СИСТЕМ
ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ**

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Методичні вказівки встановлюють єдині вимоги до необхідної повноти вивченості пластових газоконденсатних систем, зокрема до переліку властивостей і характеристик, потрібних для підрахунку загальних і балансових запасів вуглеводнів, на основі складання техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) кондицій окремих покладів (ділянок, блоків тощо) і багатопластових родовищ. Вони визначають види та обсяги промислових і лабораторних досліджень, що забезпечують достовірне обґрунтування підрахункових параметрів розвіданої групи запасів газу і конденсату.

1.2 До видів досліджень відносяться визначення початкових співвідношень рідини і газу в продукції свердловин, типу і складу пластового флюїду, фізико-хімічних властивостей рідин і газів, а також встановлення зміни властивостей і фазового стану в пластовій системі під час ізотермічного зниження пластового тиску.

1.3 Методичні вказівки регламентують умови і порядок вивчення пластових газоконденсатних систем та використання одержаних результатів у матеріалах, що подаються на розгляд у ДКЗ України.

1.4 Виконання вимог методичних вказівок обов'язкове для всіх організацій незалежно від відомчого підпорядкування та форм власності, які планують і здійснюють в Україні пошуково-розвідувальні роботи та розробку газових і газоконденсатних покладів та газових шапок нафтогазових родовищ.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цих Методичних вказівках є посилання на такі нормативні документи:

ГОСТ 1431–85 Нефтепродукты и присадки. Метод определения серы сплавлением в тигле (Нафтопродукти і присадки. Метод визначення сірки сплавленням у тиглі)

ГОСТ 2177–99 Нефть и нефтепродукты. Методы определения фракционного состава (Нафта і нафтопродукти. Методи визначення фракційного складу)

ГОСТ 3900–85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (Нафта і нафтопродукти. Методи визначення густини)

ГОСТ 11851–85 Нефть. Метод определения парафина (Нафта. Метод визначення парафіну)

ГОСТ 23781–87 Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава (Гази горючі природні. Хроматографічний метод визначення компонентного складу)

ГОСТ 30319.1 – 96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки (Газ природний. Методи розрахунку фізичних властивостей. Визначення фізичних властивостей природного газу, його компонентів і продуктів його переробки)

ГСТУ 41-00032626-00-016–2000 Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. Порядок проведення

ГСТУ 41-00032626-00-017–2000 Визначення коефіцієнтів вилучення газу і конденсату на різних стадіях геологічного вивчення надр

Кодекс України “Про надра”. Введений в дію Постановою Верховної Ради України від 27.07.1994 № 133

Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин. Затверджене Постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.1994 № 865 (в редакції постанови від 04.10.2000 № 1512)

Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин. Затверджене Постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 № 1689

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. Затверджена наказом ДКЗ України від 10.07.1998 № 46 та зареєстрована Мінюстом України 24.07.1998 за № 457/2915. – К.: ДКЗ, 1998. – 45 с.

Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. Затверджена наказом ДКЗ України від 18.10.1999 № 120 та зареєстрована Мінюстом України 10.12.1999 за № 853/4146. – К.: ДКЗ, 1999. – 67 с.

Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу. Затверджене наказом ДКЗ України від 27.11.2006 № 316 та зареєстроване Мінюстом України 28.12.2006 за № 1383/13257. – К.: ДКЗ України, 2006. – 26 с.

Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин (Інструкція з комплексного

дослідження газових і газоконденсатних пластів і свердловин) / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

СОУ 73.1-41-08.03.10:2005 Геологічне вивчення надр. Параметри газоконденсатних систем. Методи дослідження рекомбінованих проб пластового газу.

СОУ 11.1-31169745.02:2006 Визначення групового вуглеводневого складу нафти та газового конденсату

СОУ 11.1-31169745.03:2006 Визначення відносної молекулярної маси нафти та газоконденсату криоскопічним методом

СОУ 11.1-31169745.04:2006 Визначення вмісту смолисто-асфальтенових компонентів у нафті та газовому конденсаті

3 ТЕРМІНИ І ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.1 пластові умови – термобаричні умови залягання вуглеводневої системи в покладі

3.2 пластовий газ – суміш вуглеводневих і неуглеводневих компонентів (у тому числі водяної пари)

3.3 газоконденсатна система – пластовий газ, який за пластових термобаричних умов вміщує пентани і вищекиплячі вуглеводні в розчиненому стані, що виділяються в рідинну фазу під час зниження тиску і температури

3.4 рекомбінована проба пластової системи – штучно утворена із сирого конденсату і відсепарованого газу проба пластової газоконденсатної системи

3.5 представницька проба – відібрана із сепаратора проба вуглеводневих флюїдів, що достовірно характеризує властивості газоконденсатної системи на час відбирання проб

3.6 сирий (нестабільний) конденсат – вуглеводнева газонасичена рідина, яку одержують у сепараторах за заданих тиску і температури

3.7 стабільний конденсат – дегазований за стандартних умов сирий конденсат

3.8 газ сепарації – газ, відібраний із сепаратора одночасно з сирим конденсатом під час їх розділення

3.9 конденсатний фактор – питомий вміст конденсату в продукції свердловини у розрахунку на газ сепарації (розрізняють конденсатний фактор на сирий і на стабільний конденсат)

3.10 pVT -співвідношення – співвідношення між тиском, об'ємом і температурою пластової вуглеводневої системи

3.11 тиск початку конденсації – тиск в ізотермічному процесі, в ході якого з'являються перші ознаки переходу частини вуглеводнів фракції C_{5+} у рідкий стан (конденсат)

3.12 розчинена рідинна фаза – суміш вуглеводнів фракції C_{5+} , присутня у пластовому газі, що за відповідних пластових умов здатна переходити з рідинного стану в газоподібний

3.13 однофазовий стан пластової газоконденсатної системи – однорідний газовий стан за тиску, вищого від тиску початку конденсації

3.14 диференціальна конденсація (розгазування) – процес ізотермічного виділення конденсату з пластового газу під час зниження тиску, за якого газ відводиться з системи, а об'єм камери pVT не змінюється

3.15 коефіцієнт стисливості пластового газу – кількісна характеристика об'ємної пружності пластового газу, яка визначає відносну зміну його об'єму зі зміною тиску в ізотермічному процесі розширення або стискування

3.16 псевдокритичні тиски і температури газових сумішей – критичні їхні значення, усереднені згідно з компонентним складом за принципом адитивності

3.17 псевдоприведені тиски і температури – частка від ділення абсолютних значень тиску і температури на псевдокритичні

3.18 коефіцієнт конденсатовилучення за лабораторними дослідженнями – вилучення конденсату з рекомбінованої пластової системи в камері pVT установки фазової рівноваги зі зниженням пластового тиску від початкового до 0,1 МПа

3.19 технологічні коефіцієнти вилучення газу і конденсату – їх частки, що зумовлюються тільки технологічними показниками видобутку, зокрема обводненням продукції, мінімальними значеннями тиску на гирлі видобувних свердловин, які необхідні для транспортування газу, допустимими депресіями тощо

3.20 техніко-економічні коефіцієнти вилучення газу і конденсату – їхні частки, що обмежуються технологічними та економічними показниками видобутку і транспорту продукції. Ці коефіцієнти встановлюються не для окремих свердловин, а для родовища в цілому згідно з Положенням ДКЗ України, 2006 (див. Нормативні посилання)

4 УМОВНІ ПОЗНАКИ ВЕЛИЧИН ТА ЇХНЯ РОЗМІРНІСТЬ. СКОРОЧЕННЯ

Познака	Назва (фізичне значення) символу	Розмір- ність	Доповнення
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
а	Об'єм газу, що виділився з каліброваного контейнера під час дегазації сирого (нестабільного) конденсату	л	
б	Об'єм газу, що виділився додатково під час дебутанізації сирого (нестабільного) конденсату	л	
в	Об'єм стабільного конденсату в каліброваному контейнері після дегазації та дебутанізації сирого конденсату	см ³	
п.к.	Початок кипіння конденсату під час визначення фракційного складу	К, °С	
C ₅₊	Пентани та вищекиплячі вуглеводні (конденсат)	Молярні частки, %, г/м ³	
K _{кв} K _{кв.i}	Коефіцієнт конденсатовилучення кінцевий і поточний за лабораторними дослідженнями	Частки одиниці	$K_{кв} = \frac{q_o - q_{вт}}{q_o}$
M _{пл} , M _{сеп}	Молярна маса конденсату, відповідно у пластовому і відсепарованому газі	г/мол	
M	Молярна маса стабільного конденсату	г/мол	
M _г	Молярна маса газу	г/мол	
m _{сеп}	Молярна частка газу сепарації у пластовому газі	Частки одиниці	
m _{сух}	Молярна частка сухого газу у пластовому газі	Частки одиниці	
p _{пл} , p _{пл.i}	Пластовий тиск, відповідно початковий і поступеневий (поточний)	МПа	
p _{тк}	Тиск початку конденсації	МПа	
p _{сеп}	Тиск у сепараторі під час відбирання проб	МПа	
p _{зап}	Тиск заправлення проби в установку фазової рівноваги	МПа	

1	2	3	4
$p_{кр.i}$	Критичний тиск для того чи іншого компонента, що входить до складу газу	МПа	
$p_{п.кр}$	Псевдокритичний тиск пластового газу, що визначається пропорційно до компонентного складу	МПа	$p_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot p_{кр.i}$
$p_{п.пр}$	Псевдоприведений тиск – відношення пластового тиску до псевдокритичного	Безрозмірний	$p_{п.пр} = \frac{p_{пл.i}}{p_{п.кр}}$
$\bar{p}_o, \bar{p}_i, \bar{p}_{пк}$	Приведені тиски – відповідно початковий і поступеневі пластові та початку конденсації, віднесені до коефіцієнта стисливості пластового газу Z	МПа	$\bar{p} = \frac{p}{Z}$
$Q_{г.сеп}$	Дебіт газу сепарації	тис. м ³ /д	
$Q_{мнд}$	Мінімально необхідний дебіт газу	тис. м ³ /д	
$Q_{к.ст}$	Дебіт стабільного (дегазованого) конденсату	м ³ /д	
$Q_{к.сир}$	Дебіт сирого (нестабільного) конденсату	м ³ /д	
$q_{ст}, q_{сир}$	Конденсатний фактор у розрахунку відповідно на стабільний і сирий конденсат	см ³ /м ³	$q_{ст} = \frac{Q_{к.ст}}{Q_{г.сеп}};$ $q_{сир} = \frac{Q_{к.сир}}{Q_{г.сеп}}$
$q_{вт}; q_{вт.i}$	Об'єм (кількість) конденсату, що випав у камері pVT , відповідно в кінці досліді і за етап	см ³ ; см ³ /м ³ ; г/м ³	
q_o, q_i	Потенційний вміст C_{5+} у пластовому газі, відповідно початковий і поступеневий (поточний)	г/м ³	
$q_o^{сеп}, q_o^{сух}$	Потенційний вміст C_{5+} у розрахунку на газ сепарації і сухий газ відповідно	г/м ³	$q_{o(i)}^{сеп} = \frac{q_{o(i)}}{m_{сеп}},$ $q_{o(i)}^{сух} = \frac{q_{o(i)}}{m_{сух}}$

1	2	3	4
q_o (комп)	Потенційний вміст компонентів пластового газу – етану, пропану, бутанів	г/м ³	
$q_{вд}, q_{вд.i}$	Сумарний та поступеневий (поточний) видобуток конденсату відповідно	г/м ³	У лабораторних розрахунках
$T_{пл}$	Пластова температура	К, °С	
$T_{кр.i}$	Критична температура для того чи іншого компонента, що входить до складу газу	К, °С	
$T_{п.кр}$	Псевдокритична температура	К, °С	$T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot T_{кр.i}$
$T_{п.пр}$	Псевдоприведена температура	Безрозмірна	$T_{п.пр} = \frac{T_{пл}}{T_{п.кр}}$
$T_{сеп}$	Температура сепарації газу	К, °С	
$T_{зап}$	Температура заправлення установки пробом	К, °С	
V	Об'єм каліброваного контейнера, з якого дегазовано сирий (нестабільний) конденсат	см ³	
$V_{г.б}$	Об'єм газу, заправленого у камеру фазової рівноваги	м ³	
$V_{к.б}$	Об'єм конденсату, заправленого у камеру фазової рівноваги	см ³	
x_i	Вміст окремих компонентів	Молярні частки, %	
Z	Коефіцієнт стисливості пластового газу	Безрозмірний	
$\alpha_{ус}$	Коефіцієнт усадки сирого конденсату	Частки одиниці	$\alpha_{ус} = \frac{Q_{к.ст}}{Q_{к.сир}}$
ν	Кінематична в'язкість стабільного конденсату	мм ² /с	
ρ_k	Густина стабільного конденсату	кг/м ³	
$\rho_r; \rho_{г.сеп}$	Густина газу (пластового, відсепарованого) абсолютна	кг/м ³	
$\rho_{відн}$	Відносна густина газу	Безрозмірна	За повітрям

Скорочення

А, Н, М – ароматичні, нафтенові, метанові вуглеводні (за груповим складом)

НКТ – насосно-компресорні труби

КФ – конденсатний фактор

ГЕО – геолого-економічна оцінка

ГЕО-1 – детальна геолого-економічна оцінка

ГЕО-2 – попередня геолого-економічна оцінка

ГЕО-3 – початкова геолого-економічна оцінка

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування

ТЕД – техніко-економічна доповідь

ДПЕ – дослідно-промислова експлуатація

ДПР – дослідно-промислова розробка

УФР, УГК – установка фазової рівноваги, установка газоконденсатна (для дослідження газоконденсатних систем)

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Ці методичні вказівки розроблені відповідно до Кодексу України “Про надра”, Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.1994 № 865 (в редакції постанови від 04.10.2000 № 1512) та Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 № 1689.

Вказівки встановлюють вимоги стосовно необхідної повноти вивчення пластових газоконденсатних систем, обґрунтування параметрів до підрахунку загальних і балансових запасів газу і конденсату у матеріалах, що подаються на розгляд ДКЗ України.

5.2 Для підрахунку запасів газу і конденсату об’ємним методом, відповідно до коду класів і ступеня геологічного вивчення за результатами пошуково-розвідувальних робіт та ДПР покладу, матеріали комплексного вивчення властивостей пластових газоконденсатних систем служать важливим і необхідним джерелом інформації. Її обсяг у підсумкових документах визначають: 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, ДКЗ України, 1998; Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, ДКЗ України, 1999; Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, ДКЗ України, 2006.

5.3 Наявність зазначених у 5.2 матеріалів є обов'язковою під час проведення ГЕО-2 і ГЕО-1 окремих газоконденсатних покладів і багатопластових родовищ. Для ГЕО-3 можуть бути використані параметри з регіонального прогнозування або за аналогією з сусідніми родовищами, які мають подібні гірничо-геологічні умови і вуглеводневі флюїди.

5.4 Подані на розгляд ДКЗ України матеріали повинні містити вихідну інформацію з визначення показників властивостей пластових газоконденсатних систем за обов'язковим комплексом стандартних та спеціальних (за потребою) промислових і лабораторних досліджень, регламентованих нормативними документами (СОУ 73.1-41-08.03.10; Інструкція по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин, М.: Недра, 1980 та дані методичні вказівки).

Спеціальні лабораторні дослідження використовують для визначення типу покладу у початкових пластових умовах (газоконденсатний або нафтовий з нафтою перехідного стану) у разі сумніву в достовірному його встановленні за даними промислових досліджень. Такі роботи здійснюються за індивідуальною програмою з урахуванням умов дослідження свердловини та особливостей рідкої та газової фаз флюїдів.

5.5 За результатами дослідження пластових вуглеводневих систем необхідно встановити тип флюїду (його фазовий стан), фізико-хімічні властивості і фазові перетворення пластової системи в процесі ізотермічного зниження пластового тиску та товарні якості продукції.

5.6 Початкові параметри пластових газоконденсатних систем мають бути визначені безпосередньо після одержання промислових припливів газу в перших пошукових і розвідувальних свердловинах, до порушення природного стану пластових флюїдів під впливом довготривалої роботи свердловин під час їхнього дослідження чи ДПЕ, в умовах перевищення вибійних тисків над тисками початку конденсації $p_{пк}$.

5.7 Для лабораторного вивчення початкового/поточного стану пластової системи використовуються відібрані в процесі промислових досліджень на свердловинах представницькі проби вуглеводнів. Вони вважаються такими, якщо достовірно характеризують властивості газоконденсатної системи на час відбирання проб.

5.8 Для виконання термодинамічних експериментів з пробами пластових газоконденсатних систем в установках фазової рівноваги слід використовувати достовірні відомості про початкові термобаричні умови в покладах ($T_{пл}$, $p_{пл}$, $p_{внб}$), які отримані за дослідженням свердловин на ustalених і неусталених режимах фільтрації.

5.9 Під час дослідження свердловин і відбирання проб газу і конденсату застосовуються тільки стандартизовані обладнання і прилади. Відомості про марки приладів і обладнання, їхні робочі

параметри, копії документів про своєчасні перевірки вимірювальної техніки повинні міститися в матеріалах або додатках, поданих на розгляд у ДКЗ України.

5.10 Початкові показники різних властивостей пластових вуглеводневих систем повинні бути встановлені під час пошуково-розвідувальних робіт для кожного покладу газу і його окремих підрахункових елементів (блоків, ділянок). Оскільки практично всі родовища України мають складну геологічну будову (розбиті на блоки, породи-колектори літологічно мінливі тощо) і найвірогідніша їхня модель остаточно стає відома лише після завершення розвідувальних робіт, тому повний комплекс дослідження свердловин та вивчення пластових газоконденсатних систем для всіх покладів слід здійснювати в кожній пошуковій, розвідувальній і випереджувальній експлуатаційній свердловині. Обсяги і періодичність дослідження свердловин на конденсатність під час ДПР регламентуються галузевим стандартом України (ГСТУ 41-00032626-00-016).

5.11 Параметри, що одержані за результатами вивчення властивостей пластових газоконденсатних систем, використовуються для підрахунку запасів газу і конденсату усіма існуючими методами – об'ємним, матеріального балансу і статистичним. Підрахунок за чинними нормативно-правовими документами (5.2) передбачає визначення кількості початкових і поточних (на дату підрахунку) загальних запасів вуглеводнів та інших корисних компонентів газу і балансової їх частки, яка належить до групи видобувних. У ньому застосовуються показники пластових вуглеводневих систем, отримані за комплексом промислових і лабораторних досліджень.

6 ВИКОРИСТАННЯ ПАРАМЕТРІВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СИСТЕМ ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ

6.1 Матеріали з геологічного вивчення газоконденсатних родовищ (покладів), які в подальшому слугують як вихідні дані до обґрунтування підрахункових параметрів, повинні містити низку показників, що характеризують початковий фазовий стан, властивості й умови фазових перетворень газоконденсатних систем. Обов'язково встановлюються значення таких показників:

- початкові конденсатні фактори у розрахунку на сирий (нестабільний) $q_{\text{сир}}$ і стабільний (дегазований) $q_{\text{ст}}$ конденсат, усадка сирого конденсату $\alpha_{\text{ус}}$;

- початковий фазовий стан, тобто тип пластової системи, і тиск початку конденсації $p_{\text{тк}}$;

– пластові втрати конденсату – поточні $q_{вт.i}$ і кінцеві $q_{вт}$ та відповідні їм коефіцієнти конденсатовилучення $K_{кв.i}$ і $K_{кв}$ (за лабораторними даними);

– фізико-хімічні властивості і склад стабільного конденсату, газу сепарації і газів дегазації та дебутанізації сирого конденсату;

– початковий компонентний склад пластового газу;

– початковий потенційний вміст конденсату в розрахунку на газ сепарації $q_o^{сеп}$ і на сухий газ $q_o^{сух}$;

– початковий потенційний вміст компонентів $q_{о(комп)}$ пластового газу – метану, етану, пропану, бутанів, а також неуглеводневих компонентів за умови наявності кондиційних значень;

– коефіцієнти стисливості пластового газу Z у діапазоні тисків від початкового пластового до 0,1 МПа за пластової температури.

6.2 Інформацію про склад та властивості газоконденсатних систем одержують за комплексом промислових досліджень свердловин на усталених і неусталених режимах фільтрації та лабораторним вивченням відібраних на свердловині проб відсепарованого газу і сирого конденсату.

6.3 Обґрунтування підрахункових параметрів до ГЕО-1 і ТЕО здійснюється за приведенням (перерахунком або за емпірами) встановлених за промисловими і лабораторними дослідженнями значень властивостей газоконденсатних систем до початкових (поточних) пластових тисків і температур, що відповідають серединам (центрам тяжіння) об'єму запасів покладів (ділянок, блоків) і прийнятій моделі геологічної будови.

6.4 Для підрахунку запасів газу об'ємним методом, крім відомостей про ефективний об'єм покладу та пластові тиски $p_{пл}$ і температури $T_{пл}$, застосовується коефіцієнт стисливості пластового газу Z , для визначення якого графічним чи аналітичним способом потрібно знати склад пластового газу. Останній розраховується з використанням даних про конденсатний фактор, фізико-хімічні властивості і склад стабільного конденсату, газу сепарації та газів дегазації і дебутанізації. За наявним складом пластового газу визначають також його молярну масу $M_{пл}$, густину ρ_r , молярні частки газу сепарації $m_{сеп}$ і сухого газу $m_{сух}$. Поправки на стисливість і температуру як підрахункові параметри до об'ємного методу повинні бути приведені за розрахунками або емпірами до відміток, що визначені на середину (центр тяжіння) об'єму запасів газу в покладі.

6.5 Початкові загальні і видобувні запаси конденсату об'ємним методом підраховують за його потенційним вмістом q_o у масових частках (г/м³), а коефіцієнт конденсатовилучення $K_{кв}$ (за лабораторними даними) – виходячи із втрат конденсату $q_{вт}$ за кінцевого тиску (0,1 МПа).

6.6 Коефіцієнти вилучення газу і конденсату (технологічні і техніко-економічні) для газоконденсатних покладів з різним ступенем геологічного вивчення (ГЕО-2 і ТЕД або ГЕО-1 і ТЕО за даними ДПЕ і ДПР) прогнозуються за результатами техніко-технологічних та економічних розрахунків оптимальних варіантів освоєння запасів на різних режимах розробки згідно з вимогами ГСТУ 41-00032626-00-17 та Положення про порядок ТЕО кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу (ДКЗ України, 2006). Для цього застосовуються матеріали термодинамічних досліджень рекомбінованої пластової газоконденсатної системи, зокрема тиск початку конденсації $p_{пк}$ та пластові втрати конденсату – поточні $q_{вт,i}$ і кінцеві $q_{вт}$ (за $p_{пл}$ 0,1 МПа).

6.7 Для підрахунку дренажних запасів газу методом зниження пластових тисків потрібні значення коефіцієнтів стисливості пластового газу Z в усьому діапазоні зниження тисків – від початкового пластового $p_{пл}$ до кінцевого $p_{пл,i}$ (0,1 МПа). Визначення Z здійснюються з задовільною для інженерних розрахунків точністю (до 0,001; див. ДОДАТОК В, табл. В.2) за початковим складом пластового газу, оскільки його зміни попередньо невідомі під час зниження $p_{пл}$ у процесі розробки покладів.

7 ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ

7.1 Ці дослідження на свердловинах здійснюються за допомогою промислових сепараторів, якими вимірюють КФ у розрахунку на сирій (нестабільний) $q_{сир}$ і стабільний (дегазований) $q_{ст}$ конденсат за співвідношеннями рідини $Q_{к,сир}$, $Q_{к,ст}$ і газу сепарації $Q_{г,сеп}$. Такі вимірювання слід виконувати одночасно у сепараторі і вимірній ємності. За відсутності технічних можливостей перерахунок кількості сирого конденсату у стабільний чи навпаки здійснюється через попередньо визначену усадку $\alpha_{ус}$. Допускається, як виняток, застосування малих термостатувальних установок (МТСУ), якщо вміст конденсату в газі не перевищує $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$, але ці матеріали оцінюються як попередні.

7.2 Початкове промислове вивчення конденсатності належить здійснювати під час первинного дослідження перед дослідною експлуатацією пошукових і розвідувальних свердловин, коли видобуток газу ще не призвів до фазових перетворень у пласті, тобто до порушення початкового природного стану газоконденсатної системи. Ці роботи виконуються для кожного окремого покладу у свердловинах, дебіт і обладнання яких забезпечують швидкість потоку на вході в НКТ понад 4 м/с. Багатопластові газоконденсатні родовища досліджуються так, щоб були охоплені поклади, що вміщують основні запаси газу і конденсату (80 % і більше).

У покладах з нафтовою облямівкою дослідження належить здійснювати у склепінній частині структури, близько нафтогазового контакту і посередині між ними. Аналогічно слід діяти за наявності покладів газу значної висоти (>300 м).

7.3 Під час дослідження пластового газу на конденсатність за усталеного режиму його фільтрації відбирають проби відсепарованого газу, сирого та стабільного конденсату після поділу продукції з пласта у промислових сепараційних установках на рідку і газову та в умовах, що забезпечують визначення їхнього кількісного співвідношення. Ознакою оптимальності умов відбирання є мінімально необхідний дебіт газу $Q_{\text{мнд}}$, який гарантує повне винесення конденсату на поверхню за швидкості потоку на вході в НКТ ≥ 4 м/с і мінімально можливої депресії на пласт, але не більшої ніж 15–20 % від початкового пластового тиску. У низькодебітних свердловинах, у яких режим роботи набуває пульсаційного характеру і винесення рідини стає періодичним, КФ слід вимірювати багаторазово до одержання однакових результатів за рівні проміжки часу. В окремих випадках допускається встановлення КФ за співвідношенням накопичених видобутків стабільного конденсату і газу за більш тривалий час роботи свердловини (в умовах зниження $p_{\text{пл}}$ до $p_{\text{гк}}$).

Проби вуглеводневих флюїдів доцільно відбирати під час рівномірного винесення конденсату, а при пульсації – з достатнього об'єму накопиченого сирого конденсату в сепараторі. Проби передаються у дослідні лабораторії для проведення фізико-хімічних аналізів та рекомбінації пластової суміші і вивчення властивостей газоконденсатної системи в установках фазової рівноваги.

8 ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

8.1 Комплекс лабораторного вивчення проб відсепарованого газу та сирого і стабільного конденсату повинен містити чотири види досліджень:

- розгазування проби сирого конденсату;
- встановлення фізико-хімічних властивостей газів і конденсату;
- визначення складу пластового газу і потенційного вмісту його компонентів ;
- вивчення фазових перетворень пластових газоконденсатних систем (так звані термодинамічні дослідження або диференціальна конденсація).

8.2 За матеріалами вимірювання КФ, розгазування проби сирого конденсату та аналізів газу і стабільного конденсату визначають потенційний вміст фракції C_{5+} на газ сепарації $q_o^{\text{сеп}}$, склад пластового

газу, його властивості і потенційний вміст проміжних вуглеводневих компонентів.

8.3 Після визначення потенційного вмісту конденсату на газ сепарації $q_o^{\text{сеп}}$ обчислюють його вміст у розрахунку на пластовий q_o і сухий $q_o^{\text{сух}}$ газ через молярні частки газу сепарації $m_{\text{сеп}}$ і сухого газу $m_{\text{сух}}$ у пластовій системі. Подальша інформація (параметри, обчислення, графічні матеріали тощо) подається в розрахунку лише на сухий газ.

8.4 Термодинамічні дослідження здійснюються на пробах пластової газоконденсатної суміші, рекомбінованої із газу сепарації і сирого конденсату згідно з виміряним на свердловині співвідношенням рідина – газ $q_{\text{сир}}$.

8.5 За результатами термодинамічних досліджень повинні бути визначені початковий фазовий стан пластової системи (тип флюїду), тиск початку конденсації $p_{\text{пк}}$ і пластові втрати конденсату $q_{\text{вт.і}}$ у всьому діапазоні поступеневого зниження пластового тиску від початкового $p_{\text{пл}}$ до атмосферного (0,1 МПа) за постійної пластової температури.

8.6 Термодинамічні дослідження полягають у вимірюванні на окремих рівнях ізотермічного зниження тиску пластових втрат $q_{\text{вт.і}}$ сирого і стабільного конденсату для подальшої побудови залежності $q_{\text{вт.і}}=f(p_{\text{пл.і}})$. Крива втрат об'ємів сирого конденсату в $\text{см}^3/\text{м}^3$ без поступеневого відбирання і дослідження його окремих проб будується за першим цільовим дослідом. Для визначення пластових втрат стабільного конденсату в $\text{г}/\text{м}^3$ потрібно повторювати рекомбінацію аналогічної за складом пластової системи декілька разів з повним відбиранням із камери pVT проб сирого конденсату та вимірюванням його усадки $\alpha_{\text{ус}}$ і густини після дегазації $\rho_{\text{к}}$ на кожному із заданих рівнів тисків. Кількість дослідів довільна, але не менша трьох, і повинна бути достатньою для побудови залежності $q_{\text{вт.і}}=f(p_{\text{пл.і}})$ (ізотерми диференціальної конденсації у масових одиницях).

9 ВИКОРИСТАННЯ МАТЕРІАЛІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ПЛАСТОВИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПЕРЕРАХУНКУ ЗАПАСІВ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ

9.1 Незалежно від часу перерахунку запасів газу, конденсату і стану розробки покладів на даний час слід використовувати початкові параметри газоконденсатних систем, що визначені ще до порушення в них природної фазової рівноваги, а також їхні поточні значення.

9.2 Періодичність поточних досліджень пластових газоконденсатних систем регламентовано ГСТУ 41-00032626-00-016.

9.3 Вимоги до видів і обсягів поточних промислових і лабораторних досліджень газоконденсатних систем є такі самі як до початкових згідно з розділами 7 і 8 та ГСТУ 41-00032626-00-017.

9.4 Результати всіх виконаних поточних досліджень слід порівнювати з початковими, в тому числі з початковою проектною зміною вмісту і видобутку конденсату відповідно до зниження пластового тиску під час розробки покладу на режимі виснаження. За цим порівнянням встановлюються причини відхилення фактичних значень показників від проектних, якщо вони відрізняються більше ніж на 15 %.

9.5 У випадках, коли в даних пластових умовах за результатами термодинамічних досліджень у продукції свердловин виявлено нерозчинний залишок вуглеводнів, подальша проектна зміна вмісту і видобутку конденсату розраховується лише для газорозчинної частини. Видобуток нерозчинної частки продукції для проектних розрахунків умовно приймається постійним, якщо неможливо передбачити його зміни в часі.

10 ВИМОГИ ДО ЗМІСТУ ТА ОФОРМЛЕННЯ МАТЕРІАЛІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ПЛАСТОВИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СИСТЕМ

10.1 Матеріали ГЕО і ТЕО, які подаються на розгляд ДКЗ України за результатами кожного промислового дослідження, повинні містити такі відомості про (ДОДАТОК А, табл. А.1):

- пластові тиск $p_{пл}$ і температуру $T_{пл}$ у покладі, які виміряні у статичних умовах під час зняття кривої відновлення тиску після його повної стабілізації;

- конструкцію ліфта НКТ, умови роботи свердловини (через трубний чи затрубний простори), діаметр штуцера (шайби), робочі тиски (трубний, затрубний, вибійний), швидкість потоку на вході в НКТ;

- абсолютну депресію на пласт як різницю між пластовим і робочим вибійним тисками і відносну у відсотках від початкового пластового тиску;

- добові дебіти газу сепарації $Q_{г,сеп}$ та конденсату – стабільного $Q_{к,ст}$ і сирого $Q_{к,сир}$, а також КФ у розрахунку на стабільний $q_{ст}$ і на сирий $q_{сир}$ конденсат;

- умови сепарації (тиск $p_{сеп}$, температура $T_{сеп}$ і тип сепаратора).

10.2 За результатами дегазації сирого конденсату визначають такі вихідні дані (ДОДАТОК А, табл. А.2), за якими розраховується (згідно з СОУ 73.1-41-08.03.10) склад пластового газу та потенційний вміст конденсату:

- об'єм каліброваного контейнера V , з якого дегазовано сирий конденсат;
- об'єм газу **а**, що виділився з каліброваного контейнера під час дегазації сирого конденсату;
- об'єм газу **б**, що виділився додатково під час дебутанізації дегазованого конденсату;
- об'єм дегазованого і дебутанізованого конденсату **в** з контейнера;
- густина ρ_k і молярна маса M дегазованого і дебутанізованого конденсату;
- вміст C_{5+} (% молярні) у газах дегазації, дебутанізації і сепарації;
- молярна маса C_{5+} у газі сепарації $M_{\text{сеп}}$.

10.3 У лабораторних умовах повинні бути вивчені властивості пластового газу і конденсату, а саме:

- склад газу сепарації і газів дегазації та дебутанізації (ГОСТ 23781): вміст x_i метану, етану, пропану, *i*-бутану, *n*-бутану, пентанів разом з вищими гомологами C_{5+} , азоту, діоксиду вуглецю, гелію і сірководню, якщо наявні його ознаки (кисень у пробах свідчить про їх некондиційність);
- фізико-хімічні властивості стабільного конденсату (ГОСТи 3900, 1431, 2177, 11851, СОУ 11.1-3116974.02, 03 і 04) з визначенням його густини ρ_k , молярної маси M , кінематичної в'язкості ν , масових часток сірки, смол, асфальтенів, парафінів і температури плавлення останніх (ДОДАТОК А, табл. А.3); початок і кінець кипіння (п.к і к.к) та фракційний склад (ДОДАТОК А, табл. А.4); груповий склад фракції п. к – 200 °С (ДОДАТОК А, табл. А.5).

10.4 Основою для визначення складу пластового газу служать результати дегазації сирого конденсату (10.2) і хімічних аналізів газових і рідких вуглеводнів (10.3). Розрахунки здійснюють за традиційною методикою, виходячи із 1000 г/молів відсепарованого газу. Підлягають визначенню (ДОДАТОК А, табл. А.6):

- склад пластового газу в молярних частках у % і г/молях кожного компонента;
- потенційний вміст конденсату (фракції C_{5+}) в г/м^3 у пластовому газі q_o , у розрахунку на газ сепарації $q_o^{\text{сеп}}$ і сухий газ $q_o^{\text{сух}}$, для чого обчислюють молярні частки газу сепарації $m_{\text{сеп}}$ і сухого газу $m_{\text{сух}}$. У розрахунку на сухий газ визначають потенційні вмісти інших вуглеводневих компонентів $q_{o(\text{комп})}$ – етану, пропану, *i*-бутану та *n*-бутану. Потенційний вміст корисних неуглеводневих компонентів враховують лише за умови їх наявності, вищої від мінімальних промислових концентрацій;
- молярна маса M_r газу сепарації та пластового газу, а також їхні абсолютна ρ_r і відносна $\rho_{\text{відн}}$ густини.

10.5 Термодинамічні дослідження (диференціальна конденсація) рекомбінованих проб пластових систем необхідно здійснювати на сертифікованих установках фазової рівноваги УГК, УФР або інших типів. Проби формують (рекомбінують) згідно з СОУ 73.1-41-08.03.10 шляхом заправлення в камеру високого тиску установки (камеру pVT) розрахованих об'ємів газу сепарації $V_{г.б}$ і сирого конденсату $V_{к.б}$ відповідно до КФ, визначеного на оптимальному режимі дослідження свердловин і відбирання проб. Під час дослідів належить визначати (ДОДАТОК А, табл. А.7):

- початковий чи поточний фазовий стан рекомбінованої пластової системи, характерною ознакою типової газоконденсатної суміші є її однофазовий газовий стан, тобто повне розчинення конденсату в газі за початкового чи поточного пластових тисків $p_{пл}$ і температури $T_{пл}$;

- тиск початку конденсації $p_{пк}$;

- обсяги випадання (втрат) конденсату $q_{вт.i}$ сирого в $см^3/м^3$ і стабільного в $г/м^3$, під час ізотермічного зниження тиску від пластового $p_{пл}$ до атмосферного (згідно з 8.5);

- кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення $K_{кв}$ за лабораторними дослідженнями, що визначається за втратами стабільного конденсату за атмосферного тиску і пластової температури. Поточні значення коефіцієнта $K_{кв.i}$ визначають відповідно до $p_{пл.i}$ за поточними втратами стабільного конденсату $q_{вт.i}$.

Рациональна схема розрахунків і оформлення матеріалів дослідів подана в ДОДАТКУ А, табл. А.7. За результатами термодинамічних досліджень слід побудувати графік залежності поточних втрат стабільного конденсату у $см^3/м^3$ і $г/м^3$ від ізотермічного зниження пластового тиску $q_{вт.i}=f(p_{пл.i})$ у масштабі, що дає змогу отримати показники $q_{вт.i}$ з точністю до 1 % їхніх значень на різних рівнях $p_{пл.i}$. Приклад такого графіка міститься у ДОДАТКУ Б, рис. Б.1.

10.6 Для газоконденсатних систем з низьким потенційним вмістом фракції C_{5+} (до 30 $г/м^3$) термодинамічні дослідження не проводять. Пластові втрати $q_{вт.i}$ і кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення $K_{кв}$ визначають за графічними залежностями, зокрема фракційним складом стабільного конденсату – температурою його кипіння на рівні 90 % (ДОДАТОК Б, рис. Б.2 і Б.3).

10.7 Для ГЕО-1 і ТЕО освоєння запасів покладів розрахунки прогнозу зміни параметрів газоконденсатної системи, зокрема зміни потенційного вмісту і видобутку конденсату, під час зниження пластового тиску на режимі виснаження слід виконувати за диференціацією всього діапазону зниження тисків (від пластового до 0,1 МПа) на рівновеликі ступені за об'ємами видобутку газу, тобто за однаковими інтервалами приведених тисків p_i/Z_i . Порядок розрахунків висвітлений в СОУ 73.1-41-08.03.10, а раціональна схема оформлення матеріалів подана в ДОДАТКУ А, табл. А.8.

Результати визначення зміни питомих вмісту і видобутку конденсату із зниженням пластового тиску доцільно ілюструвати графічно (ДОДАТОК Б, рис. Б.4).

11 ДОДАТКОВІ ІНФОРМАЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ

11.1 Достовірність результатів підрахунку запасів вуглеводнів різними методами, термодинамічні дослідження тощо залежать від точності визначення або перерахунку пластових тисків. Вона, зокрема, пов'язана із застосуванням коефіцієнтів переведення в Міжнародну систему одиниць (SI) тисків, виміряних у величинах інших систем. Для уніфікації перерахування тисків у МПа використовуються перевідні коефіцієнти, подані в ДОДАТКУ В (табл. В.1).

11.2 Коефіцієнти стисливості газу Z для більшості газоконденсатних систем України (за винятком таких, що містять в сумі більше 10 % молярних вуглеводнів C_{5+} та неуглеводневих компонентів) визначають за двопараметричною формою закону відповідних станів залежно від псевдоприведених тисків $p_{п.пр}$ і температур $T_{п.пр}$. Для цього здебільшого користуються графіками Брауна із співавторами, які дають змогу впевнено визначати названі коефіцієнти з точністю лише до другого десяткового знака і ними незручно користуватися в місцях згущення ізолей. У ДОДАТКУ В подана таблиця В.2, за якою можна інтерполювати значення коефіцієнтів Z до тисячної частки одиниці (в межах $p_{п.пр}$ від 0,2 до 15,0 та $T_{п.пр}$ від 1,1 до 3,0) і будувати графіки довільного масштабу. Таблицею також зручно користуватися для контрольної перевірки величин Z у матеріалах, які розглядаються в ДКЗ України. Значення критичних тисків $p_{кр.і}$ та температур $T_{кр.і}$, що використовуються для обчислення псевдокритичних і псевдоприведених параметрів пластових газоконденсатних систем, подані у ДОДАТКУ В (табл. В.3) згідно з Міждержавним стандартом ГОСТ 30319.1.

Для газів з аномальним сумарним вмістом C_{5+} і неуглеводневих компонентів (>10 % мол.) коефіцієнти Z визначають за трипараметричною залежністю або аналітично згідно з вимогами Інструкції по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин [11].

Можливо також експериментально вимірювати Z на установках фазової рівноваги (УГК, УФР та ін.) під час термодинамічних досліджень газоконденсатних систем.

ДОДАТОК А
(обов'язковий)

ФОРМИ ТАБЛИЦЬ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СИСТЕМ

Таблиця А.1 – Умови відбирання проб газу і конденсату (назва родовища, номер свердловини, інтервал, горизонт)

Плас- товий тиск, МПа	Пластова темпе- ратура, К	НКТ		Спосіб експлуатації свердловини	Діаметр штуцера, мм	Тиск, МПа			Депресія на пласт	
		діаметр внутрішній, мм	глибина спуску, м			трубний	заглубний	вибійний	МПа	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Закінчення таблиці А.1

Добовий дебіт			Швидкість потоку на вході в НКТ, м/с	Конденсатний фактор, см ³ /м ³ , у розрахунку на стабільний конденсат	Умови сепарації		Тип сепаратора	
газу, тис. м ³	стабільного конденсату, м ³	сирого конденсату, м ³			тиск, МПа	температура, К		
12	13	14	15	16	17	18	19	20

Дата відбирання проб
Виконавці (посала, прізвище, ініціали)

Таблиця А.4 – Фракційний склад стабільного конденсату (назва родовища, номер свердловини, інтервал, горизонт)

Температура початку кипіння, °С	Вміст фракцій в об'ємних частках в %, що википають до температури, °С													Кінець кипіння википає, %	°С
	100	120	150	180	200	220	240	250	280	300	320	360			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	

Закінчення таблиці А.4

Відігнано, % об.	Залишок, % об.	Втрати, % об.
16	17	18

Таблиця А.7 – Результати диференціальної конденсації пластового газу (назва родовища, номер свердловини, інтервал, горизонт)

Конденсатний фактор, $\text{см}^3/\text{м}^3$, у розрахунку	Заправлено в УГК-3		Умови дослідження		Випадання конденсату						Густина стабільного конденсату, що випав, $\text{кг}/\text{м}^3$	Потенційний вміст C_{5+} , $\text{г}/\text{м}^3$	Коефіцієнт конденсації, частки одиниці	
	на стабільний конденсат	сирого газу конденсату, см^3	тиск, МПа	температура, К	сирого		стабільного		$\text{г}/\text{м}^3$					
					см^3	$\text{см}^3/\text{м}^3$	см^3	$\text{см}^3/\text{м}^3$						
442	631	100	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
			0,1585 (сухого 0,1696)	48,06	394	-	Однофазова газова суміш							
				44,44	394	-	Початок конденсації							
				39,24	394	3,1	18,28							
				34,34	394	8,6	50,71							
				29,43	394	15,7	92,57							
				24,53	394	22,2	130,90							
				19,62	394	27,2	160,38							
				14,72	394	30,3	178,66							
				9,81	394	30,7	181,01							
				4,91	394	27,5	162,15							
				0,0981	394	-	-	19,5	114,98	96,24	837,0	335,53	0,713	

Закінчення таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		100	0,1585	29,43	394	15,6	91,98	10,3	60,73	51,35	845,5	335,53	0,847
		100	0,1585	19,62	394	27,3	160,97	19,7	116,16	94,96	817,5	335,53	0,717
		100	0,1585	14,72	394	30,3	178,66	22,7	133,84	108,22	808,6	335,53	0,677
		100	0,1585	9,81	394	30,7	181,01	24,6	145,05	117,06	807,0	335,53	0,651
		100	0,1585	4,91	394	27,6	162,14	23,7	139,74	113,27	810,6	335,53	0,662

Примітка. Розрахунки виконані на сухий газ (0,1696 м³).

Таблиця А.8 – Розрахунок зміни потенційного вмісту та видобутку конденсату в процесі зниження пластового тиску (назва родовища, номер свердловини, інтервал, горизонт)

Показники	Ступені зниження приведеного пластового тиску												
	0	$p_{\text{пл}}$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
$\overline{p}_i$, кратні $0,1 \overline{p}_o$, МПа	41,00	39,75	36,90	32,80	28,70	24,60	20,50	16,40	12,30	8,2	4,1	0,0981	
$q_{\text{вн},i} = f(\overline{p}_i)$, г/м ³	0	0	21,0	51,0	78,0	99,0	108,0	114,0	118,0	117,0	111,0	96,24	
$\Delta q_{\text{вн},i} = q_{\text{от},i} - q_{\text{вн},(i-1)}$, г/м ³	0	0	21,0	30,0	27,0	21,0	9,0	6,0	4,0	-1,0	-6,0	-14,76	
$Q_{\text{пл},i}^{\text{сер}} = (\overline{p}_{(i-1)} + \overline{p}_i) / 2 \overline{p}_o$, частки одиниці	1,0	0,985	0,935	0,85	0,75	0,65	0,55	0,45	0,35	0,25	0,15	0,05	
$\Delta q_{\text{вн},i} / Q_{\text{пл},i}^{\text{сер}}$, г/м ³	0	0	22,46	35,29	36,00	32,31	16,36	13,33	11,43	-4,00	-40,00	-295,20	
$q_i = q_{(i-1)} - \Delta q_{\text{вн},i} / Q_{\text{пл},i}^{\text{сер}}$, г/м ³	335,53	335,53	313,07	277,78	241,78	209,47	193,11	179,78	168,35	172,35	212,35	507,55	
$\Delta Q_{\text{вн},i} = (\overline{p}_{(i-1)} - \overline{p}_i) / \overline{p}_o$, частки одиниці	0	0,030	0,070	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
$\Delta q_{\text{вн},i} = \Delta Q_{\text{вн},i} (q_{(i-1)} + q_i) / 2$, г/м ³	0	10,07	22,70	29,54	25,98	22,56	20,13	18,64	17,41	17,04	19,24	36,00	
$q_{\text{вн},i} = \sum_{l=1}^n \Delta q_{\text{вн},l}$, г/м ³	0	10,07	32,77	62,31	88,29	110,85	130,98	149,62	167,03	184,07	203,31	239,31	

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
ПРИКЛАДИ ГРАФІЧНИХ МАТЕРІАЛІВ

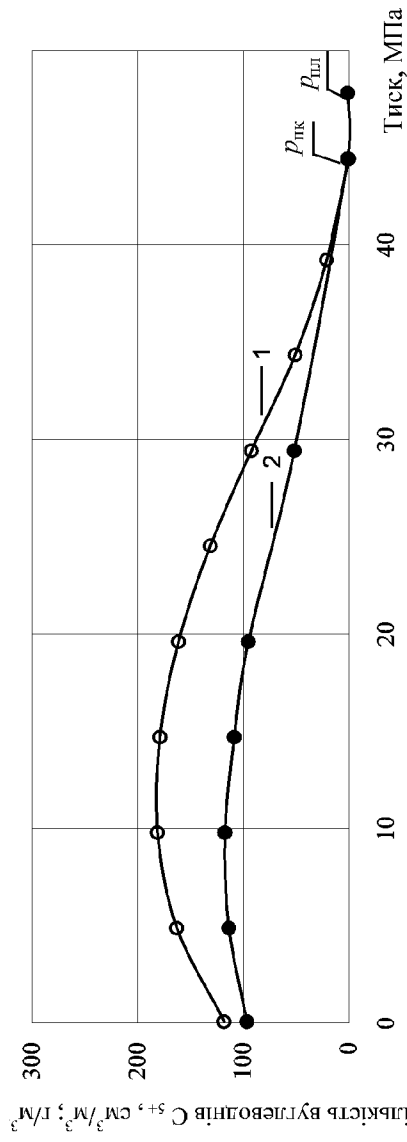


Рисунок Б.1 - Результати диференціальної конденсації пластового газу (назва родовища, номер свердловини, інтервал, горизонт).

1- випадання сирого конденсату, cm^3/m^3 ; 2- випадання стабільного конденсату, g/m^3

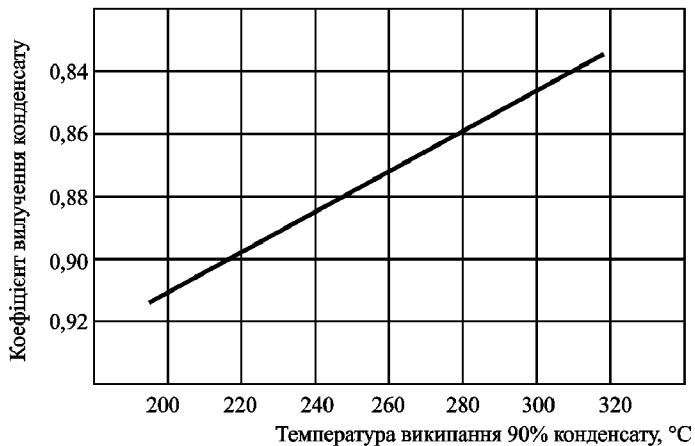


Рисунок Б.2 – Залежність вилучення конденсату від його фракційного складу [2].

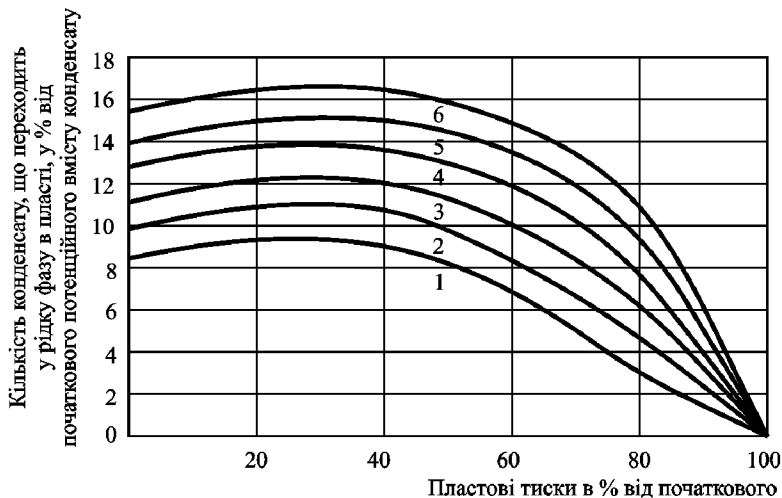


Рисунок Б.3 – Узагальнені криві пластових втрат конденсату (90% конденсату википає за 200, 220, 240, 260, 280, 300 °C; криві 1 – 6) [1].

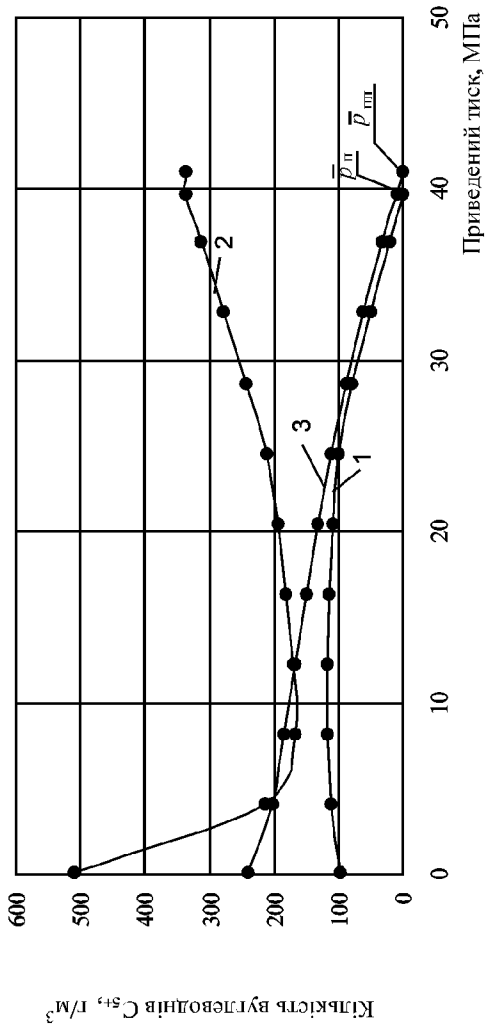


Рисунок Б.4 - Зміна потенційного вмісту та видобутку конденсату згідно з його пластовими втратами :
 1- пластові втрати конденсату, 2- потенційний вміст C_{st}, 3 - видобуток конденсату

ДОДАТОК В
(інформаційний)

ІНФОРМАЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ

Таблиця В.1 – Коефіцієнти перерахунку тиску в різних системах одиниць

Показники	Параметри показників					
	мм. рт. ст.	мм. вод. ст.	атм	кгс/см ²	МПа	Па
1 атм*	760,00	10332,3	1	1,03323	0,101325	0,101325·10 ⁶
1 кгс/см ² **	735,56	10000	0,96784	1	0,098066	9,8066·10 ⁴
1 МПа	7500,6	101971	9,86923	10,1972	1	10 ⁶
1 Па	7500,6·10 ⁻⁶	101,971·10 ⁻³	9,86923·10 ⁻⁶	0,10197·10 ⁻⁴	10 ⁻⁶	1
1 бар	750,06	101971	0,986923	1,0197	0,1	10 ⁵
						бар
						1,01325
						0,98066
						10
						10 ⁻⁵
						1

* Фізична атмосфера, ** технічна атмосфера

Продовження таблиці В.2

$P_{\text{н.пр}}$	$T_{\text{н.пр}}$														
	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
2,00	0,370	0,555	0,687	0,767	0,824	0,861	0,893	0,918	0,933	0,947	0,968	0,982	0,995	1,006	1,014
2,10	0,372	0,539	0,674	0,757	0,818	0,856	0,889	0,915	0,931	0,945	0,967	0,981	0,995	1,007	1,015
2,20	0,376	0,528	0,663	0,748	0,811	0,851	0,885	0,912	0,929	0,944	0,966	0,981	0,995	1,007	1,016
2,30	0,380	0,522	0,652	0,741	0,805	0,848	0,882	0,909	0,927	0,942	0,965	0,980	0,995	1,008	1,017
2,40	0,387	0,520	0,645	0,733	0,800	0,843	0,879	0,907	0,926	0,941	0,964	0,980	0,995	1,008	1,018
2,50	0,394	0,519	0,638	0,728	0,796	0,840	0,876	0,904	0,924	0,941	0,963	0,980	0,995	1,009	1,019
2,60	0,402	0,520	0,633	0,722	0,791	0,837	0,873	0,902	0,922	0,940	0,963	0,980	0,995	1,009	1,020
2,70	0,410	0,522	0,629	0,718	0,787	0,833	0,871	0,900	0,921	0,939	0,962	0,980	0,996	1,010	1,021
2,80	0,419	0,526	0,627	0,713	0,783	0,830	0,869	0,899	0,920	0,938	0,962	0,980	0,996	1,010	1,022
2,90	0,429	0,530	0,625	0,710	0,779	0,828	0,867	0,897	0,919	0,938	0,962	0,980	0,997	1,011	1,023
3,00	0,440	0,534	0,624	0,707	0,777	0,825	0,864	0,896	0,918	0,938	0,962	0,981	0,997	1,012	1,024
3,10	0,452	0,540	0,625	0,705	0,775	0,822	0,862	0,895	0,917	0,937	0,962	0,981	0,998	1,013	1,025
3,20	0,463	0,546	0,626	0,703	0,773	0,821	0,861	0,894	0,917	0,937	0,962	0,982	0,998	1,014	1,026
3,30	0,475	0,551	0,628	0,702	0,772	0,819	0,859	0,893	0,916	0,937	0,962	0,982	0,999	1,015	1,027
3,40	0,488	0,559	0,631	0,703	0,771	0,818	0,858	0,892	0,916	0,937	0,963	0,983	1,000	1,016	1,028
3,50	0,500	0,566	0,633	0,704	0,771	0,817	0,858	0,891	0,915	0,937	0,963	0,984	1,000	1,017	1,030
3,60	0,511	0,572	0,637	0,706	0,771	0,816	0,857	0,890	0,915	0,937	0,964	0,985	1,001	1,018	1,031
3,70	0,523	0,582	0,641	0,708	0,772	0,816	0,856	0,890	0,916	0,937	0,965	0,986	1,002	1,019	1,032
3,80	0,535	0,590	0,644	0,710	0,773	0,816	0,855	0,891	0,916	0,937	0,966	0,987	1,003	1,020	1,033
3,90	0,547	0,599	0,649	0,713	0,774	0,817	0,855	0,891	0,917	0,938	0,967	0,989	1,005	1,022	1,034

Продовження таблиці В.2

$P_{\text{н.тр}}$	$T_{\text{н.тр}}$													
	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80
4,00	0,558	0,608	0,653	0,716	0,776	0,818	0,856	0,892	0,917	0,939	0,968	0,990	1,007	1,023
4,10	0,570	0,616	0,659	0,719	0,779	0,820	0,857	0,893	0,918	0,940	0,969	0,992	1,009	1,024
4,20	0,581	0,624	0,665	0,722	0,781	0,822	0,859	0,895	0,919	0,941	0,971	0,994	1,011	1,026
4,30	0,593	0,632	0,671	0,726	0,784	0,824	0,861	0,897	0,920	0,942	0,973	0,996	1,013	1,027
4,40	0,604	0,641	0,678	0,730	0,787	0,826	0,862	0,898	0,922	0,943	0,974	0,998	1,014	1,029
4,50	0,616	0,650	0,683	0,734	0,790	0,829	0,864	0,900	0,923	0,944	0,977	1,000	1,016	1,030
4,60	0,627	0,659	0,691	0,739	0,794	0,832	0,867	0,902	0,925	0,946	0,978	1,002	1,018	1,032
4,70	0,639	0,668	0,698	0,743	0,798	0,835	0,869	0,904	0,927	0,948	0,981	1,004	1,020	1,034
4,80	0,650	0,677	0,705	0,749	0,802	0,838	0,872	0,907	0,929	0,950	0,983	1,007	1,022	1,036
4,90	0,661	0,686	0,712	0,753	0,806	0,842	0,875	0,910	0,932	0,952	0,985	1,009	1,024	1,038
5,00	0,672	0,694	0,720	0,760	0,810	0,846	0,879	0,912	0,934	0,954	0,988	1,011	1,027	1,039
5,10	0,683	0,703	0,727	0,766	0,814	0,850	0,882	0,916	0,937	0,957	0,990	1,013	1,029	1,041
5,20	0,695	0,713	0,735	0,772	0,820	0,853	0,886	0,919	0,940	0,960	0,992	1,016	1,031	1,043
5,30	0,706	0,722	0,743	0,778	0,825	0,858	0,889	0,921	0,943	0,963	0,995	1,018	1,033	1,045
5,40	0,718	0,731	0,751	0,785	0,830	0,862	0,893	0,925	0,946	0,966	0,998	1,021	1,035	1,047
5,50	0,729	0,740	0,759	0,792	0,835	0,868	0,897	0,928	0,949	0,969	1,000	1,023	1,038	1,049
5,60	0,740	0,750	0,768	0,799	0,840	0,872	0,900	0,931	0,952	0,972	1,003	1,026	1,040	1,051
5,70	0,751	0,760	0,777	0,806	0,846	0,877	0,905	0,935	0,955	0,976	1,006	1,028	1,042	1,053
5,80	0,762	0,769	0,785	0,813	0,851	0,882	0,909	0,939	0,959	0,979	1,008	1,031	1,045	1,055
5,90	0,774	0,779	0,794	0,821	0,857	0,887	0,913	0,942	0,963	0,982	1,011	1,033	1,048	1,057
6,00	0,785	0,790	0,803	0,828	0,863	0,892	0,918	0,946	0,967	0,986	1,013	1,036	1,050	1,059

Продовження таблиці В.2

$P_{\text{н.пр}}$	$T_{\text{н.пр}}$														
	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
6,10	0,796	0,800	0,812	0,835	0,868	0,897	0,922	0,950	0,970	0,989	1,017	1,038	1,052	1,061	1,068
6,20	0,807	0,810	0,820	0,842	0,873	0,902	0,927	0,954	0,973	0,993	1,019	1,041	1,055	1,063	1,070
6,30	0,818	0,820	0,829	0,850	0,880	0,907	0,931	0,958	0,977	0,997	1,022	1,043	1,057	1,065	1,072
6,40	0,830	0,830	0,838	0,857	0,886	0,912	0,936	0,962	0,981	1,000	1,025	1,047	1,059	1,067	1,073
6,50	0,841	0,840	0,847	0,865	0,892	0,918	0,941	0,966	0,985	1,003	1,028	1,049	1,062	1,069	1,075
6,60	0,852	0,851	0,855	0,871	0,898	0,923	0,945	0,970	0,989	1,007	1,031	1,052	1,064	1,072	1,077
6,70	0,863	0,861	0,863	0,880	0,903	0,928	0,950	0,974	0,993	1,010	1,034	1,054	1,067	1,074	1,080
6,80	0,874	0,872	0,872	0,888	0,910	0,933	0,955	0,979	0,997	1,013	1,038	1,057	1,069	1,077	1,082
6,90	0,885	0,881	0,881	0,895	0,917	0,939	0,960	0,983	1,000	1,017	1,041	1,059	1,071	1,079	1,084
7,00	0,896	0,890	0,890	0,902	0,922	0,944	0,965	0,988	1,004	1,020	1,044	1,062	1,073	1,081	1,086
7,10	0,907	0,900	0,899	0,910	0,929	0,950	0,970	0,992	1,008	1,024	1,047	1,065	1,077	1,083	1,088
7,20	0,918	0,910	0,907	0,918	0,935	0,956	0,975	0,997	1,012	1,028	1,050	1,067	1,079	1,086	1,091
7,30	0,929	0,920	0,914	0,925	0,942	0,962	0,980	1,001	1,017	1,031	1,053	1,070	1,081	1,088	1,093
7,40	0,940	0,929	0,923	0,932	0,950	0,968	0,985	1,005	1,021	1,035	1,057	1,073	1,084	1,091	1,095
7,50	0,951	0,939	0,932	0,940	0,956	0,973	0,991	1,010	1,025	1,039	1,060	1,076	1,087	1,093	1,098
7,60	0,961	0,949	0,941	0,949	0,962	0,979	0,996	1,015	1,029	1,043	1,063	1,079	1,089	1,096	1,100
7,70	0,972	0,959	0,950	0,956	0,969	0,984	1,001	1,019	1,033	1,047	1,067	1,082	1,092	1,098	1,102
7,80	0,983	0,968	0,959	0,963	0,976	0,990	1,006	1,024	1,038	1,051	1,070	1,084	1,095	1,100	1,104
7,90	0,993	0,978	0,968	0,972	0,982	0,997	1,012	1,029	1,042	1,055	1,073	1,087	1,098	1,103	1,107
8,00	1,005	0,988	0,977	0,980	0,990	1,001	1,018	1,033	1,047	1,059	1,078	1,090	1,100	1,106	1,110
8,10	1,016	0,998	0,987	0,989	0,998	1,008	1,022	1,038	1,051	1,062	1,081	1,093	1,102	1,109	1,112

Продовження таблиці В.2

$P_{\text{н.пр}}$	$T_{\text{н.пр}}$														
	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
8,20	1,026	1,007	0,996	0,996	1,003	1,014	1,028	1,043	1,055	1,066	1,084	1,097	1,105	1,111	1,115
8,30	1,037	1,017	1,004	1,003	1,011	1,021	1,033	1,048	1,060	1,070	1,088	1,100	1,108	1,113	1,118
8,40	1,048	1,026	1,012	1,012	1,018	1,027	1,039	1,052	1,064	1,074	1,091	1,102	1,111	1,117	1,120
8,50	1,058	1,035	1,021	1,020	1,025	1,032	1,044	1,058	1,069	1,078	1,094	1,105	1,113	1,119	1,123
8,60	1,068	1,045	1,030	1,028	1,031	1,039	1,050	1,063	1,073	1,082	1,098	1,109	1,117	1,122	1,126
8,70	1,078	1,054	1,039	1,036	1,039	1,046	1,055	1,068	1,078	1,087	1,101	1,112	1,120	1,125	1,129
8,80	1,088	1,063	1,048	1,044	1,047	1,051	1,061	1,073	1,082	1,091	1,105	1,115	1,122	1,127	1,132
8,90	1,099	1,073	1,056	1,052	1,052	1,058	1,067	1,078	1,087	1,095	1,109	1,118	1,126	1,131	1,135
9,00	1,108	1,082	1,064	1,060	1,060	1,064	1,072	1,083	1,092	1,100	1,113	1,122	1,129	1,134	1,138
9,10	1,118	1,091	1,073	1,068	1,068	1,070	1,078	1,088	1,097	1,104	1,117	1,126	1,132	1,137	1,140
9,20	1,128	1,101	1,082	1,075	1,074	1,078	1,084	1,094	1,102	1,108	1,122	1,130	1,135	1,140	1,143
9,30	1,138	1,110	1,091	1,083	1,081	1,084	1,089	1,099	1,106	1,112	1,126	1,134	1,138	1,143	1,147
9,40	1,148	1,120	1,100	1,092	1,088	1,090	1,095	1,104	1,111	1,117	1,130	1,138	1,142	1,147	1,149
9,50	1,159	1,129	1,109	1,100	1,096	1,097	1,102	1,109	1,116	1,122	1,134	1,142	1,145	1,150	1,152
9,60	1,169	1,139	1,118	1,108	1,102	1,103	1,107	1,114	1,121	1,126	1,139	1,145	1,149	1,153	1,155
9,70	1,179	1,148	1,127	1,116	1,109	1,109	1,113	1,120	1,126	1,131	1,143	1,149	1,152	1,156	1,158
9,80	1,189	1,158	1,135	1,124	1,117	1,117	1,119	1,125	1,131	1,136	1,148	1,152	1,156	1,159	1,161
9,90	1,200	1,167	1,143	1,132	1,123	1,123	1,126	1,130	1,135	1,140	1,152	1,156	1,159	1,162	1,164
10,00	1,210	1,176	1,152	1,140	1,130	1,130	1,132	1,136	1,141	1,144	1,156	1,160	1,163	1,165	1,167
10,10	1,220	1,185	1,160	1,148	1,138	1,137	1,138	1,141	1,145	1,149	1,160	1,164	1,166	1,168	1,170

Продовження таблиці В.2

$P_{n, \text{пр}}$	$T_{n, \text{пр}}$														
	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
10,20	1,230	1,195	1,169	1,155	1,145	1,143	1,144	1,147	1,150	1,154	1,164	1,167	1,169	1,171	1,173
10,30	1,240	1,204	1,179	1,163	1,152	1,149	1,150	1,152	1,155	1,159	1,168	1,171	1,173	1,175	1,177
10,40	1,250	1,213	1,188	1,171	1,160	1,156	1,156	1,158	1,160	1,164	1,172	1,175	1,176	1,178	1,180
10,50	1,260	1,223	1,196	1,179	1,168	1,162	1,162	1,162	1,165	1,169	1,176	1,179	1,179	1,181	1,183
10,60	1,270	1,232	1,204	1,187	1,174	1,169	1,168	1,168	1,171	1,174	1,181	1,183	1,183	1,184	1,186
10,70	1,280	1,241	1,213	1,195	1,181	1,176	1,173	1,174	1,177	1,179	1,183	1,186	1,186	1,187	1,189
10,80	1,291	1,251	1,222	1,202	1,189	1,182	1,179	1,179	1,182	1,185	1,189	1,189	1,190	1,191	1,192
10,90	1,301	1,260	1,230	1,210	1,197	1,190	1,186	1,186	1,188	1,190	1,193	1,193	1,194	1,194	1,195
11,00	1,311	1,270	1,240	1,218	1,204	1,196	1,193	1,192	1,194	1,195	1,197	1,197	1,198	1,198	1,199
11,10	1,321	1,280	1,249	1,225	1,211	1,202	1,199	1,196	1,199	1,200	1,201	1,201	1,201	1,201	1,202
11,20	1,331	1,289	1,257	1,233	1,218	1,210	1,205	1,202	1,204	1,204	1,205	1,205	1,205	1,205	1,205
11,30	1,341	1,299	1,265	1,241	1,225	1,217	1,211	1,208	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209
11,40	1,351	1,308	1,273	1,249	1,232	1,224	1,217	1,214	1,214	1,214	1,214	1,214	1,213	1,212	1,212
11,50	1,362	1,318	1,282	1,257	1,240	1,231	1,224	1,220	1,219	1,219	1,219	1,218	1,217	1,216	1,215
11,60	1,372	1,327	1,291	1,264	1,248	1,238	1,230	1,226	1,225	1,224	1,223	1,222	1,221	1,220	1,219
11,70	1,382	1,336	1,300	1,272	1,255	1,245	1,236	1,232	1,230	1,229	1,227	1,225	1,224	1,223	1,222
11,80	1,392	1,345	1,309	1,280	1,262	1,252	1,243	1,238	1,236	1,234	1,231	1,229	1,228	1,227	1,226
11,90	1,402	1,355	1,318	1,288	1,270	1,259	1,250	1,243	1,241	1,239	1,236	1,233	1,231	1,230	1,229
12,00	1,413	1,364	1,327	1,296	1,278	1,266	1,256	1,249	1,247	1,244	1,240	1,237	1,235	1,233	1,232
12,10	1,423	1,373	1,335	1,303	1,285	1,272	1,262	1,255	1,251	1,249	1,244	1,240	1,238	1,237	1,236

Продовження таблиці В.2

$P_{\text{н.пр}}$	$T_{\text{н.пр}}$														
	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
12,20	1,433	1,383	1,344	1,311	1,292	1,279	1,268	1,261	1,257	1,254	1,248	1,244	1,242	1,240	1,239
12,30	1,443	1,392	1,353	1,319	1,299	1,287	1,274	1,267	1,262	1,259	1,252	1,248	1,246	1,244	1,243
12,40	1,453	1,402	1,362	1,327	1,307	1,293	1,281	1,273	1,268	1,264	1,256	1,252	1,249	1,248	1,247
12,50	1,464	1,411	1,370	1,334	1,313	1,300	1,288	1,279	1,273	1,269	1,261	1,256	1,252	1,251	1,250
12,60	1,474	1,420	1,379	1,342	1,321	1,307	1,293	1,285	1,278	1,273	1,265	1,260	1,256	1,254	1,253
12,70	1,484	1,430	1,388	1,350	1,329	1,314	1,300	1,291	1,283	1,279	1,269	1,263	1,259	1,258	1,257
12,80	1,495	1,439	1,397	1,358	1,336	1,321	1,306	1,297	1,289	1,283	1,273	1,267	1,263	1,261	1,260
12,90	1,505	1,449	1,405	1,365	1,342	1,328	1,312	1,302	1,294	1,289	1,277	1,271	1,267	1,265	1,263
13,00	1,515	1,458	1,414	1,374	1,350	1,335	1,319	1,308	1,300	1,293	1,281	1,274	1,270	1,268	1,267
13,10	1,525	1,468	1,422	1,381	1,358	1,341	1,324	1,313	1,304	1,298	1,286	1,278	1,273	1,271	1,270
13,20	1,535	1,477	1,431	1,389	1,364	1,349	1,331	1,320	1,310	1,303	1,290	1,282	1,277	1,275	1,273
13,30	1,546	1,486	1,440	1,398	1,372	1,355	1,337	1,325	1,316	1,308	1,294	1,286	1,280	1,278	1,277
13,40	1,556	1,495	1,449	1,404	1,379	1,362	1,343	1,331	1,321	1,313	1,298	1,289	1,283	1,281	1,280
13,50	1,566	1,504	1,457	1,412	1,386	1,369	1,349	1,337	1,326	1,317	1,302	1,293	1,287	1,285	1,283
13,60	1,577	1,514	1,466	1,420	1,393	1,376	1,355	1,343	1,331	1,322	1,306	1,297	1,291	1,289	1,287
13,70	1,587	1,523	1,475	1,428	1,400	1,382	1,361	1,349	1,337	1,327	1,310	1,300	1,294	1,292	1,290
13,80	1,597	1,532	1,483	1,436	1,408	1,389	1,368	1,354	1,342	1,332	1,314	1,303	1,298	1,295	1,293
13,90	1,608	1,542	1,492	1,443	1,414	1,397	1,374	1,360	1,348	1,337	1,318	1,307	1,301	1,299	1,297
14,00	1,618	1,550	1,500	1,451	1,421	1,402	1,380	1,366	1,353	1,341	1,322	1,311	1,304	1,302	1,300
14,10	1,628	1,560	1,509	1,459	1,429	1,409	1,386	1,372	1,358	1,346	1,326	1,315	1,308	1,305	1,303
14,20	1,639	1,570	1,518	1,467	1,436	1,416	1,392	1,378	1,363	1,351	1,330	1,319	1,311	1,309	1,307

Закінчення таблиці В.2

$P_{\text{н.пр}}$	$T_{\text{н.пр}}$														
	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
14,30	1,649	1,580	1,527	1,475	1,443	1,423	1,398	1,384	1,369	1,356	1,334	1,322	1,315	1,312	1,310
14,40	1,659	1,589	1,536	1,482	1,450	1,430	1,404	1,390	1,374	1,360	1,338	1,325	1,318	1,315	1,313
14,50	1,669	1,598	1,544	1,490	1,458	1,437	1,411	1,396	1,379	1,365	1,342	1,329	1,322	1,319	1,317
14,60	1,679	1,608	1,552	1,498	1,465	1,443	1,417	1,400	1,385	1,370	1,346	1,333	1,326	1,323	1,320
14,70	1,690	1,617	1,561	1,505	1,472	1,450	1,423	1,407	1,390	1,375	1,350	1,336	1,329	1,326	1,323
14,80	1,700	1,627	1,570	1,513	1,479	1,457	1,429	1,413	1,395	1,380	1,354	1,340	1,332	1,329	1,327
14,90	1,710	1,636	1,579	1,521	1,487	1,463	1,436	1,419	1,401	1,385	1,358	1,343	1,336	1,333	1,330
15,00	1,720	1,645	1,588	1,529	1,493	1,470	1,442	1,424	1,406	1,390	1,362	1,347	1,340	1,336	1,333

Таблиця В.3 – Молярна маса, густина та критичні параметри індивідуальних газів (за ГОСТ 30319.1)

Компо- ненти	Молярна маса, г/моль	Густина газу (за 0,101325 МПа і 293,15К), кг/м ³	Критичні параметри	
			тиск, МПа	температура Т _{кр} , К
C ₁	16,043	0,6682	4,5988	190,555
C ₂	30,070	1,2601	4,880	305,83
C ₃	44,097	1,8641	4,250	369,82
i-C ₄	58,123	2,488	3,648	408,13
n-C ₄	58,123	2,4956	3,784	425,14
i-C ₅	72,150	3,147	3,381	460,39
n-C ₅	72,150	3,174	3,364	469,69
n-C ₆	86,177	3,898	3,030	506,4
n-C ₇	100,204	4,755	2,740	539,2
n-C ₈	114,231	5,812	2,490	568,4
N ₂	28,135	1,16490	3,390	126,3
CO ₂	44,110	1,8393	7,386	304,20
H ₂	2,0159	0,08375	1,297	33,2
H ₂ S	34,082	1,4311	8,940	373,2
He	4,0026	0,16631	0,227	5,19

ДОДАТОК Г
(довідковий)

БІБЛІОГРАФІЯ

1. Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. – М.: Недра, 1983. – 263 с.
2. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
3. Дослідження пластових газоконденсатних систем під час геолого-економічної оцінки покладів (родовищ): Методичні вказівки / В.О. Федішин, Я.А. Пилип, М.М. Багнюк та ін. – Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2006. – 65 с.
4. Старосельский В.И., Юшкин В.В. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе. – М.: ВНИИГаз, 1984. – 38 с.
5. Современные методы исследования нефтей /Н.Н. Абрютина, В.В. Абушаева, О.А. Арефьев и др. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.
6. Газоконденсатные системы и методы их изучения /А.И. Дзюбенко, М.М. Иванюта, А.П. Канюга и др. – М.: Недра, 1984. – 152 с.
7. Дзюбенко О.І., Кайєва І.В., Гончаренко В.І. Прогнозування типу вуглеводневих покладів у Дніпровсько-Донецькій западині // Мінеральні ресурси України. – 2002. – № 1. – С. 28–32.
8. Временная инструкция по исследованию скважин с целью определения содержания конденсата, бутанов, пропана, этана в газоконденсатных залежах и подсчета их балансовых и извлекаемых запасов. – М.: ВНИИГаз, 1971. – 42 с.
9. Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа. – М.: Недра, 1973. – 39 с.
10. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на конденсатность. – М.: Недра, 1975. – 72 с.

УКНД 07.060; 75.020; 75.060

Ключові слова: газоконденсатна система, дослідження, запаси газу і конденсату, конденсатовилучення, параметри вуглеводнів, пластові втрати, природний газ.

Підписано до друку 30.11.2010 р. Формат 60х84/16
Друк ЛВ УкрДГРІ. Наклад 200.
79038, м.Львів, вул. Пасічна, 38а