

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 НАФТ
ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ ТА РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ**

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 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., Петраш Ю.І. н. с., Федішин В.О. д. г. н., Філяс Ю.Г. к. т. н. – ЛВ 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 НАДАНО ЧИННОСТІ 29.12. 2010 р.

ЗМІСТ

	С.
1 Сфера застосування	1
2 Нормативні посилання	2
3 Терміни і визначення понять	4
4 Умовні позначки величин та їхня розмірність. Скорочення	6
5 Загальні положення	8
6 Використання параметрів пластових нафт до підрахунку запасів нафти і розчиненого газу	9
7 Промислові дослідження	10
8 Відбирання представницьких глибинних проб нафти. Рекомбіновані проби	11
9 Лабораторні дослідження	12
10 Використання матеріалів дослідження пластових нафт для перерахунку запасів нафти та розчиненого газу	15
11 Вимоги до змісту і оформлення матеріалів дослідження пластових нафт	15
12 Додаткові інформаційні матеріали	19
Додаток А Форми таблиць	20
Додаток Б Приклади графічних матеріалів	29
Додаток В Інформаційні матеріали	34
Додаток Г Бібліографія	37

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТОВИХ НАФТ ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ ТА РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 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 22.12.94 № 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.

1.2 Цими методичними вказівками встановлюються вимоги стосовно необхідної повноти вивчення властивостей нафт та розчиненого газу, обґрунтування значень їхніх параметрів до підрахунку загальних і балансових запасів у матеріалах, що подаються на розгляд ДКЗ України.

1.3 Для підрахунку запасів нафти і розчиненого газу об'ємним методом, відповідно до коду класів і ступеня геологічного вивчення за результатами пошуково-розвідувальних робіт та ДПР покладу, матеріали комплексного вивчення властивостей пластових нафт служать єдиним 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.

1.4 Подані на розгляд ДКЗ України матеріали повинні містити вихідну інформацію про фізичні параметри пластових нафт у повному обсязі, що визначаються на основі експериментального дослідження їхніх глибинних зразків за обов'язковою методикою стандартних лабораторних робіт, регламентованою СОУ 73.1-41-08.03.09.

1.5 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 нафтових родовищ (покладів).

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У тексті цих методичних вказівок є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 3651.0–97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Основні одиниці фізичних величин Міжнародної системи одиниць. Основні положення, назви та позначення

ГОСТ 33–2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости (Нафтепродукти. Прозорі і непрозорі рідини. Визначення кінематичної в'язкості і розрахунків динамічної в'язкості)

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

ГОСТ 2177–99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава (Нафтепродукти. Методи визначення фракційного складу)

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

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

ГОСТ 20287–91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания (Нафтепродукти. Методи визначення температур текучості і застигання)

ГОСТ 23683–89 Парафины нефтяные твердые. Технические условия (Парафіни нафтові тверді)

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

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

zareestrovana Minyustom Ukrainy 24.07.1998 za № 457/2915. – K.: UNGA, 1998. – 45 s.

Instrukciya pro zmist, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. – Zatverdzhena nakazom DKZ Ukrainy vid 18.10.1999 № 120 ta zareestrovana Minyustom Ukrainy 10.12.1999 za № 853/4146. – K.: UNGA, 1999. – 67 s.

Руководство по гидрогазодинамическим и термометрическим методам исследования разведочных скважин (Kerivnictvo z gidroгазодинамичних і термометричних методів дослідження розвідувальних свердловин). Kolek. avt. pid red. A. Kanyugi. K.: Naukova dumka, 1972. – 348 s.

Polozhennya pro porядок tekhniko-ekonomichnogo obgruntuвання konditsiy dla pidрахunku zapasiv родовищ нафти і газу. – Zatverdzhene nakazom DKZ Ukrainy vid 27 listopada 2006 r. № 316 ta zareestrovane Minyustom Ukrainy 28 grudnia 2006 r. za № 1383/13257. – K.: DKZ Ukrainy, 2006. – 26 s.

ОСТ 39-060–78 Пробоотборники нефти глубинные. Общие технологические требования. Основные параметры и размеры (Пробовідбірники нафти глибинні. Zagal'ni tekhnologichni vimoги. Osnovni parametri i rozmіri)

ТУ 39-197–75 Аппаратура со самоскладывающейся мешалкой для исследования пластовых нефтей АСМ (Апаратура зі самоскладальною мішалкою для дослідження пластових нафт АСМ)

СОУ 73.1-41-08.03.09:2005 Геологічне вивчення надр. Параметри пластових нафт. Комплекс типових досліджень

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

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 ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.1 пластові умови – термобаричні умови залягання нафти в покладі

3.2 пластова нафта – газонасичена вуглеводнева рідина, яка знаходиться у пласті в характерних для нього термобаричних умовах (тиску і температури)

3.3 глибинний пробовідбірник – прилад, призначений для відбирання проб флюїдів (нафти, газу або води) у свердловинах на заданих глибинах

3.4 контейнер рідинний – ємність для транспортування і довготривалого зберігання під тиском відібраних проб пластової нафти

3.5 представницька глибинна проба – відібраний у свердловині зразок, що за своїм складом відповідає пластовій нафті

3.6 рекомбінована проба – зразок пластової нафти, створений штучно з частково або повністю розгазованої нафти та газової фази, відібраних на гирлі свердловини чи з сепараційної установки

3.7 однофазовий стан пластової нафти – нафта з розчиненим газом, що знаходиться у покладі в однорідному рідинному стані під дією надтиску (вищого від початкового тиску її насичення або рівного йому)

3.8 надтиск – різниця між тиском насичення пластової нафти та більшим від нього тиском у покладі

3.9 pVT – співвідношення між тиском, об'ємом і температурою пластової нафти

3.10 pV – ізотерми пластової нафти – графічне зображення результатів вимірювань співвідношення між тисками і об'ємами пластової нафти в процесі ізоtermічного розширення (або стиснення)

3.11 тиск насичення пластової нафти – тиск при ізоtermічному розширенні пластової нафти, при якому з'являються перші ознаки виділення вільного газу. Визначається з pVT -вимірювань

3.12 тиск фазової рівноваги – тиск термодинамічної рівноваги між насиченою рідинною вуглеводневою фазою і вільною газовою фазою за однакових умов співіснування кожної з них у покладі

3.13 розчинена газова фаза – суміш летких компонентів, розчинених у нафті в даних термобаричних умовах покладу

3.14 коефіцієнт стисливості пластової нафти – кількісна характеристика об'ємної пружності пластової нафти, яка визначає відносну зміну її об'єму зі зміною тиску в ізоtermічному процесі розширення або стискування

3.15 розгазування пластової нафти – процес переведення розчиненого в нафті газу у вільний стан

3.16 стандартне однократне розгазування – спосіб розгазування пластової нафти з одночасною зміною тиску і температури

від пластових до стандартних (760 мм. рт. ст і 20 °C). Весь газ, що виділився, залишається у рівновазі з нафтою

3.17 диференціальне розгазування – спосіб ізотермічного розгазування пластової нафти, коли газ, що виділяється з розчину у процесі зниження тиску, безпосередньо відводиться з системи

3.18 газовміст пластової нафти – загальна кількість летких сполук, які розчинені в рідинній фазі системи при початковому тиску насичення і пластовій температурі

3.19 коефіцієнт розчинності газу у пластовій нафті – кількісна зміна газовмісту в одиниці об'єму чи маси нафти зі зміною тиску на одиницю вимірювання

3.20 об'ємний коефіцієнт пластової нафти – відношення її об'єму в пластових умовах до об'єму після розгазування, приведеного до стандартних атмосферних умов

3.21 усадка і перерахунковий коефіцієнт усадки – показники відносного зменшення об'єму пластової нафти в результаті повного розгазування (до стандартних термобаричних умов)

3.22 випарування нафти – втрата початкової маси пластової нафти в результаті її повного розгазування

3.23 густина пластової нафти – маса одиниці об'єму нафти (з розчиненим газом) у пластових умовах

3.24 середній коефіцієнт теплового розширення пластової нафти – відносна зміна об'єму пластової нафти при зміні температури на 1 °C під час ізобаричного нагрівання (охолодження).

3.25 в'язкість (динамічна) – характеристика внутрішнього тертя як протидії плинності пластової нафти.

4 УМОВНІ ПОЗНАКИ ВЕЛИЧИН ТА ЇХНЯ РОЗМІРНІСТЬ, СКОРОЧЕННЯ

Сим-вол	Назва величини	Одиниця вимірювання	Доповнення
1	2	3	4
$p_{пп}$	Пластовий тиск (початковий)	МПа	
p_p	Пластовий тиск (поточне значення)	МПа	
$t_{пл}$	Пластова температура	°С	
p_n	Тиск насичення (початковий)	МПа	
p_p	Тиск фазової рівноваги	МПа	На контакті “газ-нафта” - за наявності вільної газової фази в покладі (нафтовому)
p_v	Тиск вимірювання	МПа	
$p_{кп}$	Тиск у приймальній камері глибинного пробовідбірника	МПа	
Δp	Надтиск нафти	МПа	$\Delta p = p_{пл} - p_n$
$p_{виб}$	Вибійний тиск у свердловині	МПа	У розкритому інтервалі продуктивного горизонту
$\Delta p_{виб}$	Депресія на пласт	МПа	$\Delta p_{виб} = p_{пл} - p_{виб}$
$p_{тр}$	Трубний тиск	МПа	На гирлі свердловини
$p_{зтр}$	Затрубний тиск	МПа	На гирлі свердловини
$p_{ат}$	Атмосферний (барометричний) тиск	мм. рт. ст.	
t_k	Кімнатна температура	°С	
Γ	Газовміст нафти (поточні значення)	$\frac{м^3}{м^3}$ $\frac{м^3}{т}$	$\Gamma^{(o)}, \Gamma^{(п)}$ середні значення – $\Gamma_{сер}^{(o)}, \Gamma_{сер}^{(п)}$
α	Коефіцієнти розчинності газу (поточні значення)	$\frac{м^3}{м^3}$ МПа ⁻¹ $\frac{м^3}{т}$ МПа ⁻¹	$\alpha^{(o)}, \alpha^{(п)}$ середні значення – $\alpha_{сер}^{(o)}, \alpha_{сер}^{(п)}$
ρ	Густина нафти	кг/м ³	В пластових умовах $\rho_{пл}$ Насиченої $\rho_{нас}$ В межах надтиску ρ_n
ρ_g	Густина газу	кг/м ³	В стандартних умовах
$\bar{\rho}_g$	Відносна густина газу	-	За повітрям
$\rho_{дн}$	Густина дегазованої нафти	кг/м ³	$\rho_{дн}^{(o)}, \rho_{дн}^{(п)}$
$\rho_{гв}$	Густина газу, що виділився з нафти	кг/м ³	За даних тисків фазової рівноваги в диференціальному процесі розгазування

1	2	3	4
V	Випарування пластової нафти	мас, %	$V^{(o)}, V^{(п)}$
λ	Об'ємний коефіцієнт (поточне значення)	-	$\lambda_{пл}^{(o)}, \lambda_{пл}^{(п)}$ в пластових умовах, $\lambda^{(o)}, \lambda^{(п)}$ в межах надтиску Δp , $\lambda_{нас}^{(o)}, \lambda_{нас}^{(п)}$ насиченої нафти
b	Усадка пластової нафти	%	$b^{(o)}, b^{(п)}$
θ	Перерахунковий коефіцієнт усадки	-	$\theta^{(o)}, \theta^{(п)}$
$\beta_{н.сер}$	Середній коефіцієнт стисливості нафти	$10^{-3} \cdot \text{МПа}^{-1}$	Постійне значення в межах надтиску Δp
$\beta_{н.сер}^д$	Середній диференціальний коефіцієнт стисливості нафти	10^{-3} МПа^{-1}	
M	Молярна маса	г/моль	M_r розчиненої газової фази, $M_{нд}$ дегазованої рідинної фази, $M_{пл}$ пластової нафти
q_{max}	Потенційний вихід компонентів C_{3+} (пропан-гексан) з розчиненої газової фази	кг/м ³	Сировина для одержання скрапленого газу, в т.ч. газоліну, вихід якого $q_{газол}$ кг/м ³
μ	В'язкість нафти (динамічна), поточне значення	мПа·с	μ_n в межах надтиску Δp $\mu_{нас}$ за тиску насичення $\mu_{пл}$ в пластових умовах
$\mu_{пл}^{тпл}$	Динамічна в'язкість розгазованої нафти	мПа·с	При пластовій температурі
ν^t	Кінематична в'язкість розгазованої нафти	мм ² /с	За даної температури
$\mu_{г.ат}^{тпл}$	Динамічна в'язкість газу в умовах атмосферного тиску і пластової температури	мПа·с	
μ_r	Динамічна в'язкість газової фази, що виділилась з пластової нафти	мПа·с	За пластової температури і заданих тисків фазової рівноваги в процесі диференціального розгазування

Примітка. Газовміст, коефіцієнт розчинності газу, об'ємні коефіцієнти, усадка, перерахункові коефіцієнти усадки і випарування залежать від способу дегазації. Індексми “о” і “д” позначені відповідні процеси стандартного однократного і диференціального розгазування пластових нафт.

Скорочення

НКТ – насосно-компресорні труби

ГФ – газовий 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 свердловин

ДПР – дослідно-промислова розробка покладу

ПГ – пробовідбірник глибинний

АСМ – апаратура з самоскладною мішалкою (для дослідження пластових нафт)

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

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 За результатами проведених досліджень необхідно встановити фазовий стан і тип флюїду (нафти важкі, звичайного чи перехідного типу або близькокритичні вуглеводневі системи), його фізико-хімічні властивості і можливі фазові перетворення в процесі ізотермічного зниження пластового тиску, а також товарні якості одержаної продукції.

5.2 Постановка спеціальних досліджень здійснюється у разі виникнення сумнівів, що стосуються встановлення (чи оцінки) типу пластового флюїду, зокрема при одержанні промислових припливів газо-нафтової суміші з газовими факторами понад $450\text{--}500\text{ м}^3/\text{м}^3$. Такі роботи виконуються за індивідуальною програмою.

5.3 Наявність матеріалів дослідження пластових нафт є обов'язковою під час здійснення ГЕО-2 і ГЕО-1 як окремих нафтових покладів, так і багатопластових родовищ. Для ГЕО-3 можуть бути використані параметри з регіонального прогнозування або за аналогією із сусідніми родовищами, котрі мають подібні гірничо-геологічні умови і вуглеводневі флюїди.

5.4 Початкові властивості пластових нафт і їхні підрахункові параметри необхідно визначати безпосередньо після одержання промислових припливів нафти в перших пошуково-розвідувальних свердловинах, до часу порушення фазового стану флюїдів у покладі під впливом довготривалого дослідження чи ДПЕ, тобто в умовах перевищення стабільних вибірних тисків $p_{\text{виб}}$ (не менше, ніж на 3–5 МПа) над тисками насичення $p_{\text{н}}$.

5.5 Початкові властивості пластових нафт повинні встановлюватися під час пошуково-розвідувальних робіт за пробами для кожного нафтового покладу та його окремих підрахункових елементів (блоків, ділянок). За наявності кількох досліджень параметри визначаються усередненням їхніх результатів. Використання матеріалів за аналогією з сусідніми підрахунковими елементами допускається як виняток і вважається оціночним. Оскільки практично всі родовища України мають складну геологічну будову і найбільш вірогідна їхня модель остаточно стає відомою лише після завершення розвідувальних робіт, тому повний комплекс дослідження свердловин та вивчення пластових нафт для всіх покладів слід здійснювати в кожній пошуковій, розвідувальній і випереджувальній експлуатаційній свердловинах. Обсяги і періодичність дослідження свердловин та поточний відбір глибинних проб нафти під час ДПР регламентуються галузевим стандартом України (ГСТУ 41-00032626-00-016).

6 ВИКОРИСТАННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТОВИХ НАФТ ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ І РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ

6.1 Параметри, що одержані за результатами вивчення властивостей пластових нафт, використовуються для підрахунку запасів нафти і розчиненого газу усіма існуючими методами – об'ємним, матеріального балансу і статистичним. Підрахунок за чинними нормативно-промисловими документами передбачає визначення кількості початкових і поточних (на дату підрахунку) загальних запасів вуглеводнів і корисних у них компонентів та балансової їхньої частки, яка належить до групи видобувних. У ньому застосовуються параметри пластових нафт, отримані за комплексом лабораторних досліджень.

6.2 Обґрунтування підрахункових параметрів передбачає визначення вихідних даних, що характеризують початковий фазовий стан і властивості пластових нафт. Обов'язково встановлюються:

- початковий тиск насичення нафти p_n ;
- об'ємні коефіцієнти λ , на основі яких одержують значення перерахункових коефіцієнтів усадки θ ;
- газовміст нафти G ;
- компонентний склад розчиненої газової фази (від метану до гексанів і неуглеводневих сполук N_2 та CO_2) та максимальний вихід з неї $q_{\max}$ важких вуглеводнів C_{3+} , в т. ч. стандартного газоліну $q_{\text{газол}} (0,5 n-C_4 \text{ і } C_{5+})$;
- фізико-хімічні властивості розгазованої нафти (у комплексі).

6.3 Обґрунтування підрахункових (статичних, динамічних та інших) параметрів GEO-1 і TEO здійснюються за приведенням (перерахунком або на основі емпіри), встановлених лабораторними

дослідженнями параметрів пластових нафт до початкових (поточних) пластових тисків $p_{пл}$ ($p_{п}$) і температур $t_{пл}$, що відповідають серединам (центрам тяжіння) запасів (ділянок, блоків) у прийнятій моделі геологічної будови.

6.4 Технологічні і техніко-економічні коефіцієнти вилучення нафти та газової фази, що виділилася з розчину, для нафтових покладів з різним ступенем геологічного вивчення (ГЕО-2 і ТЕД або ГЕО-1 і ТЕО за даними ДПЕ і ДПР) прогнозуються згідно з результатами економічних розрахунків оптимальних варіантів освоєння запасів на різних режимах розробки відповідно до Положення про порядок ТЕО кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу (ДКЗ України, 2006 р.).

7 ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ

7.1 Вихідними даними, наявність яких необхідна для проведення лабораторних досліджень глибинних проб, є тип флюїду, значення початкового пластового тиску $p_{пл}$ (на глибині середини розкритого інтервалу продуктивного горизонту) і температури $t_{пл}$.

7.2 Значення $p_{пл}$ встановлюють прямим заміром або з епюри вимірювання тиску в закритій свердловині (одночасно максимальним термометром визначають $t_{пл}$).

7.3 Епюра дає можливість

- визначити положення водо-нафтового та нафто-газового рівнів у стовбурі свердловини;

- розраховувати на основі нахилу його окремих відрізків густини пластової води ρ_v , насиченої газом нафти ρ_n та газу ρ_g .

За допомогою епюри звичайно вирішують питання відносно планової глибини відбирання проб флюїду при заданому тиску p . Значення ρ_n може використовуватися для аналітичних розрахунків або як контрольний параметр.

7.4 У періодичних (планових) дослідженнях режимів експлуатації свердловин вимірюються добові дебіти нафти і газу Q_n і Q_g (за якими розраховують важливий параметр – газовий фактор промислової продукції ГФ) та значення тисків – трубного $p_{тр}$, затрубного $p_{зтр}$ і вибірного $p_{виб}$.

7.5 Найбільш вагомим (з точки зору прогнозу) є вимірювання $p_{виб}$, за яким визначається депресія на пласт $\Delta p_{виб} = p_{пл} - p_{виб}$. Динаміка $\Delta p_{виб}$ у часі дає змогу передбачити перехід від пружного режиму розробки покладу до напірного режиму або виснаження (режим розчиненого газу).

8 ВІДБИРАННЯ ПРЕДСТАВНИЦЬКИХ ГЛИБИННИХ ПРОБ НАФТИ. РЕКОМБІНОВАНІ ПРОБИ

8.1 Джерелом достовірної інформації про фізичні властивості газонасичених нафт слугують результати експериментального вивчення представницьких глибинних зразків, які за своїми складами відповідають пластовим.

8.2 Обов'язкові для виконання правила відбирання представницьких проб пластового флюїду, їхня кількість, питання технічного забезпечення процесу, а також транспорту і зберігання наявних зразків регламентуються СОУ 73.1-41-08.03.09.

8.3 Глибинні прилади ПД-3М, ВПП-300, ПГ-1000 (ОСТ 39-060), що застосовуються під час промислових досліджень, повинні знаходитися у бездоганному технічному стані. Відбирання проб нафти допускається тільки за таких термобаричних умов, що не перевищують номінальні робочі параметри даного типу приладу.

8.4 Перевірку ідентичності відібраних проб здійснюють шляхом контрольного вимірювання тиску в приймальних камерах глибинних приладів $p_{\text{кп}}$ або зіставлення визначених у лабораторії тисків насичення нафти $p_{\text{н}}$. Розбіжності між результатами вимірювання $p_{\text{кп}}$ чи $p_{\text{н}}$ в окремих пробах регламентовані, СОУ 73.1-41-08.03.09, вони не повинні перевищувати $\pm 1\%$ для $p_{\text{н}}$.

8.5 Під час ДПР передбачається відбирання контрольних глибинних проб з метою уточнення динаміки зміни конкретних параметрів нафти в процесі падіння пластового тиску (ГСТУ 41-00032626-00-16). Подібні дослідження можуть виконуватися тільки в умовах розробки покладу (родовища) на пружному режимі, тобто за умови $p_{\text{внб}} > p_{\text{н}}$.

8.6 В окремих випадках відбирання глибинних проб неможливо здійснити з технічних причин (аварійний стан свердловин, обсадних колон, поверхневого обладнання, часткове закупорювання НКТ тощо). В таких випадках досліджують рекомбіновані проби, для створення яких використовують поверхневі зразки рідинної і газової фаз. Результати вивчення таких флюїдів менш достовірні порівняно з даними, що їх одержують під час аналізу представницьких глибинних зразків, однак вони задовільно характеризують фазовий стан і весь комплекс фізичних властивостей пластових нафт.

8.6.1 Вихідними параметрами для підготовки рекомбінованих систем є значення початкового пластового тиску $p_{\text{пл}}$, температури $t_{\text{пл}}$ і газовмісту Γ , який завчасно невідомий і на практиці підмінюється газовим фактором $\Gamma\Phi$. Оскільки в переважній більшості випадків $\Gamma\Phi < \Gamma$ то реальне значення газового фактора $\Gamma\Phi_{\text{р}}$, яке враховувало би не тільки об'єми газу дегазації, виміряні на промислових сепараторах ($\Gamma\Phi$), але й

ті об'єми газу, що виділяються з нафти в процесі її стабілізації ($\Gamma\Phi_{\text{ст}}$), становить $\Gamma\Phi_p = \Gamma\Phi + \Gamma\Phi_{\text{ст}}$.

8.6.2 Застосовуються два способи рекомбінації:

- перший, у якому попередньо розраховується і підготовлюється необхідна кількість газу для одноразового насичення рідинної вуглеводневої фази до уточненого значення $\Gamma\Phi_p$. Рекомбінований флюїд з вихідними параметрами $p_{\text{пл}}$ і $t_{\text{пл}}$ в подальшому досліджується за комплексною методикою (СОУ 73.1-41-08.03.09);

- другий спосіб більш зручний і полягає в поступеному донасиченні газом (за $t_{\text{пл}} = \text{const}$) рідинної фази. При досягненні кінцевого значення $\Gamma = \Gamma\Phi_p$ встановлюють початковий пластовий тиск $p_{\text{пл}}$. Таким чином флюїд підготовлений до експериментальних досліджень.

9 ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

9.1 Фізичні властивості пластових нафт вивчаються в процесі комплексних лабораторних робіт, які виконуються за допомогою стандартної апаратури типу АСМ-300 і АСМ-600, які розраховані на робочі тиски відповідно до 30 МПа і 60 МПа та температуру до 150 °С, та інших типів апаратури.

9.2 Повний обсяг експериментальних досліджень охоплює (СОУ 73.1-41-08.03.09):

- вимірювання pVT -залежностей;
- стандартне однократне та диференціальне розгазування пластової нафти;
- вимірювання динамічної в'язкості.

9.2.1 Вимірювання pVT -залежностей. При постійній температурі $t_{\text{пл}}$ (або при іншій заданій) знімають поступовим зниженням тиску ізотерми pV пластової нафти в одно- і двофазовій областях її стану. Точка перетину кривих pV визначає початок фазових перетворень тиск насичення p_n . Надтиск нафти Δp розраховується як різниця між $p_{\text{пл}}$ і p_n . На базі кривої pV в однофазовій області стану нафти розраховують залежно від умов, вказаних у СОУ 73.1-41-08.03.09, середній $\beta_{\text{н.сер}}$, або диференціальний $\beta_{\text{н}}^d$ і середній диференціальний $\beta_{\text{н.сер}}^d$ коефіцієнти стисливості – в межах надтиску Δp .

Вимірюючи за постійного пластового тиску $p_{\text{пл}}$ зміну об'єму нафти в інтервалі температур від стандартної ($t_{\text{ст}} = 20$ °С) до пластової ($t_{\text{пл}}$), визначають коефіцієнт теплового розширення η_T .

9.2.2 Стандартне однократне розгазування полягає в повній дегазації певної кількості нафти, яку випускають із лабораторної апаратури за умов одночасного зниження тисків і температур від початкових пластових ($p_{\text{пл}}$, $t_{\text{пл}}$) до стандартних атмосферних ($p_{\text{ст}} = 760$ мм. рт. ст., $t_{\text{ст}} = 20$ °С): вимірюють початкові і кінцеві об'єми випущеної

нафти. За їхніми співвідношеннями визначають об'ємний коефіцієнт $\lambda_{\text{пл}}^{(o)}$, усадку $b^{(o)}$, % та перерахунковий коефіцієнт усадки $\theta^{(o)}$. Вимірюють і приводять до стандартних умов об'єми газу, що був розчинений у випущеній нафті і виділився в процесі її дегазації. Відношення об'ємів газу до об'ємів розгазованої рідинної фази характеризує газовміст пластової нафти $\Gamma^{(o)}$. Розраховують середній коефіцієнт розчинності газу $\alpha_{\text{сер}}^{(o)}$.

- відбирають проби газу та розгазованої нафти з метою визначення їхніх компонентних складів (вміст від метану до гексанів включно, а також азоту, двооксиду вуглецю, водню, сірководню і гелію);

- розраховують густину розчиненого газу (газу дегазації) в нормальних атмосферних умовах – $\rho_{\text{г}}$ і відносну (за повітрям) – $\bar{\rho}_{\text{г}}$;

- розраховують потенційний вміст сполук $\text{C}_{3+}(\text{q}_{\text{max}})$, в тому числі стандартного газоліну $\text{q}_{\text{газол}}$;

- на основі складу розчиненого газу і розгазованої вуглеводневої рідини розраховують компонентний склад пластової нафти;

- визначають густину нафти в пластових умовах $\rho_{\text{пл}}^{(o)}$, та її випарування $V^{(o)}$;

- відбирають окрему пробу розгазованої нафти з метою визначення її фізико-хімічних властивостей.

9.2.3 Диференціальне розгазування пластової нафти відбувається за умови постійної пластової температури $t_{\text{пл}}$ та поступеневого зниження тисків фазової рівноваги $p_{\text{р}}$, тобто від початкового тиску насичення $p_{\text{н}}$ до атмосферного. На кожному ступені фіксують зміну об'єму проби і кількість виділеної в процесі розгазування леткої фази, яку приводять до стандартних умов ($p_{\text{ст}}$, $t_{\text{ст}}$). Також відбирають для хроматографічного аналізу проби газу з метою визначення їхнього компонентного складу, за яким розраховується густина цього газу $\rho_{\text{гв}}$.

Після зниження тиску до атмосферного і охолодження апаратури визначають:

- відношення початкового об'єму нафти (при $p_{\text{пл}}$) до кінцевого, що визначає об'ємний коефіцієнт $\lambda_{\text{пл}}^{(д)}$, на основі якого встановлюється усадка $b^{(д)}$, та перерахунковий коефіцієнт усадки $\theta^{(д)}$. Відношення поступеневої зміни об'ємів (до кінцевого) характеризує залежність $\lambda_{(д)} = f(p_{\text{р}})$;

- газовміст нафти $\Gamma^{(д)}$ як функція тиску фазової рівноваги, що відповідає відношенню зростаючого об'єму виділеного при диференціальній дегазації газу до кінцевого об'єму нафти (при 20 °С). Початкове значення $\Gamma^{(д)}$ враховує повний об'єм розчиненого газу в

пластових умовах. Дані про зміну $\Gamma^{(д)}$ є основою для побудови залежності коефіцієнта розчинності газу $\alpha^{(д)} = f(p_p)$;

- густину $\rho_n^{(д)}$ яка дорівнює відношенню повної маси флюїду (тобто постійної маси рідинної фази $G_{p,ф}$ з поступеневою доданою масою розчиненого газу $G_{p,г}$) до його об'єму на кожному ступені. При початковому тиску насичення p_n значення $G_{p,г}$ стає максимальним. Але в даних умовах густина $\rho_n^{(д)}$ є найнижчою, оскільки об'єми газонасиченої нафти зростають інтенсивніше маси;

- випарування нафти $B^{(д)}$, яке розраховують використовуючи значення параметрів $\lambda_{пл}^{(д)}$, $\rho_{пл}^{(д)}$, $\rho_{нд}^{(д)}$.

9.2.4 Вимірювання динамічної в'язкості здійснюють методом визначення часу падіння сталевий кульки в каліброваній трубці віскозиметра ВУ. Обробку даних проводять за двочленною формулою, яка має універсальний характер і застосовується в широкому інтервалі в'язкостей – від сотень мПа·с до 0,16–0,18 мПа·с. Використовуючи калібрувальний графік для двочленної формули, встановлюють значення μ_n в умовах заданих тисків вимірювання (p_v) і постійної температури $t_{пл}$.

Вимірювання в'язкості виконують окремо в межах надтиску Δp (для 2–3 проміжних тисків p_v) і в зоні поступового розгазування нафти (для тисків фазової рівноваги $p_p < p_n$). На завершення вимірюють в'язкість сепарованої нафти в умовах пластової температури $\mu_{нд}(t_{пл})$.

Динамічна в'язкість газової фази μ_t (при заданих тисках вимірювання p_v і $t_{пл}$) розраховується за методикою, наведеною у СОУ 73.1-41.08.03.09. Вихідними даними для розрахунків є густина цієї фази $\rho_{гв}$ (див. 5.2.3), тиск p_v та температура покладу $t_{пл}$.

9.3 Якщо початковий тиск насичення нафти близький або дорівнює пластовому, $p_n \cong p_{пл}$, тоді всі вимірювання pVT -залежностей і в'язкості першого ступеня диференціального розгазування повинні здійснюватися за тисками вимірювання p_v , відповідно вищими від $p_{пл}$; звичайно приймається $p_v > p_{пл}$ на 3–5 МПа. Це стосується також стандартного однократного розгазування, а одержані в умовах $p_v > p_{пл} \cong p_n$ результати послідовно екстраполюються до значень $p_{пл}$. Коефіцієнти стисливості β_n і теплового розширення пластової нафти в таких випадках не розраховуються.

9.4 Якщо початкові тиски насичення пластової нафти нижчі 5 МПа, комплекс досліджень необхідно обмежити тільки стандартним однократним розгазуванням та вимірюванням pVT -залежностей і динамічної в'язкості.

9.5 Спеціальні дослідження

Якщо промислова продукція розкритого об'єкта (горизонту) в розвідувальній свердловині буде нафтоподібною вуглеводневою сумішшю з високим вмістом летких сполук ($ГФ > 450\text{--}500 \text{ м}^3/\text{м}^3$),

виникають сумніви відносно фазового стану та типу даного пластового флюїду.

9.5.1 Необхідно відібрати поверхневі проби рідинної та газової фаз на промисловому сепараторі і паралельно – глибинні зразки флюїду в закритій свердловині.

9.5.2 За умов високих значень ГФ об'єктом дослідження служить рекомбінована проба. Зразок рекомбінують у відповідності до заміряного значення газового фактора. Такі дослідження проводять на установках УГК (або УФР), що дозволяють завдяки безпосередньому візуальному спостереженню визначити початковий фазовий стан і характер фазових перетворень даної системи.

9.5.3 Якщо створена система виявиться газоконденсатною, дослідження її продовжується за стандартною методикою (СОУ 73.1-41-08.03.10). Окреме вивчення глибинних проб стає зайвим. У випадку підтвердження нафтової природи флюїду експериментально досліджуються глибинні або рекомбіновані проби.

10 ВИКОРИСТАННЯ МАТЕРІАЛІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ПЛАСТОВИХ НАФТ ДЛЯ ПЕРЕРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ ТА РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ

10.1 Незалежно від часу перерахунків запасів нафти і розчиненого газу та стану розробки покладів на цей час слід використовувати початкові фізичні параметри пластових нафт, визначені ще до порушення в них природної фазової рівноваги.

10.2 Періодичність поточних досліджень, які проводяться з метою контролю і уточнення визначеного комплексу характеристик пластових нафт, регламентується ГСТУ 41-00032626-00-016.

10.3 Вимоги стосовно видів і обсягів промислових і лабораторних досліджень є однаковими з початковими (див. розділи 4 і 5). Проте відбирання і дослідження контрольних глибинних зразків флюїду можливі виключно в період пружного режиму розробки покладу (родовища).

10.4 Результати всіх виконаних поточних досліджень обов'язково розглядаються порівняно з початковими, в тому числі з початковою проектною зміною видобутку нафти і розчиненого газу відповідно до зниження пластового тиску під час ДПР.

11 ВИМОГИ ДО ЗМІСТУ І ОФОРМЛЕННЯ МАТЕРІАЛІВ ДОСЛІДЖЕНЬ ПЛАСТОВИХ НАФТ

11.1 На розгляд ДКЗ України як інформативний матеріал для ГЕО і ТЕО представляється технічний звіт про лабораторні дослідження

пластової нафти, що виконувалися відповідно до методичних вказівок СОУ 73.1-41-08.03.09 з дотриманням вимог даних Методичних вказівок.

11.2 Технічний звіт повинен бути стислим, містити виключно кінцеві результати комплексних досліджень у вигляді таблиць та графічних побудов, які мають безпосереднє практичне значення. Технічний звіт ні в якому разі не повинен бути перевантаженим описом методичних прийомів, звичайними матеріалами, проміжними даними розрахунків, робочими таблицями і рисунками.

11.3 Технічний звіт складається із титульного листа, інформації про об'єкт дослідження, відбирання проб (глибинних або для рекомбінації), висновків, а також ряду необхідних таблиць і графічних побудов.

11.4 Зразок титульного листа і форми таблиць наведені в ДОДАТКУ А (А.1-А.7). У лівому верхньому куті кожної таблиці вказуються: родовище, № свердловини, горизонт та інтервал розкриття.

Титульний лист. На ньому подається інформація про те яка організація виконувала дослідження, предмет дослідження. Окремо вказуються відповідальні виконавці робіт.

Таблиця А.1 – Інформація про об'єкт дослідження. Глибинні проби. Висновки. Загальний обсяг – до двох сторінок.

В інформації про об'єкт дослідження вказуються: результати прямих вимірювань початкового пластового тиску $p_{пл}$ і температури $t_{пл}$ в закритій свердловині, конструкція колони НКТ (внутрішній діаметр та глибина спуску), спосіб експлуатації, добові дебіти нафти Q_n і газу Q_g на усталених режимах (не менше трьох), діаметри штуцерів $d_{шт}$, газові фактори ГФ, робочі тиски (трубний $p_{тр}$, затрубний $p_{зтр}$, вибійний $p_{вб}$), депресія на пласт $\Delta p_{вб} = p_{пл} - p_{вб}$.

Глибинні проби (закінчення таблиці А.1). Вказуються: організація, яка здійснювала відбирання проб, дата відбирання, кількість і глибина відбирання, тип приладу, відмітка про кондиційність флюїду.

Якщо відбираються проби для створення штучної системи, слід зазначити “Проби для рекомбінації” і вказати: звідки відбиралися окремі фази флюїду (замірна ємність, затрубний простір свердловини, промисловий сепаратор, його тип, марка і робочий тиск). Крім цього, наводяться дані про ємності (контейнери), в яких зразки транспортуються і зберігаються.

Висновки. В них коротко слід вказати: тип пластової нафти, її фазовий стан, характеристика фазових переходів; особливості компонентного складу розчиненого газу, рідинної фази та загального складу пластової нафти; особливості фізико-хімічних параметрів компонентів; зауваження та пропозиції.

Таблиця А.2 – Підсумкова таблиця результатів лабораторних досліджень фізичних параметрів пластової нафти. Вносяться дані про

початковий тиск насичення p_n , густину нафти дегазованої $\rho_{нд}^{(o)}$, $\rho_{нд}^{(д)}$ та в пластових умовах ($\rho_{пл}$); густину газової фази – абсолютну ρ_r і відносну (за повітрям) $\bar{\rho}_r$ в нормальних умовах, окремо подаються (залежно від способу дегазації – стандартного однократного або диференціального): газовміст нафти $\Gamma^{(o)}$, $\Gamma^{(д)}$; коефіцієнти розчинності газу (середні) – $\alpha_{сер}^{(o)}$, $\alpha_{сер}^{(д)}$; об'ємні коефіцієнти $\lambda_{пл}^{(o)}$, $\lambda_{пл}^{(д)}$, усадка $b^{(o)}$, $b^{(д)}$ та перерахункові коефіцієнти усадки $\theta^{(o)}$, $\theta^{(д)}$, випарування нафти $B^{(o)}$, $B^{(д)}$. Крім цього, наводяться значення коефіцієнтів стисливості – середні $\beta_{н.сер}$ або середні диференціальні $\beta_{н.сер}^д$ та коефіцієнта теплового розширення η_r . В'язкість нафти μ подається в пластових умовах, насиченої (при p_n) та дегазованої (за пластової температури $t_{пл}$).

Таблиця А.3 – Зміна параметрів нафти у межах надтиску Δp .

Вносяться дані про середній диференціальний коефіцієнт стисливості нафти $\beta_{н.сер}^д$, об'ємні коефіцієнти $\lambda^{(o)}$ та $\lambda^{(д)}$, густину ρ і в'язкість μ за тисків – від початкового пластового $p_{пл}$ до p_n . Якщо в дослідженнях визначається тільки середній коефіцієнт стисливості $\beta_{н.сер}$ (що є величиною постійною), то залежності $\lambda=f(p)$ і $\rho=f(p)$ представлятимуть прямі лінії.

Таблиця А.4 – Компонентні склади розчиненої газової фази, розгазованої та пластової нафти. Наводяться визначені хроматографічним способом компонентні склади обох фаз (від метану до гексанів, N_2 та CO_2), на основі яких встановлюється склад пластової нафти. Додатково розраховують її молярну масу $M_{пл}$. Вносять також дані про потенційний вихід важких сполук (C_{3+}) з розчиненої газової фази q_{max} , в тому числі стандартного газоліну $q_{газол}$ (ГОСТ 23781, 30319.1).

Таблиця А.5 – Диференціальне розгазування пластової нафти. Вносяться дані про зміну експериментально одержаних значень таких параметрів: об'ємного коефіцієнта $\lambda_{(д)}$; густини нафти ρ_n ; газовмісту $\Gamma_{(д)}$; коефіцієнта розчинності газу $\alpha_{(д)}$ і в'язкості μ_n , а також одержаної розрахунковим способом (див. СОУ 73.1-41-08.03.09) в'язкості газової фази μ_r в межах тисків від початкового тиску насичення p_n до 0,1 МПа (при $t_{пл} = const$).

Таблиця А.6 – Компонентний склад газової фази, що поступеново виділилася з розчину в процесі диференціального розгазування пластової нафти. При вибраних тисках сепарації $p_{сеп} = p_r$ наводяться склади летких компонентів (від метану до гексану включно і неуглеводневих сполук N_2 та CO_2), за даними яких розраховують їхні густини $\rho_{гв}$.

Таблиця А.7 – Результати аналізів фізико-хімічних характеристик дегазованої (стабільної нафти), виконаних згідно з ГОСТ

33, 1431, 1851, 20287, 2177, 3900, 23683 та СОУ 11.1-31169745.03 і 04. Наводяться дані про густини $\rho_{\text{нд}}^{(o)}$, $\rho_{\text{нд}}^{(n)}$, молярну масу $M_{\text{нд}}$, кінематичну в'язкість (при 20 та 50 °С) ν_{20} і ν_{50} , температуру застигання t_3 нафти і плавлення парафіну $t_{\text{п}}$, фракційний склад, а також вміст сірки, бензольних і спирто-бензольних смол, асфальтенів та асфальтогенових кислот.

11.5 Результати експериментальних досліджень пластових нафт, наведені в таблицях А.3, А.5 та А.6, доцільно ілюструвати графічно. Приклади таких матеріалів у вигляді залежностей зміни окремих фізичних параметрів (чи концентрації компонентів леткої фази) подаються в ДОДАТКУ Б.

Графіки Б.1 і Б.2, побудовані на базі даних таблиці А.3, мають єдину назву – Зміна параметрів пластової нафти у межах надтиску Δp . В додатку Б.1 подано залежності середнього диференціального коефіцієнта стисливості $\beta_{\text{н,сер}}^{\text{д}} = f(p)$ та в'язкості $\mu = f(p)$; в додатку Б.2 – залежності об'ємних коефіцієнтів $\lambda_{(o)} = f(p)$, $\lambda_{(д)} = f(p)$ та густини $\rho = f(p)$.

Графіки Б.3 і Б.4 ілюструють зміну параметрів пластової нафти в процесі її диференціального розгазування. Вони побудовані за даними таблиці А.5 в межах поточних тисків p – від початкового тиску насичення $p_{\text{н}}$ до 0,1 МПа.

На графіку Б.3 наводяться залежності об'ємного коефіцієнта $\lambda_{(д)} = f(p)$, густини нафти $\rho = f(p)$, в'язкості нафти $\mu_{\text{н}} = f(p)$ та в'язкості газової фази $\mu_{\text{г}} = f(p)$. Залежності газовмісту $\Gamma^{(n)} = f(p)$, коефіцієнта розчинності $\alpha^{(n)} = f(p)$ та густини газової фази $\rho_{\text{гв}} = f(p)$, що виділилася з насиченого нафтового розчину (за даними таблиці А.6), зображені на графіку Б.4.

Графік Б.5 показує зміну компонентного складу (N_2 , CO_2 , C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 і C_6) леткої фази в процесі диференціального розгазування флюїду (таблиці А.6).

11.6 У додатках А і Б наведені форми таблиць і графічних додатків при проведенні стандартного комплексу дослідницьких робіт. Якщо вивчатимуться пластові нафти повністю насичені леткими вуглеводневими сполуками, тобто коли початковий пластовий тиск і тиск насичення рівні ($\Delta p = 0$), або нафти з мінімальним газовмістом, порядку 10–30 м³/м³, кількість необхідних таблиць і графіків (при оформленні матеріалів лабораторних робіт) буде меншою. У першому випадку відсутній надтиск нафти Δp (скоротиться таблиця А.3 та графіки Б.1 і Б.2); у другому – не проводиться дослід диференціального розгазування флюїду (тоді скоротяться таблиці А.5 і А.6 та графіки Б.3, Б.4 і Б.5).

12 ДОДАТКОВІ ІНФОРМАЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ

12.1 Достовірність результатів підрахунку запасів глибинних вуглеводнів різними методами, виконання термодинамічних досліджень, складання технологічних схем і проектів розробки покладів і родовищ залежить від точності визначення або перерахунку пластових тисків. Вона, зокрема, пов'язана із застосуванням коефіцієнтів переведення в Міжнародну систему одиниць (SI) цього параметра, одержаного в значеннях інших систем (ДСТУ 3651.0). З метою уніфікації перерахунків тиску у МПа використовуються перевідні коефіцієнти, що подані в ДОДАТКУ В (Таблиця В.1).

12.2 Для зручності проведення поточних розрахунків під час дослідження пластових нафт наведено також такі доповнюючі інформаційні матеріали: температурні поправки густин розгазованих нафт (Таблиця В.2), значення пружності пари дистильованої води (Таблиця В.3), молярна маса, густина та критичні параметри індивідуальних газів згідно з Міждержавним стандартом ГОСТ 30319.1 (Таблиця В.4).

ДОДАТОК А
(обов'язковий)

ФОРМИ ТАБЛИЦЬ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОСЛІДЖЕННЯ
ПЛАСТОВИХ НАФТ

Назва відомства

Назва лабораторії

ТЕХНІЧНИЙ ЗВІТ ПРО РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ
ПЛАСТОВОЇ НАФТИ

..... родовища.

Свердловина, продуктивний горизонт,
інтервал розкриття

Керівники організацій і лабораторій
_____ (підписи)

Відповідальні виконавці
_____ (підписи)

Виконавці
_____ (підписи)

Місто
Рік

Родовище
 Свердловина
 Продуктивний горизонт
 Інтервал розкриття

Таблиця А.1 – Інформація про об’єкт дослідження

Термобаричні умови залягання тиски, МПа	температура, °С	Колона НКТ		Спосіб експлуатації	Діаметр штуцера, мм	Добові дебіти		Газовий фактор, м ³ /м ³	Тиски, МПа	
		діаметр, мм	глибина спуску, м			нафти, м ³	газу, тис.м ³		трубний	загрудний
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										12

Закінчення таблиці А.1

Глибинні проби

Депресія на пласт, МПа	Організація, яка здійснювала відбирання проб	Дата відбирання	Проби нафти		Тип приладу	Відмітка про кондиційність
			кількість	глибина відбирання, м		
13	14	15	16	17	18	19

Висновки

- 1.
- 2.

Родовище
 Родовище
 Свердловина
 Продуктивний горизонт
 Інтервал розкриття

Таблиця А.2 – Підсумкова таблиця результатів завершених досліджень фізичних параметрів пластової нафти

Параметр	Символ	Одиниця вимірювання	Значення
Тиск насичення	p_n	МПа	
Надтиск нафти	Δp	МПа	
Густина нафти: - дегазованої в однократному процесі (при 20 °С) - дегазованої в диференціальному процесі (при 20 °С) - пластової (при $p_{пл}$) - насиченої (при p_n)	$\rho_{нд}^{(o)}$ $\rho_{нд}^{(д)}$ $\rho_{пл}$ ρ_n	кг/м ³ кг/м ³ кг/м ³ кг/м ³	
Густина розчиненого газу в стандартних умовах: - абсолютна - відносна (за повітрям)	$\rho_{гв}$ $\bar{\rho}_г$	кг/м ³ -	
Газовміст нафти: - стандартне однократне розгазування - диференціальне розгазування	$\Gamma^{(o)}$ $\Gamma^{(д)}$	м ³ /м ³ м ³ /т м ³ /м ³ м ³ /т	
Середній коефіцієнт розчинності газу: - стандартне однократне розгазування - диференціальне розгазування	$\alpha_{сер}^{(o)}$ $\alpha_{сер}^{(д)}$	м ³ /м ³ МПа ⁻¹ м ³ /т МПа ⁻¹ м ³ /м ³ МПа ⁻¹ м ³ /т МПа ⁻¹	
Об'ємний коефіцієнт нафти: - стандартне однократне розгазування - диференціальне розгазування	$\lambda_{пл}^{(o)}$ $\lambda_{пл}^{(д)}$	- -	
Усадка нафти: - стандартне однократне розгазування - диференціальне розгазування	$b^{(o)}$ $b^{(д)}$	% %	
Перерахунковий коефіцієнт усадки: - стандартне однократне розгазування - диференціальне розгазування	$\theta^{(o)}$ $\theta^{(д)}$	- -	

Закінчення таблиці А.2

Середній коефіцієнт стисливості нафти *	* $\beta_{н.сер}$	10^{-3}МПа^{-1}	
Коефіцієнт теплового розширення	η_T	$10^{-3} (^\circ\text{C})^{-1}$	
В'язкість нафти: - в пластових умовах ($p_{пл}, t_{пл}$) - насиченої (при p_H) - дегазованої (при $t_{пл}$)	$\mu_{пл}$ μ_H $\mu_{нд}^{(пл)}$	мПа·с мПа·с мПа·с	
Випарування нафти: - стандартне однократне розгазування - диференціальне розгазування	$B^{(o)}$ $B^{(д)}$	мас. % мас. %	

* За певних умов (див. СОУ 73.1-41.08.03.09) замість середнього коефіцієнта стисливості $\beta_{н.сер}$ визначається середній диференціальний коефіцієнт стисливості $\beta_{н.сер}^д$

Родовище
 Свердловина
 Продуктивний горизонт
 Інтервал розкриття

Таблиця А.3 – Зміна параметрів нафти у межах надтиску Δp

Параметр	Тиск , МПа							
	p_n							$p_{пл}$
l	2	3	4	5	6	7	8	n
$\beta_{н.сер}^d$ *, 10^{-3} МПа^{-1}								
$\lambda^{(o)}$								
$\lambda^{(д)}$								
ρ , кг/м^3								
μ , $\text{МПа}\cdot\text{с}$								

* $\beta_{н.сер}^d$ – середній диференціальний коефіцієнт стисливості;
 $\lambda^{(o)}$ і $\lambda^{(д)}$ – об'ємні коефіцієнти відповідно при стандартному
 однократному та диференціальному процесах розгазування нафти; ρ –
 густина нафти, μ – її в'язкість.

Родовище
 Свердловина
 Продуктивний горизонт
 Інтервал розкриття

Таблиця А.4 – Компонентні склади розчиненої газової фази, розгазованої та пластової нафти

Компо- ненти	Сим- вол	Частка компонентів, %						Мо- лярна маса плас- тової нафти, г/моль
		розчинена газова фаза		розгазована нафта		пластова нафта		
		масо- ва	мо- лярна	масо- ва	мо- лярна	масо- ва	мо- лярна	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
Азот	N ₂							
Двооксид вуглецю	CO ₂							
Метан	C ₁							
Етан	C ₂							
Пропан	C ₃							
ізо-бутан	i C ₄							
н-бутан	n C ₄							
ізо- пентан	i C ₅							
н-пентан	n C ₅							
Гексани+ вищі	C ₆₊							
	Σ	100,00	100,00	100,0	100,00	100,00	100,0	

Потенційний вихід сполук C₃₊, $q_{\max} = \dots\dots$
 кг/м³,
 в т.ч. стандартного газоліну, $q_{\text{газол}} = \dots\dots$
 кг/м³.

Родовище
 Свердловина
 Продуктивний горизонт
 Інтервал розкриття

Таблиця А.5 – Диференціальне розгазування пластової нафти

Параметри	Тиск p , МПа									
	0,1									p_n
l	2	3	4	5	6	7	8	9	10	n
$\lambda_n^{(л)}$										
ρ_n , кг/м ³										
$\Gamma^{(л)}$, м ³ /м ³										
$\alpha^{(л)}$, м ³ /м ³ МПа ⁻¹										
μ_n , мПа·с										
μ_r , мПа·с										

Примітка. $\lambda_n^{(л)}$ – об’ємний коефіцієнт; ρ_n – густина насиченої нафти; $\Gamma^{(л)}$ – газовміст; $\alpha^{(л)}$ – коефіцієнт розчинності газу; μ_n і μ_r – в’язкості відповідно насиченої нафти та вільної легкої фази.

Родовище
 Свердловина
 Продуктивний горизонт
 Інтервал розкриття

Таблиця А.6 – Компонентний склад газової фази в процесі диференціального розгазування пластової нафти

Компо- ненти	Тиск , МПа											
	0,1											
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>n</i>
N ₂												
CO ₂												
C ₁												
C ₂												
C ₃												
Σ C ₄												
Σ C ₅												
C ₆₊												
Густина газової фази ρ _{ГВ} , кг/м ³												

Примітка. Вміст кожного компонента виражений у молярних частках, %.

Родовище
 Свердловина
 Продуктивний горизонт
 Інтервал розкриття

Таблиця А.7 – Фізико-хімічні характеристики дегазованої нафти. Результати аналізів

Густина, кг/м ³		Молярна маса, г/моль	Кінематична в'язкість, мм ² /с		Фракційний склад										
					початок кипіння, °C	Вміст фракцій (%), що випадають до, °C								Кінець кипіння °C	
						100	150	200	250	300	350	випає, %			
$\rho_{\text{нд}}^{(o)}$	$\rho_{\text{нд}}^{(д)}$		20 °C	50 °C	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
1	2	3	4	5											

Закінчення таблиці А.7

Температури, °С		Компонентний склад, часові частки, %					
		парафін	сірка	Смоли		асфальтени	асфальтогенні кислоти
застигання	плавлення парафіну			бензоліні	спиртобензоліні		
15	16	17	18	19	20	21	22

Додаток Б
(обов'язковий)

ПРИКЛАДИ ГРАФІЧНИХ ДОДАТКІВ

Родовище...

Свердловина...

Продуктивний горизонт...

Інтервал розкриття...

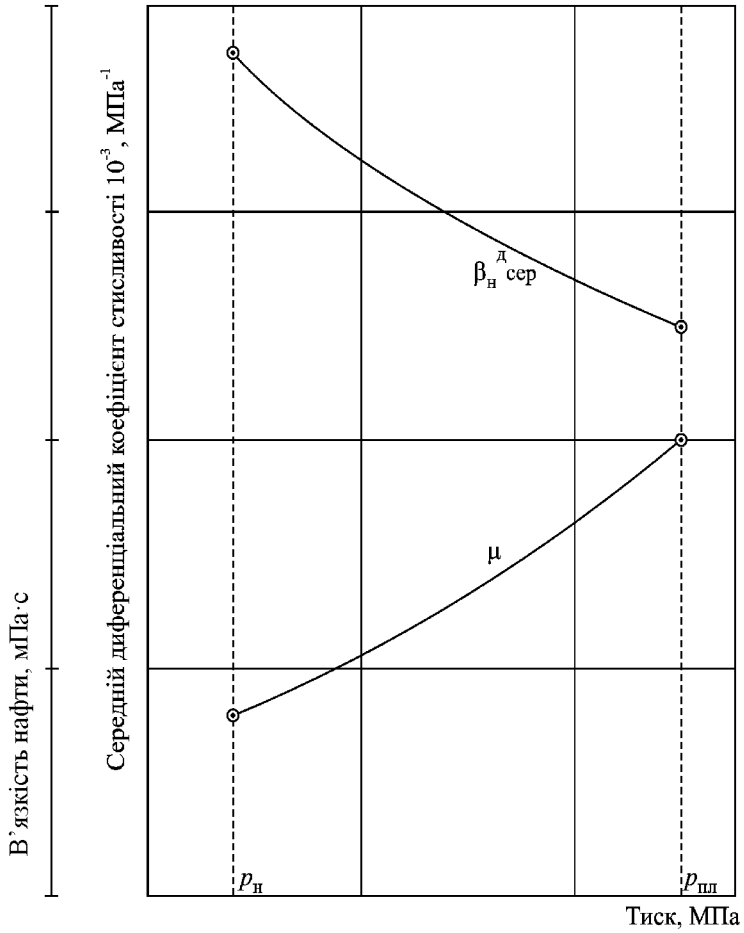


Рисунок Б.1 Зміна параметрів пластової нафти у межах надтиску

Родовище...
 Свердловина...
 Продуктивний горизонт...
 Інтервал розкриття...

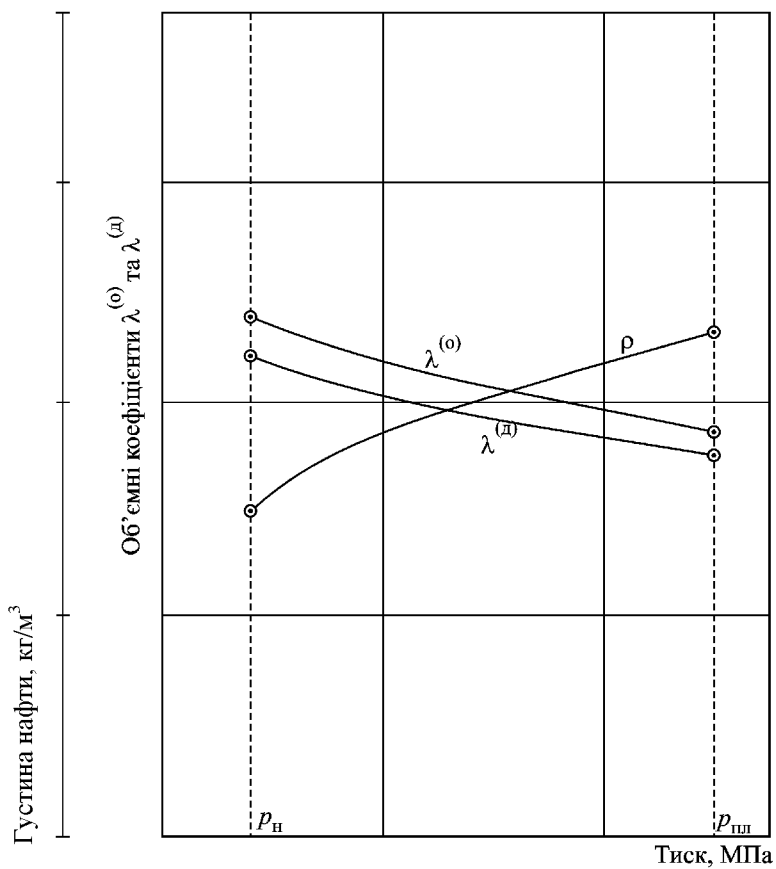


Рисунок Б.2 Зміна параметрів пластової нафти у межах надтиску

Родовище...
 Свердловина...
 Продуктивний горизонт...
 Інтервал розкриття...

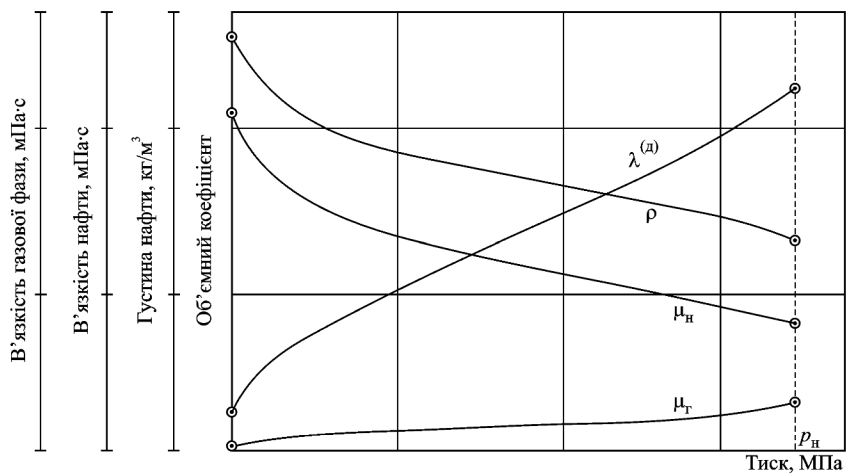


Рисунок Б.3 Диференціальне розгазування пластової нафти

Родовище...
 Свердловина...
 Продуктивний горизонт...
 Інтервал розкриття...

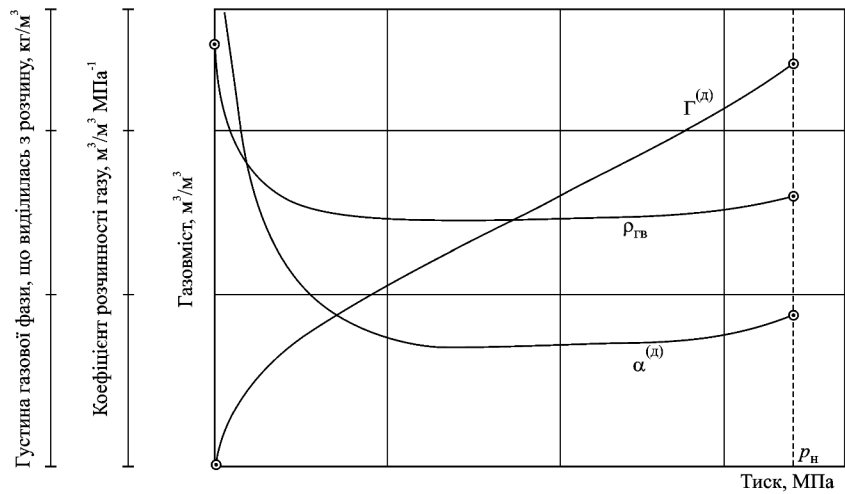


Рисунок Б.4 Диференціальне розгазування пластової нафти

Родовище...
 Сverdловина...
 Продуктивний горизонт...
 Інтервал розкриття...

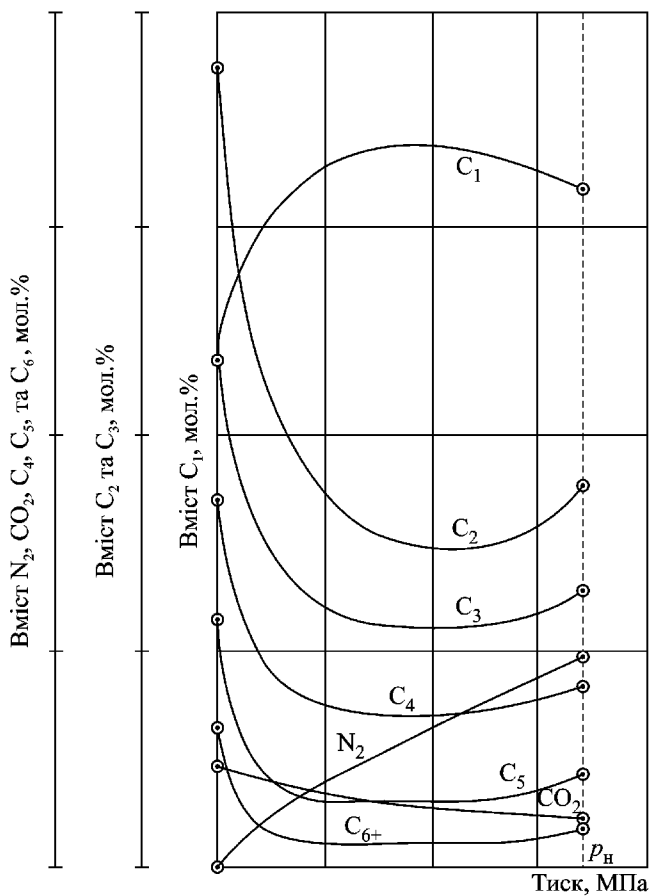


Рисунок Б.5 Зміна компонентного складу газової фази в процесі диференціального розгазування пластової нафти

ДОДАТОК В
(інформаційний)

ІНФОРМАЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ

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

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

* Фізична атмосфера,

** Технічна атмосфера

Таблиця В.2 – Температурні поправки густини розгазованих нафт

Інтервал густин за t_k , кг/м ³	Поправка кг/м ³ (° C) ⁻¹	Інтервал густин, кг/м ³	Поправка кг/м ³ (° C) ⁻¹	Інтервал густин, кг/м ³	Поправка кг/м ³ (° C) ⁻¹
760–770	0,822	810–820	0,752	860–870	0,686
770–780	0,807	820–830	0,738	870–880	0,673
780–790	0,793	830–840	0,725	880–890	0,660
790–800	0,779	840–850	0,712	890–900	0,647
800–810	0,765	850–860	0,699	900–910	0,635

Таблиця В.3 – Пружність пари дистильованої води

Темпе- ратура, ° C	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Тиск пари, мм рт.ст	13,6	14,5	15,5	16,5	17,5	18,7	19,8	21,1	22,4	23,8	25,2

Таблиця В.4 – Молярна маса, густина та критичні параметри індивідуальних газів (за ГОСТ 30319.1)

Ком- поненти	Молярна маса, г/моль	Густина газу (за 0,101325 МПа і 293,15 К), 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
(інформаційний)

БІБЛІОГРАФІЯ

1 Гиматулинов Ш. К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 311 с.

2 Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. – М.: Недра, 1976. – 183 с.

3 Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат. Глава III. Термобарические и термодинамические условия. Коллект. авторов, под ред. Глушко В.В. и Круглова С.С. – К.: Наукова думка, 1977. – 176 с.

4 Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины. Раздел: Изменение физических параметров пластовых нефтей, залегающих на больших глубинах. Коллект. авторов. – К.: Наукова думка, 1983. – 183 с.

5 Сенчук В. П., Филяс Ю. И., Фоменко З. Ф., Романюк В. А. Особенности исследования газоконденсатных систем с высоким содержанием конденсата // Сборн. научн. труд. УкрНИГРИ. – К.: 1985. – С. 55–57.

6 Новосилецкий Р. М., Филяс Ю. И., Ильків А. Г. Особенности распределения газосодержания в залежах углеводородов // Нефтяная и газовая промышленность. – 1989. – № 4. – С. 12–15.

7 Філяс Ю. Г. Нафти перехідного стану і близькокритичні вуглеводневі системи // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1996. – № 1–2 (94–95). – С. 96–106.

8 Багнюк М. М., Іванишин В. С., Філяс Ю. Г., Федішин Л. І. Термобаричні умови залягання покладів нафти і газу Українських Карпат // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – № 2. – С. 36–41.

9 Філяс Ю. Г., Багнюк М. М., Федішин Л. І., Малицький Є. А. Фізико-хімічні властивості пластових нафт Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2003. – № 1. – С. 23–36.

10. Філяс Ю. Г., Багнюк М. М., Федішин Л. І. Вплив випарування пластових нафт на ефективність розробки покладів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ (Всеукраїнський щоквартальний наук.-техн. журнал). Івано-Франківськ. – 2003. – № 3(8). – С. 96–102.

УКНД 07.060; 75.020; 75.060

Ключові слова: пластова нафта, дослідження, глибинна проба, запаси нафти і розчиненого газу, параметри пластових нафт

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