

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

УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИЙ ІНСТИТУТ
Львівське відділення
(ЛВ УкрДГРІ)

**ВИВЧЕННЯ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ
ГРАНУЛЯРНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДО ПІДРАХУНКУ
ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ ОБ'ЄМНИМ МЕТОДОМ**

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; Нестеренко М.Ю. д. г. н., Федішин В.О. д. г. н., Віхоть Ю.М. – ЛВ УкрДГРІ; Грицишин В.І. к. г.-м. н. – Карпатське управління геофізичних робіт
- 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	1
3 Терміни і визначення понять	5
4 Умовні позначки величин та їхня розмірність. Скорочення	10
5 Загальні положення	12
6 Лабораторні дослідження кернавого матеріалу	19
7 Визначення і використання петрофізичних параметрів гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів вуглеводнів	22
8 Вимоги до змісту і оформлення матеріалів дослідження гранулярних порід-колекторів	24
Додаток А Форми заповнення таблиць за результатами досліджень зразків керна	27
Додаток Б Приклади типових графічних матеріалів	30
Додаток В Інформаційні матеріали	38
Додаток Г Бібліографія	41

ВИВЧЕННЯ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГРАНУЛЯРНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ ОБ'ЄМНИМ МЕТОДОМ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Методичними вказівками встановлюються вимоги стосовно необхідної повноти вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів лабораторними методами, потрібних для підрахунку загальних і балансових запасів нафти і газу об'ємним методом. У них визначаються види і обсяги петрофізичних досліджень керна, що забезпечують надійне обґрунтування підрахункових параметрів порід-колекторів.

1.2 Методичні вказівки регламентують вимоги до точності визначення петрофізичних параметрів порід-колекторів згідно з чинними нормативними документами та використання одержаних результатів у матеріалах, що подаються на розгляд ДКЗ України.

1.3 Виконання вимог методичних вказівок обов'язкове для всіх організацій незалежно від відомчого підпорядкування та форм власності, які займаються вивченням властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цих методичних вказівках є посилання на такі нормативні, методичні і правові документи:

ДСТУ 3640–97 Техніка і технологія розвідувального буріння (свердління). Терміни та визначення

ГОСТ 25494–82 Породы горные. Метод определения удельного электрического сопротивления (Породи гірські. Метод визначення питомого електричного опору)

ГОСТ 26450.0–85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств (Породи гірські. Загальні вимоги до відбору і підготовки проб для визначення колекторських властивостей)

ГОСТ 26450.1–85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением (Породи гірські. Метод визначення коефіцієнта відкритої пористості насиченням рідиною)

ГОСТ 26450.2–85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации (Породи гірські. Метод визначення коефіцієнта абсолютної газопроникності при стаціонарній і нестаціонарній фільтрації)

ГСТУ 41-00032626-00-009–99 Порядок обліку запасів нафти, природного газу та наявних у них компонентів

ГСТУ 41-00032626-00-011–99 Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Порядок проведення

ГСТУ 41-00032626-00-025–2000 Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків

ГСТУ 41-31–2002 Визначення параметрів структури нафтонасичення порід-колекторів методом центрифугування зразків.

ГСТУ 41-32–2002 Визначення змочуваності порід-колекторів методом центрифугування зразків

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

Закон України про нафту і газ із змінами, внесеними згідно із Законами № 1344-IV (1344–15) від 27.11.2003 р.; № 1578-IV (1570–15) від 04.03.2004 р.; № 2285-IV (2285–15) від 23.12.2004 р.; № 2505-IV (2205–15) від 25.03.2005 р.; № 3235-IV (3235–15) від 20.12.2005 р.; № 489-V (489–16) від 19.12.2006 р.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр. Затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 р. № 432

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 р. № 46.

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 р. № 120

Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригених порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями ядра). Методичні вказівки. Затверджено наказом ДКЗ України від 26.12.2005 р. № 332

Инструкция по определению водонефтенасыщенности, проницаемости, гранулометрического состава и карбонатности пород-

коллекторов в производственных лабораториях Министерства геологии СССР. Львов: УкрНИГРИ, 1977 (Інструкція з визначення водонафтонасичення, проникності, гранулометричного складу і карбонатності порід-колекторів у виробничих лабораторіях Міністерства геології УРСР. Львів: УкрНДГРІ, 1977)

Инструкция по отбору документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керн скважин колонкового разведочного бурения. – М.: Мингео СССР, 1973 (Інструкція з відбору, документації, обробки, збереження, скорочення і ліквідації керн свердловин колонкового розвідувального буріння. – М.: Мінгео СРСР, 1973)

Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керн и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. – М.: ГКЗ СССР, 1987 (Інструкція із застосування матеріалів промислово-геофізичних досліджень з використанням результатів вивчення керн і випробувань свердловин для визначення і обґрунтування підрахункових параметрів покладів нафти і газу. – М.: ДКЗ СРСР, 1987)

Методические рекомендации по обоснованию кондиционных параметров терригенных коллекторов по керну. Львов: УкрНИГРИ, 1985 (Методичні рекомендації з обґрунтування кондиційних параметрів терригенних колекторів за керном. Львів: УкрНДГРІ, 1985)

ПР 73.1-41-00.01:2004 Правила нормативного забезпечення геологічного вивчення надр

Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин. Затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.1994 р. № 865 (865–94п) (в редакції постанови Кабінету Міністрів України від 04.10.2000 р. № 1512)

Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин. Затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 р. № 1689

Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу. Затверджено наказом ДКЗ України від 27.11.2006 р. № 316

Рекомендации по микроскопическому изучению терригенных коллекторов на стадии подсчета запасов / Э.С. Алешкина, В.М. Бортницкая, С.С. Восанчук и др. – Львов: УкрНИГРИ, 1979 (Рекомендації з мікроскопічного вивчення теригенних колекторів на стадії підрахунку запасів / Е.С. Альошкіна, В.М. Бортницька, С.С. Восанчук та ін. – Львів: УкрНДГРІ, 1979)

ОСТ 39-195–86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях (Нафта. Метод визначення коефіцієнта витіснення нафти водою в лабораторних умовах)

ОСТ 39-235–89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации (Нафта. Метод визначення фазових проникностей в лабораторних умовах при сумісній стаціонарній фільтрації)

РД 41 УССР 162–84 Методические указания. Лабораторные исследования кернового материала и флюидов при геологоразведочных работах на нефть и газ. Требования к отбору образцов керна и флюидов, полноте их исследования, выдаче заключений (Методичні вказівки. Лабораторні дослідження кернового матеріалу і флюїдів при геологорозвідувальних роботах на нафту і газ. Вимоги до відбору зразків керна і флюїдів, повноти їх дослідження, видачі висновків)

РД 39-0147716-505–85 Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования кернов и грунтов нефтегазовых скважин (Порядок відбору, прив'язки, зберігання, руху і комплексного дослідження керна і ґрунтів нафтогазових свердловин)

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

СОУ 73.1-41-08.11.06:2005 Геологічне вивчення надр. Визначення тиску прориву вуглеводневих флюїдів крізь водонасичені породи-покришки. Методика дослідження

СОУ 11.1-31169745.01:2006 Визначення коефіцієнта карбонатності порід-колекторів

СОУ 73.1-41-08.11.07:2006 Визначення коефіцієнтів відкритої та ефективної пористості гірських порід. Методичні вказівки

СОУ 73.1-41-08.11.08:2006 Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки

СОУ 73.1-41-04.04.20:2007 Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Загальні вимоги та правила проведення

СОУ 73.1-41-08.11.09:2007 Визначення параметрів порового простору порід-колекторів. Методичні вказівки

СОУ 73.1-41-08.11.11:2007 Визначення коефіцієнта стиснення порід-колекторів. Методика дослідження

3 ТЕРМІНИ І ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.1 порода-колектор – гірська порода, здатна акумулювати і віддавати вуглеводні навіть в незначній кількості за наявності перепаду пластового тиску

3.2 кондиції – сукупність граничних вимог до фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних колекторів, якісних та кількісних характеристик вуглеводневих флюїдів у надрах, гірничо-геологічних умов залягання продуктивних покладів, технічних, технологічних та інших умов їх розробки, які за умови використання сучасних технічних і технологічних засобів в процесі промислової розробки покладів забезпечують найбільш повне та економічно ефективне вилучення наявних у надрах запасів вуглеводнів. Відповідно до ступеня геологічного вивчення ділянок нафтогазоносних надр установлюються попередні, тимчасові, постійні та оперативні кондиції

3.3 попередні кондиції розробляються у процесі початкової геолого-економічної оцінки (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної нафтогазоносної ділянки надр (об'єкта) і обґрунтовуються матеріалами техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про доцільність подальших пошукових робіт. Параметри попередніх кондицій схвалюються замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт

3.4 тимчасові кондиції розробляються у процесі попередньої геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) промислового значення виявленого родовища (покладу) вуглеводнів і обґрунтовуються матеріалами техніко-економічної доповіді (ТЕД) щодо економічної доцільності його подальшої розвідки і підготовки до розробки. Параметри тимчасових кондицій апробуються ДКЗ України або замовником (інвестором) подальших геологорозвідувальних робіт

3.5 постійні кондиції розробляються в процесі детальної геолого-економічної оцінки (ГЕО-1) ефективності промислового освоєння родовища (покладу) вуглеводнів і використовуються для підрахунку його запасів. Матеріали техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій і їх параметри затверджуються ДКЗ України. Постійні кондиції застосовуються під час опрацювання проектів промислового освоєння родовища (покладу), планування і здійснення розробки, вирішення питань, пов'язаних з охороною надр і навколишнього природного середовища, державного обліку його запасів

3.6 оперативні кондиції розробляються під час промислової розробки родовищ вуглеводнів для перерахунку запасів окремих ділянок (горизонтів, покладів, блоків та ін.), які за фільтраційно-ємнісними властивостями та іншими умовами розробки істотно відрізняються від взятих за основу для всього родовища (під час

обґрунтування параметрів постійних кондицій), а також для забезпечення беззбиткової роботи видобувного підприємства в період погіршення економічних умов видобутку нафти і газу або реалізації товарної продукції. Параметри оперативних кондицій затверджуються ДКЗ України

3.7 показники кондицій – характеристики фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних колекторів, вуглеводневих флюїдів, умов залягання продуктивних покладів родовищ, які істотно впливають на вибір технологічних схем видобутку і використання вуглеводнів, техніко-економічну ефективність виробничого процесу та фінансові результати реалізації видобутої товарної продукції

3.8 параметри кондицій – граничні (мінімальні або максимальні) значення показників кондицій, які встановлюються для родовища, ділянки, літолого-стратиграфічного горизонту, підрахункового блоку на підставі аналізу даних лабораторних та промислово-геофізичних досліджень фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, техніко-економічних розрахунків, а також досвіду геологорозвідувальних робіт і розробки родовищ

3.9 пластовий тиск – тиск пластового флюїду в конкретній точці покладу, визначений прямим вимірюванням або розрахований з урахуванням поправок на термобаричні умови

3.10 вибійний тиск – тиск на вибої свердловини, виміряний або розрахований

3.11 ефективний тиск – різниця між геостатичним і пластовим тисками

3.12 геостатичний тиск – тиск гірських порід, який визначається як добуток середньої щільності порід на їхню товщину

3.13 гідростатичний тиск – тиск водяного стовпа, який визначається прямим вимірюванням у свердловині або обчислюється як добуток густини пластової води на висоту її стовпа. Висота стовпа води береться з урахуванням статичного рівня або статичного тиску на гирлі свердловини. Густина води коригується внесенням поправок з урахуванням температури і тиску

3.14 повна пористість – поровий об'єм, що представлений всіма видами пустот (відкритими і закритими), незалежно від їхньої форми, величини, взаємного розташування та умов утворення

3.15 відкрита пористість – частина порового об'єму, що представлена зв'язаними між собою порами

3.16 ефективна пористість – частина порового об'єму, яку займають вуглеводні

3.17 динамічна пористість – частина порового об'єму, зайнятого вуглеводнями, які беруть участь у фільтрації

3.18 абсолютна проникність – пропускна здатність сухої породи відносно однорідної рідини чи газу, яка залежить не від природи

флюїду, а виключно від будови порового простору порід (за відсутності фізико-хімічної взаємодії флюїду з породою)

3.19 абсолютна газопроникність – проникність, визначена при фільтрації газу на різних середніх тисках і екстрапольована до безконечного середнього тиску. При цьому враховується просковзування молекул газу – ефект Клінкенберга (СОУ 73.1-41-08.11.08)

3.20 ефективна (фазова) проникність – проникність для окремих фаз (нафти, газу) за наявності в поровому середовищі залишкової води

3.21 залишкове водонасичення – кількість води в породи-колекторі, що залишилась під час формування покладів вуглеводнів. Чисельно дорівнює різниці між одиницею і початковим нафтогазонасиченням

3.22 пластова вода (в нафтогазопромисловій геології) – вода, яка знаходиться в даному нафтовому (газовому) пласті або за контуром нафтогазоносності

3.23 коефіцієнт залишкового водонасичення – відношення об'єму води в пустотному просторі разом з вуглеводнями до загального об'єму відкритих пор

3.24 гранулометричний склад – вміст в породи уламків різного розміру

3.25 карбонатність – загальний вміст в гірських породах усіх карбонатних мінералів.

3.26 об'ємна густина породи – маса одиниці об'єму сухої породи з непорушеною структурою

3.27 позірня мінералогічна густина породи – маса одиниці об'єму твердої фази породи з непорушеною структурою (тобто із закритими порами)

3.28 питомий електричний опір водонасиченої породи (води) – властивість породи (води), яка характеризує протидію одиниць об'єму породи (води) проходженню електричного струму, віднесена до одиниці поперечного перерізу і довжини зразка породи (проби води)

3.29 питомий електричний опір частково водонасиченої породи – властивість породи, яка характеризує протидію проходженню електричного струму об'ємом частково водонасиченої (нафтогазонасиченої) породи

3.30 параметр пористості – відношення питомих електричних опорів повністю водонасиченої породи і води

3.31 параметр насичення – відношення питомих електричних опорів частково і повністю водонасиченої породи

3.32 керн – стовпчик гірської породи, що утворюється внаслідок кільцевого руйнування вибою свердловин (ДСТУ 3640)

3.33 пустотний (поровий) простір – сукупність відкритих і закритих пор у породі-колекторі

3.34 коефіцієнт загальної (повної) пористості – відношення об'єму відкритих і ізольованих пор до об'єму зразка керна

3.35 коефіцієнт відкритої пористості – відношення об'єму відкритих (сполучених між собою) пор до об'єму зразка керна

3.36 коефіцієнт нафтогазонасичення – відношення об'єму пор, які заповнені нафтою і газом до загального об'єму пор породи-колектора

3.37 коефіцієнт залишкового нафтонасичення – відношення об'єму пор, які заповнені залишковою (невилученою після завершення витиснення) нафтою, до загального об'єму пор породи-колектора

3.38 модель пластової води – штучно створена вода, яка за своїми фізико-хімічними властивостями та мінералізацією відповідає пластовій

3.39 пластові умови – термобаричні умови, які моделюються на зразках керна і відповідають за ефективним тиском і температурою природним умовам пласта

3.40 тиск витиснення – тиск, який створюється на зразок керна у відцентровому полі в процесі центрифугування або фільтраційно

3.41 порода-покришка – гірська порода, геолого-фізичні властивості якої запобігають перетоку вуглеводнів із колектора вгору по геологічному розрізу і під якою можливе зберігання покладів нафти і газу

3.42 глинистість – наявність в породах глинистих мінералів (% вміст пелітової фракції $< 0,01$ мм)

3.43 пружність колектора – здатність порід набувати початкових об'ємів і форми після дії зовнішнього зусилля

3.44 межа міцності колектора - граничне значення питомого навантаження, за якого руйнується структура з подальшою дезінтеграцією породи

3.45 модуль об'ємного стиснення (пружності) – відношення нормальної пружності (вертикального напруження, тиску) до відносного об'ємного стиснення, зумовленого його дією

3.46 коефіцієнт стиснення пор – обернене значення модуля об'ємного стиснення, тобто зміна одиниці об'єму породи в умовах зміни тиску на одиницю виміру

3.47 коефіцієнт витиснення нафти водою – відношення об'єму нафти, що витискається із зразка породи після багатократного промивання, до її початкового вмісту

3.48 кратність промивання пор – відношення об'єму профільтрованого (прокачаного) через зразок керна витискуючого агента (води) до нафтонасиченого об'єму пор

3.49 тиск прориву – мінімальний тиск, більший від капілярного, за якого відбувається витиснення пластової води, що насичує породи-покришки, незмішуваним флюїдом

3.50 кут змочування – міра визначення інтенсивності взаємодії однієї насичуючої рідини (пластової води) з породою-колектором у відношенні до іншої (газу) за однакових тисків витиснення

3.51 інтервальний час – час проходження пружної акустичної хвилі через флюїдонасичену гірську породу (зразок керна) певної довжини

3.52 статична самочинна поляризація – різниця потенціалів, яка виникає між промивальною рідиною (ПР), що знаходиться навпроти пласта, і промивальною рідиною, яка знаходиться навпроти вміщуючих порід, за умови, що в перерізі свердловини, який відповідає границі пласта, має місце ізоляційний шар, який запобігає циркуляції потоків ПР

3.53 відносна амплітуда самочинної поляризації – коефіцієнт, який показує зниження статичного дифузійно-адсорбційного потенціалу глинистого пласта $E_{s, \text{гл}}$ до статичного дифузійно-адсорбційного потенціалу порід досліджуваного пласта E_s , чисельно дорівнює $\alpha_{\text{пс}} = E_{s, \text{гл}} / E_s$

3.54 подвійний різницевий параметр природної радіоактивності порід – відносний показник якісної оцінки колектора, який чисельно дорівнює відношенню різниць мінімального і максимального значень природної радіоактивності порід і цих значень навпроти досліджуваного колектора

3.55 дебіт – показник, який характеризує продуктивність свердловини – видобуток нафти, газу чи води за одиницю часу

3.56 коефіцієнт продуктивності – показник, який характеризує видобувні можливості свердловини – відношення дебіту флюїду до перепаду тиску між пластовим і вибійним тиском

3.57 ефективна товщина пласта – сумарна товщина прошарків порід-колекторів, що містять нафту чи газ

3.58 площа продуктивності – площа поширення продуктивних колекторів у межах загальної площі покладу

4 УМОВНІ ПОЗНАКИ ВЕЛИЧИН ТА ЇХНЯ РОЗМІРНІСТЬ. СКОРОЧЕННЯ

Символ	Назва (фізичне значення) символу	Розмірність	Допов- нення
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
$K_{п.з}$	Коефіцієнт загальної пористості	частки одиниці	
$K_{п}$	Коефіцієнт відкритої пористості	-/-	
$K_{п.е}$	Коефіцієнт ефективної пористості	-/-	
$K_{п.д}$	Коефіцієнт динамічної пористості	-/-	
$K_{п.т}$	Коефіцієнт тріщинної пористості	-/-	
$K_{пр.т}$	Коефіцієнт тріщинної проникності	10^{-15} м^2	
$K_{пр}$	Коефіцієнт абсолютної проникності	-/-	
$K_{\infty пр}$	Коефіцієнт абсолютної газопроникності	-/-	з урахуван- ням ефекту Клінкенберга
$K_{пр.н}, K_{пр.в},$ $K_{пр.г}$	Коефіцієнт ефективної (фазової) проникності для нафти, води, газу	-/-	
$\frac{K_{пр.н}}{K_{пр.г}}, \frac{K_{пр.в}}{K_{пр.г}}$	Відносна проникність для нафти, води, газу	частки одиниці	
$K_{вз}$	Коефіцієнт залишкового водонасичення	-/-	
$K_{нг}$	Коефіцієнт нафтогазонасичення	-/-	
$K_{нз}$	Коефіцієнт залишкового нафтонасичення	-/-	
$C_{гл}$	Глинистість	мас. %	вміст пеліто- вої фракції
C_k	Карбонатність	-/-	
δ_p	Об'ємна густина породи	кг/м^3	
$\delta_{м.п}$	Позірна мінералогічна густина породи	-/-	
ρ_v	Питомий електричний опір пластової води	Ом·м	
$\rho_{пв}$	Питомий електричний опір повністю водонасиченої породи	-/-	
$\rho_{пн}$	Питомий електричний опір частково водонасиченої (нафтогазонасиченої) породи	-/-	
$P_{п}$	Параметр пористості	безрозм.	
P_n	Параметр насичення	-/-	
$p_{пл}$	Пластовий тиск	МПа	
$p_{еф}$	Ефективний тиск	-/-	
p_g	Геостатичний тиск	-/-	
$p_{гидр}$	Гідростатичний тиск	-/-	

1	2	3	4
$\beta_{\text{п}}$	Коефіцієнт об'ємного стиснення пор	МПа ⁻¹	
$p_{\text{бг}}$	Бічне стиснення порід від дії геостатичного тиску	МПа	
σ_s	Радіальне стискувальне напруження	-/-	
$K_{\text{п}}$	Модуль об'ємного стиснення	-/-	
E	Модуль Юнга	-/-	
μ	Коефіцієнт Пуассона	частки одиниці	
$p_{\text{пр}}$	Тиск прориву нафти/газу через породи-покришки	МПа	
$\beta_{\text{в}}$	Коефіцієнт витиснення нафти водою	частки одиниці	
$V_{\text{р}}/V_{\text{пор}}$	Кратність промивання пор	безрозм.	
θ	Кут змочування	градуси	
ΔT	Інтервальний час	мс/м	
$\alpha_{\text{пс}}$	Коефіцієнт зниження статичного дифузійно-адсорбційного потенціалу глинистого колектора відносно статичного дифузійно-адсорбційного потенціалу досліджуваних порід	частки одиниці	
$\Delta\gamma$	Подвійний різницевий параметр природної радіоактивності порід	частки одиниці	
$Q_{\text{г}}, Q_{\text{н}}, Q_{\text{в}}$	Дебіти газу та нафти і води	тис. м ³ /д та м ³ /д, т/д	
η	Коефіцієнт продуктивності для газу, нафти	тис. м ³ /д·МПа ² м ³ /д·МПа	
$h_{\text{еф}}$	Ефективна товщина пласта	м	
H	Глибина залягання порід	-/-	
S	Площа продуктивності	тис. м ²	

Скорочення

ДКЗ України – Державна комісія України по запасах корисних копалин

ДСТУ – державний стандарт України

ГСТУ – галузевий стандарт України

СОУ – стандарт організації України

ГОСТ – державний стандарт колишнього СРСР

ОСТ – галузевий стандарт колишнього СРСР

РД – керівний нормативний документ колишньої УРСР

ДПР – дослідно-промислова розробка

ГЕО-1 – детальна геолого-економічна оцінка ефективності промислового освоєння родовища (покладу)

ТЕД – техніко-економічна доповідь

ГЕО-2 – попередня геолого-економічна оцінка промислового значення виявленого родовища (покладу)

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування

ГЕО-3 – початкова геолого-економічна оцінка можливого промислового значення перспективної ділянки надр (об'єкта)

ТЕМ – техніко-економічні міркування про доцільність подальших пошуково-розвідувальних робіт

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів

ПР – промивальна рідина

АК – акустичний каротаж

НК – нейтронний каротаж

ГГК-Г – гамма-гамма каротаж густинний

ГК – гамма-каротаж

ПС – каротаж потенціалів самочинної поляризації

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Ці методичні вказівки розроблені відповідно до Кодексу України “Про надра”, Закону України “Про нафту і газ”, Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.1994 р. № 865 (в редакції постанови від 04.10.2000 р. № 1512), Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої Постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 р. № 432, Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затвердженої наказом ДКЗ України від 10.07.1998 р. № 46, Інструкції про зміст, оформлення та порядок подання матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, затвердженої наказом Державної комісії по запасах корисних копалин від 18.10.1999 р. № 120, Порядку обліку запасів нафти, природного газу та наявних у них компонентів (ГСТУ 41-00032626-00-009), затвердженого та наданого чинності наказом Комітету України з питань геології та використання надр від 30.06.1999 р. № 108, Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, затвердженого ДКЗ України від 27.11.2006 р. № 316, Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затвердженого Постановою Кабінету міністрів України від 10.11.2000 р. № 1689, Правил нормативного забезпечення геологічного вивчення надр (ПР 73.1-41-00.01), затверджених Держкомприродресурсів України від 13.12.2004 р. № 244.

5.2 Метою методичних вказівок є встановлення вимог стосовно

необхідної повноти вивчення керна для одержання інформації про петрофізичні властивості порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом.

5.3 Методичні вказівки регламентують використання результатів дослідження керна з метою уніфікації методик його вивчення для обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних властивостей при підрахунку запасів нафти і газу. Результати досліджень керна є основою геологічної інтерпретації даних ГДС.

5.4 Методичними вказівками встановлюються вимоги стосовно необхідної повноти петрофізичного вивчення гранулярних порід-колекторів для обґрунтування їхніх кондиційних параметрів до підрахунку загальних і балансових запасів вуглеводнів у матеріалах, що подаються на розгляд ДКЗ України. Ці вимоги слід розглядати як необхідні для зіставлення інформації, отриманої різними виконавцями робіт.

Дотримання вимог цих методичних вказівок забезпечує комплексність досліджень керна і виключає втрату прямої геологічної інформації про конкретний підрахунковий об'єкт.

5.5 Для підрахунку запасів нафти, газу і конденсату об'ємним методом, відповідно до коду класів і ступеня геологічного вивчення за результатами геологорозвідувальних робіт на нафту і газ (ГСТУ 41-00032626-00-011) та ДПР покладу, матеріали комплексних лабораторних досліджень керна слугують для створення надійної петрофізичної основи інтерпретації ГДС, виділення ефективних товщин у розрізі та обґрунтування кондиційних значень ємнісних параметрів.

Види і обсяг лабораторних досліджень керна регламентовані в Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затвердженої наказом ДКЗ України від 10.07.1998 р. № 46, РД 41 УССР 162 та методичних вказівках "Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керна)", затверджених наказом ДКЗ України від 26.12.2005 р. № 332.

5.6 Подані на розгляд ДКЗ України матеріали повинні містити вихідну інформацію з визначення величин показників фізичних властивостей порід-колекторів і порід-покришок за обов'язковим комплексом стандартних і, за потребою, спеціальних лабораторних досліджень (ГОСТ 26450.1, ГОСТ 26450.2, ГОСТ 25494, РД 41 УССР 162, ОСТ 39-195, ОСТ 39-235, ГСТУ 41-00032626-00-025, ГСТУ 41-31, ГСТУ 41-32, СОУ 73.1-41-08.11.06, СОУ 11.1-31169745.01, СОУ 73.1-41-08.11.09, СОУ 73.1-08-41-11.11, СОУ 73.1-41-04.04.20, "Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа

физическими и петрографическими методами”, М.: ВНИГНИ, 1978; Инструкция по определению водонефтенасыщенности, проницаемости, гранулометрического состава и карбонатности пород-коллекторов в производственных лабораториях Министерства геологии УССР, Львов: УкрНИГРИ, 1977; Методические рекомендации по обоснованию кондиционных параметров терригенных пород-коллекторов по керну. – Львов: УкрНИГРИ, 1985; Рекомендации по микроскопическому изучению терригенных пород-коллекторов на стадии подсчета запасов. – Львов: УкрНИГРИ, 1985). Вимоги до відбору і підготовки проб для вивчення колекторських властивостей висвітлено в ГОСТ 26450.0).

5.7 За результатами лабораторних досліджень порід-коллекторів необхідно встановити найбільш тісні кореляційні зв'язки між їхніми петрофізичними параметрами, що необхідні для обґрунтування кондиційних значень коефіцієнтів відкритої пористості і нафтогазонасичення. Попередньому визначенню підлягає кондиційна межа відкритої пористості, яка зумовлює більшу від нуля фазову проникність нафти або газу. Правильне визначення цієї межі дуже важливе – за нею здійснюється розподіл перспективного розрізу на щільні породи і породи-коллектори, виділення ефективних товщин. Цей показник є основним, тому що від його достовірності залежать величина і надійність оцінки загальних і балансових запасів, продуктивна площа та ефективна товщина, тобто об'єм покладу. Об'ємні підрахункові параметри для підрахунку загальних запасів (площа продуктивності S , ефективна товщина $h_{\text{еф}}$, нафтогазонасичення $K_{\text{нт}}$ і відкрита пористість $K_{\text{п}}$) визначають за кондиційною (нижньою) межею відкритої пористості, отриманої за результатами експериментальних (лабораторних) досліджень зразків керна для початкових термодинамічних умов покладу. За цими початковими параметрами підраховують загальні запаси.

5.8 Обґрунтування балансових запасів через коефіцієнт вилучення нафти і газу базується на технологічних розрахунках, що враховують фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) колекторів покладів та економічній оцінці (мінімальний рентабельний дебіт). При цьому значення $K_{\text{п}}$, $K_{\text{нт}}$, ефективної (фазової) проникності $K_{\text{пр.е}}$ колектора під час зміни баричних умов не залишаються постійними. Вони змінюються пропорційно зміні пластового тиску.

5.9 Для порід-коллекторів газоконденсатних родовищ залежність зміни $K_{\text{п}}$, $K_{\text{г}}$ від пластового тиску $p_{\text{пл}}$ визначається з урахуванням пружної деформації колекторів та випадіння конденсату. Вплив останнього на погіршення ємнісних властивостей для газу встановлюється за прямими розрахунками, виходячи з даних експериментальних досліджень втрат конденсату в умовах зниження пластового тиску нижче тиску початку конденсації.

5.10 Наявність зазначених у 5.5 матеріалів є обов'язковою під час складання ГЕО-2 і ГЕО-1 окремих покладів. Для ГЕО-3 можуть бути використані параметри про петрофізичні властивості порід за аналогією з сусідніми родовищами, котрі мають подібні гірничо-геологічні умови.

5.11 Для лабораторного вивчення петрофізичних властивостей порід-колекторів відбирають kern згідно з вимогами Інструкції по применению промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа; РД 41 УССР 162; Інструкції по отбору, документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керна скважин колонкового разведочного бурения; РД 39-0417716-505.

5.12 З метою підвищення інформативності лабораторних досліджень та раціонального використання керна необхідно передбачати виконання на одному і тому ж зразку найбільш повного комплексу літолого-петрофізичних, геохімічних та інших досліджень, які є основою для визначення природи геологічних неоднорідностей і виявлення характеру прояву останніх у геофізичних полях, що фіксуються методами ГДС. Звідси випливають дві головні вимоги до петрофізичних досліджень: а) слід вивчати не лише колекторські різновиди, а й рівномірно за розрізом усі виявлені літотиби порід (глини, аргіліти, ущільнені породи); б) необхідно здійснювати взаємне зіставлення отриманих результатів лабораторних досліджень параметрів з відстежуванням найбільш тісних кореляційних зв'язків між ними.

Петрофізичні залежності повинні відображати фізичну природу явищ і зміну петрофізичних параметрів в межах покладу (підрахункового об'єкта).

Для побудови залежностей типу "кern-кern" зіставляють петрофізичні параметри, виміряні на зразках в атмосферних і термобаричних пластових умовах.

5.13 Точність оцінки підрахункових параметрів пласта залежить від структури вибірки зразків керна, методики обробки одержаної інформації та розподілу параметрів, які характеризують гетерогенні сукупності. Для побудови петрофізичних залежностей, які є основою надійної геолого-геофізичної інтерпретації у загальній схемі геологорозвідувального процесу на нафту і газ, підрахунку запасів вуглеводнів, необхідно досліджувати вибірку керна з кожного літотипу чи підрахункового об'єкта в кількості не менше 32 зразків з найбільш широким діапазоном зміни ФЄВ останніх, які відібрані із свердловин, рівномірно розташованих на площі.

5.14 Для визначення кондиційних фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів використовуються практично всі характеристичні показники, що зумовлюють якість колектора і

встановлюються за обов'язковим комплексом лабораторних досліджень, рекомендованим в 5.5 і 5.6.

Кондиційні значення ФЄВ визначають на основі статистичної обробки результатів петрофізичних досліджень керна. Вони повинні бути підтверджені результатами випробування пластів. У випадку отримання неоднозначних результатів особливу увагу слід звернути на якість кріплення свердловин і досконалість розкриття порід-колекторів.

5.15 Лабораторні дослідження проводять в поверхневих умовах та шляхом моделювання пластових термобаричних умов, що дозволяє зіставляти визначені параметри з отриманими після проведення ГДС свердловин.

Петрофізичне забезпечення для обґрунтування K_p повинно встановлювати залежності геофізичних характеристик (ΔT , δ_p , $\Delta \gamma$, α_{ps} , $\rho_{пл}$) від величин загальної і відкритої пористостей, мінерального складу скелета породи, типів і об'ємів цементуючих мінералів і від флюїдів, які заповнюють пори (пластова вода відповідної мінералізації, нафта, газ). Результати визначень K_p на зразках, відібраних із інтервалів з винесенням керна понад 80 %, слугують обґрунтуванням пористості за даними ГДС.

У випадках, коли визначення K_p не реалізується за даними ГДС, за основу беруть пористість, визначену на представницьких зразках керна.

Коефіцієнт нафтогазонасичення $K_{нг}$ визначають на зразках керна, відібраних під час буріння свердловин на водній і безводній (на нафтовій основі) промивальній рідині.

Коефіцієнти K_p , $K_{нг}$ повинні визначатися з використанням петрофізичних залежностей $P_p=f(K_p)$ і $P_{нг}=f(K_{нг})$, отриманих з моделюванням пластових умов на представницькій колекції зразків керна.

За наявності на родовищі (площі) свердловин, пробурених на безводній ПР, встановлюють залежність між залишковим водонасиченням і даними ГДС, яка може бути використана для обґрунтування $K_{нг}$ за умов оцінки втрат води під час відбирання керна і його аналізу.

Для колекторів зі складною структурою порового простору встановлюють залежність вищеназаних величин від коефіцієнта загальної $K_{пз}$ і відкритої $K_{пв}$ пористості.

Значення $K_{нг}$, встановлені за даними ГДС, повинні бути обґрунтовані результатами вимірювань $K_{вз}$ і $K_{нз}$ на зразках керна, відібраних на безводній і водній ПР і за даними капіляриметричних досліджень (ГСТУ 41-00032626-00-025). Для гранично нафтонасичених колекторів $K_{н}=1-K_{вз}$, для газонасичених $K_{г}=1-K_{вз}-K_{нз}$ або $1-K_{вз}$.

Для газоконденсатних родовищ з потенційним вмістом конденсату у пластовому газі понад 100 г/м³ необхідно враховувати

частку конденсату, що випав у поровому просторі порід-колекторів під час піднімання керна на денну поверхню.

Значення $K_{вз}$, знайдені за матеріалами ГДС, повинні бути обґрунтовані результатами вимірювань $K_{вз}$ на керновому матеріалі шляхом моделювання процесу витіснення нафти водою (ОСТ 39-195) з використанням реальних пластових флюїдів (нафти і води) чи їхніх моделей або прямим способом на зразках герметизованого керна, відібраного із досліджуваних пластів на водній ПР із врахуванням втрат нафти внаслідок її розгазування під час піднімання керна на денну поверхню.

Петрофізичне обґрунтування для визначення проникності за матеріалами методів ГДС (АК, НК, ГТК-Г, ГК, ПС) повинне передбачати одержання багатомірних кореляційних залежностей типу “кern-геофізика” і “геофізика-випробування”. Залежності “кern-геофізика” встановлюють зв’язок геофізичних характеристик (ΔT , δ_p , $\Delta \rho$, $\alpha_{пс}$, $\rho_{пл}$) або розрахованих з їх використанням величин колекторських властивостей порід (K_p , $K_{п.е}$, $C_{пл}$, $K_{вз}$) з коефіцієнтом ефективної (фазової) проникності, вимірними на представницьких зразках керна і усередненими в межах пласта.

Значення $K_{пр.е}$, знайдені за даними ГДС, повинні бути обґрунтовані результатами визначень цього ж параметра на представницьких зразках керна, відібраного із інтервалів, де винесення останнього становить понад 80 %.

5.16 Петрофізичні зв’язки типу «кern-геофізика» одержують за результатами аналізів керна та інтерпретації даних ГДС пластоперетинів у базових свердловинах. Пластоперетини повинні відповідати таким вимогам:

а) товщина – не менше 1,5 м (для забезпечення надійності оцінки будь-якої геофізичної характеристики, яка використовується для побудови кореляційного зв’язку; б) винесення керна із досліджуваних пластів (інтервалів, довбань) – не менше 80 %; в) густота аналізів – не менше 3–5 на 1 м винесеного керна. Значення K_p , які використовуються для одержання зв’язку, слід визначати в умовах, аналогічних до пластових, або приводити до них, якщо вимірювання виконані за атмосферних умов.

Під час виконання перелічених вимог вірогідність петрофізичних зв’язків «кern-геофізика» визначається виключно надійністю прив’язки керна до розрізу. Найбільш надійними є способи формалізованої прив’язки керна до розрізу, які реалізуються зіставленням результатів вимірювання будь-якої фізичної характеристики на зразках керна (каротаж за керном) з кривими однойменного виду ГДС. Такою характеристикою вибирають найбільш диференційований у даному інтервалі параметр – інтервальний час ΔT , природну гамма-активність порід та ін.

Другий спосіб прив'язки керна базується на зіставленні кривих ГДС з літологічним макроописом і результатами вимірювань фільтраційно-ємнісних властивостей зразків. Цей спосіб є ефективним при великих інтервалах відбирання і достатньо високому винесенні керна і масових визначеннях колекторських властивостей.

5.17 Необхідно дотримуватись такої послідовності операцій під час прив'язки керна до кривих ГДС:

а) на планшет з повним комплексом ГДС наносять межі інтервалів довань і результати макроопису в прийнятих умовних позначеннях; при винесенні керна менше 100 % його спочатку прив'язують до покрівлі довання; б) встановлюють положення реперних пластів, які чітко виділяються за кривими ГДС і за макроописом керна, розбивають розріз на пласти, однорідні за даними ГДС і за літологічним макроописом; в) кореляцією результатів макроопису і кривих ГДС визначають загальний «зсув» керна за глибиною; г) з урахуванням загального «зсуву» корелюють опис керна з кривими ГДС у межах окремих довань, якщо винесення керна в них становило менше 100 %; д) в масштабі глибин ГДС будують кернаграми визначень K_p , $K_{пр}$, $K_{вз}$ та інших властивостей і з їхньою допомогою уточнюють прив'язку результатів аналізів до виділених пластів; е) для кожного виділеного пласта, який охарактеризований керном, визначають перелік прив'язаних до нього зразків; розраховують середнє значення колекторських параметрів.

5.18 Обов'язковою процедурою повинен бути лабораторний контроль за визначенням петрофізичних параметрів порід-колекторів, який полягає у проведенні внутрішнього, зовнішнього, а в окремих випадках і арбітражного контролю. При цьому контрольна вибірка зразків повинна мати не менше 75 % результатів визначень параметрів, які не перевищують відносну похибку, регламентовану у нормативних документах, зазначених у 5.5 і 5.6, інші результати не повинні перевищувати цей допуск більше, ніж у два рази.

5.19 Внутрішній і зовнішній контроль слід проводити обов'язково по родовищах, для яких складається ГЕО-1 з подальшим поданням матеріалів в ДКЗ України. Контрольну вибірку формують обсягом 3 % від загальної кількості досліджених зразків.

Арбітражний контроль виконують у тих випадках, коли за допомогою зовнішнього контролю встановлена значна розбіжність у результатах двох лабораторій (перша виконувала внутрішній контроль, друга – зовнішній). Для арбітражного контролю використовують зразки, які пройшли внутрішній і зовнішній контроль і в яких виявлені систематичні розбіжності. Арбітражний контроль виконується у лабораторіях, які мають значний досвід проведення подібних досліджень. Лабораторію, яка буде проводити арбітражний контроль, призначає наказом ДКЗ України.

5.20 Проведення внутрішнього і зовнішнього (в окремих випадках арбітражного) контролю є обов'язковим для організацій і установ, які подають на розгляд ДКЗ України матеріали з підрахунку запасів вуглеводнів. На підставі результатів арбітражного контролю встановлюються причини розбіжностей результатів в аналізах обох лабораторій, обґрунтовуються заходи для їхнього усунення. Всі види аналізів проводяться лише в лабораторіях, які пройшли державну атестацію на право проведення подібних досліджень.

Відомості про результати зазначеного контролю повинні міститися в основних матеріалах або додатках, поданих на розгляд у ДКЗ України.

6 ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ КЕРНОВОГО МАТЕРІАЛУ

6.1 Комплекс лабораторного вивчення кернового матеріалу згідно з 7.1 повинен включати визначення фільтраційно-ємнісних, електричних та акустичних властивостей порід-колекторів, за необхідності – інформацію про додаткові параметри порід, зазначені у 7.5 даних методичних вказівок. Основні вимоги до відбирання зразків на петрофізичні дослідження регламентовані РД 41 УССР 162.

6.2 Керн у вигляді зразків необхідно відбирати через 0,5 м товщини продуктивної частини літологічно витриманого пласта і через 0,25–0,3 м – невитриманого.

6.3 В процесі опису розрізу свердловини вказується товщина виділених прошарків розрізу, інтервал відбирання керна, його винесення в м і %, кути падіння порід і дані про кривизну свердловини. Без цієї інформації відбирання керна на петрофізичні дослідження не є повноцінним. При цьому необхідно враховувати можливість потрапляння в піднятий керн уламків порід з інших інтервалів розрізу (під час обвалів стінок свердловини, а в керносковищі – з інших ящиків).

6.4 Розмір зразків повинен бути достатнім для виготовлення з нього щонайменше двох циліндриків діаметром і довжиною 3 см, вирізаних з керна паралельно і перпендикулярно нашаруванню порід, для вивчення анізотропії ФЄВ порід.

6.5 Особливу увагу необхідно приділяти відбиранню слабобцементованих порід, оскільки порушення їхньої природної текстури призводить до спотворення фізичних параметрів. Їх необхідно упаковувати в жорстку щільну тару, щоб не допустити руйнування відібраних порід під час транспортування.

6.6 В процесі відбирання зразків, призначених для вивчення тріщинуватості (виготовлення пришліфовок і шліфів нестандартного розміру), необхідно уникати подрібнення їх геологічним молотком, що

призводить до утворення штучних тріщин.

6.7 Опис тріщинуватості порід необхідно здійснювати за такою схемою:

Ознаки	Характеристика
Назва літологічного різновиду порід, текстурні, структурні особливості	Пісковик, алевроліт та інші різновиди, характер шаруватості, пористості, кавернозності
Наявність тріщин	Одиничні, системи тріщин
Морфологія тріщин	Прямолінійні, слабозвивисті, звивисті, для стилолітів – дрібно-, середньо-, крупнозубчасті, стовпчасті, бугруваті
Генезис тріщин	Тектонічні, діагенетичні, літогенетичні
Орієнтування тріщин	Відносно шаруватості або осі керна
Розміри тріщин	Ширина, довжина, відстань між тріщинами одного генезису
Характер заповнення і заповнювач	Відкриті, закриті, наявність бітуму, кальциту, гіпсу тощо
Наявність каверн	Поодинокі, мікро-, макрокаверни
Форма і розміри каверн	Округлі, лінзоподібні, щілиноподібні тощо
Сполученість	Співвідношення тріщин, сполучених між собою

6.8 Для повноцінної характеристики колекторів необхідно під час відбирання зразків передбачати, щоб фізичні параметри, петрографічні, петрофізичні та інші види досліджень виконувались на одних і тих же зразках, у крайньому випадку на дублікатах цих зразків. При цьому здійснюють:

- макроопис – до 100 % зразків (законсервовані зразки описують після визначення вмісту води і бітумів);

- гранулометричний склад і карбонатність – 25–50 % зразків залежно від літологічної витриманості пласта, вмісту глинистих та карбонатних мінералів;

- мікроопис і параметри, що вимірюються в шліфах (тріщинна пористість, тріщинна проникність, густина і розкриття) на 10–20 % представницьких зразків із різних літологічних різновидів порід в законтурній, приконтурній, внутрішньоконтурній частинах покладу;

- опис тріщинуватості, визначення параметрів тріщинуватості 30 % представницьких зразків;

- абсолютна газопроникність і відкрита пористість – 100 % зразків;

- залишкове водонасичення та ефективна пористість – від 20 до 100 % керна залежно від його винесення та літологічної витриманості пласта;

- об'ємна і позірна мінералогічна густина – 30–50 % для оцінки

відкритої пористості та інтерпретації нейтронного і гамма-гамма густинного каротажів.

6.9 Петрофізичні властивості порід-колекторів в пластових умовах вивчаються на 10 % зразків, відібраних після досліджень колекції в поверхневих умовах.

6.10 В комплексі із фізичними методами вивчення колекторських властивостей порід повинні виконуватись мікроскопічні дослідження. Обов'язковою умовою при цьому є відбирання зразків для всіх видів аналізів із одного і того ж уламка представницького керна. Для вивчення пустотності досліджують шліфи стандартних розмірів або 4×4 см із порід, попередньо просочених кольоровими смолами, а також звичайні шліфи в умовах кругової поляризації світла.

З метою діагностики літологічного типу, мінерального складу та інших ознак теригенного колектора для масових визначень використовують візуальний або інший методи одержання процентного вмісту елементів.

Кількісні вимірювання під мікроскопом необхідно проводити на вибірці найбільш представницьких шліфів для визначення параметра упакування зерен. В шліфах підраховують кількість контактів між зернами і загальну кількість зерен, які перетинаються мікрометричною лінійкою.

Типи цементу виділяють за класифікацією Н.В. Смірнкової, 1969 р., згідно з вимогами “Рекомендацій по микроскопическому изучению терригенных коллекторов на стадии подсчета запасов,” Львов, 1979. При цьому вказують основні типи вторинних перетворень, які впливають на розкриття чи закупорювання порового простору. Для характеристики порового простору необхідно визначати тип порожнин (пори, каверни, тріщини), їхню морфологію (пори: сітчасті, заокруглені, овальні, ланцюгоподібні, ізометрично-неправильні, багатокутні; тріщини: прямолінійні, звивисті, розгалужені тощо, сполученість, характер заповнення і заповнювач (для пор і тріщин), генезу: первинні, вторинні пори, тектонічні, літогенетичні тріщини, геометричні розміри – довжину, ширину, об'ємну густоту тріщин, тріщинні пористість і проникиність.

Кількісну характеристику порового простору виконують лише за 2 % вибіркою шліфів з метою порівняльної характеристики колекторів, обґрунтування кондиційних значень параметрів.

6.11 Проводять порівняльну оцінку порових характеристик за даними капіляриметричних (ГСТУ 41-00032626-00-025, СОУ 73.1-41-08.11.09) і мікроскопічних досліджень, які завершуються побудовою кумулятивних кривих розподілу в напівлогарифмічному масштабі, графічному визначенні медіанного розміру і коефіцієнта сортування пор.

7 ВИЗНАЧЕННЯ І ВИКОРИСТАННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ГРАНУЛЯРНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

7.1 Матеріали з геологічного вивчення родовищ нафти і газу, які в подальшому слугують як вихідні дані для обґрунтування підрахункових параметрів порід-колекторів, забезпечують визначення показників, що характерні для початкових термодинамічних умов покладу. За цими початковими параметрами підраховують загальні запаси вуглеводнів. Обґрунтування балансових запасів через коефіцієнт вилучення нафти і газу базується на технологічних розрахунках, що враховують ФЄВ колекторів покладу, та економічній оцінці. При цьому значення ФЄВ колектора не залишаються постійними, а змінюються пропорційно зміні пластового (ефективного) тиску. Обов'язково встановлюються значення таких показників:

- коефіцієнтів абсолютної $K_{пр}$ та ефективної (фазової) $K_{пр,е}$ проникності для газу $K_{пр,г}$ чи нафти $K_{пр,н}$;
- коефіцієнтів відкритої K_d і ефективної $K_{д,е}$ пористості;
- об'ємної δ_p і позірної мінералогічної $\delta_{м,п}$ густини порід;
- коефіцієнта залишкового водонасичення $K_{вз}$;
- питомого електричного опору повністю $\rho_{пв}$ і частково $\rho_{пн}$ водонасичених порід, параметра пористості P_p , параметра насичення P_n ;
- інтервального часу проходження поздовжніх акустичних хвиль ΔT ;
- гранулометричного складу з виділенням піщаної ($>0,1$ мм), алевритової ($0,1-0,01$ мм) і глинистої ($<0,01$ мм) фракцій та карбонатності C_k порід.

7.2 Основними вихідними даними для розрахунку технологічних показників є: ефективна товщина, відкрита пористість, нафтогазонасиченість, фазова проникність, у разі потреби коефіцієнт витіснення. Всі перелічені вихідні показники є функцією ефективного тиску, значення якого збільшується відповідно до зниження пластового тиску. Для розрахунків технологічних показників, за якими визначається технологічний коефіцієнт витіснення нафти чи вилучення газу (без врахування економічних обмежень), необхідно мати такі вихідні дані:

- початкові значення тисків: геостатичного p_g , гідростатичного $p_{ггдр}$, початкового пластового $p_{пл}$, ефективного $p_{еф}$, бічного стиснення $p_{бг}$ від дії геостатичного, радіальне стискувальне напруження σ_s ;
- граничне напруження міцності колекторів на стиснення, коефіцієнт Пуассона $\mu_{пу}$, значення коефіцієнта об'ємного стиснення пор порід β_p як функції $p_{еф}$;
- кондиційне (мінімальне) значення відкритої пористості K_p , яка

має природне початкове флюїдонасичення нафтою і водою чи газом і водою – нафтогазонасичення $K_{нг}$ і ефективну (фазову) проникність $K_{пр.е}$ більшу від нуля.

7.3 За вихідними даними, зазначеними в 7.1, встановлюють кореляційні залежності і будують графіки, на осі абсцис яких відкладають пластовий або ефективний тиск. Для подальших розрахунків технологічних параметрів вихідні значення параметрів для конкретних баричних умов знімають з цих графіків або вираховують за попередньо встановленим рівнянням регресії.

7.4 Для порід-колекторів газоконденсатних родовищ залежність зміни відкритої пористості від пластового (ефективного) тиску визначають з урахуванням пружної деформації колекторів та випадіння конденсату. Вплив останнього на зменшення ефективної пористості і проникності для газу встановлюють за прямими розрахунками з даних експериментальних досліджень втрат конденсату в умовах зниження пластового тиску нижче тиску початку конденсації (СОУ 73.1-41-08.03.10).

7.5 Як додаткові параметри рекомендовано вивчати:

- змочуваність порід (ГСТУ 41-32) з класифікацією колекторів на гідрофільні, гідрофобні, з нейтральною і неоднорідною змочуваністю;

- параметри структури нафтонасичення порід-колекторів (ГСТУ 41-31) з визначенням коефіцієнтів вільнорухомого, плівкового та адсорбованого нафтонасичення;

- параметри порового простору порід (СОУ 73.1-41-08.11.09) з визначенням вмісту в них надкапілярних, капілярних і субкапілярних пор;

- коефіцієнт витиснення нафти водою на моделях пласта (ОСТ 39-195).

7.6 Для кожного підрахункового параметра, визначеного лабораторними методами, доцільно будувати криві функції та щільності розподілу ймовірності. Для характеристики достовірності цих функцій розраховують найбільш інформативні коефіцієнти: середнє теоретичне арифметичне значення параметра (або математичне очікування); дисперсію; стандарт випадкового значення; варіацію; інтервали середнього значення параметра для вибраної ймовірності; кількість необхідних визначень для забезпечення прийнятих ймовірностей та можливої похибки (Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригених порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керна). Методичні вказівки. Затверджено наказом ДКЗ України від 26.12.2005 р. № 332).

8 ВИМОГИ ДО ЗМІСТУ І ОФОРМЛЕННЯ МАТЕРІАЛІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ГРАНУЛЯРНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

8.1 Матеріали з підрахунку запасів, які подаються на розгляд ДКЗ України за результатами лабораторних досліджень керна, повинні містити такі текстові відомості.

Окремий розділ повинен бути присвячений літолого-фізичним властивостям порід продуктивних горизонтів і покришок і містити таку інформацію:

- аналіз представницькості кернавого матеріалу для оцінки ФСВ підрахункових об'єктів;
- збереженість керна;
- методика і результати прив'язки керна до розрізу;
- організація і методика досліджень керна;
- лабораторне обладнання, яке застосовується для проведення петрофізичних досліджень;
- загальні відомості про державну атестацію виміральної лабораторії, яка проводила петрофізичні дослідження з наданням завіреної копії свідоцтва про атестацію.

8.2 Для колекторів кожного продуктивного пласта слід навести:

- літологічну характеристику за комплексом петрофізичних досліджень;
- розподіл ФСВ – проникності, відкритої пористості, залишкового водонасичення (нафтогазонасичення), відомості про параметри тріщинуватості – розкриття, густоту, тріщинні пористість і проникність;
- відомості про залишкове водо- і нафтонасичення за прямими і опосередкованими методами, гранулометричний склад, глинистість, карбонатність, природну радіоактивність тощо;
- отримані кореляційні зв'язки між фізичними параметрами порід-колекторів, обґрунтування типу колектора;
- характеристику змочуваності;
- методику і результати обґрунтування кондиційних значень ФСВ порід на границі “колектор-ущільнена порода”;
- методику і результати побудови основних петрофізичних залежностей, які необхідні для використання під час інтерпретації ГДС;
- принципи вибору представницької колекції для цих побудов, включаючи результати внутрішнього, зовнішнього, а в окремих випадках арбітражного контролю визначення петрофізичних параметрів;
- обґрунтування можливості використання узагальнених за декількома підрахунковими об'єктами петрофізичних залежностей;
- методику і результати формування базових пластоперетинів для побудови петрофізичних залежностей типу “кern-ГДС”;

- обґрунтування достовірності визначення підрахункових параметрів за даними ГДС на основі комплексних петрофізичних досліджень кернавого матеріалу;

- характеристики літолого-фізичних властивостей порід-покришок.

8.3 Обов'язкові форми табличних додатків з інформацією про фізичні властивості порід-колекторів і порід-покришок наведено в Додатку А (табл. А.1, А.2, А.3).

8.4 Зведені таблиці підрахункових параметрів (Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, Київ, ДКЗ України, 1999) повинні містити інформацію про такі визначені за кернам величини – відкриту пористість, ефективну (фазову) проникність, питомий електричний опір водонасичених порід, параметр пористості, параметр насичення, інтервальний час, коефіцієнт нафтогазонасичення за даними вимірювання питомого електричного опору частково водонасичених порід, коефіцієнт нафтогазонасичення за даними визначення ефективної пористості.

8.5 Петрофізичну інформацію використовують при обґрунтуванні кількісного критерію “колектор-ущільнена порода” кореляційним способом. З цією метою виконують такі побудови.

Порівнюють відкриту K_p і ефективну $K_{п.е}$ (для газових покладів) або динамічну $K_{п.д}$ (для нафтових покладів) пористості, де $K_{п.е} = K_p(1 - K_{вз})$, $K_{п.д} = K_p(1 - K_{вз} - K_{нз})$. Значення $K_{вз}$ і $K_{нз}$ знаходять за результатами лабораторного моделювання процесів заповнення пастки вуглеводнями і витиснення нафти водою згідно з вимогами ГСТУ 41-0032626-00-025 і ОСТ 39-195 відповідно або прямим визначенням дистиляційно-екстракційним методом на герметичних зразках керна, відібраного на промивальній рідині на водній основі.

Виконання умов $K_{п.е}(K_{п.д}) > 0$ свідчить про наявність у породі ефективного пустотного простору, який може бути зайнятий газом або нафтою.

8.6 Кондиційні значення K_p і $K_{пр}$, які відповідають умовам $K_{п.е}(K_{п.д}) \geq 0$, встановлюють за кореляційними графіками між K_p і $K_{п.е}(K_{п.д})$ $K_{пр}$ і $K_{п.е}(K_{п.д})$.

8.7 Порівнюють K_p та $K_{пр.г}$, $K_{пр.н}$ за наявності в пустотному просторі досліджуваного зразка залишкового водонасичення.

За фізичним змістом величина відкритої пористості, що відповідає значенню ефективної проникності вище нульового, є кондиційною. Ця величина на статистичному рівні слугує петрофізичною основою для розподілу порід на проникні і непроникні. Значення $K_{пр.н}$, $K_{пр.г}$, $K_{пр.в}$ знаходять за результатами лабораторного моделювання процесів фільтрації через зразки керна газу, нафти, води

за наявності залишкового водонасичення згідно з вимогами ГОСТ 26450.2, ОСТ 39-235, СОУ 73.1-41-08.

8.8 Встановлюють наявність або відсутність проникнення фільтрату промивальної рідини в пласти за результатами спеціальних досліджень керн. При цьому оцінюють перевищення вимірних значень поточного водонасичення K_v над залишковим K_{v3} . Можливі два варіанти реалізації цього методичного підходу у визначенні кондиційних значень фізичних параметрів порід-колекторів.

В одному з них K_v вимірюється прямим дистиляційно-екстракційним способом на попередньо герметизованих на свердловині зразках, відібраних із продуктивних пластів на водній промивальній рідині, а K_{v3} на тих же зразках капіляриметричним способом згідно з вимогами ГСТУ 41-00032626-00-025. Оскільки рухома вода могла проникнути лише в проникні породи, то до колекторів відносять зразки керн, для яких $(K_v - K_{v3}) > 0$. За абсцисою точки $(K_v - K_{v3}) = 0$ визначають нижню межу кондиційного значення проникності колекторів.

У другому варіанті зіставляють величини водо- і нафтонасиченості, визначені прямим дистиляційно-екстракційним способом на зразках порід, відібраних із колекторів у сусідніх свердловинах, котрі пробурені на промивальній рідині на водній і нафтовій основі. Приріст ΔK_v або ΔK_n , встановлений для пластів у двох свердловинах, свідчить про наявність проникнення водного або вуглеводневого фільтрату промивальної рідини в пласт, тобто про те, що цей пласт є колектором.

8.9 Зіставляють відносну глинистість з відотною амплітудою кривої самочинної поляризації (ПС) порід $\alpha_{пс}$, яка визначається як $\alpha_{пс} = \Delta U_{пс} / E_s$, де $\Delta U_{пс}$ – амплітуда ПС в інтерпретованому пласті, E_s – максимальна амплітуда ПС у досліджуваному інтервалі розрізу проти найбільш чистих неглинистих пісковиків. Конкретні кондиційні значення для відкладів, що вивчаються, знаходять користуючись способами визначення кондиційних (граничних) значень геофізичних характеристик за кореляційними залежностями між $\Delta U_{пс}$, $K_{пр.г}$ ($K_{пр.н}$), $C_{пл}$ і результатами дослідження пластів на продуктивність.

8.10 Приклади побудови типових петрофізичних залежностей для обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-смісних властивостей колекторів наведено в Додатку Б (рис. Б.1–Б.9). Можливі також інші варіанти графічних побудов залежно від наявного обсягу відомостей про колектори за лабораторними і промисловими матеріалами.

8.11 Вимоги до результатів контролю лабораторних визначень петрофізичних параметрів наведено в Додатку В (таблиця В.1). У таблиці В.2 подано дані про можливі варіанти перерахунків тиску в різних одиницях вимірювання.

ФОРМИ ЗАПОВНЕННЯ ТАБЛИЦЬ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОСЛІДЖЕНЬ ЗРАЗКІВ КЕРНА

Номер свердловини	Продуктивний пласт	Інтервал відбирання $\frac{\text{керна, м}}{\text{абсолютна відмітка}}$	Внесення $\frac{\text{керна, м}}{\%}$	Дата відбирання $\frac{\text{керна}}{\text{дата аналізу керна}}$	Літологічний опис зразків	Гранулометричний склад, мм					
						> 1	$1-0,5$ $0,5-0,25$ $0,25-0,1$ $0,1-0,01$ $< 0,01$				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Коефіцієнт пористості, част. один.	Глинистість, мас. %	Карбонатність, мас. %	Газопро- никність водопро- никність (і $\perp$ напару- ванню), 10^{-15} м^2	Водонаси- чення, част. один.	Ураховані та невраховані зразки при підрахунку заставів (чому не враховані)	Тиск прориву нафти/ газу через водонасичену породу, МПа	Оцінка якості порід- покри- шок	Примі- тка	
відкри- тої	повної								
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Таблиця А.2 Відомості про петрофізичні властивості порід-колекторів за результатами досліджень керна

Номер свердловини	Продуктивний твіст	Інтервал відбирання керна, м	Внесення керна, м %	Дата відбирання керна	Літологічний опис зразків	Коефіцієнт об'ємного стиснення пор, МПа ⁻¹	Коефіцієнт відкритої пористості, част. один.	Параметр пористості, безрозм.	Коефіцієнт нафтогазонасичення, част. один.	Параметр насичення, безрозм.	Інтервалний час, мкс/м	Фазова проникність нафта-газ, газ-вода, нафта-газ, газ-вода, 10 ⁻¹⁵ м ²	Коефіцієнт витиснення нафти водою для всього діапазону проникності, част. один.	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблиця А.3 Кореляційні залежності між фізичними показниками гранулярних порід-колекторів конкретного родовища

Продуктивний пласт	Вид зв'язку	Діапазон зміни параметра від – до	Кількість зразків	Коефіцієнт кореляції	Похибка зв'язку, %
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>

ДОДАТОК Б (ДОВІДКОВИЙ)

ПРИКЛАДИ ТИПОВИХ ГРАФІЧНИХ МАТЕРІАЛІВ

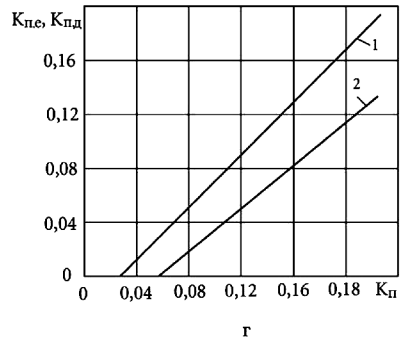
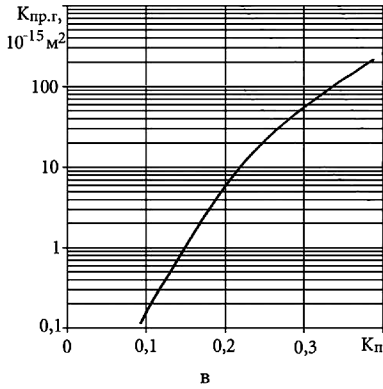
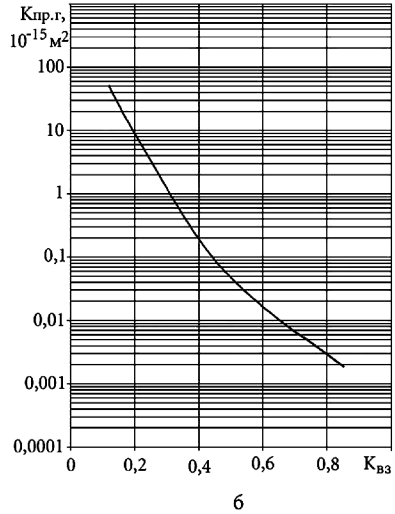
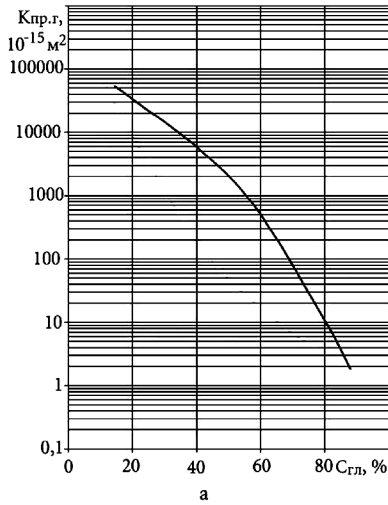


Рисунок Б.1 – Приклади побудови графіків залежності ефективної газопроникності від глинистості (а), залишкового водонасичення (б), відкритої пористості (в) і співвідношень між ефективною (1), динамічною (2) і відкритою пористостями (г)

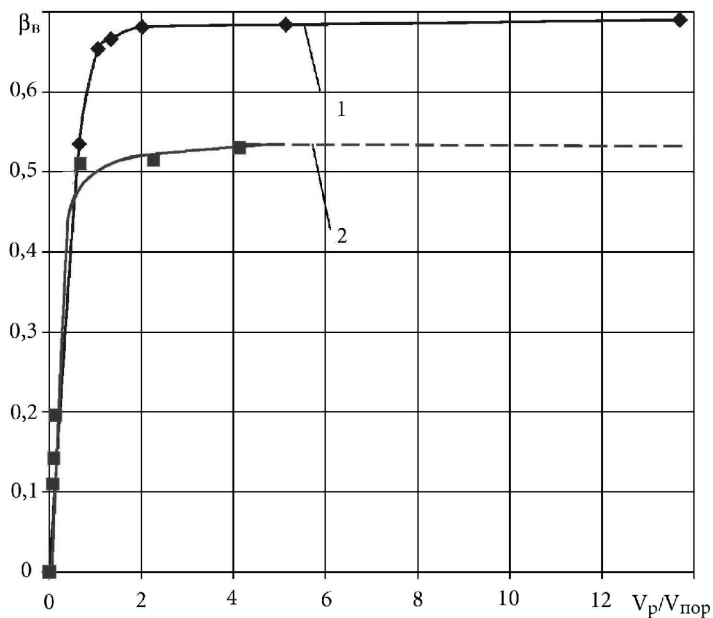


Рисунок Б. 2 – Експериментальні дані витиснення нафти технічною водою на моделях продуктивних пластів з різною проникністю: 1 – $250 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 2 – $30 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

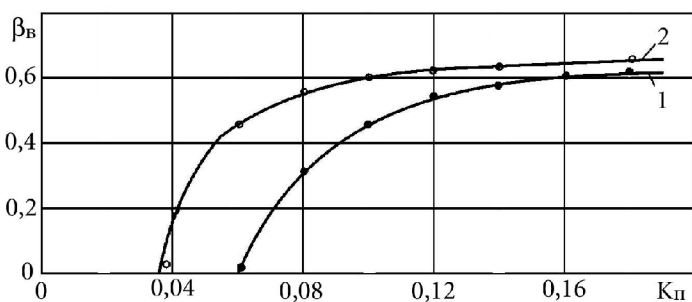


Рисунок Б.3 – Залежність коефіцієнта витиснення нафти від пористості для порід-колекторів різної проникності: 1 – $150 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 2 – $210 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

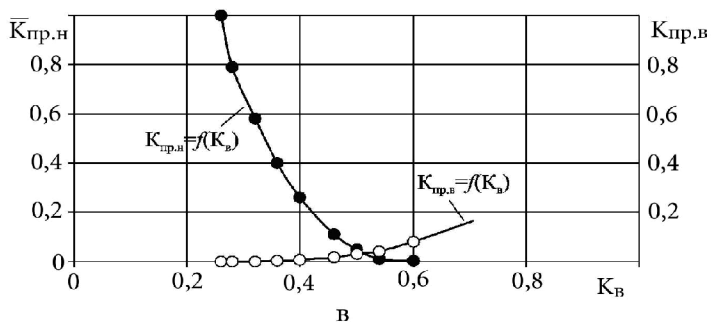
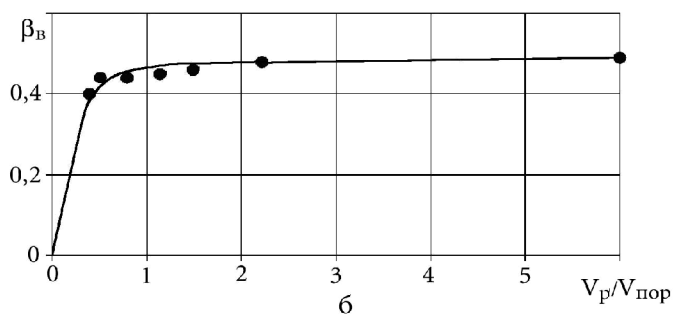
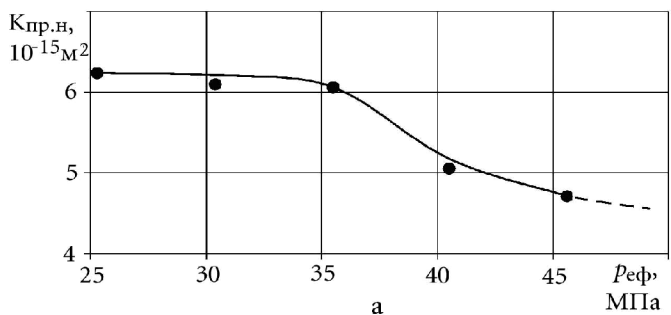


Рисунок Б.4 – Експериментальні залежності зміни ефективної проникності для нафти від ефективного тиску (а), коефіцієнта витиснення нафти пластовою водою від кратності промивання пор (б) і відносних фазових проникностей для нафти і води (в) від водонасичення порід-колекторів

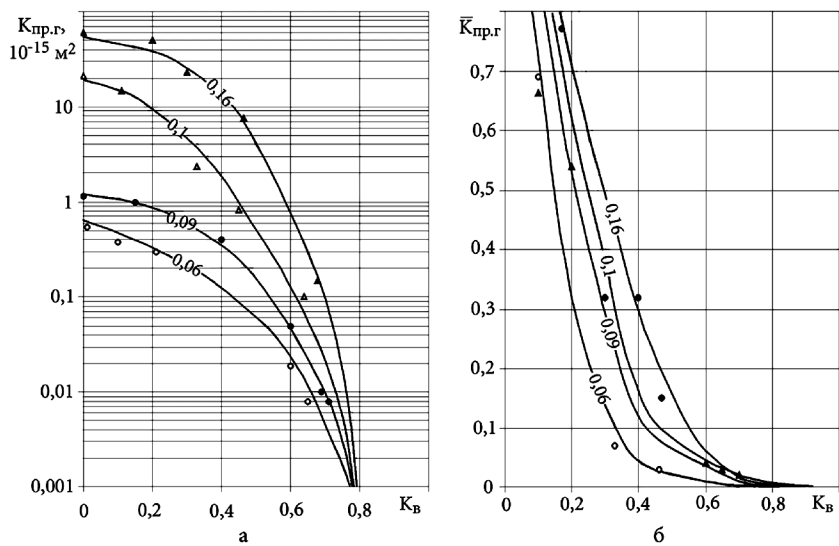


Рисунок Б.5 – Зміна ефективної (а) та відносної (б) газопроникності від водонасичення порід-колекторів; шифр кривих – відкрита пористість, частки одиниці

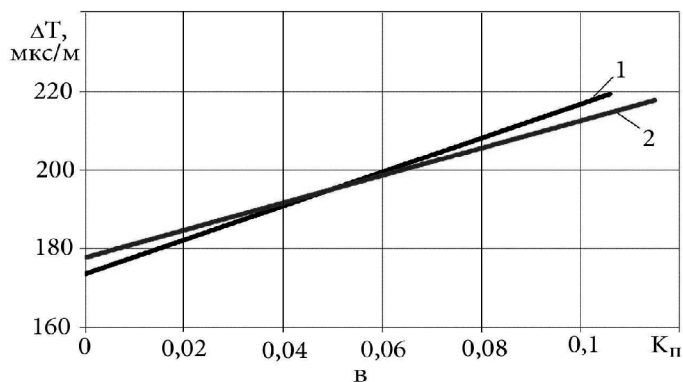
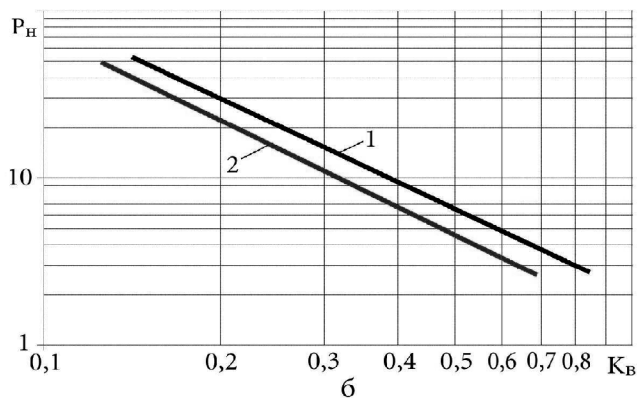
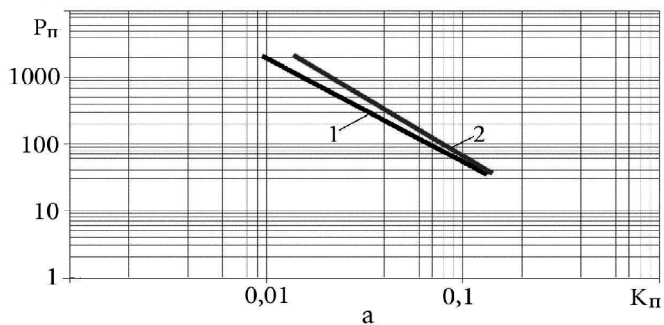


Рисунок Б.6 – Електричні (а, б) і акустичні (в) властивості порід-колекторів: об'єм пор, визначений за насиченням зразків пластовою водою (1) і гасом (2)

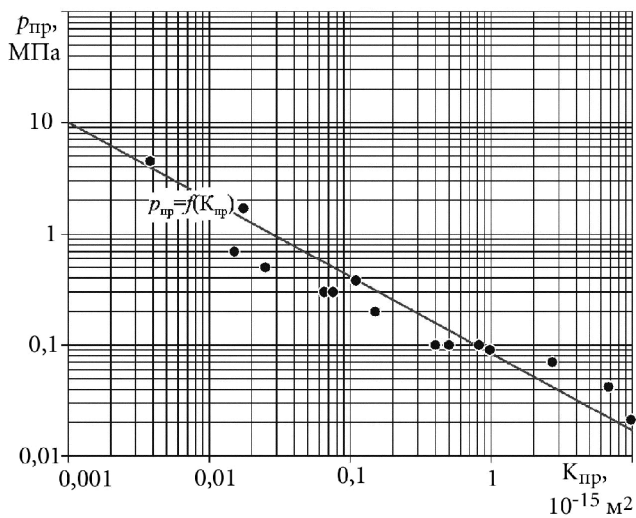


Рисунок Б.7 – Залежність тиску прориву газу від абсолютної газопроникності порід, насичених водою (експериментальні дослідження)

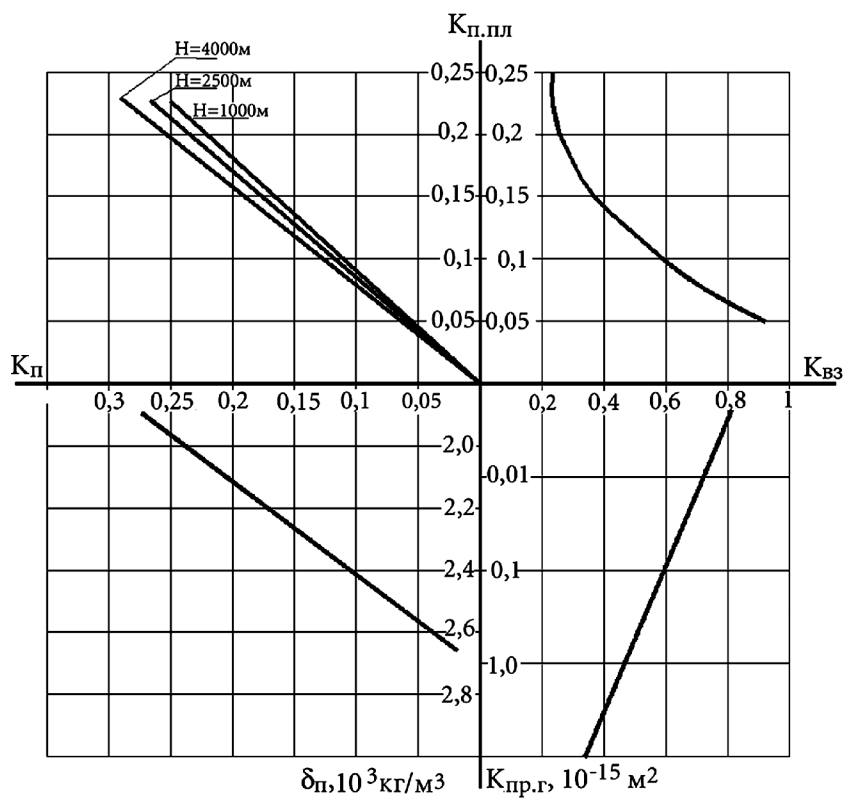


Рисунок Б.8 – Приклад побудови номограм для прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів підрахункового об'єкта

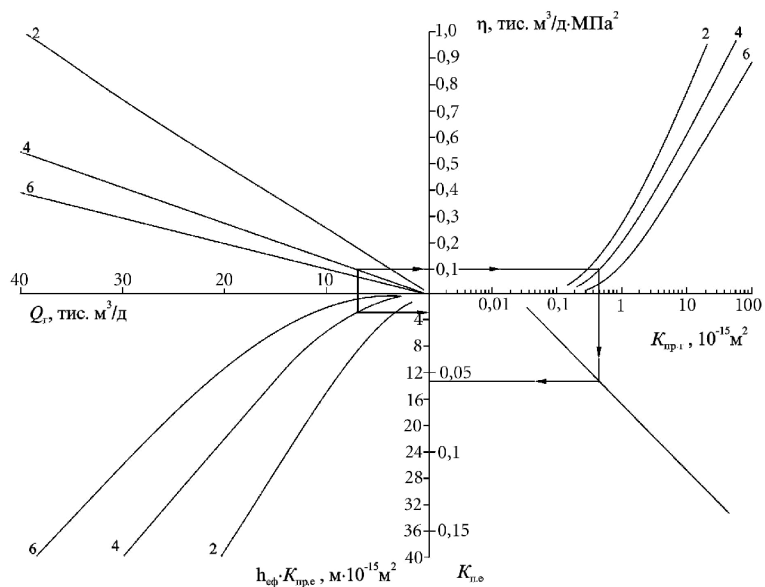


Рисунок Б.9 – Приклад побудови номограми для прогнозування потенційно можливих припливів газу з порід-колекторів залежно від фільтраційно-ємнісних властивостей, ефективної товщини і депресії на пласт. Шифр кривих – депресія, МПа.

ДОДАТОК В

(ДОВІДКОВИЙ)

ІНФОРМАЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ

Таблиця В.1 Вимоги до результатів внутрішнього, зовнішнього та арбітражного контролю лабораторних визначень петрофізичних властивостей для обґрунтування кондицій гранулярних порід-колекторів

Вимірювана величина	Позначення	Розмірність	Допустима відносна похибка, %	Нормативний документ (методичні вказівки), що регламентують вимоги точності визначення
1	2	3	4	5
Коефіцієнт абсолютної газопроникності	$K_{\text{пр}}$	10^{-15} м^2	$22,9 \% \geq \delta \geq 9,3 \%$	ГОСТ 26450.2-85 СОУ 73.1-41-08:2006
Коефіцієнт газопроникності з урахуванням ефекту Клінкенберга	$K_{\text{пр.е}}$	10^{-15} м^2		
Коефіцієнт ефективної (фазової) проникності	$K_{\text{пр}}^{\text{е}}$	10^{-15} м^2	$7,84 \geq \delta \geq 4,44 \%$	СОУ 73.1-41-08:2006
Коефіцієнт повної пористості	$K_{\text{пл}}$	частка один.	при $K_{\text{п}} > 0,15$ $\delta \leq 2 \%$ при $0,05 < K_{\text{п}} < 0,15$ $2 \% \leq \delta \leq 5 \%$ при $K_{\text{п}} < 0,05$ $\delta \leq 10 \%$	ГОСТ 26450.1-85 СОУ 73.1-41-08.11.07: 2006
Коефіцієнт відкритої пористості	$K_{\text{п}}$	частка один.		
Коефіцієнт ефективної пористості	$K_{\text{п.е}}$	частка один.		
Коефіцієнт динамічної пористості	$K_{\text{п.д}}$	частка один.		
Об'ємна густина	$\delta_{\text{п}}$	10^3 кг/м^3		
Позірна мінералогічна густина	$\delta_{\text{м.п}}$	10^3 кг/м^3		
Коефіцієнт залишкового водонасичення	$K_{\text{вз}}$	частка один.	$\delta \leq 6,5 \%$	ГСТУ 41-00032626-00-025-2000
Питомий електричний опір повністю водонасичених порід	$\rho_{\text{пв}}$	Ом·м	$\delta \leq 5 \%$	ГОСТ 25494-82 Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. – М.: ВНИГНИ, 1978
Питомий електричний опір частково водонасичених порід	$\rho_{\text{пн}}$	Ом·м		
Параметр пористості	$P_{\text{п}}$	безрозм.		
Параметр насичення	$P_{\text{н}}$	безрозм.		
Інтервальний час	ΔT	мкс/м	$\delta \leq 1 \%$	
Гранулометричний склад з виділенням фракцій >1 ; $1-0,5$; $0,5-0,25$; $0,25-0,1$; $0,1-0,01$; $<0,01 \text{ мм}$	-	мас. %	$\delta \leq 10 \%$	

1	2	3	4	5
Коефіцієнт карбонатності	C_k	мас. %	$5 \% \leq \delta \leq 10 \%$	СОУ 11.1-31169745. 01:2006
Коефіцієнт об'ємного стиснення пор	β_n	МПа ⁻¹	при $K_n > 0,15$ $\delta \leq 2 \%$ при $0,05 < K_n < 0,15$ $2 \% \leq \delta \leq 5 \%$ при $K_n < 0,05$ $2 \% \leq \delta \leq 5 \%$ $\delta \leq 10 \%$	СОУ 73.1-41-08.11. 11:2007
Коефіцієнт витиснення нафти водою	β_v	частка один.	$\delta \leq 5 \%$	ОСТ 39-195–86
Кут змочування	θ	градуси	$\leq 3,8^\circ$	ГСТУ 41-32–2002
Тиск прориву вуглеводневих флюїдів через породи-покришки	$P_{пр}$	МПа	$\delta \leq 5 \%$	СОУ 73.1-41-08.11. 06:2005

Таблиця В. 2 – Коефіцієнти перерахунку величин 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 ⁻³	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
						1

* Фізична атмосфера,

** Технічна атмосфера

ДОДАТОК Г
(довідковий)

БІБЛІОГРАФІЯ

1. Грицишин В.И. Оценка критериев граничных величин промыслово-геофизических параметров коллекторов месторождений Предкарпатья // Обработка и интерпретация результатов геофизических исследований. – К.: Техніка, 1976. – С. 116–118.

2. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 239 с.

3. Иванов В.В., Нестеренко М.Ю., Лесюк І.Т. Експериментальне обґрунтування визначення залишкового водонасичення непрямими методами // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2004. – № 1. – С. 94–101.

4. Мarmorштейн Л.М. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. – М.: Недра, 1985. – 190 с.

5. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 395 с.

6. К методике оценки нижних значений коллекторов нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья / В.И. Грицишин, А.А. Гаранин, Е.П. Грицай А.Е. Кириллова // Разведка и разработка нефтеносных и газоносных месторождений. – Львов: Вища школа, 1989. – Вып. 26. – С. 8–10.

7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь, 2003.

8. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении / Пер. с англ. – М.: Недра, 1974. – 192 с.

9. Латышева М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирульников В.П. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1986. – 121 с.

10. Леонтьев Е.И. Моделирование в петрофизике. – М.: Недра, 1978. – 125 с.

11. Нестеренко Н.Ю. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 26–35.

12. Нестеренко М.Ю., Петраш Ю.І., Боднарчук Г.П. Методика обґрунтування нафтовіддачі та граничних значень параметрів колекторів // Геолого-геофізичні дослідження нафтогазоносності надр України: Зб. наук. пр. Т. 2. – Львів: УкрДГРІ, 1997–1998. – С. 3–11.

13. Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

14. Нефтепромысловая геология. Терминологический справочник. Под ред. М.М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.

15. Обоснование кондиционных параметров коллекторов нижнего сармата Предкарпатского прогиба по керну // В.М. Бортницкая, Н.Н. Оршинская, Б.П. Пелипчак и др. // Геология нефти и газа. 1982. – № 11. – С. 34–40.

16. Стасенков В.Б., Жданов А.С. К методике обоснования кондиционных пределов коллекторских свойств продуктивных пластов // Нефтегазовая геология и геофизика. 1981. – № 3. – С. 2–6.

17. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 199 с.

18. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. – М.: Недра, 1990. – 186 с.

19. Фильтрационные особенности слабопроницаемых толщ нефтяных и газовых месторождений Украины / В.А. Даниленко, Я.А. Пилип, В.В. Иванов и др. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1985. – Вып. 64. – С. 15–21.

20. Федюшин В.О., Нестеренко М.Ю., Іванишин В.С. Проблеми вивчення та освоєння колекторів з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1998. – № 2(103). – С. 3–9.

21. Федюшин В.О. Низькопористі породи – колектори газу промислового значення. – К.: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

22. Ханін А.А. Петрофізика нефтяних і газових пластів. – М.: Недра, 1976. – 294 с.

23. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие). – М.: ГЕРС, 2001. – 229 с.

УКНД 07.060: 75.120

Ключові слова: керн, порода-колектор, коефіцієнти відкритої, ефективної і динамічної пористостей, коефіцієнт абсолютної газопроникності, коефіцієнт залишкового водонасичення, гранулометричний склад, глинистість, карбонатність, електричні властивості, коефіцієнт витіснення нафти водою, параметри кондицій.