

ГЕОГУСТИННІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВОЇ СИСТЕМИ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ НА РІЗНИХ ЕТАПАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ (на прикладі Дашавського підземного резервуару)

О.П. Петровський, Т.О. Федченко, А.Ю. Трачук

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727125,
e-mail: p n g g @ i n g . e d u . u a

Моніторинг за станом та експлуатацією підземних сховищ газу є важливим елементом ефективного використання газотранспортної системи. Одним із інструментів, який може допомогти у вирішенні питань, пов'язаних із визначенням особливостей будови активної зони та картуванням напрямків простягання високопроникних та застоїчних зон в межах резервуару є гравітаційний моніторинг. Параметром, на який реагує гравітаційне поле, є зміна густини газонасичених пластів. Наведено аналіз впливу фізико-хімічних чинників на зміну густини пластової системи підземних сховищ газу. Досліджено та проаналізовано геолого-петрофізико-промислові зміни, які відбуваються на різних етапах експлуатації газосховища та вплив цих змін на об'ємну густину породи колектора у поровому просторі якої зберігається газ та породи покривки, що ізолює газонасичений об'єм від розташованих вище пластів. Коротко охарактеризовано механізми цих процесів та наведений розрахунок величини впливу для конкретних пластових умов Дашавського підземного сховища газу. Проведено ранжування чинників в порядку зменшення їх впливу на зміну густини породи – режим експлуатації газосховища, зміна пластового тиску, зміна коефіцієнту пористості, зміна вологонасичення газу та ущільнення порід покривки внаслідок експлуатації газосховища. За результатами аналізу обґрунтовано можливість застосування гравітаційного моніторингу для дистанційного контролю за станом та експлуатацією підземних сховищ газу загалом та Дашавського підземного резервуару зокрема.

Ключові слова: газосховище, гравітаційний моніторинг, густина, колектор, покривка, тиск.

Мониторинг за состоянием и эксплуатацией подземных хранилищ газа – важный элемент эффективного использования газотранспортной системы. Одним из инструментов, способных решить проблемы, связанные с определениями особенностей строения активной зоны и картирования направлений простирания высокопроницаемых и застоичных зон в пределах резервуара, является гравитационный мониторинг. Параметром, на который реагирует гравитационное поле, есть изменение плотности газонасыщенных пластов. Приведен анализ влияния физико-химических факторов на изменения плотности пластовой системы подземных хранилищ газа. Исследовано и проанализировано геолого-петрофизико-промышленные изменения, происходящие на разных этапах эксплуатации газохранилища и влияние этих изменений на объёмную плотность породы коллектора, в поровом пространстве которой сохраняется газ и породы покрывки изолирующей газонасыщенный объём от выше лежащих пластов. Кратко охарактеризованы механизмы этих процессов и приведен расчет величины влияния для конкретных пластовых условий Дашавского подземного хранилища газа. Проведено ранжирование факторов в порядке уменьшения их влияния на изменение плотности породы – режим эксплуатации газохранилища, изменение пластового давления, изменения коэффициента пористости, изменения влагонасыщенности газа и уплотнение пород покрывки в результате эксплуатации газохранилища. По результатам анализа обосновано возможность использования гравитационного мониторинга для дистанционного контроля за состоянием и эксплуатацией подземных хранилищ газа в общем, и Дашавского подземного резервуара в частности.

Ключевые слова: газохранилище, гравитационный мониторинг, плотность, коллектор, покрывка, давление.

Condition and exploitation monitoring of the underground gas storages is an important element for effective gas-transport system utilization. Gravitational monitoring is one of the tools which can help to solve the problem of determining the active zone composition peculiarities and high permeability and stagnation zone direction mapping within the reservoir. Gravitational field reacting parameter is density change of the gas-saturated rocks. Influence of physical and chemical factors on underground gas storage reservoir density change is analyzed in the article. Geological, petrophysical and industrial changes that occur on different gas storage exploitation stages and influence of these changes on reservoir rock bulk density, in the porous space of which natural gas is preserved, as well as their influence onto the cap rock, which isolates gas-saturated volume from overlying rocks, were studied and analyzed. The mechanisms of these processes are briefly characterized and the influence value for Dashavske underground gas storage conditions was calculated and presented. Decreasing order influence of the factors on the rock density change is ranked. These factors are: gas storage exploitation mode, reservoir pressure change, porosity factor change, gas water saturation change, cap rock consolidation as a result of gas storage exploitation. The possibility of gravitational monitoring utilization for distant control of the condition and exploitation of underground gas storages in general and of Dashavske underground reservoir, in particular, was grounded on the basis of the analysis results.

Key words: gas storage, gravitational monitoring, density, collector, tire pressure.

Вступ

Використання підземних сховищ газу має вже майже столітню історію. Перше промислове підземне газосховище місткістю 62 млн.м³

було створено в 1916 році у виснаженому газовому родовищі Зоар в районі міста Буффало, США. З цього часу підземні сховища газу (ПСГ) стали невід'ємною частиною систем газопостачання та газотранспортування у бага-

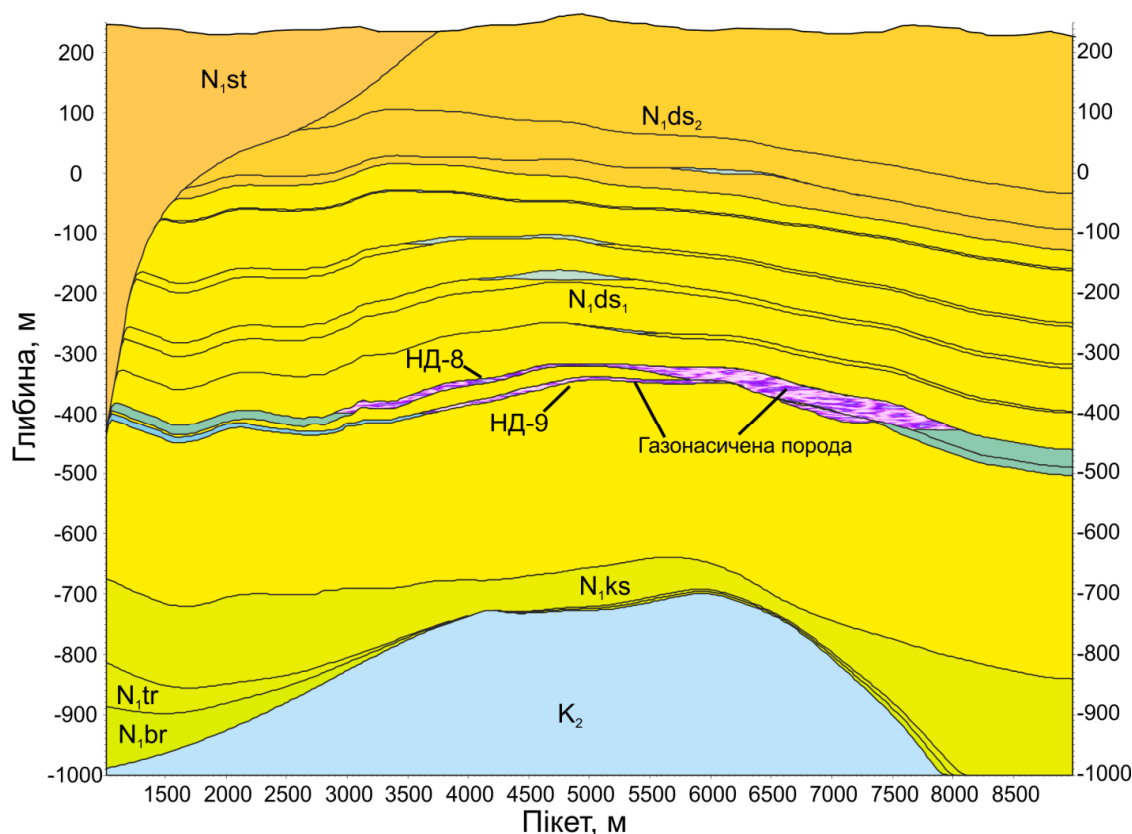


Рисунок 1 – Схематичний геологічний розріз Дашавського підземного сховища газу

тьох країнах світу, в тому числі і в Україні. На даний час на території України діє 13 ПСГ, із загальною активною місткістю понад 32 млрд.м³ газу, що становить 21,3% від загальноєвропейської активної ємності мережі підземних сховищ газу [Інтернет-портал Міністерства економіки України]. Враховуючи важливість безперервної і ефективної роботи ПСГ актуальною є проблема контролю за їх станом, визначення особливостей будови активної зони та картування напрямків простягання високопроникних та застійних зон в межах пласта резервуару. Це можна зробити завдяки дослідженню характеру поведінки геолого-петрофізико-промислових параметрів пластової системи ПСГ та їх зміни у часі, які пов'язані із зміною режимів експлуатації. В якості основного елементу такого дослідження є просторова постійно діюча геолого-геофізико-промислова модель ПСГ з використанням в якості інформативного параметру об'ємної густини порід.

Основною характеристикою процесів, що протікають в підземних газосховищах, є циклічність дії нагнітання та відбору газу на вміщуючі породи колектори, а швидкість їх протікання набагато перевищує величини, характерні для звичайних газових родовищ. Пряме вивчення змін геолого-петрофізичних параметрів в ПСГ є високовитратним, у зв'язку з чим широко використовуються непрямі методи дослідження. До них відносяться розрахунки за даними спостережень за багаторічною експлуатацією газосховищ, лабораторні дослідження на зразках порід колекторів та їх аналогах, в умо-

вах максимально наближених до пластових в ПСГ та математичне моделювання фізичних процесів, які відбуваються в газосховищах.

Предметом даної статті є дослідження геолого-петрофізико-промислових змін, які відбуваються на різних етапах експлуатації газосховища та вплив цих змін на об'ємну густину породи колектора у поровому просторі якої зберігається газ та породи покришки, яка ізолює газонасичений об'єм від розташованих вище пластів та обґрунтування можливості застосування гравітаційного методу досліджень для дистанційного контролю за цими процесами. З метою аналізу досліджуваних ефектів будуть використані реальні дані по Дашавському підземному сховищу газу, яке розташоване у Стрийському районі Львівської області на відстані 15 км на південний схід від м. Стрий і створене у 1974 році у виснажених покладах одноіменного газового родовища і приурочене до північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Активними пластами для зберігання газу у газосховищі є два горизонти нижньодашавських пісковиків сарматського ярусу неогену НД-8 та НД-9 (рис. 1). Резервуарами газу є чотири поклади Е, Ж+В в горизонті НД-8 та А, Г в горизонті НД-9, які утворюють єдину газодинамічну систему. Місткість Дашавського газосховища складає 5,3 млрд м³ газу з яких 2,15 млрд м³ є активним об'ємом. Амплітуда зміни пластового тиску коливається від 1,9 до 4,3 МПа. Площа газонасиченості 46 км², середня ефективна товщина 10,8 м [1].

Геолого-петрофізико-промислові зміни при експлуатації ПСГ

Базуючись на результатах досліджень багатьох авторів [2], як основні можна виділити три групи чинників геолого-петрофізичних змін, які відбуваються в пластах, де розміщене ПСГ:

– експлуатаційні чинники – фізико-хімічні зміни в геологічному об'ємі ПСГ, що пов'язані із зміною кількості газу та його компонентного складу в результаті експлуатації газосховища;

– технологічні чинники – фізико-хімічні зміни в геологічному об'ємі ПСГ, що пов'язані з модернізацією режиму роботи ПСГ, для покращення його експлуатаційних характеристик (збільшення активного порового об'єму за допомогою механічної дії на пласт-колектор, заміна буферного природного газу іншим інертним газом, наприклад азотом та ін.);

– непрогнозовані чинники – фізико-хімічні зміни в геологічному об'ємі ПСГ, що виникають в результаті процесів, які не пов'язані із плановим використанням газосховища (негерметичність пластової системи, сучасні тектонічні рухи та ін.).

При створенні геолого-петрофізико-промислової моделі змін, які відбуваються в пластовій системі будемо використовувати наступні припущення:

а) активний поровий об'єм V є герметичним, замкненим в контурі пласта-колектора з визначеною просторовою морфологією і перебуває під дією тільки експлуатаційних та технологічних чинників.

б) компонентний склад газу $M(x,y,z)$ є однаковим для всього активного порового об'єму газосховища, де x,y,z – просторові координати в декартовій системі координат $(x,y,z) \in V$.

в) всі зміни, що відбуваються в геологічному об'ємі ПСГ внаслідок його експлуатації можуть бути описані рівняннями фізики пористого середовища та фізики пласта [3].

Чинники, які впливають на зміну петрофізичних властивостей пластової системи ПСГ

Одним з чинників, що впливає на процеси, які відбуваються в підземних газосховищах, є режим їх експлуатації. Тут розуміється врахування домінуючого типу пластової енергії, яка призводить пластовий флюїд в рух. Виходячи з цього, розрізняють газовий, жорсткий водонапірний та пружний водонапірний режими експлуатації ПСГ [4]. Так, у випадку газового режиму при зміні тиску об'єм газонасиченої частини пласта залишається незмінним. При жорсткому водонапірному режимі спостерігається обернена ситуація. В цьому випадку пластова вода витісняє газ без його суттєвого стиснення, а початковий пластовий тиск в часі практично не змінюється. Пружний водонапірний режим займає проміжне положення між газовим і жорстким водонапірним режимами.

Таким чином, процес запомпювання та відбору газу можна описати залежністю між приведеним пластовим тиском та відносним об'ємом газу:

$$\frac{p}{p_{\text{поч}}} \cdot \frac{z_{\text{поч}}}{z} = 1 - \alpha \cdot \frac{Q_{\text{від}}}{Q_{\text{поч}}}, \quad (1)$$

де p і $p_{\text{поч}}$ – відповідно поточний і початковий пластовий тиск;

z і $z_{\text{поч}}$ – поточний і початковий коефіцієнт стисливості газу;

$Q_{\text{від}}$ і $Q_{\text{поч}}$ – відповідно кількість відібраного газу і початкова кількість газу в пласті;

α – безрозмірний параметр, величина якого визначає режим експлуатації газосховища [4].

Співвідношення (1) при $\alpha \approx 1$ описує режим експлуатації пласта близький до газового, при $0 < \alpha < 1$ пружній водонапірний режим, а при $\alpha \approx 0$ – близький до жорсткого водонапірного.

Згідно технології процес експлуатації ПСГ включає в себе чотири періоди: запомпювання газу, відбір газу та два нейтральні періоди між ними. Залежно від режиму експлуатації газосховища в період закачування у газонасиченому пористому об'ємі відбувається збільшення маси газу, що може призводити як до збільшення пластового тиску, так і до збільшення газонасиченого об'єму породи при умовно незмінному пластовому тиску. В період відбору, навпаки, відбувається зменшення маси газу, і як наслідок, зниження пластового тиску або заміщення газонасиченого об'єму.

Нейтральний період настає після закінчення етапів закачування і відбору до виходу ПСГ на пікові показники експлуатації – максимальний (в кінці періоду нагнітання) та мінімальний (в кінці періоду відбору). Нейтральний період характеризується припиненням зовнішнього впливу на пластову систему ПСГ, внаслідок чого вона прямує до стану динамічної рівноваги. Період встановлення повної динамічної рівноваги залежить від розподілу коефіцієнта проникності і градієнта пластового тиску. Розглянемо як вищеописані зміни у пластовій системі впливають на зміну густини газонасиченої породи.

Зміна густини газу

У випадку чисто газового режиму експлуатації газосховища, динамічні зміни в газонасичених пластах ПСГ призводять до зміни об'ємної густини газу, і як наслідок густини газонасиченої породи. Найбільший вплив здійснює зміна густини газу внаслідок його розширення або стиснення. Густину газонасиченої породи можна розрахувати використовуючи відому петрофізичну залежність [5]:

$$\sigma_{\text{п}} = \sigma_{\text{ск}}(1 - K_{\text{п}}) + \sigma_{\text{г}}K_{\text{п}}, \quad (2)$$

де $\sigma_{\text{п}}$ – густина породи,

$\sigma_{\text{ск}}$ – густина скелету породи,

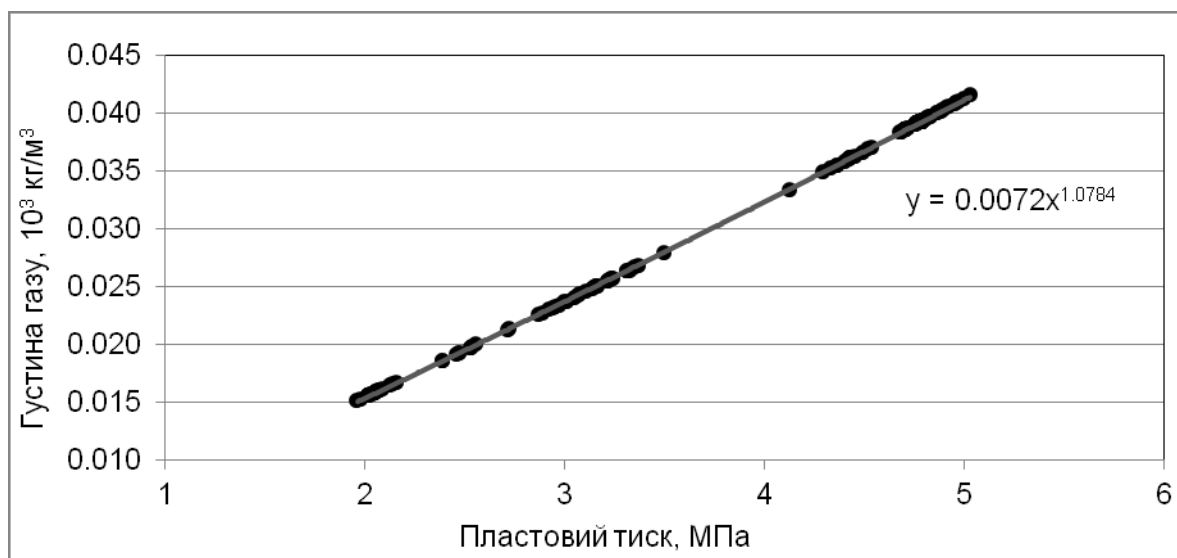


Рисунок 2 – Залежність густини газу від пластового тиску у газосховищі
 (Точки – результати вимірів пластового тиску у експлуатаційних свердловинах Дашавського газосховища на різних етапах його експлуатації; лінія – тренд-функція залежності густини газу від пластового тиску)

σ_r – густина газу;

K_n – коефіцієнт абсолютної пористості.

Густина газу σ_r , залежить від хімічного складу і пластових умов і може бути з достатньою точністю розрахована з використанням рівняння стану реального газу (узагальнене рівняння Клапейрона-Менделєєва):

$$p V = Z_r n R T, \quad (3)$$

де p – пластовий тиск, МПа;

T – температура в пласті, К;

V – об'єм газу, м³;

$Z_r = Z_r(p, T)$ – коефіцієнт стисливості газу

[6];

R – універсальна газова стала, Дж/моль·К;

n – кількість газу, моль.

Молекулярна кількість газу n можна представити у вигляді:

$$n = \frac{m}{\mu}, \quad (4)$$

де m – маса газу,

μ – молярна маса газу.

Підставляючи співвідношення $\sigma_r = \frac{m}{V}$ та

(4) у (3) отримуємо для густини газу:

$$\sigma_r = \frac{p \mu}{Z_r R T}. \quad (5)$$

Розглянемо зміни густини газу для Дашавського підземного сховища газу із врахуванням його фактичного хімічного складу (табл. 1) та пластової температури 25^oC (дані УМГ «Львівтрансгаз»). Для розрахунку використовувалась формула (5). Результати розрахунків показали (рис. 2) зв'язок між густиною газу та пластовим тиском є практично лінійним. Певну нелінійність вносить зміна коефіцієнту стисливості Z_r при різних значеннях тиску, що носить не-

лінійний характер, але оскільки, зміна пластового тиску в пластовій системі Дашавського ПСГ є відносно незначною і не перевищує 2,4 МПа, вплив коефіцієнту стисливості є незначним і середнє відхилення від лінійного закону складає 0,00017 г/см³, а коефіцієнт кореляції дорівнює 0,997. Отже, середня величина зміни густини газу в робочій зоні на різних етапах експлуатації Дашавського ПСГ складає 0,019 г/см³.

Використовуючи залежність (2), а також результати сейсмічної інверсії [7] в якості даних щодо розподілу коефіцієнту пористості можна розраховувати зміну густини породи для умов Дашавського газосховища. Результати розрахунків свідчать, що зміна густини породи, яка пов'язана зі зміною густини газу, досягає 0,006 г/см³ (рис. 3).

Таблиця 1 – Хімічний склад газу на Дашавському газосховищі (за даними УМГ «Львівтрансгаз») 27.06.2012

Найменування складової газу	Вміст, %
Метан	91,308
Етан	4,341
Пропан	1,115
ізо-Бутан	0,116
н-Бутан	0,166
нео-Пентан	0,001
ізо-Пентан	0,039
н-Пентан	0,030
Гексан+вищ.	0,044
Кисень	0,003
Азот	1,268
Двоокис вуглецю	1,568

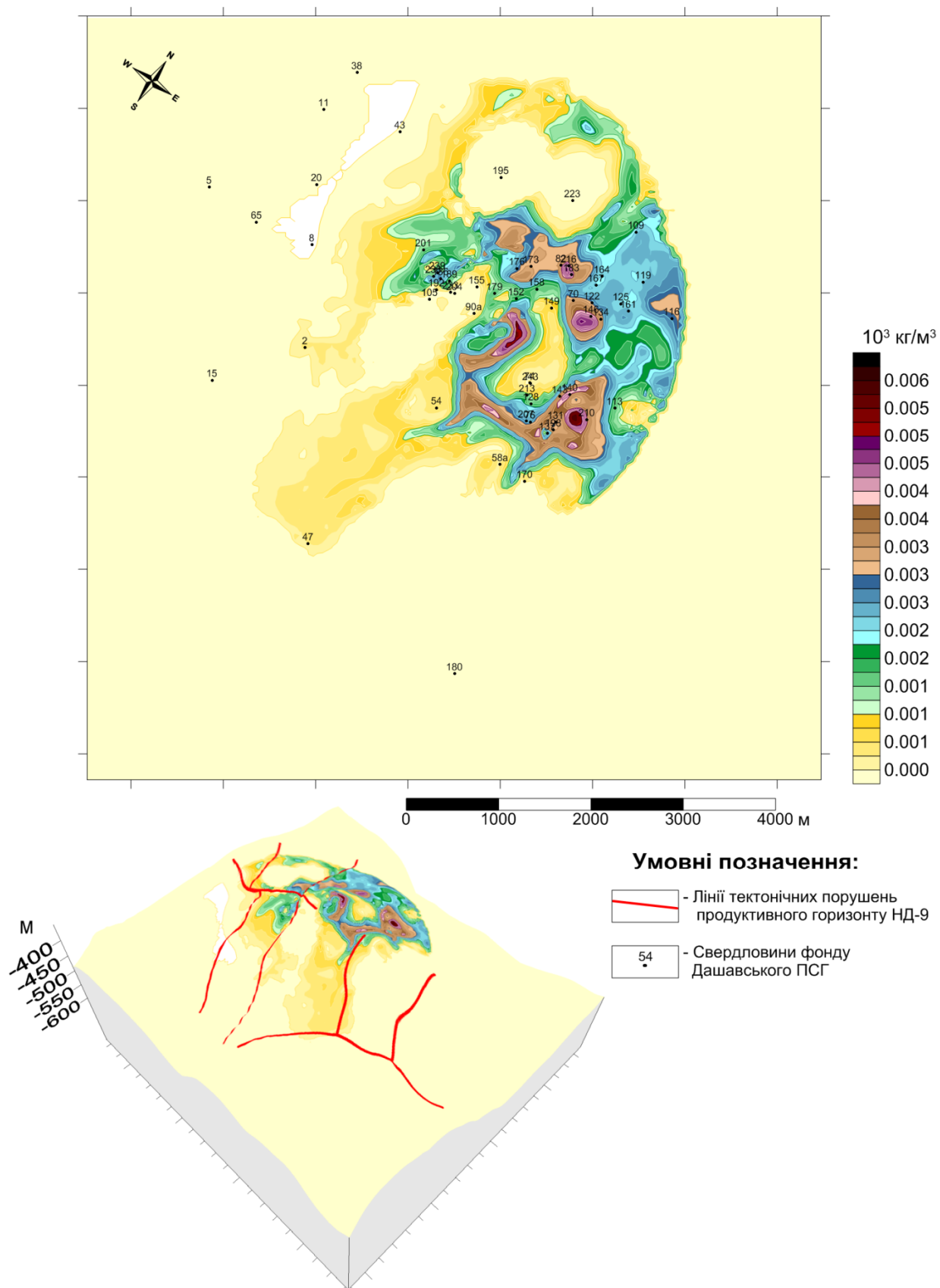


Рисунок 3 – Геогустинний зріз в товщі продуктивного горизонту НД-8 нижньодашавської світи сарматського ярусу неогену

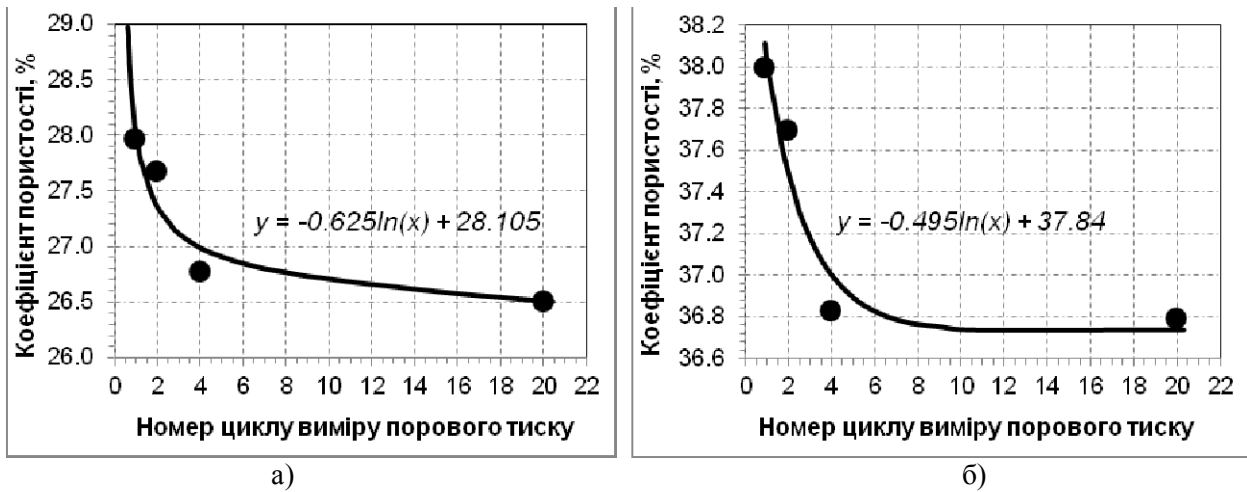


Рисунок 4 – Залежність пористості порід колекторів від кількості повних циклів експлуатації газосховищ при $K_{p_{поч}}=29\%$ (а) і $K_{p_{поч}}=38\%$ (б)

Зміна коефіцієнту пористості

Відомим фактом є зміна фільтраційно-ємнісних властивостей пластової системи в зв'язку з циклічною експлуатацією газосховища. Вирішенням завдань, пов'язаних з впливом рівня зовнішнього навантаження на деформування порід і зміну їх деформаційних і ємнісно-фільтраційних властивостей, в різні роки займалися Антонов Д.А., Байдюк Б.В., Каліно М.К., Добринін В.М., Шрейнер Л.А., Калініченко І.В., Фатт І. та інші. Так, в роботах Калініченко І.В. для перевірки гіпотези про зміну пористого середовища пісковиків в підземних сховищах в процесі їх циклічної експлуатації була проведена серія експериментів в умовах максимально наближених до реальних [4]. Результати проведених досліджень свідчать, що ріст об'ємних деформацій залежить від амплітуди зміни тиску в пористому середовищі. Для різних амплітудних груп простежується певна залежність стабілізації росту об'ємних деформацій із збільшенням кількості циклів зміни порового тиску. Затухання процесу деформації настає швидше при малих значеннях амплітуди зміни тиску флюїду. При зміні пластового тиску порядку 5 МПа затухання процесу деформації настає вже після 3-6 циклів.

Порівняльний аналіз результатів лабораторних експериментів і чисельного моделювання свідчить, що максимальне зменшення пористості спостерігається із ростом амплітуди порового тиску і порядок їх величин співпадає. Для модельного взірця пісковика із початковою пористістю 42 %, амплітудою зміни порового тиску 5 МПа та кількістю циклів, що дорівнює 6 максимальна величина зміни пористості склала 0,2 % З кожним наступним циклом коефіцієнт пористості зменшується (рис. 4). Аналіз отриманих даних свідчить, що незалежно від величини початкової пористості, значне її зменшення спостерігається до 7-8 циклу. При подальшій експлуатації ємнісні параметри пласта-колектора практично не змінюються [4].

Оскільки, на Дашавському ПСГ на даний момент вже проведено 27 повних циклів нагнітання та відбору газу з залученням всього пористого об'єму, згідно технологічного проекту циклічної експлуатації Дашавського газосховища, зміну коефіцієнта пористості пластової системи можна вважати незначною і такою, що не впливає на загальну зміну геогустинних властивостей газонасичених пластів.

Зміна водонасичення газоносних пластів

Як відомо насиченість пористого середовища флюїдом – це відношення об'єму цього флюїду до об'єму пор в яких він міститься. В природних умовах все пористе середовище породи заповнене рідиною або газом.

$$K_G + K_B = 1, \quad (6)$$

де K_G – коефіцієнт насичення породи газом,
 K_B – коефіцієнт насичення породи водою.

Природний газ в пластових умовах завжди насичений парами води, а газонасичені породи ще й містять зв'язану, а подекуди і вільну воду. Вологість газу характеризується концентрацією води в пароподібній фазі системи газ-вода. Зазвичай, вона виражається відношенням маси парів води до одиниці маси сухого газу.

Вміст води в природному газі можна порівняти до вмісту води в повітрі. Обидва явища підпорядковуються однаковим законам фізики.

Вміст води в газі залежить від тиску p і температури T . До останнього часу вважалось, що він не залежить від складу газу і що природний газ, насичений водою, містить стільки ж води, скільки її міститься при тому ж тиску і при тій же температурі в повітрі, насиченому парами води (табл. 2) [8]. Проте за даними Бартлета, Лаулхир, Брайско, Вибє, Гедди та інших величина вмісту води в природних газах відрізняється від її вмісту в повітрі при різних умовах. Це відхилення є незначним при низьких тисках і суттєво збільшується при збільшенні тиску.

Таблиця 2 – Вміст води (в грамах) у 1 м³ повітря, насиченого парами води при різній температурі і тиску

Температура, °C	Тиск, *0.09807 МПа										
	1	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
0	4,9	0,98	0,49	0,327	0,245	0,20	0,16	0,14	0,12	0,11	0,098
5	6,8	1,36	0,68	0,453	0,34	0,27	0,23	0,20	0,17	0,15	0,136
10	9,4	1,88	0,94	0,627	0,47	0,38	0,31	0,27	0,24	0,21	0,188
15	12,9	2,58	1,29	0,86	0,65	0,52	0,43	0,37	0,32	0,29	0,258
20	17,4	3,48	1,74	1,16	0,87	0,70	0,58	0,50	0,44	0,39	0,348
25	23,1	4,62	2,31	1,54	1,16	0,92	0,77	0,66	0,58	0,51	0,462

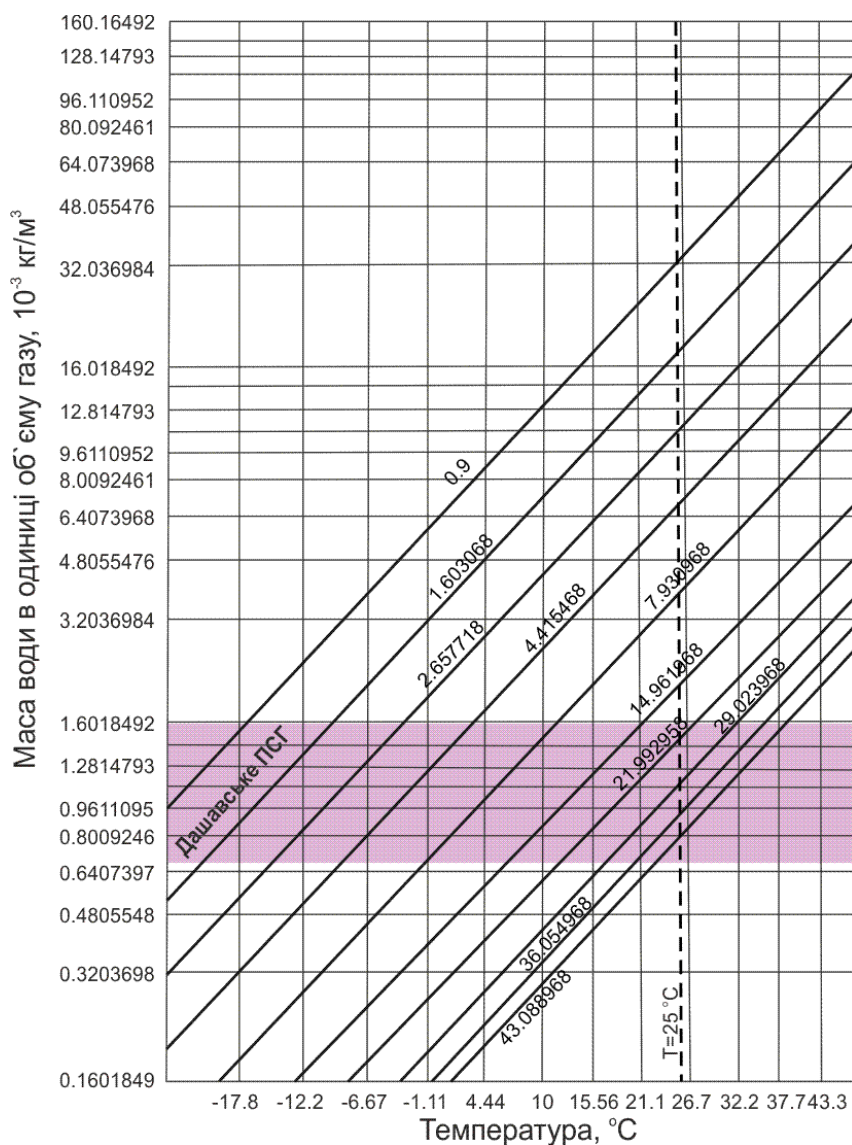


Рисунок 5 – Вміст водяного пару в природному газі (Шифр кривої – пластовий тиск, *0.09807 МПа)

У промисловості використовують палетку [8], на якій нанесені криві вмісту води в газі за різного тиску і температури (рис. 5). Кожна крива задана для певного постійного тиску та ілюструє вплив зміни температури на максимальний вміст води в природному газі. Діапазон зміни пластового тиску в газонасичених пластах Дашавського ПСГ коливається в межах від 20 до 50 ата, пластова температура

25 °C (дані Дашавського ВУПЗГ). Відповідно максимальний вміст вологи в природному газі при таких умовах буде коливатись в діапазоні 0.65-1.6 *10⁻³ кг (води)/м³ (газу).

Вміст води у природних вуглеводневих газах більший, ніж у повітрі, яке знаходиться у тих самих що і газ термобаричних умовах. Причому різні за складом газу в стані насичення містять різну кількість води.

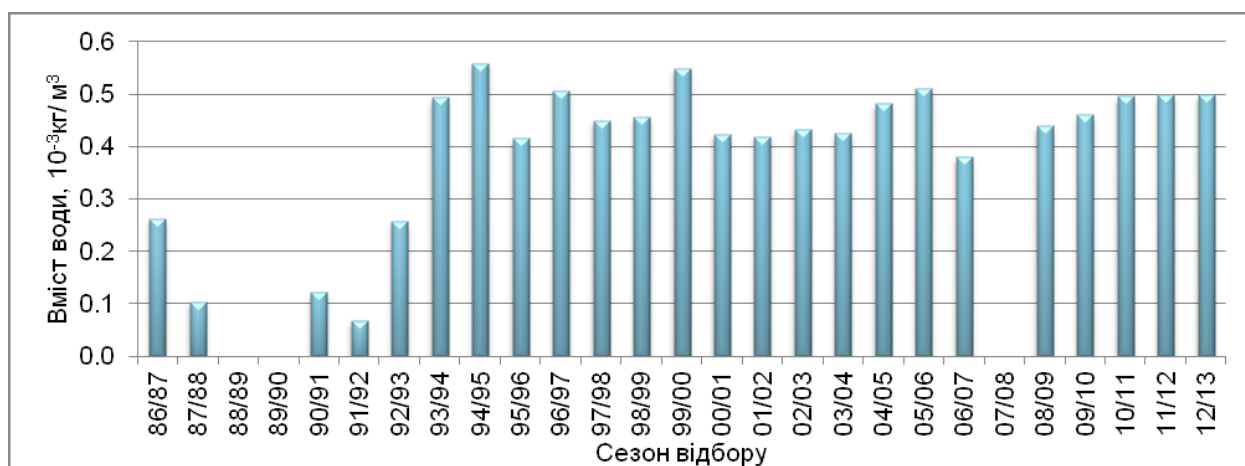


Рисунок 6 – Середній сезонний вміст води (в кілограмах) у 1 м³ відібраного газу при нормальних умовах (дані Дашавського ВУПЗГ)

Присутність вуглекислого газу і сірководню у газі збільшує його вологість. Наявність азоту призводить до зменшення вологості, так як останній зменшує відхилення газової суміші від ідеального газу і менш розчинний у воді. Із збільшенням щільності (або молекулярної маси газу), за рахунок зростання кількості важких вуглеводнів, вологість газу зменшується через взаємодію молекул важких вуглеводнів з молекулами води. Наявність в пластовій воді розчинених солей також зменшує вологість газу, так як розчинені солі знижують парціальний тиск парів води.

В процесі експлуатації Дашавського газосховища разом з відібраним природним газом на поверхню виноситься вода, кількість якої фіксується і подається в сезонних звітах по роботі ПСГ. Кількість води можна представити у вигляді об'ємної кількості відібраної вологи на одиницю об'єму відібраного газу. Середній сезонний вміст води у відібраному газі наведено на рисунку 6.

Максимальна величина внеску води в загальну об'ємну густину газу Дашавського ПСГ в нормальних умовах складає $5.6 \cdot 10^{-4}$ кг/м³. Оскільки зі збільшенням тиску зменшується вологонасиченість газу, то в термобаричних умовах Дашавського ПСГ внесок води в загальну об'ємну густину газу буде ще меншим і складатиме $0.23 \cdot 10^{-4}$ кг/м³, що складає близько 0,12 % від загальної зміни густини газу в результаті експлуатації ПСГ. Для пластової системи Дашавського газосховища характерний чисто газовий режим експлуатації і внесок зміни водонасичення газу в загальну зміну густини породи є незначним. Тому для умов Дашавського підземного резервуару при інтерпретації результатів гравітаційного моніторингу впливом зміни водонасичення можна знехтувати.

Ущільнення глинистих порід, які є покришками та перемичками між газонасиченими пластами і пропластками

Загальновідомим фактом є об'ємна деформація глинистих порід покришок або глинистих

пропластків в породах колекторах внаслідок зміни напруженого стану в породах колекторах. Питання зміни коефіцієнта пористості для глинистих порід внаслідок циклічної експлуатації підземних сховищ газу присвячений один із розділів досліджень, що проводились в Російському державному університеті нафти і газу імені І.М. Губкіна [10]. Висновком із цих досліджень є відсутність істотних змін пористості в глинистих покришках та глинистих пропластках при регулярному знакозмінному короткотерміновому впливі (4-6 місяців). Тобто період часу в 4-6 місяців є недостатнім для того, щоб однозначно проявився ефект фільтрації флюїдів через малопроникну глинисту покришку, у зв'язку з чим цими ефектами можна знехтувати.

Висновки

Для обґрунтування можливості практичної реалізації гравітаційного моніторингу в статті проаналізовано фізико-хімічні процеси, які відбуваються в пластовій системі газосховища і які впливають на зміну густини порід пластової системи ПСГ. Результати проведених розрахунків для умов Дашавського ПСГ на сучасному етапі експлуатації показали, що можна ранжувати фізико-хімічні процеси, які відбуваються у пласті по величині їх впливу на зміну густини. Розмістивши на початку найбільш впливові чинники, отримуємо таку їх послідовність:

- 1) Зміна тиску в результаті експлуатації підземного сховища газу $\approx 99,88\%$;
- 2) Зміна вологонасиченості газової суміші $\approx 0,12\%$;
- 3) Зміна пористості і проникності пластової системи $\approx 0\%$;
- 4) Ущільнення глинистих порід $\approx 0\%$.

Література

- 1 Звіт про науково-дослідну роботу «Технологічний проект циклічної експлуатації Дашавського ПСГ». – Харків: УКРНДІГАЗ, 1999. – 282 с.

2 Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу / Дудля М.А., Ширін Л.Н., Федоренко Е.А. - Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2012. – 388 с.

3 Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Гиматудинов Ш.К. – М.: Недра, 1971. – 310 с.

4 Калиниченко И.В. Экспериментальное моделирование изменения деформационных и емкостных свойств пористых коллекторов в связи с эксплуатацией подземных хранилищ газа: автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2009.

5 Дортман Н.Б. Петрофизика справочник в трех книгах. Книга первая. Горные породы и полезные ископаемые / Дортман Н.Б. – М.: Недра, 1992. – С. 36-39.

6 Білецький В.С. Мала гірнича енциклопедія: У 3-х т. / Білецький В.С. – Донецьк: Донбас, 2004. – С. 42-43.

7 Звіт зі створення постійно діючої геолого-технологічної моделі Дашавського ПСГ за результатами проведення детальної високороздільної 3Д сейсмозв'язки та переінтерпретації даних свердловин в сучасних програмних комплексах. – К.: ДГП "Укргеофізика", 2011. – 105 с.

8 Стрижов И.Н. Добыча газа / Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. – Москва-Ижевск, 2003. – С. 115-117.

9 Бахмат Г.В. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Бахмат Г.В., Васильев Г.Г. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 315 с.

10 Давыдова О.П. Методика оценки изменения напряженного состояния пород в процессе разработки / Давыдова О.П., Городнов А.В. – М., 2011.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.08.14*

*Рекомендована до друку
професором **Масвським Б.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Довбнічем М.М.**
(Національний гірничий університет,
м. Дніпропетровськ)*