

© В.В. Лукінов¹, К.А. Безручко¹, А.А. Каргаполов¹, М.О. Гладка¹, В.А. Богомаз²

¹ Інститут геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України, Дніпро, Україна

² Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Дніпро, Україна

ГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З ДОДАТКОВИМ ПРИРОСТОМ ЗАПАСІВ ГАЗУ

© V. Lukinov¹, K. Bezruchko¹, A. Karhapolov¹, M. Hladka¹, V. Bohomaz²

¹ Institute of Geotechnical Mechanics named by N. Poljakov of National Academy of Sciences of Ukraine, Dnipro, Ukraine

² Dnipro University of Technology, Dnipro, Ukraine

GEOLOGICAL FEATURES OF GAS-CONDENSATE DEPOSITS WITH ADDITIONAL INCREASE OF GAS RESERVES

Метою роботи є встановлення спільних рис й характерних особливостей геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), на яких отримано приріст запасів газу, з подальшим використанням цих показників в якості прогностико-оціночних.

Методика. Визначалися вік промислових горизонтів, тип колектору, тип покладу, наявність соляних відкладів, глибина покрівлі покладу, режим покладу, поверх газоносності, підрахункова товщина колекторів та їх сумарна товщина на родовищі, початковий пластовий тиск, початкові запаси газу, обсяги перевищення початкових запасів газу; розраховувався максимальний геостатичний тиск, встановлювався мінімальний пластовий тиск газу до його стрибка зростання або стабілізації; розраховувалось значення тиску ущільнення колекторів покладу та встановлювався зв'язок між ефективним тиском у покладі та міцністю пористого пісковика-колектору; встановлювалися спільні риси й характерні особливості геологічних умов ГКР з додатковими ресурсами, серед яких обираються прогностико-оціночні показники.

Результати. Проведено детальний аналіз відомих газових та газоконденсатних родовищ України. Як об'єкт дослідження обрано газоконденсатні родовища Машівсько-Шебелинського газоносного району ДДЗ. Залучення додаткових обсягів газу пояснюється надходженням газу з новоутворених техногенних колекторів, що сформувалися під дією геомеханічного чинника в процесі тривалої розробки родовища. Формування техногенних колекторів відбулося за рахунок ущільнення основного колектору, деформації породної товщі та розущільнення порід, що залягають вище, розвитку процесу тріщиноутворення, збільшення проникності і підвищення їх газовіддачі.

Наукова новизна. Встановлено, що потужність поверху газоносності, площа структури та сумарна товщина продуктивних горизонтів характеризують перспективний об'єм газоносної структури, який дозволяє дати орієнтовно прогностичну кількісну оцінку отримання додаткових запасів газу.

Практична значимість. Урахування геомеханічного чинника, відкриває перспективу отримання додаткових промислових припливів газу на пізніх стадіях розробки газових та газоконденсатних родовищ, шляхом прогнозування геологічних умов утворення покращених вторинних фільтраційно-ємнісних властивостей, сприятливих для формування техногенних покладів газу.

Ключові слова: газові родовища, геомеханічний чинник, техногенний колектор.

Вступ. Рівень забезпечення держави сировинною базою енергетичних ресурсів є запорукою її сталого економічного розвитку. Поточний стан нафтогазовидобувної галузі України вимагає залучення до паливно-енергетичного комплексу додаткових резервів вуглеводневої сировини. На відомих родовищах, що експлуатуються тривалий час, перспективи промислового скупчення вуглеводнів можуть бути пов'язані з вторинними газовими пастками нетрадиційного типу, які утворюються у низькопористих колекторах. Вилучення газу з вторинних техногенних колекторів, що утворилися в процесі експлуатації газового родовища є джерелом надходження додаткових обсягів газу та може стати суттєвим резервом для нарощування видобутку на старих родовищах.

Під час експлуатації деяких газоконденсатних родовищ (ГКР) Дніпровсько-Донецької западини було відзначено перевищення обсягів видобутого газу у порівнянні з початковими його запасами, підрахованими за даними геологічної розвідки [1]. Залучення до видобутку додаткових обсягів газу на родовищах, які знаходяться на пізній стадії експлуатації дозволяє використовувати наявну, перевірену роками інфраструктуру та створені соціальні умови. Це завдання є надзвичайно актуальним для всіх нафтогазоносних регіонів України, які характеризуються високим ступенем робіт з розвідки початкових запасів нафти і газу, налагодженою роботою видобувного комплексу, розвиненою інфраструктурою матеріально-технічного та науково-технічного забезпечення. Проте, на сьогодні відсутні науково обгрунтовані підходи до прогнозування оцінки перспективності отримання додаткових запасів газу, як на діючих, так і на закритих газових родовищах, за рахунок залучення в якості нових об'єктів вторинних техногенних колекторів, що утворилися під час тривалої експлуатації газових родовищ. Відсутні відповідні показники для проведення такої оцінки.

Вирішення цієї науково-технічної проблеми є актуальним завданням для газовидобувної галузі України, яке б дозволило залучити до видобутку додаткові запаси газу з низькопористих колекторів, які не були враховані на початкових етапах розробки. Це дозволило б оптимізувати роботи з дорозвідки родовищ та заздалегідь планувати проведення необхідних геолого-геофізичних досліджень та технологічних робіт задля більш повного вилучення залишкових запасів вуглеводнів.

Метою роботи є встановлення спільних рис й характерних особливостей геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких отримано приріст запасів газу, з подальшим використанням цих показників як прогнозно-оціночних.

Об'єктом досліджень є процес формування газоносності новоутворених техногенних колекторів під дією геомеханічного чинника на газоконденсатних родовищах ДДЗ, на яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси за даними геологічної розвідки.

Предмет досліджень геологічні умови 8 газоконденсатних родовищ ДДЗ, а саме співвідношення особливостей геологічних умов залягання та обсягів запасів газу у покладах.

Завдання досліджень – проаналізувати та виділити спільні риси й характерні особливості геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких встановлено збільшення початкових запасів газу; дослідити, з якими

геологічними умовами пов'язане збільшення початкових запасів газу; визначити, які спільні риси геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ зі збільшенням початкових запасів газу можуть бути використані в якості прогнозно-оціночних показників ймовірного приросту початкових запасів газу.

Методичним підґрунтям досліджень був збір, аналіз та узагальнення даних з геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ у межах Машівсько-Шебелинського газонасного району та з визначенням приналежності покладів до основного геолого-структурного елементу ДДЗ. Визначалися вік промислових горизонтів, тип колектору, тип покладу, наявність соляних відкладів, глибина покрівлі покладу, режим покладу, поверх газонасності, підрахункова товщина колекторів та їх сумарна товщина на родовищі, початковий пластовий тиск, початкові запаси газу, обсяги перевищення початкових запасів газу; розраховувався максимальний геостатичний тиск, встановлювався мінімальний пластовий тиск газу до його стрибка зростання або стабілізації; розраховувалось значення тиску ущільнення колекторів покладу та встановлювався зв'язок між ефективним тиском у покладі та міцністю пористого пісковику-колектору; встановлювалися спільні риси й характерні особливості геологічних умов ГКР з додатковими ресурсами, серед яких обираються прогнозно-оціночні показники.

Виклад основного матеріалу. На родовищах Машівсько-Шебелинської депресії в Дніпровсько-Донецької западині, які експлуатуються десятки років і з яких вилучено понад 1167 млрд м³ природного газу, за останні роки отримано додатковий приріст запасів газу приблизно 100 млрд м³ [1]. До цих родовищ належать: Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Мелихівське, Машівське, Ведмедівське, Розпашнівське, Кегичівське та Ланнівське ГКР.

Встановлено [1], що основний обсяг приростів запасів газу та додатковий його видобуток на пізніх стадіях розробки великих родовищ відбувається за рахунок розширення площ газонасності, уточнення підрахункових параметрів та є результатом підключення до газовіддачі великих товщ низькопроникних слабогазонасних порід, які не були враховані при попередніх підрахунках запасів газу і які віддають газ по всій площі родовища через контакт з високопроникними пластами у міру зниження в них тиску. Саме всі ці процеси найбільш масштабно проявлені на Шебелинському родовищі. Наведені факти свідчать про нерозкритий потенціал багатьох родовищ і необхідність подальшої дорозвідки з розумінням та відповідним науковим обґрунтуванням чинників процесу залучення до видобутку значних додаткових об'ємів газу.

Ця схема «дренажу» або «підживлення» працює по всій величезній площі газонасності контактів високопористих або високотріщинуватих колекторів з низькопористими та по тектонічних порушеннях. Встановлено [1], що пласти з низькими значеннями відкритої пористості (3–5–7%) віддають газ в більшості не в саму свердловину, а, в першу чергу, в пласти з суттєво кращими значеннями міжзернової проникності та пористості (до 13–20%) або у високопроникні тріщинуваті пласти, при відборі газу і суттєвому зниженню тиску в останніх. Тобто йдеться про сумісну роботу щільних та високопроникних колекторів – до яких вживають усталений термін «суперколектори».

За аналізом будови досліджуваних ГКР, виконаним за Атласом [2], практично всі поклади віднесені до типу масивно-пластових, склепінних, тектонічно екранованих, іноді ще й літологічно обмежених, розташовані у приосьовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, в межах Машівсько-Шебелинської депресії, де широкого розвитку набули процеси соляного тектогенезу, які відіграли важливу роль у формуванні позитивних структур.

Аналіз спільних рис в геологічних умовах залягання та специфічних характеристиках розробки 8 досить великих масивно-пластових та багатопластових родовищ з покладами вуглеводнів, переважно газоконденсату, на яких обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси, показав, що основні, так звані «суперколектори» залягають у теригенних відкладах нижньої пермі та верхнього карбону ДДЗ та знаходяться на пізній стадії розробки. Всі 8 газоконденсатних родовища за чинною класифікацією віднесені до середніх, великих, крупних та «унікальних», об'єднані у одну групу. Їх початкові запаси складають від 10 до 700 млрд. м³ газу, поклади зосереджені переважно у колекторах порового типу, за віком приурочені до промислових горизонтів Р₁ – С₃ і тільки у Розпашнівському ГКР до С₁.

Найбільш інтенсивно процеси соляного діапїризму проявилися у приосьовій зоні ДДЗ, що дозволяє припустити, що саме в цій зоні існували найбільші сили розтягу, які сприяли формуванню тріщинної порушеності порід і, як наслідок, покращенню їх фільтраційно-ємнісних властивостей на окремих ділянках родовища та формуванню вздовж всієї товщини продуктивної частини розрізу фільтраційних зв'язків між покладами [3]. Підтвердженням цього факту є високі значення поверху газоносності на родовищах, який змінюється від 954 до 1690 м [2], та чіткий газовий режим розробки практично всіх покладів на родовищах [3].

Формування газоносності низькопористої та низькопроникної товщі теоретично обґрунтовано у роботах [4, 5] для вуглегазових родовищ Донбасу. Формування газових покладів у вугленосних відкладах може відбуватися за рахунок перерозподілу газу у вуглепородному масиві, коли природні або техногенні чинники підвищують рухливість метану у системі вугілля-порода-газ та сприяють активізації процесу його міграції. Вивільнення метану може відбуватися, наприклад, внаслідок тектонічних процесів, коли тріщинуватість, яка виникає у зоні розуцільнення, збільшує проникність вуглевміщуючих порід, порушує сталу рівновагу у системі «вода-газ» породного масиву, сприяє формуванню зон або окремих скупчень метану, що відрізняються від фонових розповсюджень метану не обсягами, а підвищеною тріщино-поровою або тріщиною газопроникністю. Процес порушення природної рівноваги системи «вода-газ» з подальшим формуванням техногенного газового покладу у вуглепородному масиві детально описано в роботі [5]. У наведеній схемі формування техногенних скупчень газу, визначальним чинником є процес розуцільнення та тріщиноутворення, що пов'язано з підробкою породного масиву гірничими виробками, тобто геомеханічний чинник, який спричиняє збільшення газонасиченості (ступеня заповнення пор газом) за рахунок збільшення об'єму порового простору, коли газ першим набуває рухливості та прямує до місця розуцільнення (меншого тиску).

Виходячи з цього, була запропонована гіпотеза утворення вторинної тріщино-пористої структури в породах на експлуатованих газових та газоконденсатних родовищах [6]. Формування структури може відбуватися внаслідок зниження тиску газу і розвитку деформацій стиснення в продуктивному колекторі, які відповідно ведуть до виникнення деформацій розтягу, у тому числі і в довколишніх низькопористих колекторах, сприяючи поліпшенню їх фільтраційно-ємнісних властивостей, залученню вільного газу в процес перетікання в основний продуктивний пласт, або у наново утворений техногенний колектор, безпосередньо непов'язаний з зоною фільтрації видобувної свердловини. Формування техногенного колектору відбувається за рахунок перетікання вільного газу з низькопроникних порід в основний продуктивний колектор.

Для підтвердження запропонованої гіпотези формування техногенного колектору була виконана її аналітична перевірка, для чого була запропонована математична модель зв'язаних процесів «зміна напружено-деформованого стану породного масиву – нестала фільтрація газу», які відбуваються в газонасиченому масиві при розробці газових родовищ [6, 7].

В результаті виконаного чисельного моделювання зміни геомеханічних і фільтраційних параметрів для тестової моделі газового родовища було отримано розподіли значень напружень, деформацій, тиску газу в колекторі на різних часових ітераціях, та побудовано графіки зміни значень геомеханічних параметрів. Показано, що на початку експлуатації газового родовища зміна тиску газу в резервуарі незначна і не впливає помітно на зміну поля напружень, зміщення породних шарів і земної поверхні. Максимальні значення переміщень точок породного масиву і земної поверхні відбуваються після того, як тиск газу в колекторі падає до мінімального значення [7].

Відповідно до виконаного чисельного моделювання [7], з часом, наприкінці експлуатації газового родовища відбувається розвантаження пласта, що спричиняє деформування вище- і нищерозташованої породної товщі. Підвищена різнокомпонентність поля напружень спричиняє зростання проникності порід поблизу пласта-колектора при виснаженні запасів вуглеводнів. Якщо в зоні підвищеної різнокомпонентності знаходиться низькопористий колектор газу, його газовіддача зросте, обумовлена зростанням проникності.

Практичний досвід експлуатації вуглеводневих родовищ підтверджує наявність геомеханічних процесів та їх значний вплив на стан газонасиченого масиву гірських порід [3]. Встановлено, що на першому етапі експлуатації вуглеводневих родовищ визначальну роль у формуванні стану газонасиченого масиву відіграють геологічні критерії, за якими ведеться підрахунок початкових запасів на стадії геолого-розвідувальних робіт. З часом в процесі експлуатації родовища до геологічних критеріїв долучаються геомеханічні, які сприяють залученню додаткових обсягів газу. При цьому отриманий приріст запасів на деяких родовищах складає до 50% і більше [3], а додаткові обсяги газу прямопропорційні потужності поверху газоносності та загальному об'єму газоносної структури.

Співставлення геолого-промислових характеристик газових та газоконденсатних родовищ Східного нафтогазоносного регіону України, на яких під час

тривалої експлуатації обсяги видобутого газу перевищили його початкові запаси наведено в таблиці 1.

Таблиця 1
Аналіз приросту запасів газу та розміри газоносних структур на досліджуваних ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району

Назва родовища	Початкові запаси, (рік затвердження ДКЗ), млн. м ³	Балансові запаси млн. м ³ (рік затвердження)	Приріст запасів газу, млн. м ³	Розміри структури, км x км
Шебелинське	650000 (1988)	733600 (2013)	83600	29,0 x 10,5
Західне-Хрестищенське	318178 (1975)	345012 (2013)	26834	11,0 x 5,2
Мелехівське	53020 (1990)	80561 (2013)	27541	6,2 x 4,2
Розпашнівське	44237 (1983)	51214 (2013)	6977	6,2 x 1,75
Ведмедівське	45065 (1980)	49253 (2013)	4188	5,5 x 4,5
Кегічевське	18087 (1972)	27766 (2013)	9679	7,1 x 4,3
Ланнівське	9813 (1997)	11716 (2013)	2097	4,3 x 3,1
Машівське	28530 (1979)	42140 (2012)	13610	7,8 x 2,8

Згідно з [3] найбільш перспективними з точки зору досліджуваного механізму (сприятливими з огляду на формування додаткових колекторів техногенного генезису, коли внаслідок деформації породного масиву та зміщення окремих шарів, в процес газовидобування долучаються, окрім основного «суперколектору», другорядні колектори) є багатопластові родовища піщано-алевроїтового складу з великою кількістю продуктивних горизонтів та без потужних витриманих флюїдоупорів в межах єдиного поверху газоносності з гідродинамічним зв'язком між продуктивними пластами. На таких родовищах вся, без винятку, товща, в межах поверху газоносності, також є газонасиченою, але газонасичені на початок видобутку та перших стадіях експлуатації є лише високопроникні колектори.

З геологічної точки зору перспективність отримання додаткових запасів за рахунок вивільнення значних об'ємів газу з низькопористих колекторів, може бути оцінена шляхом врахування показників потужності поверху газоносності, які встановлені на ГКР. По-перше, поверх газоносності вказує на гідродинамічний зв'язок, який існує між продуктивними пластами масивного багатопластового газового покладу, що характерно для вищеперелічених ГКР, а по-друге, визначає відстань від найвищої точки верхнього до газоводяного контакту нижнього покладу, яка характеризує його потужність, або товщину.

Таким чином, чим більшою є товщина поверху газоносності, тим вище ймовірність наявності в розрізі газонасиченої товщі зі спільним гідродинамічним зв'язком, більшої кількості пластів та шарів низькопористих колекторів, які після розуцілення здатні віддавати газ, що вивільнюється, до основного колектору. Проте, низькопористі колектори залягають проміж «суперколекторів», тому

найбільш доцільно оцінювати не всю потужність поверху газоносності, а лише її частину, за винятком сумарної товщини колекторів у покладах, яка тотожна значенням підрахункової товщини колекторів.

Оскільки поверх газоносності свідчить про те, що породи цієї товщі газонасичені, хоча й нерівномірно, функціонування механізму «підживлення» високопористих або високотріщинуватих колекторів за рахунок «дренажу» газу з низькопористих колекторів по всій великій площі їх контактів та по тектонічних порушеннях, створює потенційну можливість отримання додаткових запасів газу. При такому механізмі існування процесу отримання додаткових запасів газу за рахунок потрапляння газу в основний «суперколектор» з шарів низькопористих колекторів, які залягають серед (або вище чи нижче) продуктивних горизонтів і які розуцілюються, внаслідок розвантаження від гірського тиску порід, чим більш потужним буде поверх газоносності, тим значнішими можуть бути можливі обсяги додатково залученого до видобутку газу.

Наразі необхідно зауважити, що на потенційну можливість отримання додаткових запасів газу, більш суттєво буде впливати не загальна потужність поверху газоносності взагалі, а об'єм газоносної структури, який визначається у вертикальному вимірі різницею між товщиною поверху газоносності (L) та сумарною товщиною всіх продуктивних горизонтів (Σh), а у горизонтальному – всією площею структури (S). Саме цей об'єм вміщує основну частину низькопористих колекторів, і саме в ньому розташовані контакти, по яких газ може перетікати до «суперколекторів».

В даному випадку, товщина перспективної газоносної товщі ($L_{nep.}$) визначається за формулою:

$$L_{nep.} = L - \Sigma h, \quad (1)$$

Перспективний корисний об'єм газоносної структури ($V_{nep.}$) визначається як добуток:

$$V_{nep.} = L_{nep.} \cdot S, \quad (2)$$

Такий підхід може бути використаний для попередньої оцінки перспективності приросту початкових запасів газу, а розрахункові значення перспективних об'ємів газоносної структури доцільно долучити як прогнозно-оціночні показники. Відомості щодо переоцінки запасів газу на досліджуваних ГКР та їх протяжність за довгою віссю та короткою, що характеризують в плані розміри газоносних структур які розглядаються, наведені у таблиці 1.

Оскільки практично всі структури ГКР, що розглядаються, є звичайними антиклінальними структурами, за своєю формою у плані близькі до еліпсу, їх площа (S) може бути розрахована за загальною формулою:

$$S = \frac{\pi ab}{4}, \quad (3)$$

де: π – 3,14; a , b – відповідно розміри довгої та короткої осей структури.

Розрахункові дані потенційно перспективних об'ємів газоносних структур ГКР та фактичні відомості щодо обсягів приросту запасів газу на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району наведені в таблиці 2.

Таблиця 2

Обсяги приросту запасів газу та потенційні перспективні об'єми газонасної товщі на досліджуваних ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району

Назва родовища	Приріст запасів газу, млн. м ³	Площа структури, км ²	Товщина перспективної газонасної товщі, км	Потенційний перспективний об'єм газонасної структури, км ³
Шебелинське	83600	239,0	1,021	244,0
Західно-Хрестищенське	26834	44,9	1,197	53,7
Мелехівське	27541	20,4	1,601	32,7
Розпашнівське	6977	8,5	0,675	5,7
Ведмедівське	4188	19,4	0,811	15,7
Кегічівське	9679	24,0	1,149	27,6
Ланнівське	2097	10,5	0,740	7,8
Машівське	13610	17,1	0,944	16,1

За даними таблиці 2 побудований графік (рис. 1), який дозволяє визначити залежність приросту запасів газу від потенційного перспективного об'єму газонасної структури.

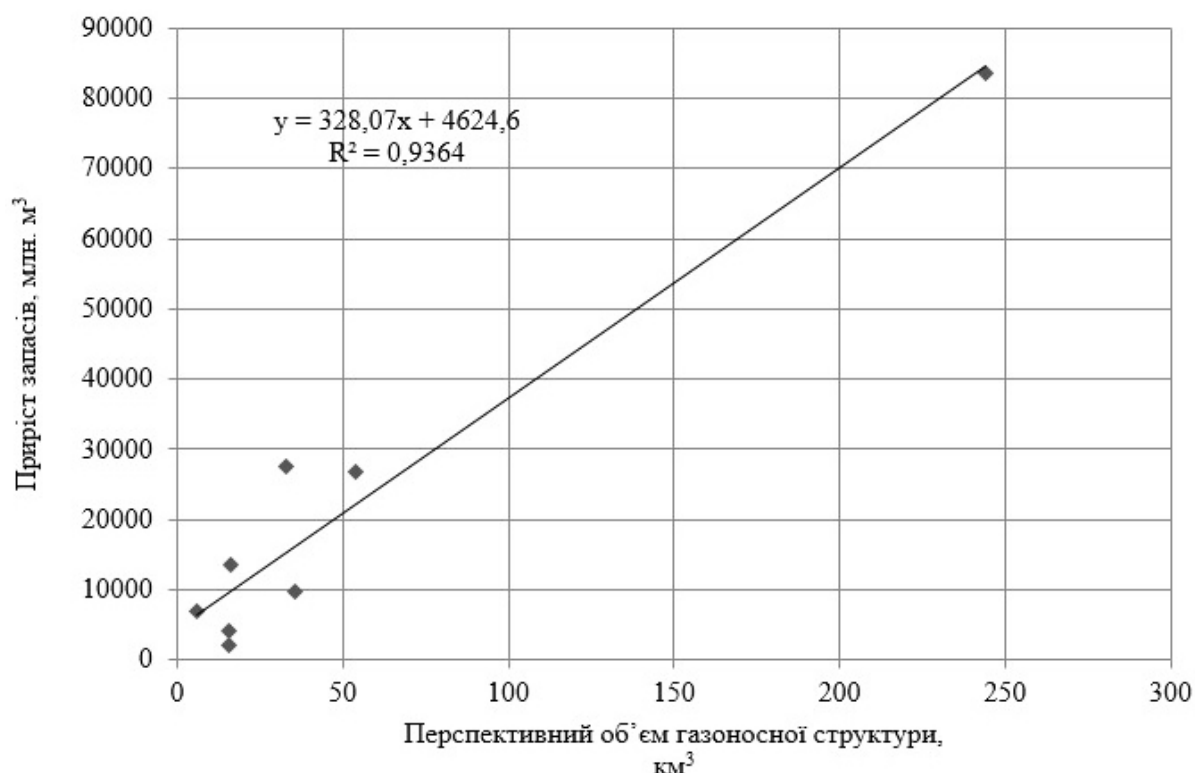


Рис. 1. Залежність приросту запасів газу від потенційних перспективних об'ємів газонасичених структур на ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району

Таким чином, комплексний аналіз ГКР, з урахуванням потужності поверху газонасності, площі структури та сумарної товщини продуктивних горизонтів дозволяє орієнтовно оцінити перспективність отримання додаткових запасів газу.

На початок активизації процесів ущільнення продуктивних колекторів та пов'язаних з ними процесів розущільнення низькопористих пісковиків може вказувати стрибок зростання пластового тиску газу або його тимчасова стабілізація на тлі постійного падіння під час вилучення газу [3]. Саме точка, на якій пластовий тиск газу досягає мінімуму ($P_{пл}^1$), після чого починається його тимчасове зростання у вигляді стрибку, або стабілізації, визначає стресову зміну стану колектору. Таке явище відмічається на всіх без винятку ГКР, на яких зафіксовані додаткові запаси газу (табл. 3).

Таблиця 3

Зміни пластових тисків газу досліджуваних ГКР Машівсько-Шебелинського газозапасного району

Назва родовища	Початковий тиск газу, $P_{пл}$, МПа	Мінімальний тиск газу до його стрибка зростання, $P_{пл}^1$, МПа	Тиск газу після його стрибка зростання, $P_{пл}^2$, МПа
Шебелинське	23,9	3,3	3,5
Західне-Хрестищенське	41,5	5,2	5,3
Мелехівське	41,5	13,7	14,0
Розпашнівське	46,6	5,5	5,5
Ведмедівське	41,9	10,1	10,3
Кегічевське	33,0	5,8	7,1
Ланнівське	42,9	17,0	18,9
Машівське	43,5	13,7	15,5

Породи-колектори у межах газових покладів зазнають тиск від газу – пластовий тиск газу та від порід, що залягають вище за розрізом – гірський, або геостатичний тиск. Під впливом гірського тиску порід і пластового тиску газу, внаслідок деформацій порід змінюються фізичні властивості колекторів [8]. Колектор, який вміщує газ знаходиться одночасно під тиском масиву гірських порід та протитиском газу, що його насичує. Такий результуючий тиск, або різниця між геостатичним тиском та тиском газу називається ефективним тиском, який впливає на зміну фізичних, і в першу чергу колекторських властивостей порід [9]. З огляду на те, що геостатичний тиск весь час експлуатації родовища залишається незмінним, а тиск газу зменшується, можна констатувати, що ефективний тиск у період проведення газовидобувних робіт постійно збільшується.

Вважається, що середнє значення геостатичного тиску, що виникає під дією гірських порід товщиною 1 м, становить 0,023 МПа, виходячи з середньої об'ємної щільності гірських порід, яка дорівнює 2300 кг/м³. На глибині (H , м) геостатичний тиск (P_{geo} , МПа) визначається за формулою:

$$P_{geo} = a\rho gH, \quad (4)$$

де: a – переводний коефіцієнт, 10⁻⁶ МПа/; ρ – осереднена щільність порід, 2300 кг/м³; g – прискорення вільного падіння, 9,80665 м/с²; H – глибина залягання гірських порід, м.

За цими даними, прийнятими до розрахунків, формула для визначення геостатичного тиску, набуває вигляду:

$$P_{geo} = H \cdot 2,3 \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} = 0,0225 \cdot H, \quad (5)$$

В результаті вилучення газу, пластовий тиск постійно знижується, геостатичний тиск залишається незмінним, а ефективний тиск, який визначається як різниця цих тисків за формулою:

$$P_{ef} = P_{geo} - P_{пл}, \quad (6)$$

постійно збільшується.

Найбільшого геостатичного тиску зазнають пласти-колектори, що залягають на максимальних глибинах, які в умовах наявності поверху газоносності визначаються за сумою глибини покрівлі найвищого покладу та товщини поверху газоносності. Породи-колектори на більших глибинах першими будуть зазнавати максимальні ефективні тиски. Відомості про зміни геостатичних та ефективних тисків порід на досліджуваних ГКР наведені в таблиці 4.

Таблиця 4

Зміни геостатичного та ефективного тисків порід досліджуваних ГКР
Машівсько-Шебелинського газоносного району

Назва родовища	Максимальна глибина покладів, H , м	Максимальний геостатичний тиск, P_{geo} , МПа	Максимальний ефективний тиск P_{ef} , МПа
Шебелинське	3000	67,5	64,0
Західне-Хрестищенське	3874	87,2	81,9
Мелехівське	4130	92,9	78,9
Розпашнівське	4386	98,7	93,2
Ведмедівське	3879	87,3	77,0
Кегічевське	3118	70,2	63,1
Ланнівське	4064	91,4	72,5
Машівське	4218	94,9	79,4

На момент мінімального тиску газу у колекторі зі збільшенням глибини залягання покладів спостерігається підвищення ефективного тиску. Як видно з таблиці 4, максимальні значення ефективного тиску, які зазнають породи-колектори на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району, змінюються від 64,0 до 93,2 МПа. Стрибок зростання тиску газу в колекторі після його зниження до мінімального значення свідчить про аномальну подію у пласті-колекторі, що може бути пов'язане із його раптовим частковим руйнуванням в деяких місцях. Точне визначення властивостей міцності породи, яка руйнується, у кожному окремому місці є неможливим. Але в той же час, зрозуміло, що руйнування породи відбувається за умови, коли ефективний тиск буде перевищувати значення межі міцності порід колектору. Наслідком такого процесу стає руйнація шарів

«суперколектору» на окремих ділянках з подальшим їх ущільненням, що призводить до розущільнення шарів низькопористих колекторів, які прилягають, або контактують з шарами «суперколекторів», вивільнення значних об'ємів газу, що збільшують тиск газу у пласті та отримання додаткових запасів газу, які не були підраховані на час проведення геологорозвідувальних робіт.

В межах певного геологічного розрізу газоносної товщі часткове руйнування «суперколектора» призводить до його ущільнення та часткового зменшення ємнісних властивостей, що компенсується змінами в колекторських властивостях низькопористих колекторів, зокрема їх розущільненням, покращенням проникності, залученням до газовіддачі та, як наслідок, надходженням з них газу в «суперколектор».

Враховуючи, що ефективний тиск може бути розрахований за значеннями глибини залягання колектору та тиску газу в ньому, а достеменних даних щодо властивостей міцності колектору по площі покладу немає, доцільно скористуватись усередненими даними щодо межі міцності порід колектору на стиснення. В роботі [10] рекомендовано, у випадках нестачі вихідних даних, застосовувати усереднені показники міцності порід, які встановлені на підставі аналізу численних фактичних даних лабораторних досліджень фізико-механічних властивостей порід. Встановлено, що для пісковиків газової групи метаморфізму середнє значення межі міцності на стиснення змінюється від 47 до 70 МПа. Порівняння граничних значень ефективного тиску у досліджуваних покладах та усереднених значень інтервалу змінення межі міцності пісковиків на стиснення наведені на рис. 2.

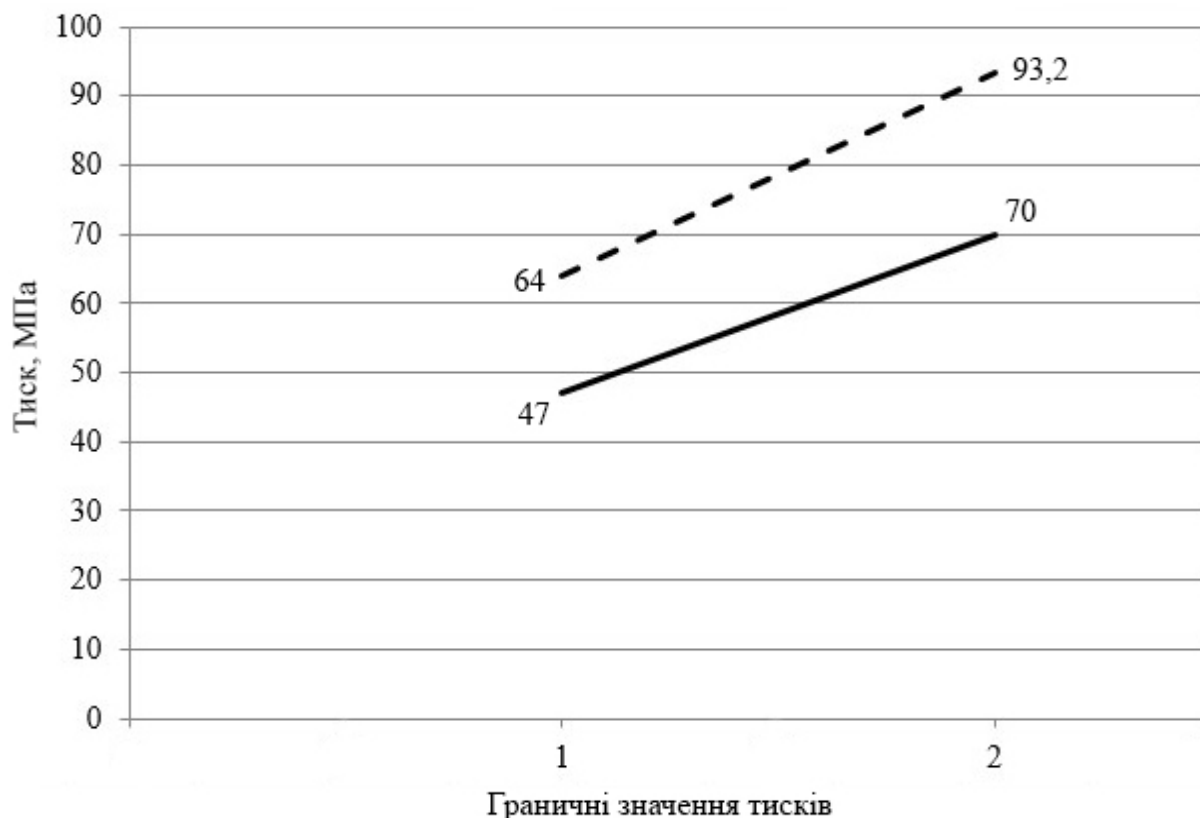


Рис. 2. Зміни граничних значень (мінімальних – 1 та максимальних – 2) межі міцності пісковиків на стиснення (суцільна лінія) та ефективного тиску (пунктирна лінія) у покладах ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району

На значення межі міцності породи на стиснення впливає декілька чинників. Перш за все, мінеральний склад, фаціальна приналежність, ступінь катагенезу, пористість та структурні характеристики та деякі інші показники, тому побудувати багатофакторну модель впливу геологічних чинників на зміни властивостей міцності порід дуже складно.

Порівняння значень максимального ефективного тиску в породах-колекторах з глибинами, для яких вони розраховані і де спостерігався стрибок зростання тиску газу в колекторі, свідчить про їх взаємозалежність. Графік, який побудований за даними таблиці 4., свідчить, що збільшенню глибини залягання покладів, на момент фіксації в них мінімального тиску газу, відповідає зростання ефективного тиску газу у колекторі (рис. 3).

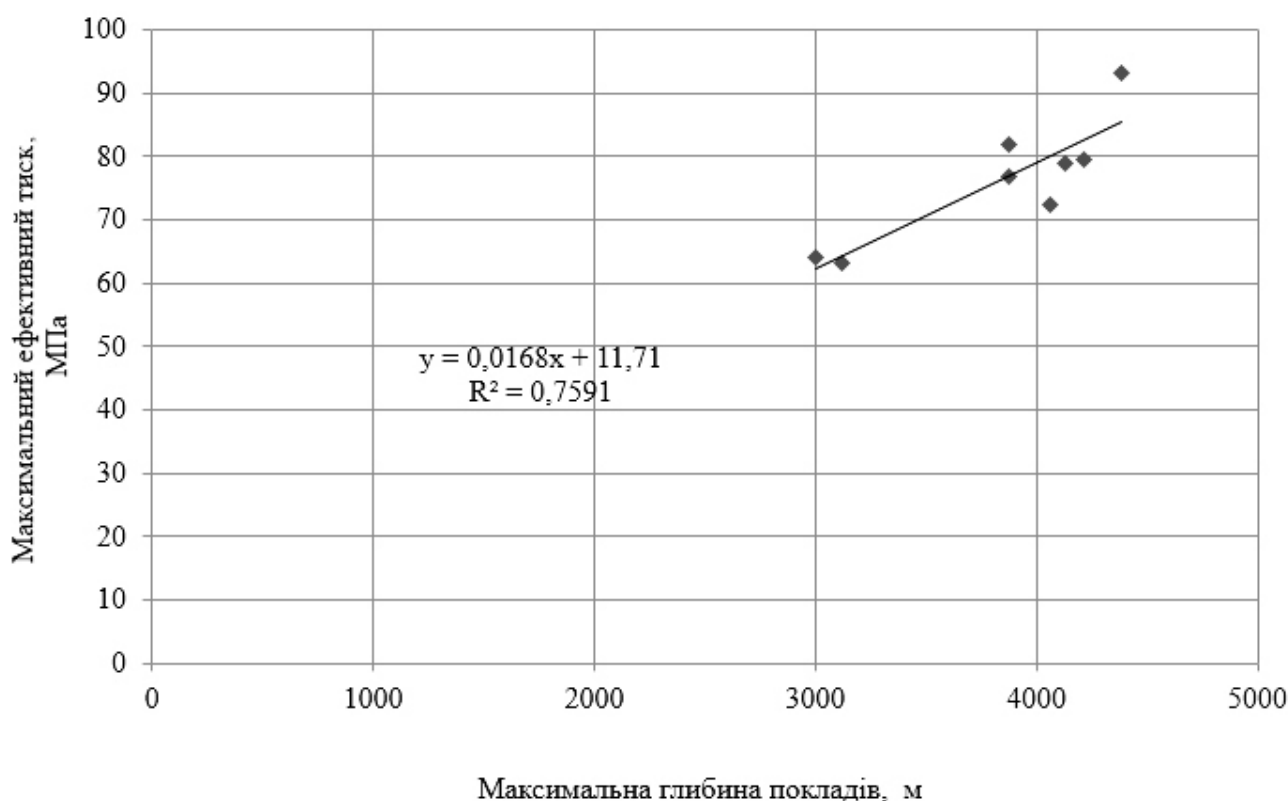


Рис. 3. Залежність збільшення максимального ефективного тиску від максимальної глибини залягання покладів на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району

Таким чином, вивільнення значних додаткових об'ємів газу є наслідком деформації ущільнення порід основного колектору, в деяких випадках пов'язаного з частковим його руйнуванням та супутнього розущільнення шарів прилеглих низькопористих колекторів. Ці процеси збільшують тиск газу у пласті та створюють можливість отримання запасів газу, які не були враховані раніше під час проведення геологорозвідувальних робіт.

Висновки. В результаті виконаних досліджень були обґрунтовані особливості та спільні риси геологічних умов залягання та розробки газоконденсатних родовищ ДДЗ, на яких встановлено збільшення початкових запасів газу.

Встановлено, що потужність поверху газоносності, площа структури та сумарна товщина продуктивних горизонтів характеризують перспективний об'єм газоносної структури, який визначається у вертикальному вимірі різницею між товщиною поверху газоносності та сумарною товщиною всіх продуктивних горизонтів, а у горизонтальному – загальною площею структури. Визначення потенційного перспективного об'єму газоносної структури дозволяє надати орієнтовну прогностичну оцінку отримання додаткових запасів газу.

Доведено, що зростання тиску газу в колекторі в процесі його експлуатації, який фіксується у вигляді стрибку зростання пластового тиску газу або його тимчасової стабілізації на тлі постійного падіння під час вилучення газу, відбувається при перевищенні тиску ущільнення порід колектору над значеннями його межі міцності, що свідчить про початок процесу часткової руйнації «суперколектору» та припливів газу з низькопористих колекторів.

Встановлено, що розрахункові значення ефективного тиску в породі-колекторі, за якими спостерігається стрибок зростання тиску газу в колекторі, зростають зі збільшенням глибини залягання покладау.

Запропоновано використовувати розрахункові значення ефективного тиску в породі-колекторі, за якими спостерігається стрибок зростання тиску газу в якості прогностично-оціночного показника ймовірного приросту початкових запасів газу. Фіксація зростання тиску газу в колекторі в процесі його експлуатації свідчить про початок процесу руйнації «суперколектору» та припливів газу з низькопористих колекторів і може слугувати одним з прогностично-оціночних показників ймовірного приросту початкових запасів газу.

В межах певного геологічного розрізу газоносної товщі часткове руйнування «суперколектора» призводить до його ущільнення та часткового зменшення ємнісних властивостей, що компенсується змінами в колекторських властивостях низькопористих колекторів, зокрема їх розущільненням, покращенням проникності, залученням до газовіддачі та, як наслідок, надходженням з них газу в «суперколектор».

Розуміння механізму формування техногенних колекторів за рахунок геомеханічного чинника сприятиме прогнозуванню колекторів техногенного походження. А також більш раціональному використанню відповідних технологій впливу на породний масив з метою його штучного розущільнення та стимулювання залучення до промислового видобутку щільних колекторів, шляхом визначення найбільш сприятливих пластів у розрізі для створення штучних техногенних колекторів.

Перелік посилань

1. Кривуля, С.В. (2014). *Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньо-опермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини*. ТО Ексклюзив.
2. *Атлас родовищ нафти і газу України. В 6 т. Т. III: Східний нафтогазоносний регіон* (1999). Українська нафтогазова академія.

3. Булат, А.Ф., Лукинов, В.В., Безручко, К.А., & Приходченко, О.В. (2020). Вплив геомеханічних процесів на пластовий тиск при тривалій експлуатації газових родовищ. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*, 4 (77), 62-76.
4. Лукинов, В. В., & Пимоненко, Л. И. (2008). *Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса: монография*. Наук. думка.
5. Булат, А.Ф., Лукинов, В.В., & Безручко, К.А. (2017). *Умови формування газових пасток у вугленосних відкладах : монография*. Наукова думка.
6. Булат, А.Ф., Лукинов, В.В., Безручко, К.А., Круковський, О.П., & Круковська, В.В. (2018). Геомеханічний чинник надходження додаткових обсягів вільного метану при експлуатації газових родовищ. *Доповіді НАН України*, 8, 25–35.
7. Булат, А.Ф., Круковський, О.П., Круковська, В.В., & Безручко, К.А. (2018). Чисельне моделювання геомеханічних і фільтраційних процесів, що відбуваються в породному масиві при відпрацюванні газових родовищ. *Доповіді НАН України*, 9, 28-34.
8. Добрынин, В.М. (1970). *Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа: монография*. Недра.
9. Гоптарьова, Н.В. (2003). *Геолого-фізичні чинники деформаційних процесів породних масивів і експлуатаційних свердловин нафтогазових родовищ внутрішньої зони передкарпатського прогину*. Автореф. дис. канд. геол. наук. І.-Ф. НТУ нафти і газу.
10. Яланський, А.О., Сапунова, І.А., Слацов, А.І., & Новіков, Л.А. (2014). Обґрунтування вихідних параметрів для моделювання геомеханічних процесів в задачах оцінки безпеки підтримання гірничих виробок. *Геотехнічна механіка*, 119, 282-295.

ABSTRACT

The purpose of the work is to elucidate general peculiarities and characteristic features of geological conditions for the occurrence and development of gas-condensate fields of the Dniprovsko-Donetskyi depression (DDD), on which the growth for the gas reserves is obtained with the further use of these indicators as forecast-estimated.

The methods. The age of industrial horizons, a type of reservoir, a type of deposit, the presence of salt deposits, a depth of deposit roof, a deposit regime, levels of gas-bearingness, calculated thickness of reservoirs and their total thickness at the field, the initial formation pressure, initial gas reserves, volumes of excess of initial gas reserves were determined; the maximum geostatic pressure was calculated, the minimum reservoir gas pressure until its growth jump or stabilization was established; the value of the compression pressure for the reservoir of deposits was calculated and the relationship between the effective pressure in the deposit and the strength of the porous sandstone-reservoir was established; the common features and characteristics for the geological conditions of gas condensate field (GCF) with additional resources were undertaken, among which the predictive and estimated indicators were selected.

Findings. The authors carried out a detailed analysis of the well-known gas and gas condensate fields of Ukraine. Gas-condensate deposits of the Mashivsko-Shebelynskyi gas-bearing area of the Dniprovsko-Donetskyi depression (DDD) are chosen as an object of the research. It has been established that the power of the gas column, the structure area, and the total power of productive horizons characterize the promising volume of the gas-bearing structure, which allows approximately give a predictive quantitative assessment of the production of additional gas reserves. Attracting additional gas volumes is due to the gas influx from newly made technogenic collectors, which were formed under the action of a geomechanical factor in the process of long-term development of the field. The formation of technogenic collectors occurred due to the compression of the main reservoir, the deformation of the rock strata, and the decomposition of the overlying rocks, the development of the crack propagation, permeability increase and gas recovery rising.

The originality. It has been established that the power of the gas column, the structure area, and the total power of productive horizons characterize the promising volume of the gas-bearing structure, which allows approximately give a predictive quantitative assessment of the production of additional gas reserves.

Practical implimentation. The geomechanical factor management opens up the prospect of obtaining additional industrial gas influx in the late stages of the development of gas and gas-condensate fields, by predicting the geological conditions for the formation of improved secondary filtration and capacitive properties favorable to form technogenic gas deposits.

Keywords: *gas fields, geomechanical factor, technogenic collector.*