

doi: <https://doi.org/10.15407/dopovidi2018.08.025>

УДК [553.981.004.1:622.332:533.17]:622.02:539.2/.8

**А.Ф. Булат, В.В. Лукінов, К.А. Безручко,
О.П. Круковський, В.В. Круковська**

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

E-mail: igtm@ukr.net, gvrvg@meta.ua

Геомеханічний чинник надходження додаткових обсягів вільного метану при експлуатації газових родовищ

*Представлено академіком НАН України А.Ф. Булатом
та членом-кореспондентом НАН України О.П. Круковським*

Розглядається формування вторинної тріщинно-пористої структури в породах на експлуатованих газових родовищах в результаті зниження тиску газу та розвитку деформацій стискування в продуктивному колекторі, які спричиняють деформації розтягування в низькопористому колекторі, сприяючи перерозподілу води та газу і формуванню в ньому техногенного колектора. Розроблено математичну модель для моделювання процесів, що відбуваються при відпрацюванні газового родовища. Виконано чисельне моделювання зміни геомеханічних і фільтраційних параметрів для тестової моделі газового родовища. Показано, що значне зниження тиску газу при тривалій експлуатації родовища обумовлює деформування вище- і нижчерозташованої 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 збільшується, обумовлена зростанням проникності.

Ключові слова: *газові родовища, фільтрація газу, геологічні та геомеханічні процеси, чисельне моделювання, деформування породного масиву.*

Однією з головних проблем національної економіки України на сьогодні є енергозабезпеченість, в першу чергу, власною вуглеводневою сировиною. У зв'язку зі значним виснаженням розвіданих свого часу запасів вуглеводнів стабілізація та подальше збільшення обсягів видобутку вуглеводнів є надзвичайно актуальною проблемою для всіх нафтогазонасних регіонів України, які характеризуються високим ступенем розвіданості початкових запасів нафти і газу та скороченням фонду підготовлених пошукових об'єктів. Ситуація з енергетичними носіями в Україні вимагає пошуку їх можливих резервів. На даний час нарощування сировинної вуглеводневої бази України можливе за такими основними напрямками:

пошуки та відкриття нових родовищ і покладів;

© А.Ф. Булат, В.В. Лукінов, К.А. Безручко, О.П. Круковський, В.В. Круковська, 2018

ISSN 1025-6415. Допов. Нац. акад. наук Укр. 2018. № 8

25

дорозвідка та переоцінка запасів відомих родовищ;
застосування нових ефективних технологій та оптимізація вилучення залишкових запасів вуглеводнів на родовищах, які перебувають у розробці, в тому числі і на завершальній стадії.

Оскільки пошуки родовищ у традиційних геологічних структурах, які раніше вважалися перспективними, на даний момент практично завершено, основні перспективи відкриття нових покладів вуглеводнів можуть бути пов'язані з газовими пастками нетрадиційного типу [1], зокрема, низькопористими колекторами, у тому числі на відомих родовищах, що експлуатуються тривалий час.

Мета даного дослідження — теоретичне обґрунтування впливу геомеханічного чинника на додаткові обсяги надходжень вільного метану під час видобування при експлуатації газових родовищ.

Досвід тривалої розробки багатьох вуглеводневих родовищ засвідчив значне перевищення обсягів отриманого газу у порівнянні з підрахованими запасами за даними геологічної розвідки. На низці українських родовищ (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Мелихівське, Розпашнівське, Ведмедівське, Машівське, Кобзівське, Кегичевське, Ланнівське) після затвердження запасів отримано їх приріст у загальному об'ємі близько 200 млрд м³, в тому числі прирости отримуються фактично на пізній стадії розробки, а видобуток газу по деяких перевищував затвержені в ДКЗ запаси через 30–40 років розробки [2]. В цьому сенсі найпоказовішим є Шебелинське родовище, де приріст запасів газу лише останнім часом склав 83,6 млрд м³. За даними геологічної розвідки початкові запаси родовища були оцінені у 1959 р. в обсягах 400 млрд м³ та затвержені ДКЗ за категорією С₁ (1963 р.) — 466 млрд м³. Пізніше, у 1988 р. вони були переоцінені до 650 млрд м³. Станом на 01.01.2013 р. балансові запаси родовища за категорією С₁ складають 733,6 млрд м³.

Встановлено [2], 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 слабогазоносних порід, які не були враховані при попередніх підрахунках запасів газу і які віддають газ по всій площі родовища через контакт з високопроникними пластами в міру зниження в них тиску. Саме всі ці процеси найбільш масштабні і 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 [2], що пласти з низькими значеннями відкритої пористості (3–5–7 %) віддають газ в більшості не в саму свердловину, а, в першу чергу, в пласти зі значно кращими значеннями міжзернової проникності та пористості (до 13–20 %) або у високопроникні тріщинуваті пласти, при відборі газу і значному зниженню тиску в останніх. Таких висновків на сумісну роботу щільних і високопроникних колекторів (до останніх було запропоновано термін “суперколектори”) вперше дійшли дослідники, які

аналізували розробку великих масивних та масивно-пластових покладів нафти і газу в Прикаспії та Західному Сибіру [3].

Проникність тріщинуватого “суперколектора” може бути надзвичайно високою. Наприклад для картамиської світи Шебелинського родовища пористість тріщин, визначена по шліфах, складає до 1,7 %, відповідно тріщинна проникність за розкритістю до 0,25 мм становить $88200 \cdot 10^{-15}$ [4, 5]. Присутність у товщі “суперколектора” зумовлює аномально високі початкові дебіти, а поступове підключення менш проникної матриці за рахунок великої площі контактів пластів і високої провідної властивості дозволяє “суперколектору” досить довго підтримувати високі дебіти окремих свердловин [2]. Натомість пористість низькопроникних пісковиків зазвичай не перевищує 5–8 %, проникність — у межах $(1–10) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [5].

Достатньо детально щільні колектори та взаємодія складових системи вода—газ у низькопроникних породах вивчені в процесі дослідження вугленосної товщі Донбасу [6–8]. Низькопроникні колектори вугленосної товщі — це зазвичай пісковики середньої та пізньої стадій катагенезу (вміщуючі вугілля марок Г, Ж, К, що відповідає стадіям мезокатагенезу МК₂, МК₃, МК₄), відкрита пористість яких змінюється в межах від 4 (марка К) до 9 % (марка Г) [6]. Їх газонасиченість зазвичай не перевищує 30–35 %, відповідно водонасиченість — 65–70 %. Тобто, це середня газо- та водонасиченість пісковиків, яка встановилася в процесі геологічного розвитку Донбасу і зберігається тривалий час. У роботах [6, 9] наводиться той факт, що проби, відібрані в одному вибої вугільної шахти з одного пісковика, характеризуються однаковими значеннями ступеня заповнення пор газом (вологою). В доповнення до цього важливого висновку необхідно підкреслити, що не просто проби з одного пісковика, а проби, відібрані навіть з різних шарів того ж самого пісковика, які відрізняються за пористістю та масовою вологістю, за ступенем водо- та газонасиченості істотно не відрізняються [8]. Це підтверджує положення про те, що у породному масиві з часом утворюється рівновага окремих фаз і до порушення рівноваги під впливом зовнішніх чинників, стан системи вода—газ у цілому залишається стабільним. Тобто, пісковик, що містить вологу і газ, є єдиною системою, в якій встановився баланс між окремими фазами і внаслідок чого спостерігається певне їх співвідношення.

Специфіка метановугільних родовищ полягає у тому, що головні газonosні породи (вугілля та пісковики) є практично непроникними, тому метан у них знаходиться, переважно, у слабкозв’язаному або нерухомому стані. Сталість співвідношення води та газу свідчить про наявність так званого розсіяного газоводяного контакту [6, 9]. Низькі значення проникності пісковиків Донбасу, що складають у середньому соті або тисячні частки мілідарсі перешкоджають перерозподілу газу і води, тобто формуванню “концентрованого” газоводяного контакту (під яким слід розуміти класичну сутність терміну “газоводяний контакт” з погляду нафтогазової геології), і, як наслідок, концентрації газу в значних обсягах у вигляді придатних для промислового видобутку скупчень.

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 та сприяють активізації процесу його міграції. Вивільнення метану може відбуватися, наприклад, внаслідок тектонічних процесів, коли тріщинуватість, яка виникає у зоні розуцільнення, збільшує проникність вуглевміщую-

чих порід, порушує сталу рівновагу у системі вода—газ породного масиву, сприяє формуванню зон або окремих скупчень метану, що відрізняються, згідно з [6], від фонових розповсюджень метану не обсягами, а підвищеною тріщинно-поровою або тріщинною газопроникністю.

Процеси міграції, накопичення і збереження метану тісно пов'язані зі складною взаємодією і взаємним впливом окремих фаз (води та газу) системи вода—газ у породному масиві. Особливості складної взаємодії окремих фаз цієї системи у гірських породах та механізм формування покладів газу детально розглянуті у роботах [7–8, 10], де система вода—газ аналізується як термодинамічна, що прагне до рівноваги. Кількісне співвідношення фаз системи вода—газ у масиві гірських порід, яке характеризується ступенем насиченості цими фазами, визначає відносну фазову проникність кожної з фаз, і, як наслідок, три стани рівноважної насиченості системи: рівноважне насичення змочувальної фази (води — для гідрофільних порід), рівноважне насичення двома фазами, рівноважне насичення незмочувальної (газової) фази. Під кількістю рідкої фази в даному випадку слід розуміти сумарний вміст вільної (гравітаційної) води та води, зв'язаної поверхнею твердих часток гірської породи. Кількість зв'язаної води визначає здатність пласта бути колектором і за вмістом зв'язаної води, що наближається до рівноважного насичення цими фазами, порода стає слабопроникною як для води, так і для газу. Кількісне співвідношення газової і водної фаз також визначає стан системи вода—газ як термодинамічної, яка може мати низку рівноважних станів (2 динамічних та 4 статичних), вихід з яких веде до прагнення системи досягти рівноваги та знову повернутися до стабільного стану, що може супроводжуватися кількісним перерозподілом газової і рідкої фаз у породному масиві. Найбільш стабільним станом, властивим більшості гірських порід, є статична рівновага, за якою відносні фазові проникності води і газу дорівнюють одна одній (для пісковиків на один порядок нижче за свою абсолютну проникність $\approx 10\%$), а їх сумарна проникність мінімальна. Ступінь насиченості, за яким настає рівноважний стан та відповідні йому значення відносної фазової проникності, визначаються вмістом зв'язаної води (залишковою водонасиченістю) та з її збільшенням, закономірно, за лінійною залежністю, зміщуються до області більшої водонасиченості та меншої відносної фазової проникності — від 55% для порід, що не містять зв'язану вологу (незцементовані піски), при розрахунковій фазовій проникності води та газу близько 16%, до 90% — у флюїдоупорів з проникністю, близькою до нуля.

Запропонована модель [7–8, 10] існування системи вода—газ на засадах взаємного впливу її складових (води та газу) залежно від їх кількісного співвідношення у масиві гірських порід, дозволяє зрозуміти механізм формування та умови збереження газових покладів, а також теоретично кількісно обґрунтувати параметри водо- та газонасиченості порід-колекторів та порід, які екранують газові поклади. Умовою існування газового покладу у пісковиках є присутність у порах не менше 50% газу за відповідним тиском. За великими значеннями природної вологості, коли ступінь заповнення пор вологою (водонасиченість) складає понад 50%, здатність пласта бути колектором визначається співвідношенням зв'язаної та вільної води. При залишковому водонасиченні, близькому до рівноважного насичення обома фазами для даної породи (понад 75% для пісковиків), пласт за своїми властивостями може бути охарактеризований як флюїдоупор. Пласт-колектор, у свою чергу, може бути потенційно газо- або водонасиченим, в останньому випадку можна говори-

ти про зони можливих підвищених водоприпливів. Газовий поклад у породному масиві може сформуватися, коли кількість зв'язаної води (залишкова водонасиченість) не перевищує 50 % і вплив зовнішніх чинників створює умови для розділення води та газу.

Процес порушення природної рівноваги системи вода—газ з подальшим формуванням техногенного газового покладу у вуглепородному масиві детально описано в роботах [6, 9]: під час підробки гірничими виробками пісковиків вони розвантажуються від гірничого тиску, просідають, порушуються тріщинами. Внаслідок цих процесів у пісковиках різко збільшується проникність, значні об'єми метану стають рухливими, спрямовуються до гірничих виробок та до вибоїв свердловин, пробурених раніше з гірничих виробок або з денної поверхні. У цьому випадку метан виділяється з техногенних скупчень, які сформувались у процесі підробки пісковиків внаслідок збільшення їхньої проникності через тріщиноутворення. Техногенні скупчення газу пов'язані з формуванням “концентрованого” газозводного контакту. На ділянці, ураженій техногенними тріщинами, які сприяють сполученню між порами в пісковіку, газ прагне зайняти гіпсометрично вище положення, а вода — нижче. Такий процес можна спостерігати під час підроблення гірничими роботами дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні. Зі свердловини спочатку викидається чистий газ. Це початковий період тріщиноутворення, коли вільний газ з пор пісковіку, як рухоміший і такий, що має значно меншу ніж вода в'язкість, спрямовується тріщинами до вибою свердловини. Потім деякий час зі свердловини виноситься суміш газу з водою. Це відповідає періоду інтенсивного тріщиноутворення та формуванню з “розсіяного” газозводного контакту “концентрованого”. Після чого настає період закінчення формування “концентрованого” газозводного контакту і утворення техногенного скупчення метану. Він характеризується інтенсивним фонтануванням метану зі свердловини.

У наведеній схемі формування техногенних скупчень газу визначальним чинником є процес розущільнення 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 більшої проникності та рухливості і прямує до місця розущільнення (меншого тиску).

Необхідно зауважити, що одним із чинників надходження додаткових обсягів газу, принаймні на Шебелинському родовищі, вважається вертикальна міграція газу з глибоких горизонтів, у тому числі по тектонічних порушеннях, виявлених за даними сейсмозв'язки та буріння. Але, як зазначено у роботі [2], основним джерелом надходження газу на цьому родовищі все ж є слабкопроникні пісковики та алеволіти з пористістю 5–7 %, і, можливо, менш тріщинуваті глинисті породи, які займають частину об'єму пастки і також починають віддавати газ при значному зниженні пластового тиску в покладі. Підключення в газозвіддачу низькопроникних слабкогазозносних пластів та слабкодренованих ділянок підтверджено геофізичними даними на всіх родовищах, що вивчалися, і є одним із головних чинників росту запасів та видобутку. Визначено, що вони дрениуються через контакт із високопроникними пластами практично по всій площі покладів. У деякому сенсі можна стверджувати, що певна частина газу, яка видобувається на Шебелинському та подібних родовищах, є аналогом центральнобасейнового або “сланцевого” газу, що знаходиться у щільних пісковиках та глинистих породах і мобілізується на пізніх стадіях розробки родовища.

Можна припустити, що наявність перетоків газу із низькопроникних пластів у високопроникні та залучення до розробки запасів газу, що міститься у низькопроникних слабогазоносних колекторах, також можуть бути наслідком геомеханічних процесів, що відбуваються при видобутку під час тривалої експлуатації газового родовища. Досвід промислового видобутку вугільного метану свідчить, що при вилученні флюїдів зі свердловин та прилеглих до них гірських порід відбувається зміна напружено-деформованого стану вуглевміщуючої товщі та колекторських властивостей вугільного пласта, що може виявлятися, зокрема, в значному збільшенні вимірної проникності вугільних пластів порівняно з розрахунковою, а також у забезпеченні в більшості випадків дуже тривалого функціонування добувних свердловин [11].

Як зазначається у роботі [12], передусім слід враховувати, що під час порушення рівноваги масивів гірських порід, яка є наслідком вилучення вуглеводнів, відбувається деформація як продуктивних пластів (колекторів), так і навколишніх гірських порід. Звертає на себе увагу подібність якісної картини деформації масивів гірських порід при розробці нафтових і газових родовищ та при розробці вугільних родовищ. При цьому важливою особливістю є деформованість продуктивних пластів, що містять вуглеводні, та щільний зв'язок напружено-деформованого стану пласта-колектора і вміщуючих порід, які необхідно розглядати як єдину систему. Ця закономірність проявляється також при деформації вуглевміщуючої товщі від виймання вугільних пластів, причому особливо наочно вона проявляється при розробці світи вугільних пластів.

Важливим чинником, що характеризує картину зміни напружено-деформованого стану масиву гірських порід під час розробки нафтових і газових родовищ, є наступні наслідки цих процесів: осідання земної поверхні, руйнування обсадних колон свердловин, зміни фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних пластів і їхня газо- чи нафтовіддача, техногенні землетруси тощо [12]. До прикладу, інструментально зафіксоване опускання земної поверхні на Шебелинському родовищі складає 0,44 м [13].

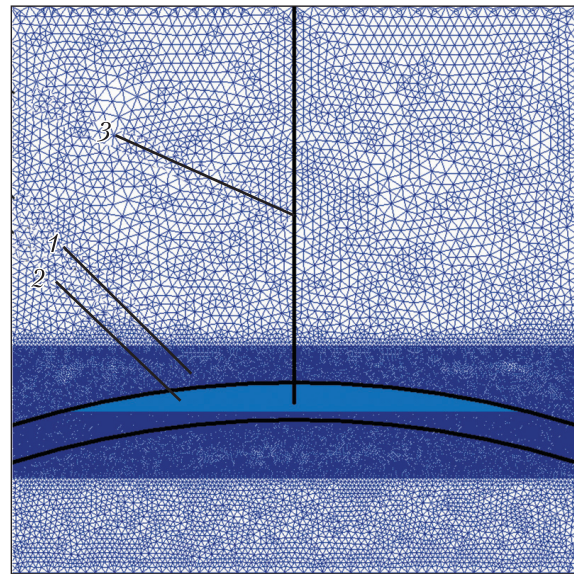
Виконаний огляд досліджень будови, властивостей та напружено-деформованого стану масивів гірських порід, що вміщують вуглеводні на низці родовищ, дозволив авторам роботи [12] виявити специфічні особливості низькопроникних колекторів.

По-перше, низькопроникні колектори надто чутливі до деформації системи продуктивний пласт — вміщуючі породи. В результаті досліджень таких колекторів було встановлено, що їхні характеристики визначаються як властивостями твердого скелету та флюїду, що насичує колектор, так і їх взаємодією. При цьому геодинамічні процеси, що відбуваються у вказаних колекторах, можуть спричинити порушення суцільності продуктивного пласта, утворення та розвиток мікротріщинуватості і, як наслідок, збільшення його проникності.

По-друге, низькопроникні колектори, як правило, представлені неоднорідними гірськими породами, для яких виявлено аномальний характер зміни проникності під час їх деформації. Неоднорідність будови таких колекторів являється причиною виникнення так званих структурних напружень, що відіграє важливу роль у побудові тріщинуватості в породах, які утворюють продуктивний пласт.

По-третє, було встановлено, що низькопроникні колектори характеризуються специфічними особливостями фазових взаємодій між породами продуктивного пласта і флюї-

Рис. 1. Фрагмент скінченно-елементної сітки: 1 – непроничні породи; 2 – пласт-колектор газу; 3 – свердловина



дів, які насичують їх. При цьому характер зміни тиску пласта в умовах неоднорідного пласта визначатиме різні зміни фільтраційно-ємнісних властивостей пласта-колектора.

Таким чином, вторинна тріщинно-пориста структура в породах на експлуатованих газових та газоконденсатних родовищах може формуватися внаслідок зниження тиску газу і розвитку деформацій стискування в продуктивному колекторі, які відповідно ведуть до виникнення деформацій розтягування у тому числі і в довколишніх низькопористих колекторах, сприяючи поліпшенню їх фільтраційно-ємнісних властивостей, перерозподілу водної і газової фаз, створенню концентрованого газоводяного контакту і залученню вільного газу в процес перетікання в основний продуктивний пласт, або у наново утворений техногенний колектор, безпосередньо не пов'язаний із зоною фільтрації видобувної свердловини.

З метою аналітичної перевірки гіпотези формування техногенного колектора за рахунок перетікання вільного газу з низькопрониких порід у “суперколектор” запропонована математична модель зв'язаних геомеханічних та фільтраційних процесів, які відбуваються в газонасиченому масиві при розробці газових родовищ.

Математична модель зв'язаних геомеханічних і фільтраційних процесів, що відбуваються в газонасиченому масиві при відпрацюванні газових родовищ. При розробці газових родовищ проходить процес фільтрації газу з порового простору колектора в свердловину, пластовий тиск знижується, що призводить до перерозподілу поля напружень. Тому математична модель, яка відображає перебіг цих процесів у часі, повинна включати зв'язані рівняння зміни напружено-деформованого стану масиву гірських порід і несталої фільтрації газу [14]:

$$\begin{aligned} \sigma_{ij,j} - c_s \frac{\partial}{\partial t} u_i + X_i(t) + P_i(t) &= 0; \\ \frac{\partial p}{\partial t} + K \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right) + q(t) &= 0, \end{aligned} \quad (1)$$

де $\sigma_{ij,j}$ – похідні від компонент тензора напружень по x, y , МПа/м; c_s – коефіцієнт демпфірування, Нс/м; u_i – переміщення, м; t – час; $X_i(t)$ – проекції зовнішніх сил, що діють на одиницю об'єму тіла, Н/м³; $P_i(t)$ – проекції сил, обумовлених тиском флюїдів в тріщинно-поровому просторі, Н/м³; p – тиск газу, МПа; K – проникність масиву, що дорівнює сумі природної та техногенної проникності, $K = k + k_{\text{техн}}$, мДа; $k_{\text{техн}} = f(t, \sigma_{ij})$ [15]; $q(t)$ – функція газовиділення.

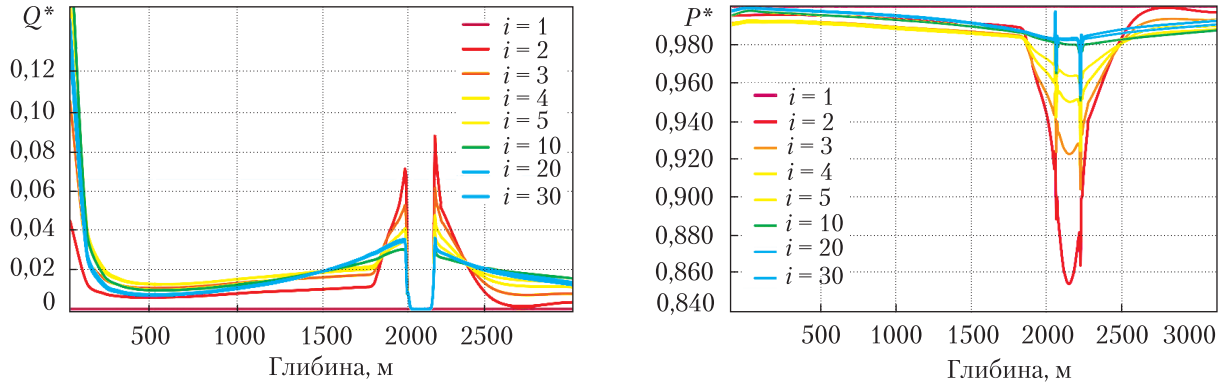


Рис. 2. Розподіл значень параметра Q^* , що характеризує різнокомпонентність поля напружень, на різних часових ітераціях i

Рис. 3. Розподіл значень параметра P^* , що характеризує розвантаження породного масиву, на різних часових ітераціях i

Для поставленої задачі задаються початкові умови:

$$\sigma_{yy}|_{t=0} = \gamma h; \quad \sigma_{xx}|_{t=0} = \lambda \gamma h; \quad p|_{t=0} = p_0, \quad (2)$$

де σ_{ij} — компоненти тензору напружень, МПа; γ — усереднена вага гірських порід, що залягають вище, Н/м³; λ — коефіцієнт бокового розпору; h — глибина розробки, м; p_0 — тиск газу в момент часу $t = 0$;

граничні умови:

$$u_x|_{\Omega_1} = 0; \quad u_y|_{\Omega_2} = 0; \quad p|_{\Omega_3(t)} = p_0; \quad p|_{\Omega_4} = p_{св}, \quad (3)$$

де Ω_1 — вертикальні границі зовнішнього контуру; Ω_2 — горизонтальні границі зовнішнього контуру; $\Omega_3(t)$ — межа області фільтрації, що змінюється в часі; Ω_4 — контур свердловини; $p_{св}$ — тиск газу в свердловині.

Система диференціальних рівнянь (1) з початковими і граничними умовами (2) та (3) розв'язується методом скінченних елементів. Для прикладу розв'яжемо тестову задачу. Розглянемо область породного масиву розміром 3000 × 3000 м. Верхня межа області — Земна поверхня. Пласт-колектор газу знаходиться на глибині 2000–2200 м, радіус кривизни пласта — 5000 м, висота області колектора, зайнятої газом, 150 м, початковий тиск газу в резервуарі $P_0 = 20$ МПа. Колектор має початкову проникність, згори і знизу він обмежений непроникними породами. Скінченно-елементна сітка, яка використовується при розрахунках, показана на рис. 1.

Результати чисельного моделювання. В результаті розв'язання поставленої задачі були отримані поля напружень, деформацій, проникності і тиску газу в кожному вузлі скінченно-елементної сітки. 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 зна-

чення P_{\min} . За умовою, що $P_{\min} = 3$ МПа, побудуємо графіки зміни значень геомеханічних параметрів Q^* і P^* (рис. 2 і 3), які характеризують напружений стан породного масиву вздовж вертикальної прямої, що проходить через центр скінченно-елементної моделі:

$$Q^* = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{\gamma h}; \quad P^* = \frac{\sigma_3}{\gamma h},$$

де σ_1, σ_3 — максимальна і мінімальна компоненти тензора головних напружень, МПа.

Наприкінці експлуатації газового родовища значення P^* в області колектора мінімальні (див. рис. 3), що свідчить про розвантаження пласта в цій зоні. Значне зниження тиску газу при тривалій експлуатації родовища обумовлює деформування вище- і нижчерозташованої породної товщі. Згодом перерозподіл поля напружень призводить до просідання гірського масиву над пластом-колектором. Підвищена різнокомпонентність поля напружень на контакт з дегазованою зоною пласта-колектора (див. рис. 2), спричиняє зростання проникності порід при виснаженні запасів вуглеводнів. Висота цієї зони становить 50–100 м в різні моменти часу, для заданих фізико-механічних властивостей порід і прийнятих початкових і граничних умов. Якщо в зоні підвищеної різнокомпонентності знаходиться низькопористий колектор газу, його газовіддача збільшиться, зумовлена зростанням проникності.

Таким чином, запропонована гіпотеза формування вторинної тріщинно-пористої структури в породах на експлуатованих газових і газоконденсатних родовищах в результаті зниження тиску газу та розвитку деформацій стискування у продуктивному колекторі, які спричиняють деформації розтягування в низькопористому колекторі, сприяючи перерозподілу води та газу і формуванню в ньому техногенного колектора. Внаслідок чого в газовіддачу залучаються низькопроникні слабкогазоносні пласти та слабкодреновані ділянки родовища. Вирішальне значення критеріїв з часом змінюється. На початковому етапі експлуатації родовища геологічні критерії відіграють визначальну роль, але в процесі експлуатації родовища до геологічних критеріїв долучаються геомеханічні.

Розроблено математичну модель зміна НДС породного масиву — нестала фільтрація газу для моделювання процесів, що відбуваються при відпрацюванні газового родовища. Виконано чисельне моделювання зміни геомеханічних і фільтраційних параметрів для тестової моделі газового родовища. Отримано розподіли значень напружень, деформацій, тиску газу в колекторі на різних часових ітераціях, побудовано графіки зміни значень геомеханічних параметрів.

Показано, що значне зниження тиску газу при тривалій експлуатації родовища зумовлює деформування вище- і нижчерозташованої 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 збільшиться, обумовлена зростанням проникності.

ЦИТОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Маєвський Б.Й., Куровець С.С., Лозинський О.Є., Хомин В.Р., Здерка Т.В., Манюк М.І. Актуальні проблеми нафтогазової геології. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. 240 с.
2. Кривуля С.В. Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яно-вугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини. Харків: ТО Ексклюзив, 2014. 174 с.

3. Закиров С. Н., Жабрев И.П., Политькина М.А. Суперколлекторы и их роль в управлении системой разработки месторождений. *Геология нефти и газа*. 1986. №8. С. 1–6.
4. Іванішин В.С. Нафтогазопромислова геологія. Львів: Євросвіт, 2003. 648 с.
5. Ханин А. А. Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение. Москва: Недра, 1969. 368 с.
6. Лукинов В. В., Пимоненко Л.И. Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса. Киев: Наук. думка, 2008. 352 с.
7. Булат А. Ф., Безручко К.А. Система вода–газ в массиве горных пород Донбасса. Киев: Наук. думка, 2015. 192 с.
8. Булат А. Ф., Лукинов В.В., Безручко К.А. Умови формування газових пасток у вугленосних відкладах. Киев: Наук. думка, 2017. 252 с.
9. Лукинов В. В. Горно-геологические условия образования скоплений свободного метана на угольных месторождениях. *Наук. вісн. НГУ*. 2007. № 4. С. 55–59.
10. Безручко К. А. Взаємодія фаз системи “вода–газ” у гірських породах та формування покладів природного газу. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2010. № 2 (151). С. 5–22.
11. Куускраа В. А. Снижение эмиссии метана на угольных шахтах: бассейны Ворриер и Кузнецкий. *Сб. докл. II Междунар. конф. Сокращение эмиссии метана*. Новосибирск: СО РАН, 2000. С. 451–459.
12. Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В. Интенсификация газоотдачи угольных пластов на основе регулирования их напряженно-деформированного состояния. *Уголь*. 2006. № 2. С. 64–66.
13. Бондарь А.Л., Субботин И.Е., Олексюк В.И. Проблемы изучения деформаций земной поверхности при разработке Шебелинского месторождения. *Нафтова та газова промисловість*. 1992. №1. С. 19–21.
14. Круковский А.П., Круковская В.В. Изменение геомеханических параметров газонасыщенного углепородного массива при газодинамических явлениях. *Геотехн. механика*. 2015. № 122. С. 57–66.
15. Круковская В.В. Моделирование связанных процессов, происходящих в углепородном массиве при ведении горных работ. *Геотехн. механика*. 2015. № 121. С. 48–99.

Надійшло до редакції 02.04.2018

REFERENCES

1. Maievskiy, B. Y., Kurovets, S. S., Lozynskiy, O. Y., Khomin, V. R., Zderka, T. V. & Maniuk, M. I. (2014). Actual problems of oil-gas geology. Ivano-Frankivsk: IFNTUNG (in Ukrainian).
2. Kryvulia, S. V. (2014). Criteriones of supplementary exploration of great hydrocarbons in the lowerpermian-uppercarboniferous sediments of Dnieper-Donets depression. Kharkiv: TO Exclusive (in Ukrainian).
3. Zakirov, S. N., Zhabrev, I. P. & Politykina, M. A. (1986). Superreservoirs and their role in a management by the working mines system. *Geologiya nefti i gaza*, No. 8, pp. 1-6 (in Russian).
4. Ivanishin, V. S. (2003). Oil-gas-development geology. Lviv: Evrosvit (in Ukrainian).
5. Khanin, A. A. (1969). Rock-reservoirs oil and gas and their study. Moscow: Nedra (in Russian).
6. Lukinov, V. V. & Pymonenko, L. I. (2008). Tectonics of methan-coal deposits of Donbas. Kiev: Naukova Dumka (in Russian).
7. Bulat, A. F. & Bezruchko, K. A. (2015). System water–gas in the massif of rocks of Donbas. Kiev: Naukova Dumka (in Russian).
8. Bulat, A. F., Lukinov, V. V. & Bezruchko, K. A. (2017). Conditions of gas traps forming in carboniferous sediments. Kiev: Naukova Dumka (in Ukrainian).
9. Lukinov, V. V. (2007). Mining-geological conditions of formation of free methane accumulations in coal deposits. *Naykovyi visnyk NGU*, No. 4, pp. 55-59 (in Russian).
10. Bezruchko, K. A. (2010). Interaction of phase in the “water-gas” system in rocks and forming the natural gas accumulations. *Heolohiya i heokhimiya horyuchykh kopalyn*, No. 2 (151), pp. 5-22 (in Ukrainian).
11. Kuuskraa, V. A. (2000). Decrease of methane emission in coal mines: Warrior and Kuznetsk basins. *Sbornik dokladov II Mezhdunarodnoj konferencii “Sokrashhenie jemissii metana”*. Novosibirsk: SO RAN, pp. 451-459 (in Russian).
12. Trubetskoy, K. N., Guryanov, V. V. (2006). Intensification of gas recovery of coal seams on the basis of their stress-strain state regulation. *Ugol*, No. 2, pp. 64-66 (in Russian).
13. Bondar, A. L., Subbotin, I. E. & Oleksuk, V. I. (1992). Problems of study of deformations of the land surface at development of Shebelinka deposit. *Naftova ta hazova promyslovist*, No. 1, pp. 19-21 (in Russian).

14. Krukovskiy, A. P. & Krukovskaya, V. V. (2015). Change of geomechanical parameters of gas-saturated coal-rock massif at the gas-dynamic occurrences. *Geotechnical Mechanics*, No. 122, pp. 57-66 (in Russian).
15. Krukovskaya, V. V. (2015). Simulation of coupled processes occurring in coal rock massif at mining operations. *Geotechnical Mechanics*, No. 121, pp. 48-99 (in Russian).

Received 02.04.2018

*А.Ф. Булат, В.В. Лукинов, К.А. Безручко,
А.П. Круковский, В.В. Круковская*

Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины, Днепро
E-mail: igtm@ukr.net, gvrvg@meta.ua

ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЙ ФАКТОР ПОСТУПЛЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ СВОБОДНОГО МЕТАНА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассматривается формирование вторичной трещинно-пористой структуры в породах на эксплуатируемых газовых месторождениях в результате снижения давления газа и развития деформаций сжатия в продуктивном коллекторе, которые обуславливают деформации растяжения в низкопористом коллекторе, способствуя перераспределению воды и газа, и формированию в нем техногенного коллектора. Разработана математическая модель для моделирования процессов, происходящих при разработке газового месторождения. Выполнено численное моделирование изменения геомеханических и фильтрационных параметров для тестовой модели газового месторождения. Показано, что значительное снижение давления газа при длительной эксплуатации месторождения обуславливает деформирование выше- и нижележащей породной толщи. Повышенная разнокомпонентность поля напряжений создает увеличение проницаемости вблизи пласта-коллектора при истощении запасов углеводородов. Если в зоне повышенной разнокомпонентности находится низкопористый коллектор, его газоотдача возрастет, обусловленная увеличением проницаемости.

Ключевые слова: *газовые месторождения, фильтрация газа, геологические и геомеханические процессы, численное моделирование, деформирование породного массива.*

*A.F. Bulat, V.V. Lukinov, K.A. Bezruchko,
O.P. Krukovskiy, V.V. Krukovska*

Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics of the NAS of Ukraine, Dnipro
E-mail: igtm@ukr.net, gvrvg@meta.ua

GEOMECHANICAL FACTOR OF THE INTAKE OF ADDITIONAL CAPACITIES OF FREE METHANE AT THE EXPLOITATION OF GAS DEPOSITS

The hypothesis of forming a fracture-porous structure of secondary rocks on the gas-deposit development as a result of a decrease of the gas pressure and the development of compression deformations in a productive reservoir, which stipulate deformations of tension in a low-porous reservoir, assisting the redistribution of water and the gas, and forming the technogenic reservoir in it, is proposed. A mathematical model for the simulation of processes occurring at the development of a gas deposit is developed. The numerical simulation of changes of geomechanical and filtration parameters for the test model of a gas deposit is executed. It is shown that the considerable decrease of the gas pressure at the long-term exploitation of a deposit stipulates the deformation of higher- and underlying rock strata. The enhanced variability of the stress field creates an increase in the permeability near-by a layer-reservoir at the reserve depletion of hydrocarbons. If there is a low-porous reservoir in the area of enhanced variability, its gas recovery will grow, being conditioned by an increase in the permeability.

Keywords: *gas deposits, gas filtration, geological and geomechanical processes, numerical simulation, rock massif deformation.*