

© С.В. Кривуля
канд. геол. наук
А.А. Лагутін
канд. геол.-мінерал. наук
С.Ф. Поверенний
Український науково-дослідний інститут
природних газів

Літофізична характеристика та особливості будови теригенної продуктивної товщі великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах ДДЗ

УДК 558.98(477.6)

Найбільші родовища у відкладах P_1-C_3 Машівсько-Шебелинської зони ДДЗ складені пластами глинистих порід та алевролітів і пісковиків, в основному, з невеликими ємнісно-фільтраційними властивостями.

Наявність у ряді свердловин аномально високих початкових дебітів газу (до 14 млн m^3 /добу) свідчить про присутність відносно тонких прошарків (зон) із високою газопроникністю – суперколекторів, які утворюють основну транспортну систему газу в покладі. Зниження пластового тиску в пластах суперколекторів призводить до віддачі в них газу з великих товщ низькопористих колекторів (5–7%), що мають підвищений тиск. Це пояснює приріст запасів газу в процесі розробки родовищ та свідчить про необхідність додаткового розбурювання ряду покладів.

Ключові слова: газодинамічна система покладу, суперколектор, низькопористий колектор, запаси вуглеводнів, приріст.

Крупнейшие месторождения в отложениях P_1-C_3 Машевско-Шебелинской зоны ДДВ сложены пластами глинистых пород, алевролитов и песчаников, в основном, с невысокими емкостно-фильтрационными свойствами.

Наличие по ряду скважин аномально высоких начальных дебитов газа (до 14 млн m^3 /сутки) свидетельствует о присутствии относительно тонких слоев (зон) с высокой газопроницаемостью – суперколлекторов, которые создают основную транспортную систему газа в залежи. Снижение пластового давления в пластах суперколлекторов приводит к отдаче в них газа с больших толщ низкопористых коллекторов (5–7%), имеющих повышенное давление. Это объясняет прирост запасов газа в процессе разработки месторождений и свидетельствует о необходимости дополнительного разбуривания ряда залежей.

Ключевые слова: газодинамическая система залежи, суперколлектор, низкопористый коллектор, запасы углеводородов, прирост.

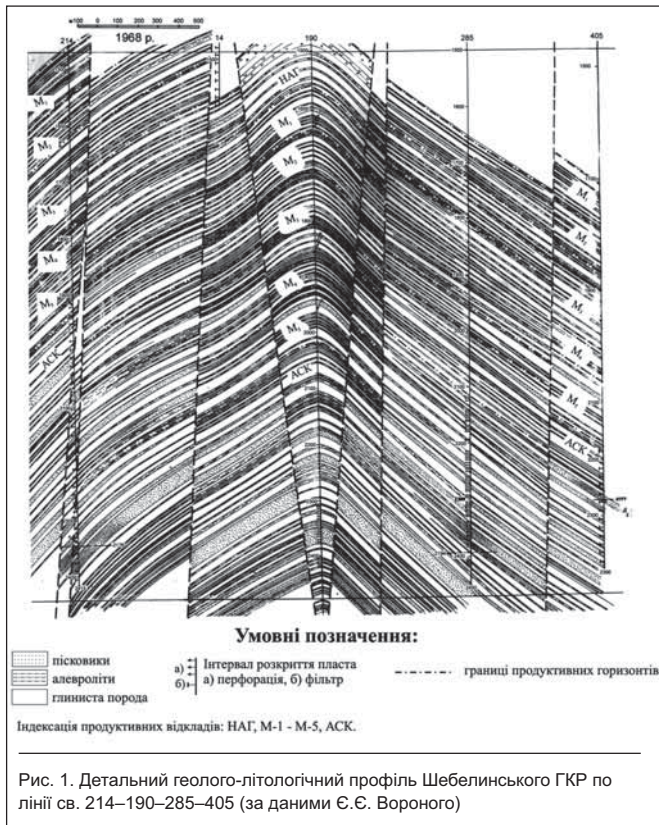
The largest fields in the deposits P_1-C_3 of Mashivsko-Shebelinka zone in Dnipro-Donetsk Basin consist of clay rock, siltstone and sandstone layers with low filtration-capacity properties.

The abnormally high initial production gas rates in several wells (up to 14 million m^3 /day) indicates the presence of relatively thin layers (zones) with high and very high gas permeability – «super reservoirs» which create the basic gas transport system in the deposit. The reservoir pressure reduction in the super reservoirs when developing leads to the gas delivery from the large strata of poor-porous (5–7%) reservoirs with high pressure. It explains the addition to gas reserves during fields development and indicates the need for significant additional drilling out a number of gas deposits.

Key words: gas-dynamic deposit system, super reservoir, poor-porous reservoir, hydrocarbon reserves, addition to reserves.

У нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах (P_1-C_3) Дніпровсько-Донецької западини на території від Шебелинської до Машівської структур відкриті унікальні, крупні, великі та середні (за класифікацією) газоконденсатні родовища, умовно об'єднані в нашій роботі під загальною назвою «великі родовища» території досліджень, по яких разом із новим Кобзівським родовищем приріст балансних запасів газу за останні роки їх розробки становив ~100 млн т у. п. при початкових запасах ~1500 млн т у. п., із яких ПАТ «Укргазвидобування» вже видобуто ~1150 млн т у.п. Це – Шебелинське, Зах.-Хрестищенське, Мелихівське, Медведівське, Кегичівське, Єфремівське, Розпашнівське, Машівське, Кобзівське

та Ланнівське родовища. Для них характерне формування надштокових, приштокових, міжштокових палеозойських піднять, які містять газоконденсатні поклади, що перекриті надійним пермським хемогенним флюїдоупором [1]. Зазначені родовища містять потужні (до 1,2 км) товщі відкладів P_1-C_3 , складені перешаруванням глинистих порід, алевролітів і пісковиків. Останні складають пласти завтовшки від 1–2 до 20 м і є основною газонасиченою частиною масивно-пластових покладів у більшості з єдиним ГВК, утворенню яких сприяють фаціальна мінливість відкладів, наявність численних порушень та взаємних контактів піщано-алевритових пластів по площі та розрізу родовищ, що забезпечує газодинамічний зв'язок між ними (рис. 1).



Незважаючи на 60-річну історію розвідки, експлуатації та вивчення літофізичних властивостей порід-колекторів продуктивних відкладів і будови газоконденсатних родовищ, залишається недостатньо зрозумілим факт аномально великих абсолютно вільних початкових дебітів по ряду свердловин Машівського, Шебелинського, Зах.-Хрестищенського та ін. родовищ, які сягали до 6–8–14 млн м³ газу на добу (св. 21–Машівська, св. 110, 34, 21, 143, 138–Шебелинські, св. 104, 105–Зах.-Хрестищенські та ін.). Під аномально високими розуміються дебіти, що, по-перше, різко відрізняються в більшу сторону від тих, що переважають на цьому родовищі, по-друге, мають високі абсолютні значення (умовно, вище 1 млн м³/добу). Високий дебіт газу з початку розробки по деяких свердловинах цих родовищ сягає 5–6 млн т у п. При цьому матричні значення коефіцієнтів пористості та газопроникності порід-колекторів у ряді випадків незначні і сягають 12–13–15 % та $10\text{--}40 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ по керну [2].

Аномально високі дебіти можуть бути обумовлені високою фазовою газопроникністю колекторів передусім за рахунок розвиненої на всіх родовищах тріщинуватості порід, виявленої по керну, великою ефективною потужністю пластів колекторів і високим пластовим тиском. Для оцінки ролі того чи іншого фактора було розглянуто умови отримання аномально високих абсолютно вільних дебітів по свердловинах Машівського, Західно-Хрестищенського, Кегичівського, Шебелинського та інших родовищ.

Основним палеогеографічним фоном, на якому здійснювалося осадконакопичення відкладів Р₁-С₃ (червоноколірної формації), було затоко-лагунне узбережжя, що у різні періоди то короткочасно вкривалося водою під час морських трансгресій, то перетворювалося в алювіальну рівнину з періодично існуючими заплавами озерами і болотами. Відповідно, у складі відкладів переважають поліфасціальні лагунні, утворені в умовах поступово зростаючої аридизації клімату. Між ними зустрічаються більш крупнозернисті, краще сортовані і найбільш цікаві з точки зору колекторських властивостей алювіально-дельтові, потокові відклади.

Розріз продуктивної товщі представлений перешаруванням червоноколірових глин, алевролітів, пісковиків із незначними, малопотужними прошарками карбонатів переважно доломітового складу. Пісковики переважно тонко- і дрібнозернисті, у поточкових фаціях – до крупно- і грубозернистих, гравелістих. Виявлено тенденцію укрупнення зерна до підшви формації – відклади С₃kt (наприклад, гор. Г-6 Кобзівського родовища) і верхня частина араукаритової світи.

За колекторськими властивостями в Машівсько-Шебелинському нафтогазоносному районі зустрічаються породи, що належать до різних класів колекторів: від VI до I (за класифікацією А.А. Ханіна), максимальні значення відкритої пористості досягають 30 %, абсолютної газопроникності – $2930 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (Західно-Хрестищенське родовище). Середні значення, як правило, невисокі, зразки з газопроникністю більше ніж $50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ одиничні. Спостерігається тенденція до покращення колекторських властивостей на території досліджень у напрямку на північний захід і від центра до бортів грабену.

На основі аналізу співвідношення фазової міжгранулярної (кern, ГДС) і повної (з тріщинним компонентом) фазової газопроникності, визначеної за даними газодинамічних досліджень свердловин, наявності у розрізі високопроникних порових колекторів, ступеня цементації, з урахуванням умов постседиментаційних перетворень серед продуктивних пластів встановлено присутність прошарків суперколектору, що забезпечує аномально високі дебіти.

Поняття «суперколектор» введено дослідниками [3], що аналізували розробку великих масивних і масивно-пластових покладів у теригенних і карбонатних породах-колекторах Оренбурзького, Астраханського, Уренгойського та Медвежого (Західний Сибір) родовищ. Під суперколектором вони розуміли високопроникні прошарки у відносно щільній матриці, що створюють «основну транспортну систему» покладу, забезпечують надходження газу у свердловини і підключення до газовіддачі основного, менш проникного колектору.

Теоретично це питання висвітлене в роботі С. О. Денка [4], що запропонував так звану універсальну фільтраційну модель пластів-колекторів будь-яких типів і літофасціальних характеристик, що представляють «двоєдність» диференційованих по ФП порожнинних середовищ – високо- і слабкопроникних складових. Ці порожнинні складові є підсистемами єдиної фільтраційної системи, структура якої визначається в основному газодинамічним зв'язком між підсистемами.

Такою єдиною фільтраційною системою для наших родовищ є масивно-пластові поклади з єдиним ГВК. Поклади мають величезну товщину газоносного розрізу, складені пластами глинистих порід, алевролітів і пісковиків, що мають різні фільтраційні та емнісні властивості, але становлять єдину газодинамічну систему, що реагує на зміни тисків у пластах під час видобування газу по усьому розрізу й усій площі газоносності. У цій системі суперколектор як основа для транспортування газу у свердловини поповнюється газом із слабогазонасичених порід, що залягають вище і нижче контакту, за рахунок фільтрації газу як із міжгранулярних пор, так і за рахунок мікротріщинуватості глинисто-алевритових порід. Останній чинник вивчений нами в лабораторних умовах на керні.

В ідеалі суперколектор має бути малопотужним пропластком високої проникності серед відносно потужної і відносно слабопроникної породи. Для виявлення суперколектору було використано співвідношення між середніми для продуктивного пласта значеннями проникності, визначеними по керну і ГДС та значеннями проникності, розрахованими за результатами газодинамічних досліджень (ГДД) у свердловинах. Якщо середня розрахункова проникність пласта дорівнювала або перевершувала проникність за цими газодинамічними дослідженнями, то підстав припускати наявність у пласті прошарків суперколектору не існувало. Якщо розрахункова проникність пласта була різко нижче визначеної за ГДД – очікували на наявність суперколектору.

Як у разі тріщинного, так і порового суперколектору велике значення з точки зору роботи продуктивного пласта має анізотропія газопроникності основного колектору (у сенсі значень газопроникності навхрест і повздовж нашарування) і витриманість прошарку суперколектору по латералі. Перша – анізотропія – забезпечує потрібну для підтримання тиску у суперколекторі швидкість фільтрації газу крізь його покрівлю і підшову, друга – площу фільтрації, достатню при цій швидкості фільтрації для залучення до роботи великих обсягів відносно низькопроникного колектору.

На жаль, визначення газопроникності навхрест нашарування дуже нечисленні і хаотичні. Серед масиву визначень газопроникності повздовж і навхрест нашарування, виконаних лабораторією літофізичних досліджень УкрНДІгазу за останні два роки, вдалося відібрати тільки 184 пари значень, визнаних представницькими. Потрібно мати на увазі, що ці дані відображають властивості виключно пісковиків, відібраних на багатьох площах і родовищах центральної та південно-східної частин ДДЗ, які належать до відкладів картамиської світи нижньої пермі та всіх стратиграфічних підрозділів карбону. Діапазон газопроникностей по нашаруванню – від $0,02$ до $331,68 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, навхрест нашарування – від $0,01$ до $150,85 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Визначаючи коефіцієнт анізотропії як частку від поділу проникності навхрест нашарування на проникність вздовж неї, отримуємо діапазон від $0,016$ до $2,743$ при середньому значенні $0,61$. Іншими словами, проникність пісковиків навхрест нашарування сягає в середньому 61% від проникності по нашаруванню з коливаннями від $1,6$ до 274% . Менші значення відносяться

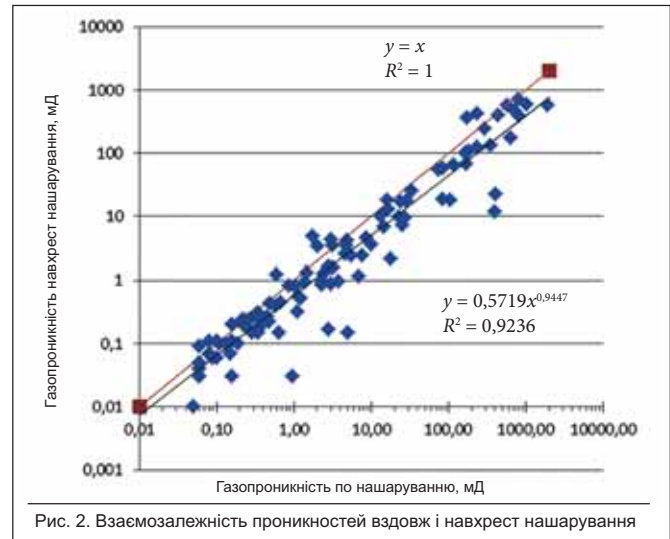


Рис. 2. Взаємозалежність проникностей вздовж і навхрест нашарування

до глинистих різновидів із вираженою шаруватою текстурою, максимальні – до відносно чистих крупнозернистих пісковиків із масивною текстурою. Можливо, в останньому випадку деяку роль відіграє накладена мікротріщинуватість. Згадаємо, що для більш щільного низькопроникного пласта, що підживлює суперколектор, характерним є утворення тріщин навхрест нашарування, тоді як у суперколекторі переважають тріщини по нашаруванню [3]. У цьому випадку мова йде про мікротріщинуватість, тому що макротріщини не проявляються в стандартному зразку для визначення газопроникності. Усі пари значень винесено на графік (рис. 2), по абсцисі якого відмічені значення проникності по нашаруванню, по ординаті – навхрест нашарування. Чорним кольором виділено лінію залежності, що апроксимує зв'язок проникності в обох напрямках, червоним – лінію, що відповідає рівності значень.

Із графіка видно, що лінія, яка апроксимує зв'язок проникностей у різних напрямках, проходить майже рівномірно нижче лінії рівних значень, тобто практично по всьому діапазону проникностей можна очікувати, що співвідношення їх більш-менш стабільне і газопроникність навхрест нашарування становить близько 60% від газопроникності по нашаруванню. Враховуючи порівняно невелике зниження газопроникності і те, що надходження газу в свердловину відбувається по відносно невеликій фільтруючій поверхні, розкритій стовбуром свердловини, а надходження газу в прошарок суперколектору може відбуватися по порівняно величезній площі контакту суперколектору з низькопроникним колектором, що його вміщує, можна зрозуміти механізм живлення суперколектору. Окремо можна згадати нетипові випадки, коли проникність навхрест нашарування втричі перевищує проникність по нашаруванню, і випадки, коли перша становить від другої дуже незначну величину.

Розглядаючи будову досліджених зразків, легко помітити, що величина анізотропії дуже залежить від структурних і текстурних особливостей порід. Так, коефіцієнт анізотропії крупнозернистих пісковиків масивної текстури зазвичай тяжіє до одиниці і внаслідок хаотичного укладання часток і ха-

отичного розподілу великих пор, що спонтанно утворюють канали великої провідності в сприятливому напрямку, може її перевищувати. Зустрічаються дрібнозернисті зразки, що мають зовні однорідну масивну текстуру, не відрізняються один від одного зернистістю або якимись іншими макроознаками, але є такими, що мають проникність по нашаруванню меншу, ніж навхрест йому. У таких випадках доводиться припускати наявність мікротріщинуватості, орієнтованої в цьому напрямку. Порооди з більш-менш вираженою шаруватістю зазвичай анізотропні, коефіцієнт анізотропії різко нижче за одиницю і, як показують результати досліджень, може досягати сотих часток одиниці. Автори статті, попри відсутність даних власних досліджень стосовно алевролітів, спиралися на дані [5], за якими відомо, що коефіцієнт анізотропії алевролітів з шаруватою глинистістю може бути ще меншим, тобто їх проникність по нашаруванню може перевищувати проникність у вертикальному напрямку більш ніж у 100 разів (для пісковиків максимально – у 63 рази). Літологічна характеристика червоноколірної товщі така, що основна маса як промислових, так і слабогазоносних піщано-алевролітових колекторів має виразно шарувату будову, яка утруднює фільтрацію по вертикалі і для підживлення суперколектору потребує участі тріщин.

На прикладі Шебелинського ГКР (ШГКР) можна оцінити відносну роль мікро- і макротріщинуватості в утворенні аномально високих дебітів. Зважаючи на відносно низькі колекторські властивості, притаманні поровому простору порід, суперколектор покладів Шебелинського ГКР може бути тільки тріщинним. Причини розвитку підвищеної макро- і мікротріщинуватості полягають у сукупній дії декількох факторів: зусиль розтягу в склепінній частині високоамплітудного підняття; підвищеній температурі і високих початкових надлишкових тисках, що пов'язані з великою висотою покладу, розвитком у нижчезалегаючих відкладах похованого рухомого соляного масиву девонської солі та поступовим збільшенням ефективного тиску у міру падіння пластового тиску на пізній стадії розробки родовища.

Аналіз ролі мікротріщинуватості може бути виконаний на основі результатів досліджень кернового матеріалу свердловин ШГКР, а саме на основі вивчення співвідношення відкритої пористості й абсолютної газопроникності алевро-піщаних колекторів родовища. Метод відомий із фахової літератури та досить широко розповсюджений на практиці [6, 7]. На графік залежності пористості від проникності наносється поля, що відповідають параметрам зразків порід, проникність яких обумовлена міжзерновою проникністю, та поля, що відповідають параметрам зразків із розвиненою мікротріщинуватістю. Залежно від того, крізь які поля проходить лінія, що апроксимує цю сукупність, робимо висновок про відношення колектору до порового або тріщинно-порового типу. Схожий графік із нанесеними на нього полями, побудований для основного покладу світи мідистих пісковиків (СМП) за даними підрахунку запасів газу [2], наведено на рис. 3.

Як видно з графіка, лінія, яка апроксимує цю залежність, проходить по полях порових колекторів, тобто породи СМП поведуться, як поровий колектор, не проявляючи ознак мікротріщинуватості. Проте для повноти картини не-

обхідно мати дані про розкид точок графіка. Для цього за даними УкрНДІгазу було побудовано графік, аналогічний першому, але з нанесеними фактичними точками (рис. 4).

Як бачимо, апроксимуюча лінія, як і в попередньому випадку, йде по полях порового колектора, проте розкид точок вказує на присутність зразків порід, що ведуть себе так, як порово-тріщинний колектор. Основна маса таких точок належить до колекторів VII–V класів, тобто саме тих, які потрібно розглядати, як слабопроникні, що вміщують пласт суперколектора. Попутно можна зробити висновок про те, що для колекторів високих класів відкладів СМП ШГКР мікротріщинуватість великої ролі не грає. Наявність мікротріщинуватості в породах цього родовища відзначено в матеріалах підрахунку запасів [2], де її вивчали в шліфах методом ВНІГНІ. Проте проникність мікротріщин було оцінено максимально в $112,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Враховуючи те, що міжзернова проникність порід за тими ж даними досягає в окремих зразках $301 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, тобто може мати значення того ж порядку, як і мікротріщина, навряд чи варто стверджувати, що мікротріщини «народжують» суперколектор. Додатковим чинником, що обмежує роль мікротріщинуватості, є невисока міра катагенетичних перетворень порід СМП, яку деякі автори оцінюють як таку, що відповідає градації МК₁. Глинисті породи світи представлені, в основному, повільно розмокаючими аргілітоподібними глинами, а глинистий матеріал, що утворює цемент порід, ще зберігає пластичність.

Таким чином, мікротріщинуватість, підтримуючи нормальні до нашарування шляхи фільтрації, повинна грати роль у підживленні суперколектора, але не в його власній проникності, яку повинна забезпечити макротріщинуватість.

У ході вивчення кернового матеріалу ШГКР у розрізі СМП зафіксовано численні макротріщини розкритістю до 3–5 мм [2], серед яких зустрічаються як частково, так і повністю виконані доломітом, ангідритом і глинистим матеріалом. Важко сказати, чи існують тріщини з такою розкритістю в умовах пласта. Значною мірою розкритість тріщин у керні обумовлена зняттям ефективного тиску під час підйому на поверхню і висиханням керна. Навіть виконані аутигенним матеріалом тріщини не є однозначним доказом такої розкритості в умовах пласта, оскільки їх виконання може відбуватися послідовно, у декілька етапів, у міру розкриття. Невідома також фактична проникність по частково виконаних тріщинах в умовах пласта. Проте, не дивлячись на вищезазначене, проникність макротріщин може бути настільки великою при порівняно невеликій розкритості, що залишається єдиним можливим поясненням існування суперколектору, який забезпечує аномально високі дебіти. Приблизно оцінити проникність макротріщин можна за формулою $K_{\text{тр}} = 85000 \cdot b^2$, приведеною в роботі А.А. Ханіна [8]. Легко простежити, що навіть тріщина з розкритістю 0,25 мм має газопроникність у 5300 дарсі. Звичайно, в цьому розрахунку мається на увазі геометрично правильна прямолінійна тріщина без якого-небудь заповнення, яка в природі може бути зустрінута тільки випадково. Як свідчать результати експериментів, фільтрація по тріщинах здійснюється не суцільним потоком,

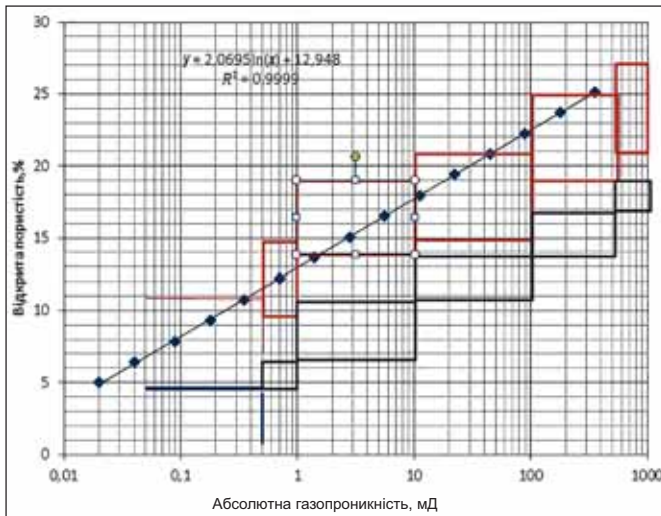


Рис. 3. Залежність K_v - $K_{пр}$ для СМП ШГКР за даними А.Л. Козлова (1963 р.)

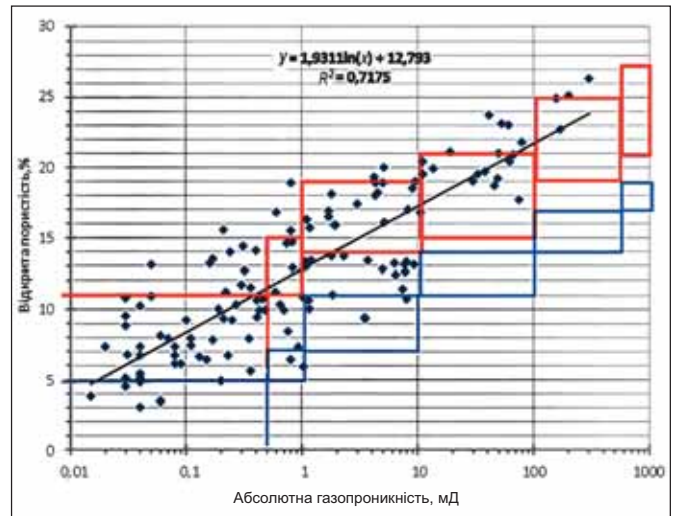


Рис. 4. Залежність K_v - $K_{пр}$ для СМП ШГКР за даними УкрНДІгазу (2014 р.)

а окремими струменями, що виникають уздовж тріщини [5]. Проте уявлення про порядок можливої проникності по тріщинах цей розрахунок дає.

Аномально високі дебіти часто відповідають невеликим значенням проникності, що визначені за керном і газодинамічними дослідженнями. Такі значення проникності не відповідають уявленням про аномально високі дебіти. На думку авторів, причиною цього є те, що під час розрахунків середню проникність визначають для всієї ефективної товщини пласта, а фактично її потрібно віднести до дуже невеликої товщини тріщинуватої зони, у такому розрахунку значення проникності можуть зрости на 2–3 порядки [9].

Можемо додати, що поняття «суперколектор» спочатку було використане авторами для пояснення аномально високих дебітів деяких свердловин, проте воно може бути розглянуто і ширше – як різко виражена неоднорідність продуктивного пласта, що часто зустрічається на практиці. Такий пласт містить відносно проникні пропластки, проникність яких може бути недостатньою для забезпечення аномально високих дебітів, про які йшла мова вище, проте схема роботи пласта залишається такою ж. Урахування газодинамічних особливостей таких неоднорідних пластів, можливості у сприятливих умовах нерівномірного дронування або обводнювання пластів по більш проникних пропластках може мати значення під час підрахунку запасів газу та розробки багатьох покладів. Наприклад, на Єфремівському ГКР ДКЗ по відкладах S_3 та СМП (товщі зі слабогазоносними пластами) в 1970 році затвердило 119,971 млн т у. п. (зараз на балансі 109,970 млн т у. п.), хоча було представлено об'ємним методом близько 150 млн т у. п. За даними МПТ, прийняті запаси газу багато років вважали завищеними. Непідтвердженість запасів, прийнятих ДКЗ (особливо частини їх по відкладах СМП) і оцінюваних у процесі розробки різними методами, існує і зараз. Однак оцінка запасів за даними МПТ свідчить про те, що з роками величина дренованих запасів по родовищу суттєво зростає з 58,000 млн т у. п. (1972 р.) до максимальних ~100,000 млн т у. п. (2012 р.) із видобутком близько 71,000 млн т у. п. (2012 р.) [10]. Такі

розрахунки загалом по родовищу отримують за методом падіння середньозваженого пластового тиску за поровим об'ємом, у тому числі проблемного покладу відкладів P_{kt} , що пов'язане з тим, що цей метод оцінює не тільки активно дреновані запаси, а й запаси в низькопроникних пластах і в периферійних зонах, які ще не залучені до розробки. Така ситуація пов'язана насамперед із наявністю майже 1400-метрового поверху газонасності картамиської світи, що складена піщано-алевритовими пачками в глинистій товщі. Алевроліти-колектори характеризуються пористістю від 7 до 13 % при проникності від 0,01 до $1,73 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Сумарна ефективна газонаснена товщина картамиської світи змінюється від 36,5 до 136 м. Якщо вважати, що пласти з пористістю 5–7 % також є газонасним колектором, який має велику товщину, то газ цих колекторів теж треба відносити до промислових запасів, що будуть прирощені та видобуті.

Основні газонаснені колектори відкладів P_1 - S_3 у ДДЗ представлені тонко- і дрібнозернистими пісковиками та алевролітами з невеликими значеннями пористості та проникності, які дають змогу відносити їх до колекторів V класу. Такі колектори у звичайних умовах дуже повільно віддають газ і не забезпечують високих дебітів. Наявність у товщі такого колектору відносно тонких прошарків із дуже високою проникністю обумовлює аномально високі початкові дебіти, а поступове підключення менш проникної матриці за рахунок великої площі контактів пластів і високої провідної властивості дає можливість суперколектору досить довго підтримувати відносно високі дебіти окремих свердловин.

Високі провідні властивості суперколектору можуть бути обумовлені як тріщинуватістю (Шебелинське, Машівське та ін. родовища), так і високими первинними колекторськими властивостями порід (Зах.-Хрестищенське родовище). У першому випадку вони контролюються зонами розвитку тріщинуватості і локального, накладеного катагенезу, а у другому – фаціальними факторами.

Наявність у покладах, що вивчаються, різнопроникних пластів, які контактують між собою по розломах або в результаті фаціального заміщення, під час видобування газу

у свердловинах призводить до нерівномірного розподілу по площі і розрізу пластового тиску. У високопроникних пластах, на ділянках, де розвинена тріщинуватість або висока гранулярна пористість піщаних колекторів, відбір газу і його видобування проходять швидше і тиск стає істотно нижчим, ніж у слабопроникних породах (глинистих алевролітах). Під час інтенсивного відбору газу в покладі такі зони дренажу обводнюються передусім у вигляді «язиків», де пластова вода піднімається вище поточного ГВК. Наприклад, по ШГКР у склепінні структури підйом води у ряді свердловин на сьогодні до 200 м перевищував початковий рівень ГВК (-2270 м) і ряд свердловин, що експлуатують АСК і нижню частину СМП, обводнені. У той же час істотного підйому ГВК по усій площі родовища немає, він становить загалом близько 50 м. Як зазначалося в роботі [11], розподіл пластового тиску в масивно-пластовому покладі ШГКР коливається по площі і по розрізу від 20 до 123 атм, при початковому пластовому тиску близько 240 атм. Остання нова св. 653, пробурена і випробувана на ШГКР 2014 року в слабогазоносному розрізі по відкладах P₁kt+верхи СМП, має тиск пласта близько 140 атм і дебіт газу близько 30 тис. м³/добу. Це свідчить про поступове дренажування покладу в усіх ділянках газоносної площі, у тому числі і в слабогазоносних, слабопроникних породах. ШГКР потрібно ще дорозроблювати (близько 20–30 свердловин) і

згущувати сітку для подальшого додаткового видобутку газу [11]. Ця теза характерна і для усіх інших зазначених родовищ (особливо Єфремівського). Отже, наявність у розрізі слабогазоносних і слабопроникних порід, здебільшого значних товщин, суттєво впливає на реальну оцінку запасів газу родовищ, що насамперед позначається на об'ємах розбурювання родовищ та додатковому видобутку газу.

Висновки

Отже, зазначені особливості будови теригенної продуктивної товщі згаданих родовищ свідчать про можливість зростання балансових запасів газу (прирости) та його додатковий видобуток за рахунок підключення на пізній стадії розробки великих за товщиною частин розрізу, складених газоносними низькопроникними породами, впритул підводить до проблеми низькопористих колекторів та, зокрема, до специфічних методів їх вивчення і розробки [12]. А тому потреба значного розбурювання площі газоносності покладів, а також необхідність використовувати нові інноваційні методи буріння свердловин, методи інтенсифікації, обробки пласта й очищення свердловин, створення тріщинуватості і глибокопроникної зони перфорації для збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення очевидні.

Список використаних джерел

1. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Денга [та ін.]. – Львів, УНГА, 1999. – Т. III. – Східний нафтогазоносний регіон. – С. 925–1424.
2. Подсчет запасов газа и конденсата Шебелинского газового месторождения // Отчёт (заключ). – Том I, книга I. – Геологическая часть / Украинский филиал ВНИИГаза; рук. А.Л. Козлов. – Москва–Харьков, 1963. – 421 с.
3. Закиров С.Н. Суперколекторы и их роль в управлении системой разработки месторождений / С.Н. Закиров, И.П. Жабров, М.А. Политыкина // Геология нефти и газа. – 1986. – № 8. – С. 1–6.
4. Денк С.О. Структура и состояние фильтрационной системы пласта-коллектора / С.О. Денк. – Пермь: издательство Пермского технического университета, 1999. – 273 с.
5. Федішин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення / Федішин В.О. – Київ: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.
6. Лизанец А.В. Результаты изучения керна горизонта Н-5 Березовского месторождения / А.В. Лизанец, С.В. Литвин, В.Ю. Рогожин // Нефтяная и газовая промышленность. – 1990. – № 2. – С. 19–21.
7. Бенько В.М. Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини / В.М. Бенько, Б.Й. Маєвський, А.А. Лагутін, В.Р. Хомін. – Івано-Франківськ, 2013. – 208 с.
8. Ханін А.А. Порода-колекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханін. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
9. Кривуля С.В. Літофізична характеристика і особливості теригенних порід-колекторів великих родовищ у газоносних нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах південно-східної частини ДДЗ // Проблеми та перспективи розвитку нафтогазового комплексу: тези доповідей міжнар. наук.-техн. конференції, 26–28 вересня 2012 р. – Полтава: ПолтНТУ ім. Кондратюка, 2012. – С. 71–73.
10. Корективи проекту розробки Єфремівського ГКР: звіт (заключ.) 51.329/2011-2012/ УкрНДІгаз; виконавці: Палагейченко О., Кривуля С., Давиденко О. [та ін.]. – Х., 2012. – 304 с.
11. Кривуля С.В. Особливості геологічної будови і наращування запасів в процесі розробки великих родовищ у відкладах P₁-С₃ в ДДЗ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища / С.В. Кривуля, В.О. Терещенко // Вісник ХНУ, 2012. – № 1033. – С. 15–82.
12. Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: монографія / М.Ю. Нестеренко. – Київ: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.