

С.В. Касянчук

Національна акціонерна
компанія «Нафтогаз України»

Л.П. Мельник

ДП «Науканафтогаз»

Національної акціонерної
компанії «Нафтогаз України»

О.Р. Кондрат

канд. техн. наук

ІФНТУНГ

Особливості розробки покладів нетрадиційного газу

УДК 622.411:622.278

Узагальнено дані про запаси і обсяги видобутку сланцевого газу в різних країнах. Розглянуто особливості геологічної будови і розробки покладів сланцевого газу і газу в щільних породах. Стосовно до розробки покладів сланцевого газу сіткою горизонтальних свердловин із проведенням у них багатадійного гідравлічного розриву пласта показано вплив на коефіцієнт газовилучення проникності матриці породи, половинної довжини тріщини і відстані між тріщинами.

Обобщены данные о запасах и объёмах добычи сланцевого газа в разных странах. Рассмотрены особенности геологического строения и разработки залежей сланцевого газа и газа в плотных породах. Применительно к разработке залежей сланцевого газа сеткой горизонтальных скважин с проведением в них многостадийного гидравлического разрыва пласта показано влияние на коэффициент газоотдачи проницаемости матрицы породы, половинной длины трещины и расстояния между трещинами.

It is generalized the data on reserves and production of shale gas in different countries. It is also analyzed the peculiarities of the geological structure and the development of the shale gas and gas in dense rock deposits. As to the production of shale gas deposits, it is presented the effect on the gas recovery factor of the rock matrix permeability, half-length fracture and the distance between fractures by the net of horizontal wells with multi-stage hydraulic bed fracture.

Одним із напрямів збільшення обсягів видобутку природних вуглеводнів в Україні є залучення до розробки покладів нетрадиційного газу. Сучасний стан розробки таких покладів характеризується суттєвим збільшенням обсягів видобутку газу зі сланців та щільних порід у США, початком його видобування в Канаді, проведенням досліджень проблеми видобування нетрадиційного газу в багатьох країнах світу (Австралія, Китай, Німеччина, Велика Британія, Швеція, Польща та ін.).

Ще в ХІХ столітті стало відомо, що в сланцях, збагачених органікою, є газ. Першу свердловину, з якої отримано промисловий приплив газу з формації девонських сланців, пробурено 1821 року в місцевості Фреденія, штат Нью-Йорк.

У 20-х роках ХХ століття вперше проводилося масштабне освоєння покладів сланцевого газу (поклад Біг Санді Філд, штат Кентуккі). На межі 50 і 60-х років минулого століття вперше випробувано метод гідравлічної стимуляції пласта в свердловинах, що видобували газ зі сланців.

У 70-их роках ХХ століття в США було проведено розвідувальні роботи, в ході яких виявлено чотири величезні сланцеві структури – Барнетт (Barnett), Хайнсвілл (Haynesville), Файетвілл (Fayetteville) і Марцеллус (Marcellus), що займають десятки тисяч квадратних кілометрів. Новий етап у промисловому видобуванні сланцевого газу розпочався в період 80-х – 90-х років минулого століття. Декілька невеликих компаній, найбільшою і найактивнішою з яких була Chesapeake Energy, вирішили

повернутися до ідеї вилучення газу зі сланцевих пластів. Головною стратегією було буріння горизонтальних свердловин для видобування сланцевого газу.

На сьогодні в США газ зі сланців видобувають із більш ніж 40 000 свердловин із понад 20 покладів, а обсяги його видобутку 2011 року становили близько 150 млрд м³ [1, 2].

Сланцевий газ – це газ, який міститься в дрібнозернистих осадових породах (як правило, термогенного походження), які характеризуються відносно високим вмістом органічної речовини, мають низьку пористість і дуже низьку проникність. Сланцеві породи характеризуються шаруватою будовою і пронизані сіткою вертикальних і похилих тріщин, які перетинають горизонтальне розміщення шарків породи.

Необхідними умовами виникнення покладу сланцевого газу є:

- високий вміст органічної речовини;
- відносно значна товщина формації;
- висока термічна зрілість порід і відносно невелика глибина їх залягання (не більше 3000–4500 м).

Як правило, природна проникність матриці сланцевої породи знаходиться у межах від $0,01 \cdot 10^{-6}$ мкм² до $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Для скупчення сланцевого газу характерні дуже великі геологічні запаси із низьким коефіцієнтом газовилучення.

Сланцевий газ складається переважно з метану і його гомологів (етан, пропан, бутан) із домішками сірководню, діоксиду вуглецю, азоту, водню і гелію, іноді спостерігають-

ся підвищений вміст радону [3]. Як правило, це сухий газ.

Ще одним джерелом природного газу є газ, що знаходиться в щільних малопроникних пісковиках, аргілітах чи інших породах. Для вилучення такого газу необхідні засоби стимулювання продуктивного пласта. Проникність цих порід зазвичай не перевищує $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Пори в щільних пісковиках розподілені вкрай нерівномірно, не утворюють єдиного порового простору і з'єднуються лише вузькими капілярами, що і зумовлює дуже низьку проникність пісковика.

Основними параметрами нафтогазоносних систем є: джерело газу, параметри пасток, роль флюїдоупорів, фізичні характеристики системи (пористість, проникність) та часові характеристики (час накопичення і міграції газу). Поклади газу в щільних пісковиках за своїми геологічними характеристиками ближчі до традиційних покладів газу, ніж до нетрадиційних. Однак їх фізико-літологічні характеристики є нетрадиційними. Їх особливістю також є те, що щільні пісковики є породою-колектором, тоді як сланець є одночасно і породою-колектором, і материнською породою. Однак оскільки щільні газовмісні пісковики, як і сланці, потребують штучної стимуляції для видобування газу, вони належать до нетрадиційних джерел.

Загальне порівняння ряду пластових та видобувних характеристик сланцевого газу, газу зі щільних колекторів та традиційних джерел наведено в табл. 1 [2].

Як видно з табл. 1, сланцевий газ є самосформованим і не знаходиться в пастці, а розосереджений по пласту, формація якого є суцільною і безперервною. Для газу щільних порід і природного газу характерна стратиграфічна пастка

та лінзоподібна/пошарова формація. Газ у сланцевих породах може знаходитися як у вільному стані, так і бути сорбованим у породі чи розчиненим у флюїді, причому фактичний коефіцієнт вилучення газу не перевищує 35 %, тоді як газ щільних порід та природний газ розміщуються у порах і коефіцієнт вилучення газу для яких становить відповідно від 45 і до 95 %. Потрібно зауважити, що поклади сланцевого газу та газу щільних порід характеризуються низькою проникністю. Тому для комерційного видобування з них газу потрібно обов'язково застосовувати технологію гідралічного розриву пласта (ГРП).

Умовні світові ресурси сланцевого газу становлять 704 трлн м³. Із урахуванням відповідних факторів, що впливають на коефіцієнт газовилучення, технічно видобувні світові ресурси сланцевого газу оцінено в 181 трлн м³.

Розподіл геологічних/технічно видобувних ресурсів сланцевого газу по континентах такий (трлн м³): Північна Америка – 190,2/48,7; Південна Америка – 129,4/34,7; Європа – 73,3/17,7; Африка – 112,2/29,5; Азія – 160,3/39,8; Австралія – 39,1/11,2.

Найбільші ресурси сланцевого газу зосереджені в Азії (Китай), Південній Америці (Аргентина, Бразилія), Африці (Південна Африка), Північній Америці (США, Канада і Мексика) та Австралії. У Європі найбільші ресурси сланцевого газу має Франція, проте уряд цієї держави з ряду причин заборонив розробку та видобування сланцевого газу.

Отже, дуже мало інформації маємо про ресурси сланцевого газу в Російській Федерації, яка зважаючи на своє світове лідерство в експорті природного газу сьогодні не бажає розвивати цей напрям.

Таблиця 1

Узагальнена порівняльна характеристика традиційних і нетрадиційних покладів газу

Параметри	Сланцевий газ	Газ із ущільнених колекторів	Традиційний газ
Походження	самосформований	мігрував	мігрував
Пастка	відсутня	стратиграфічна	структурна/ стратиграфічна
Формація	суцільна, неперервна	лінзоподібна/пошарова	лінзоподібна/пошарова
Глибина, м	610–4570	до 6100	від мілких до глибоких
Товщина, м	15–180	610–1370	30–300
Проникність	нано мкм ²	<0,1·10 ⁻³ мкм ² Д	до 500·10 ⁻³ мкм ²
Пористість, %	6–12	7–15	14–25
Газ	вільний/сорбований/розчинений	у порах	у порах
Коефіцієнт вилучення газу фактичний, %	25–35	25–40	до 95
Вміст органічного карбону	присутній	відсутній	відсутній
Сейсміка	так, 3D	так, 3D	так
Типи свердловин	горизонтальні	горизонтальні/вертикальні/S-подібної форми	горизонтальні/вертикальні
Гідралічний розрив пласта	проводиться для уможливлення комерційного видобування	проводиться для уможливлення комерційного видобування	проводився для збільшення видобутку/усунення ускладнень
Флюїдоупори	захоплюється завдяки абсорбції матриці породи (пастки і флюїдоупори не потрібні)	є	є
Фактор часу (утворення і міграції)	час не є суттєвим, важливим є лише в контексті визрівання і генерації газу за рахунок органічної речовини	є суттєвим для генерації та міграції від джерела і локалізації в пастках	є суттєвим для генерації та міграції від джерела і локалізації в пастках
Спосіб видобування	гідророзрив	гідророзрив	спочатку завдяки природному тиску в покладі, надалі необхідно застосувати методи стимуляції
Рідина (вода)	вода відсутня	можливе видобування води	можливе видобування води
Конденсат	мало/в основному сухий газ	мало	міститься у газі в різних кількостях

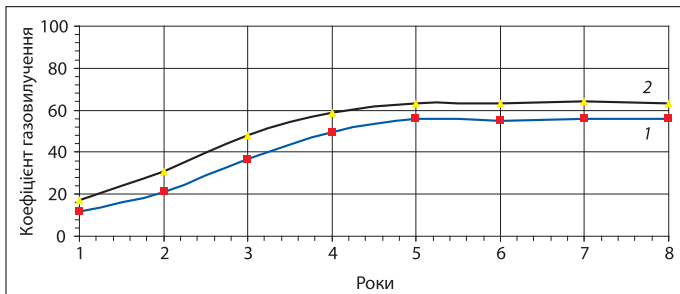


Рис. 1. Залежність коефіцієнта газовилучення від кількості свердловин на площі покладу Марцеллус для різної тривалості його розробки (базовий варіант): 1 – 10; 2 – 60 років

Світові запаси газу в щільних породах становлять 209,3 трлн м³ за одними оцінками та близько 850 трлн м³ за іншими [4].

Запаси газу в щільних породах в обсязі 209,3 трлн м³ розподілені таким чином (трлн м³): Північна Америка – 38,8; Центральна/Східна Європа – 36,6; Сахара (Африка) – 9,9; Азіатсько-Тихоокеанський регіон – 2,2; Південна Америка – 25,5; країни колишнього СРСР – 23,3; Центральна частина Азії/Китай – 22,2; Південна Азія – 9,9; Західна Європа – 19,9; Північна Африка – 15,5; Тихоокеанський регіон – 5,5. На сьогодні у світі практично не залишилося регіону, який би не виявляв інтересу до пошуків, розвідки та нарощування ресурсної бази газу в щільних породах.

У табл. 2 наведено геологічні та фізичні характеристики вибіркової формації сланцевого газу в Україні та світі. Аналіз даних табл. 2 показує, що перспективні басейни сланцевого газу, які знаходяться в Україні, мають досить

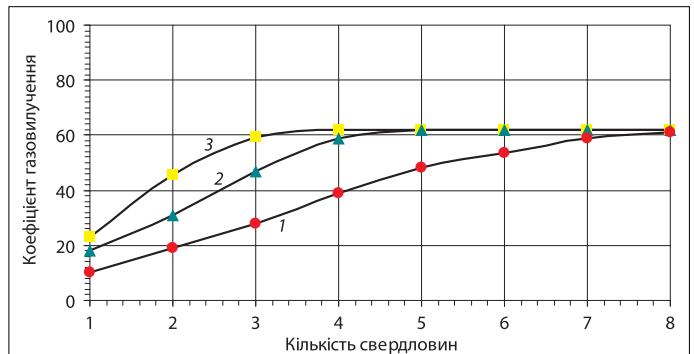


Рис. 2. Залежність коефіцієнта газовилучення від кількості свердловин на площі з тріщинами різної половинної довжини на 60-й рік експлуатації: 1 – 75; 2 – 150 (базовий випадок); 3 – 275 м

високі геолого-фізичні характеристики. Глибини залягання сланців у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) становлять від 1500 до 4500 м, а в Люблінському басейні – від 1500 до 2800 м. За значеннями термічної зрілості R_o сланцеві породи Люблінського басейну та ДДЗ приблизно однакові з європейськими (0,8–1,5 %), проте все ж таки поступаються американським за значенням вмісту вуглецю ТОС (від 0,5 до 5,5 %). Проте ефективна товщина не відрізняється від світових показників і змінюється від 30 до 100 м. Зважаючи на те, що видобувні ресурси з урахуванням ризиків в цілому по Україні становлять близько 8,72 трлн м³, наведені перспективні басейни являють собою величезний потенціал, завдяки якому обсяги видобутку власного газу можуть збільшитися за рахунок розробки покладів нетрадиційного газу.

Таблиця 2

Геологічні та фізичні характеристики вибіркової формації сланцевого газу України та світу

Континент	Регіон	Басейн	Формація	Вік	Перспективна площа, км ²	Глибина, м	R_o , % (у дужках – середнє значення)	ТОС, % (у дужках – середнє значення)	Вміст глини	Товщина (ефект.), м	Видобувні ресурси газу з урахуванням ризиків, трлн м ³
Пн.Америка	США	Барнетт	Нижній карбон	S_1	13000	2155–2833	1,3–1,7	4,5	низьк.	33,3–200	1,25
Пн.Америка	США	Фейтвілл	Нижній карбон	S_1	23400	333–2333	1,2–1,8	4,0–9,8	низьк.	6,7–66,7	1,18
Пн.Америка	США	Хайнесвілл	Юра (верхня)	J	23400	3500–4500	3,5–3,7	0,5–4,0	низьк.	66,7–100	7,12
Пн.Америка	США	Марцеллус	Середній девон	D_2	247000	1333–2833	3,0–3,4	3–12	низьк.	16,7–66,7	7,42
Пн.Америка	США	Вудфорд	Верхній девон	D_3	286000	2000–3666	2,7–3,3	1–14	низьк.	60–73,3	0,32
Європа	Польща	Baltic Basin	Silurian Shales	S_1	22911,03	2499–4996	1–5(1,75)	<10(4)	сер.	96,32	3,65
Європа	Польща	Lublin Basin	Silurian Shales	S_1	30199,26	1999–4099	1–2,5(1,35)	1–1,7(1,5)	сер.	69,49	1,25
Європа	Польща	Podlasie Depression	Silurian Shales	S_1	3431,73	1749–3459	(1,25)	<20 (6)	сер.	90,53	0,40
Європа	Україна*	Дніпровсько-Донецький басейн	Верхньо-девонські сланці	D_3	1311,00	2000–3000	0,8–1,55	2,5–5,5	сер.	40–90	1,15
Європа	Україна*	Дніпровсько-Донецький басейн	Нижньо-кам'яновугільні сланці	S_1	3027,00	1500–4000	0,8–1,15	1,2–2,8	сер.	30–60	4,45
Європа	Україна*	Дніпровсько-Донецький басейн	Середньовугільні сланці	S_2	1714,00	2400–4500	0,8–1,1	1,1–2,7	сер.	40–70	2,39
Європа	Україна*	Люблінський басейн (Волино-Поділля)	Силурійські сланці	S_1	2657,00	1500–2800	0,8–1,5	0,5–2,2	сер.	80–100	0,73

* – першочергові перспективні площі пошуку сланцевого газу в Україні

Існують твердження про родовища сланцевого газу: «Жодні два сланці не є однаковими», «Немає такої моделі симуляції, яка б підходила для всіх сланцевих свердловин». Свердловини на сланці та щільні породи, на яких було проведено гідравлічний розрив пласта (ГРП), мають досить незвичайний характер виснаження. Початковий дебіт газу є відносно невеликим – починаючи від 60 000 до 280 000 м³/добу (для горизонтальних свердловин). Темп зменшення дебіту газу є досить високим. Упродовж першого року дебіт газу може зменшитися до 65–80 % від початкового, протягом другого – до 35–45 %, а третього – до 20–30 %. Після цього зменшення дебіту газу становить близько 5 % на рік. Цей низький дебіт, або, як його називають, «хвіст» може підтримуватися від 25 до 30 років [2].

Освоєння площ нетрадиційного газу – складний процес, де технічні, комерційні та екологічні проблеми тісно пов'язані між собою та відіграють важливу роль у визначенні економічної привабливості проекту. Невизначеність багатьох змінних, особливо геологічних даних, продуктивності свердловин, витрат на спорудження свердловин, відіграють домінуючу роль упродовж розробки покладу. Вимоги до інфраструктури, особливо на початку життєвого циклу проекту, можуть забезпечити значний вплив на економіку проекту.

Із промислових даних по основних родовищах сланцевого газу США впливає, що загальна кількість свердловин для розробки загальновиловуваних запасів має забезпечуватися видобутком 30 млрд м³ за допомогою 200–300 свердловин [2].

Виділяють п'ять життєвих циклів родовищ сланцевого газу та щільних порід: розвідка, оцінка, розбурювання, видобування, відновлення. Згідно з дослідженнями науковців США [4], на фазі відновлення краще всього застосовувати повторний ГРП. Відомо, що дебіт газових свердловин із нетрадиційних джерел дуже швидко зменшується, досягаючи неприйнятної рівня всього за декілька років видобування. Повторне проведення ГРП дає змогу підвищити технологічні показники видобування газу.

Визначення оптимальної кількості свердловин на нетрадиційних покладах є найважливішою задачею [5]. Особливість розробки таких покладів полягає у врахуванні як інженерних, так і економічних ризиків, які включають зниження проникності у зв'язку з ущільненням породи і якість закінчення свердловин.

Відомо, що висока продуктивність досягається за більш щільного розміщення тріщин. Прийнято вважати, що коли відстань між тріщинами сягає близько 15 м і менше, вони є менш ефективними через напруження в породі. Ефективність пропанта і провідність тріщини також мають важливе значення для продуктивності свердловин.

Відстань між тріщинами визначається як відстань між двома сусідніми плоскими гідравлічно індуктованими тріщинами вздовж стовбура свердловини. Звідси впливає поняття «стимульованого об'єму покладу» (СОП). СОП – це загальна площа, яка охоплює всі тріщини, тобто від початку до кінця тріщини. ЗОП (зовнішній об'єм покладу) – це область за межами СОП, яка визначається для конкретної свердловини на основі непроникної границі її резервуара.

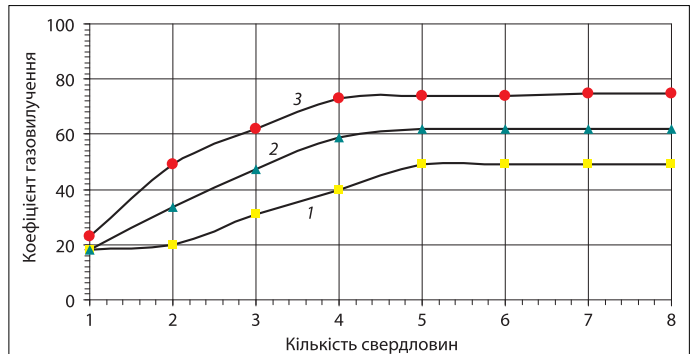


Рис. 3. Залежність коефіцієнта газовилучення від кількості свердловин для різних значень проникності матриці: 1 – $5 \cdot 10^{-9}$; 2 – $50 \cdot 10^{-9}$; 3 – $500 \cdot 10^{-9}$ мкм²

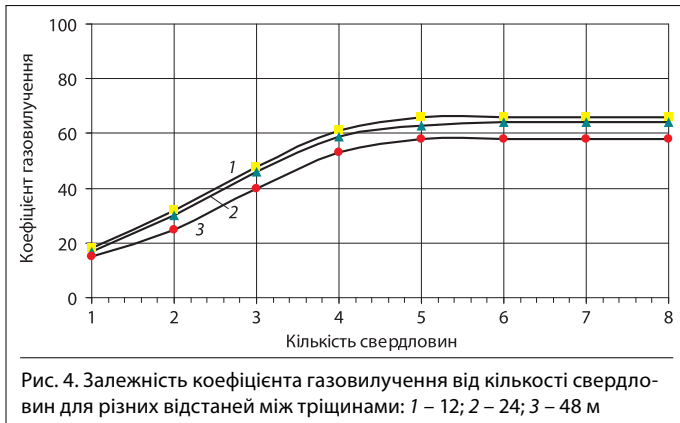
Із використанням даних зі сланцевих покладів Марцеллус і Хайнесвіль проведено дослідження оптимальної відстані між свердловинами для різних варіантів проникності матриці ($5 \cdot 10^{-9}$, $50 \cdot 10^{-9}$ і $500 \cdot 10^{-9}$ мкм²), половинної довжини тріщини (75, 150 і 275 м), відстані між тріщинами (12, 18, 24, 36 і 48 м) [5]. У дослідженнях використано такі середні значення параметрів покладів Марцеллус і Хайнесвіль: глибина залягання покрівлі пласта – 3627 і 2095,5 м; товщина пласта – 61 і 71,6 м; пористість – 8 і 4,8 %; початковий пластовий тиск – 69 і 28,3 МПа; відносна густина газу – 0,593 і 0,57. Властивості покладу Хайнесвіль визначено на основі середніх значень 100 різних свердловин уздовж площі. Властивості покладу Марцеллус узято на основі середніх значень 160 свердловин округу Тіога, Пенсільванія. Довжина горизонтальної ділянки свердловин була однаковою для всіх варіантів – 1170 м. Боковий стовбур розміщений посередині товщини покладу. Базовим варіантом для покладів Марцеллус і Хайнесвіль була матриця проникністю $50 \cdot 10^{-9}$ мкм², відстань між тріщинами – 25 м, що відповідає 48 тріщинам, половинна довжина тріщини – 150 м. Досліджені максимальні дебіти газу: для покладу Марцеллус – 85 тис. м³/добу, для покладу Хайнесвіль – 170 тис. м³/добу.

У дослідженнях зроблено припущення, що всі свердловини розміщені рівномірно по площі, дрениують однорідний поклад площею 2,6 км², уведений в експлуатацію одночасно та експлуатуються із постійним дебітом газу, поки тиск на гирлі свердловин не знизиться до тиску в промисловому газопроводі. У подальшому свердловини експлуатуються з постійним робочим тиском на гирлі (1,7 МПа).

За результатами розрахунків (рис. 1), коефіцієнт газовилучення, а також і зведений чистий прибуток досягають максимального значення на п'яти свердловинах. Із подальшим збільшенням кількості свердловин коефіцієнт газовилучення зростає неістотно, а зведений чистий прибуток знижується.

Базовий варіант передбачає тріщини половинної довжини 150 м. СОП кожної свердловини простягається на 304,8 м (по 152,4 м у кожному напрямку). П'ять свердловин утворюють сумарний СОП завдовжки 1524 м із можливих 1609 м, як на площі 2,6 км². Оптимальна відстань між свердловинами добре корелюється по простяганню СОП.

Для порівняння з базовим в інших варіантах зміню-



вали значення проникності матриці, половинної довжини тріщини і відстані між тріщинами.

На рис. 2 наведено залежність коефіцієнта газовилучення від кількості свердловин для тріщин половинної довжини 75; 150 (базовий варіант) і 275 м. Для тріщин із половинною довжиною 75 м максимальний коефіцієнт газовилучення досягається тільки на восьми свердловинах на площі, але все одно є меншим, ніж іншими значеннями половинних довжин тріщин. Для тріщин із половинною довжиною 275 м максимальний коефіцієнт газовилучення досягається трьома свердловинами. Таке ж значення коефіцієнта газовилучення має місце для тріщин із половинною довжиною 150 м за наявності п'яти або більше свердловин. Результати досліджень свідчать про важливість співвідношення СОП і ЗОП. Для забезпечення максимального коефіцієнта газовилучення СОП кожної свердловини повинні контактувати між собою.

Вплив проникності на коефіцієнт газовилучення показано на рис. 3. Для проникності $5 \cdot 10^{-9}$ мкм² коефіцієнт газовилучення на п'яти свердловинах сягає лише 50 %. Для всіх моделей із проникністю $5 \cdot 10^{-9}$ мкм² чистий зведений прибуток був негативним або нижчим мінімальних 10 %, що вказує на відсутність економічної доцільності освоєння площі з проникністю порід $5 \cdot 10^{-9}$ мкм². Варіант із проникністю $500 \cdot 10^{-9}$ мкм² має найвище значення чистого зведеного прибутку. Як показано на рис. 3, оптимальна кількість свердловин у такому випадку буде чотири одиниці (для базової проникності $50 \cdot 10^{-9}$ мкм² – кількість свердловин – п'ять одиниць). Таким чином, зовнішній потік із матриці може стати значимим для значення проникності $500 \cdot 10^{-9}$ мкм² і більше.

У дослідях із різними відстанями між тріщинами було прийнято, що гідравлічні тріщини рівномірно розподілені вздовж проперфорованої горизонтальної ділянки таким чином, що 96 тріщин мають 12-метрову відстань між тріщинами і 24 тріщини – 48-метрову відстань.

Залежність коефіцієнта газовилучення від найменшої і найбільшої відстаней між тріщинами показано на рис. 4. Для відстані 48 м коефіцієнт газовилучення досягає 58 % із п'ятьма свердловинами на площі. Для відстані 12 м коефіцієнт газовилучення становить 66 % також із

п'ятьма свердловинами на площі. Найменший інтервал між тріщинами забезпечив максимальні значення чистого зведеного прибутку і коефіцієнта газовилучення. Для відстані, меншої за 24 м, коефіцієнт газовилучення збільшується менш ніж на 5 %. Аналіз результатів досліджень показує, що оптимальний інтервал між тріщинами становить від 24 до 30 м, якщо половинна довжина тріщини 150 м (базовий варіант).

Таким чином, результати проведених досліджень оптимальної відстані між свердловинами під час видобування сланцевого газу на прикладі покладів Марцеллус і Хайнесвіль показують, що чистий зведений прибуток для базового варіанта з проникністю матриці $50 \cdot 10^{-9}$ мкм² починає знижуватися після 10 років видобування газу за наявності більш ніж п'яти свердловин. Тому оптимальним для площі 2,6 км² є п'ять свердловин. Максимального коефіцієнта газовилучення можна досягти тоді, коли СОП та ЗОП кожної свердловини будуть контактувати. У разі проникності матриці $500 \cdot 10^{-9}$ мкм², що в десять разів більше, ніж у базового варіанта, оптимальна кількість свердловин на площі газонасності – чотири. Дослідження впливу проникності матриці на коефіцієнт газовилучення показали, що зовнішній потік із матриці породи може стати суттєвим, коли значення проникності становитиме $500 \cdot 10^{-9}$ мкм² і більше. Встановлено, що оптимальний інтервал між тріщинами – від 24 до 30 м.

Результати наведених досліджень характеризують вплив природних і технологічних факторів на коефіцієнт газовилучення покладів сланцевого газу. Методику [5] можна використати для вибору оптимального варіанта під час проектування розробки покладів сланцевого газу в Україні.

Аналізуючи дані з діючих та перспективних формацій сланцевого газу у світі та в Україні, можна зробити припущення, що за всіма критеріями перспективні площі сланцевого газу України в цілому відповідають європейським (за вмістом глини, геологічним віком, за значеннями R_o , ТОС, ефективною товщиною). Поклади сланцевого газу Північної Америки мають кращі геолого-фізичні характеристики.

Освоєння площі нетрадиційного газу – складний процес, де технічні, комерційні та екологічні проблеми дуже взаємопов'язані для визначення економічної привабливості проекту. Невизначеність багатьох змінних, особливо геологічних даних, продуктивності свердловин, витрат на спорудження свердловин, є домінуючою упродовж усього періоду розробки покладів.

Для пом'якшення ризиків рекомендується використовувати серію фаз життєвого циклу покладів сланцевого газу з чіткими критеріями прийняття рішення щодо подальшої реалізації проекту освоєння і розробки перспективної площі: розвідка; оцінка; розбурювання; видобування; відновлення.

Ключовими факторами успішної розробки родовищ нетрадиційного газу багато років залишаються (і залишатимуться надалі) буріння експлуатаційних горизонтальних свердловин і проведення в них багатостадійного гідравлічного розриву пласта.

Ці два чинники відображають принципову відмінність у розробці покладів нетрадиційного і традиційного газів. Поклад природного газу є єдиною гідродинамічною системою. Тому його розробка передбачає контроль і керування процесом руху флюїду в пласті до вибоїв видобувних свердловин, визначення основних усереднених показників розробки (середній дебіт однієї свердловини, середнє значення пластового тиску тощо). Розробка покладів нетрадиційного газу носить дискретний характер і фактично пов'язана з контролем і керуванням процесом експлуатації кожної окремої свердловини. Оскільки нестимульовані газовмісні породи нетрадиційного газу (матриця) мають дуже низьку проникність, фільтрації флюїду до вибою свердловин фактично не відбувається. За рахунок буріння горизонтальних стовбурів і проведення в них багатократного гідравлічного розриву пласта в свердловині створюється стимульований об'єм покладу, що і є основним джерелом газу під час усього економічно обгрунтованого періоду експлуатації свердловин. Отже, під час розбурювання сітки свердловин на покладі нетрадиційного газу свердловини слід розміщувати таким чином, щоб їх СОП контактували між собою або принаймні не перетиналися з метою запобігання явищу інтерференції свердловин.

Зазначена відмінність між традиційними і нетрадиційними покладами газу пояснює також неможливість використання існуючих аналітичних підходів для розрахунку показників розробки та оцінки гідродинамічних властивостей пласта. Для цього потрібно застосовувати інші методики, зокрема деклайн-аналіз за методом Арпса, Аргавала-Гарднера, криві Фетковича, а також побудову залежностей дебіту газу та накопиченого відбору газу від часу в білогарифмічному масштабі із визначенням різних режимів фільтрації газу: нелінійний, псевдолінійний, радіальний, псевдо-псевдостационарний і псевдостационарний потоки. Ці методи дають змогу прогнозувати видобуток газу в часі, оцінювати такі різні параметри свердловини, як половинну довжину тріщин, провідність тріщин, скін-ефект, межі СОП, потенційно видобувні запаси свердловини тощо. Окрім вищезазначених методів, обов'язково потрібно застосовувати чисельне моделювання процесу видобування нетради-

ційного газу зі свердловин, зокрема принцип подвійної пористості та сітку Вороного, з використанням спеціального програмного забезпечення (наприклад, Eclipse, CMG тощо).

Список літератури

1. **The Economic** Impacts of U.S. Shale Gas Production on Ohio Consumers / Continental Economics, Inc. – January 2012.
2. **SPE 160855.** Comparisons and Contrasts of Shale Gas and Tight Gas Developments, North American Experience and Trends. Society of Petroleum Engineers, 2012.
3. **Stevens, Paul** (August 2012). «The 'Shale Gas Revolution': Developments and Changes». Chatham House. Retrieved 2012-08-15.
4. **SPE 153072.** Production Data Analysis in Eagle Ford Shale Gas.
5. **Reservoir.** Society of Petroleum Engineers, 2011. SPE 155751. Optimal well spacing configuration for unconventional gas reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2012.

Автори статті



Касянчук Сергій Васильович

Начальник управління видобування газу, газового конденсату та нафти Департаменту з видобування газу та нафти Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».

Мельник Леонід Павлович

Заступник директора з наукової роботи ДП «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».



Кондрат Олександр Романович

Канд. техн. наук, доцент, декан факультету навчання іноземних студентів, Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

НОВИНИ

Йорданія та Ірак побудують трубопровід

Йорданія та Ірак погодилися побудувати трубопровід для постачання нафти до Йорданії. Трубопровід транспортуватиме нафту на нафтопереробний завод у м. Зарга для задоволення потреб Йорданії та до єдиного йорданського порту Акаба для її експорту. Загальна потужність нафтопроводу оцінюється в 160 тис. м³ на добу. Йорданія та Ірак також погодили збільшення обсягів нафти, яка подаватиметься до Йорданії, з 1,6 до 2,4 тис. м³ на добу.

Pipeline & Gas Journal / November 2012 / www.pgjonline.com