УДК 622.279.5
DOI: 10.31471/1993-9973-2020-2(75)-43-51

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ НЕЗНАЧНОГО ПРОЯВУ ВОДОНАПІРНОЇ СИСТЕМИ НА ДОСТОВІРНІСТЬ МАТЕРІАЛЬНОГО БАЛАНСУ

[1]С. В. Матківський*, [2]С. О. Ковальчук, [3]О. В. Бурачок, [4]О. Р. Кондрат, [4]Л. І. Хайдарова

[1]Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20; тел./факс (05773) 31755,
e-mail: matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua

[2]Акціонерне товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28;
тел./факс (04446) 1-29-94, e-mail: stepan.kovalchuk@ugv.com.ua

[3] SchlumbergerGmbH; 30177, Hannover Germany, Guenther-Wagner-Allee 19;
e-mail: oburachok@slb.com

[4]ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Охарактеризовано вплив водонапірної системи на характер залежності приведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Зроблено припущення, що незначний вплив законтурної водоносної частини покладу не впливає на характер залежності приведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу, і характер цієї залежності повною мірою характеризує газовий режим розробки покладу. Використання матеріального балансу в такому випадку призводить до завищення початкових запасів газу, оскільки в процесі впровадження певного об'єму води в продуктивну газонасичену частину покладу частково компенсує зниження пластового тиску внаслідок відбору газу. Таким чином, не знаючи достовірних початкових запасів газу, неможливо раціонально проектувати систему розробки та надавати рекомендації щодо вдосконалення системи розробки родовища, що потребує значних капіталовкладень. Для підтвердження цього припущення створено синтетичну тривимірну модель газового покладу. Створена 3D модель газового покладу включає в себе об'єм води нижче газоводяного контакту, який обмежений розмірами моделі та додатково з метою проведення комплексного аналізу використано аналітичний акюфер Фетковича об'ємом 5 млн м^3 та 25 млн м^3 відповідно, з однаковим індексом продуктивності. Акюфери підключені до межі моделі з південно-східного напрямку. За результатами проведених досліджень на основі створеної 3D моделі здійснено графоаналітичну оцінку дренованих запасів газу. Аналізуючи отримані результати, автори повною мірою підтвердили зроблене припущення, про те, що незначний вплив водонапірної системи не пливає на характер залежності приведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. За результатами проведених досліджень зроблено оцінку можливої величини похибки, яка допускається в результаті оцінки запасів газу за методом падіння пластового тиску. Згідно результатів моделювання розробки родовища величина похибки може складати до 19,47% від достовірних початкових запасів газу в моделі. Дане відхилення суттєво перевищує допустимі межі і може призвести до прийняття неправильних рішень щодо подальшої розробки родовища.

Ключові слова: родовище, запаси газу, матеріальний баланс, водонапірний режим, 3D модель.

Охарактеризировано влияние водонапорной системы на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из месторождения. Предполагается, что незначительное влияние законтурной водоносной части залежи не влияет на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи. Характер зависимости в полной мере характеризует газовый режим разработки залежи. Использование материального баланса в таких случаях приводит к завышению начальных запасов газа, так как в процессе внедрения определенного объема воды в продуктивную газонасыщенную часть залежи, частично компенсируется снижение пластового давления за счет отбора газа. Таким образом, не зная истинного значения величины начальных запасов газа невозможно рационально проектировать систему разработки и принимать решения по усовершенствованию системы разработки месторождения, которые требуют значительных капиталовложений. Для подтверждения этого предположения создана синтетическая трехмерная постоянно действующая геолого-технологическая модель газовой залежи. Данная 3D модель включает в себя объем воды ниже газоводяного контакта, который ограничен размерами модели и дополнительно, с целью проведения комплексного анализа, использован аналитический акьюфер Фетковича объемом 5 млн м^3 и 25 млн м^3 соответственно, с одинаковым индексом производительности. Акьферы подключены к границе модели с юго-восточного направления. По результатам

проведенных исследований на основе созданной 3D модели проведена графоаналитическая оценка дренированных запасов газа. Анализируя полученные результаты, авторы в полной мере подтвердили сделанное предположение о том, что незначительное влияние водонапорной системы не влияет на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа. По результатам проведенных исследований проведена оценка возможной погрешности, которая допускается в результате использования материального баланса. Согласно результатам моделирования разработки месторождения, погрешность может составлять до 19,47% от истинной величины начальных запасов газа, оцененных в модели. Данное отклонение существенно превышает допустимые пределы и может привести к принятию некорректных решений относительно разработки месторождения в дальнейшем.

Ключевые слова: месторождение, запасы газа, материальный баланс, водонапорный режим, 3D модель.

This paper characterizes the influence of water drive influx on the type of the dependence of reduced average reservoir pressure on the cumulative gas production. It is assumed that the insignificant influence of the reservoir aquifer does not affect the type of the dependence of the reduced average reservoir pressure on the cumulated gas production. The type of the dependence fully characterizes the gas depletion of reservoir development. The use of the material balance method in such cases leads to the overestimation of the initial gas: while some volume of water is intruded into the productive gas-saturated part of the reservoir, the decrease in reservoir pressure is partially compensated due to gas off-take. Thus, not knowing the true amount of the original gas in place, it is not possible to make up a proper plan of the field development strategy and provide recommendations for its improvement, which requires significant investment. To prove this assumption, the authors have built a synthetic 3D ongoing geological-technological model of gas reservoir. The 3D model includes the volume of water below the gas-water contact, which is limited by the size of the model. To carry out a complex analysis, analytical Fetkovich aquifer with water volume of 5 million m^3 and 25 million m^3 respectively and with the same productivity index is used. Aquifers are connected to the model boundary from the south-east. According to the modelling results, the graph-analytic estimation of drained the reserves is performed. The authors fully confirm the assumption that the insignificant effect of the water drive influx does not affect the type of the dependence of the reduced average reservoir pressure on the cumulative gas production. On the basis of the study results the authors estimate the possible error that is allowed when using the material balance method. According to the simulation results, the error can be up to 19.47% of the initial gas in place in the model. This error significantly exceeds the limits and can lead to wrong decisions during the field development planning.

Keywords: field, gas in place, material balance, water drive, 3D model.

Вступ

Енергетична незалежність України обумовлює необхідність ретельного аналізу процесу вилучення вуглеводнів із нафтогазоконденсатних родовищ. На даний час родовища, які розробляються АТ «Укргазвидобування», переважно знаходяться на завершальній стадії розробки. Для таких родовищ характерним є обводнення продуктивних пластів, що знижує коефіцієнт газоконденсатовилучення і зменшує загальний видобуток вуглеводнів. У зв’язку з цим існує актуальна проблема удосконалення контролю за процесом обводнення продуктивних пластів.

Обводнення продуктивних горизонтів за умови прояву водонапірного режиму є цілком природним процесом, проте він має бути контрольованим. Для зменшення негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки покладу необхідно здійснювати контроль і регулювання просування пластових вод. Такий контроль повинен базуватись на результатах аналізів розробки покладів, відповідних висновках та залежностях. З метою ефективного здійснення контролю за обводненням газових та газоконденсатних покладів необхідно володіти інформацією про достовірні запаси газу. Таким чином, враховуючи величину залишкових запасів газу можна встановити економічну доцільність, чи недоцільність проведення заходів з контролю за розробкою та визначити величину капіталовкладень.

Матеріальний баланс є одним з найбільш потужних і фундаментальних методів контролю за розробкою газових родовищ.

Переваги матеріального балансу полягають у наступному:

– немає необхідності використовувати геологічну або гідродинамічну модель;

– не обов'язково знати точну геологічну будову покладу;

– для розрахунків необхідно мати мінімальну кількість даних (видобуток газу і води, заміри пластового тиску в часі та властивості пластових флюїдів).

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за обводненням газових та газоконденсатних покладів і свердловин. Однак, ця проблема залишається актуальною та важливою і сьогодні.

В даній статті розглянуто особливості застосування матеріального балансу для родовищ, яким характерне незначне надходження законтурних вод в продуктивні поклади та особливості визначення початкових запасів газу за таких умов.

Постановка проблеми

Раціональна система розробки родовищ природних газів повинна передбачати систематичний контроль та аналіз динаміки фактичних показників розробки, ступеня вироблення окремих пластів і ділянок родовищ, надходження пластових вод та обводнення свердловин [1]. За результатами виконаного аналізу встановлюють характерні особливості процесу розробки родовища і виявляють чинники, які негативно впливають на процес розробки родовища, їх причини і надають рекомендації щодо вдосконалення системи розробки родовища.

До основних методів контролю за процесом розробки родовища відноситься побудова залежності приведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Використовуючи графоаналітичну залежність, встановлюють режим розробки родовища, визначають початкові і залишкові дреновані запаси газу та оцінюють активність пластової водонапірної системи при надходженні в продуктивні поклади пластових вод, а також оцінюють характер дренування продуктивних відкладів [2, 3].

Достовірність визначення початкових запасів вуглеводнів в умовах проявлення водонапірного режиму відіграє важливу роль у подальшій розробці родовища та впливає на: темпи розробки, обсяги буріння, величину капітальних вкладень, будівництво наземних комунікацій та ін.

Для родовищ з однорідними колекторами залежність приведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу має традиційний прямолінійний характер, що дає змогу отримати істинне значення дренованих запасів газу. Для масивно-пластових покладів з ділянками пластів різної проникності, які поступово підключаються в розробку в залежності від величини початкового градієнту тиску наведено залежність в початковий період розробки родовища, переважно має криволінійний характер і тільки надалі може набувати прямолінійного характеру.

Для газоконденсатних родовищ, в яких прослідковується незначний вплив законтурної водоносної області, характер графічної залежності приведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу зазвичай має прямолінійний характер, та вказує на те, що режим розробки – газовий. Незначне надходження води, яке частково компенсує величину падіння пластового тиску, значно впливає на достовірність матеріального балансу. Виходячи з вищенаведеного, існує необхідність у визначенні режиму розробки та істинної величини запасів газу з метою коректного прогнозування показників розробки родовища та раціонального планування геолого-технологічних заходів, які потребують значних капіталовкладень.

Виклад основного матеріалу

Достовірне визначення запасів вуглеводнів надзвичайно важливе при розробці родовищ. Існує декілька основних методів оцінки запасів газу, а саме: метод аналогії, об’ємний метод, аналіз кривих падіння видобутку, метод матеріального балансу, моделювання резервуару [4].

Серед перелічених методів своєю простотою у використанні та надійністю результатів виділяється метод матеріального балансу. Для застосування даного методу достатньо мати промислові дані про зміну в часі середнього пластового тиску $P_{пл.сер.(t)}$ та величину відібраного газу $Q_{вид}$, які представляють у вигляді залежності $P_{пл.сер.(t)}/z(P_{пл.сер.}) = f\ (Qв_{ид(t).}$ Суть цього методу полягає у використанні швидкості зниження тиску для оцінки розміру резервуара. Якщо режим розробки покладу газовий, тоді пластовий тиск буде лінійно зменшуватися з видобутком. Простота методу та його точність сприяють його широкому застосуванню. Оцінка запасів газу для невеликих за запасами покладів чи родовищ, по яких економічно недоцільно створювати тривимірну постійно діючу геолого-технологічну модель, часто засновані винятково на методі падіння пластового тиску.

Використовуючи цей підхід, можна визначити режим роботи покладу, оцінити геологічні запаси та передбачити зміну значення пластового тиску в процесі розробки покладу. Переваги матеріального балансу полягають у тому, що немає необхідності використовувати геологічну або гідродинамічну модель покладу, а для розрахунків необхідно мати мінімальну кількість даних, таких як: видобуток (закачування) газу, нафти і води, їх фізико-хімічні властивості, а також заміри пластового тиску в часі.

Даний підхід ґрунтується на рівнянні стану газу, з врахуванням стисливості ($pV = znRT$), з припущенням, що поклад закритий, тобто відсутнє поступлення води. Коли ці умови забезпечені, залежність $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ набуває прямолінійного характеру. Однак, зворотне твердження не завжди правдиве, тобто пряма лінія на графіку не гарантує того, що резервуар закритий. Зазвичай поклади природного газу супроводжуються наявністю підошовних пластових вод. Вони можуть бути відкритого і закритого типу, що залежить від гідрогеологічних умов [5].

Зустрічається багато випадків, коли на ранніх стадіях розробки залежність $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ демонструє швидке падіння, після чого відбувається стабілізація. Згідно з дослідженнями авторів [6] на початковій стадії розробки газового родовища в умовах водонапірного режиму, падіння пластового тиску аналогічне газовому режиму експлуатації, що пояснюється існуванням певного градієнту тиску, при якому можлива така схожість. Однак, при активному водонапірному режимі та високій проникності газоносних пластів дана подібність відсутня.

Враховуючи описане вище, виникають запитання до того, на скільки правильно проводились заміри тисків (чи достатній час стабілізації, чи відсутня рідина на вибої і т.д.) [7, 8, 9]. З метою хоча б частково відповісти на ці питання проведено дослідження впливу незначного прояву законтурної водоносної області на достовірність матеріального балансу.

Одним з очевидних рішень проблеми матеріального балансу для родовищ, в яких прослідковується незначний вплив законтурної води, є використання моделювання пласта. Проте час і витрати на створення тривимірної постійно діючої моделі часто не можуть бути виправдані, залишаючи графіки $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ в якості єдиної альтернативи.

При моделюванні водонапірної системи використовують такі характеристики, як об'єм законтурної води, тиск, швидкість надходження води в поклад, пористість і проникність пласта. Їх визначають за допомогою методу матеріального балансу або розраховують за спеціальним рівнянням ван Евендінгена і Харста.

Зазвичай контур живлення покладу задається як зовнішня межа розрахункової області. Одним із способів моделювання водонапірної системи є збільшення порового об’єму розрахункових комірок, чим імітується контур живлення покладу або нижніх комірок моделі за наявності підошовної води.

Контур живлення формується або за межами контакту на відстані 3-5 км від нього (але не менше п'яти комірок), або на такій ж відстані від крайніх видобувних свердловин.

Власне, є два варіанти моделювання водонапірної системи: чисельний акюфер, який задається додатковими комірками в моделі, та аналітичний, коли комірки в моделі не присутні, а приплив розраховується за функціями безрозмірного тиску (або припливу) від безрозмірного часу. У випадку аналітичного акюфера використовується модель Фетковича, або Картера-Трейсі, які підтримуються тільки в black-oil моделі.

Модель Картера-Трейсі є модифікацію неусталеного припливу із законтурної області по ван Евендінгену і Харсту, яка застосовується для пластово-склепінних покладів. При використанні аналітичної моделі водонапірного горизонту Картера-Трейсі необхідні наступні параметри: опорна глибина, початковий тиск у водоносному горизонті на опорній глибині, проникність і пористість, загальна (порода + вода) стисливість, зовнішній радіус покладу і товщина водоносного горизонту, а також PVT властивості води.

Модель Фетковича – це модель, заснована на припущенні, що індекс продуктивності коректно описує приплив води з водоносного горизонту в поклад, тобто швидкість припливу води прямопропорційна падінню тиску між середнім тиском водоносного горизонту та тиском на контакті. У моделі Фетковича задаються наступні параметри водонапірної горизонту: опорна глибина, початковий тиск у водоносному горизонті на опорній глибині, початковий об’єм води, загальна (порода + вода) стисливість, коефіцієнт продуктивності пласта (загальна швидкість припливу на одиницю перепаду тисків), PVT-властивості води.

У випадку композиційного моделювання необхідно використовувати чисельний акюфер.

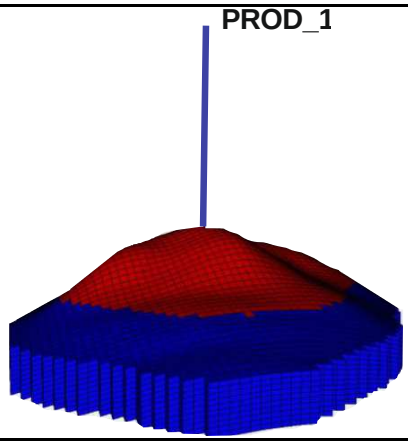
В даній статті на основі синтетичної тривимірної моделі залежно від об'ємів та продуктивності водонапірної системи розраховано динаміку зниження пластового тиску та проведено оцінку дренованих запасів газу для різних варіантів.

Для проведення досліджень побудовано тривимірну модель газового покладу. Поклад пластовий склепінний, який розробляється однією свердловиною PROD_1, яка розміщена в центрі структури. Перфорацією розкрита вся товщина покладу. Основні параметри моделі наведено в таблиці 1.

Щоб дослідити вплив прояву водонапірної системи на характер залежності приведеного пластового тиску від накопиченого видобутку розглянуто моделювання газового покладу з використанням акюфера Фетковича. В тривимірній моделі розглянуто чотири варіанти розробки, які відрізняються між собою інтенсивністю прояву водонапірної системи. Перший варіант (BASE_CASE) без жодного впливу, другий (CASE_1) вплив води, що наявна в моделі нижче газоводяного контакту і її об’єм обмежений розмірами моделі, третій і четвертий (CASE_Aquifer_1 та CASE_Aquifer_2) окрім

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Таблиця 1 – Основні параметри синтетичної тривимірної моделі

Показник	Значення	Концептуальна модель
Загальна площа, м^2	500201	
Висота покладу, м	25	
Коефіцієнт пористості, %	10	
Початкова водонасиченість, %	15	
Абсолютна глибина газоводяного контакту (ГВК), м	-1980	
Початковий пластовий тиск, МПа	21	
Пластова температура, К	350	
Абсолютна проникність, мД	5	
Початкові загальні запаси газу, млн м^3	209,165	
Відносна густина газу	0,7	
Кількість свердловин, од.	1	

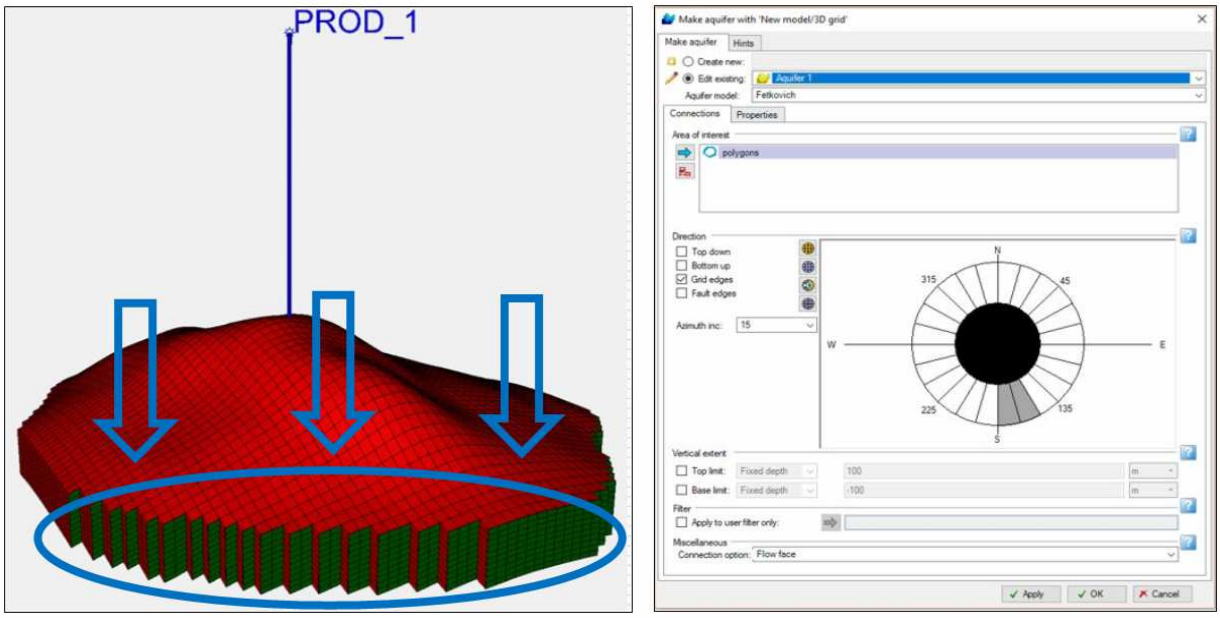


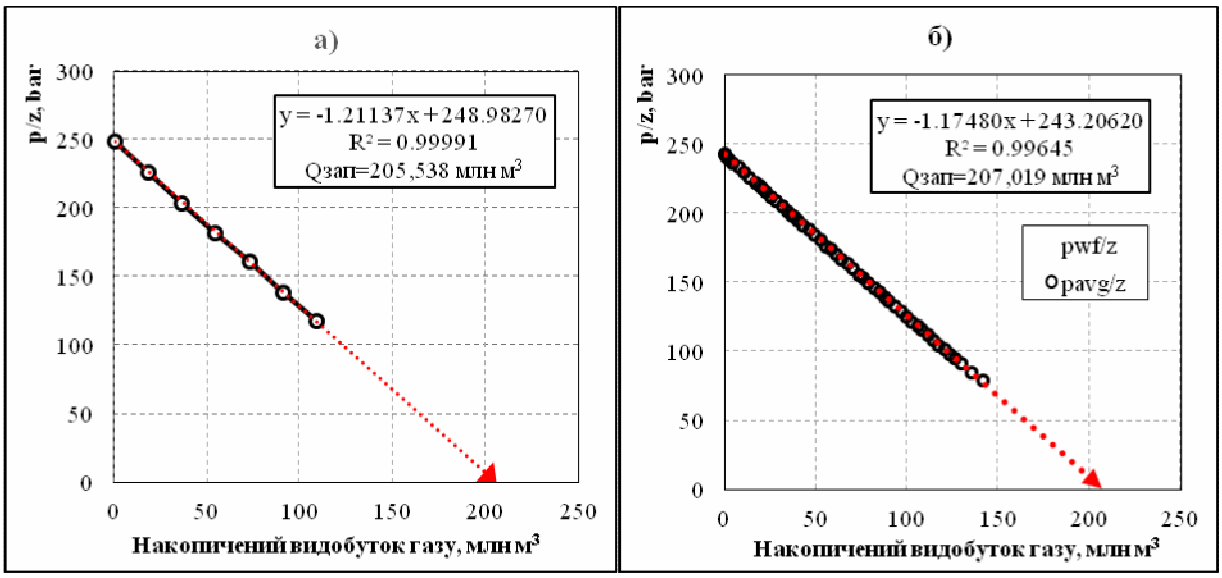
Рисунок 1 – Схема підключення акюфера в синтетичній тривимірній моделі газового покладу

води, наявної в моделі, додатково використано аналітичний акюфер об'ємом 5 млн м^3 та 25 млн м^3 відповідно, при однаковому індексі продуктивності 10 sm3/(d.bar). Акюфери підключені до межі моделі з південно-східного напрямку.

Моделювання розробки родовища виконано на чотири роки – з 01.01.20 року по 01.01.24 рік при сталому дебіті газу 100 тис. м^3/добу. З метою визначення пластового тиску щопівроку передбачена зупинка свердловини на 36 год. для заміру тиску.

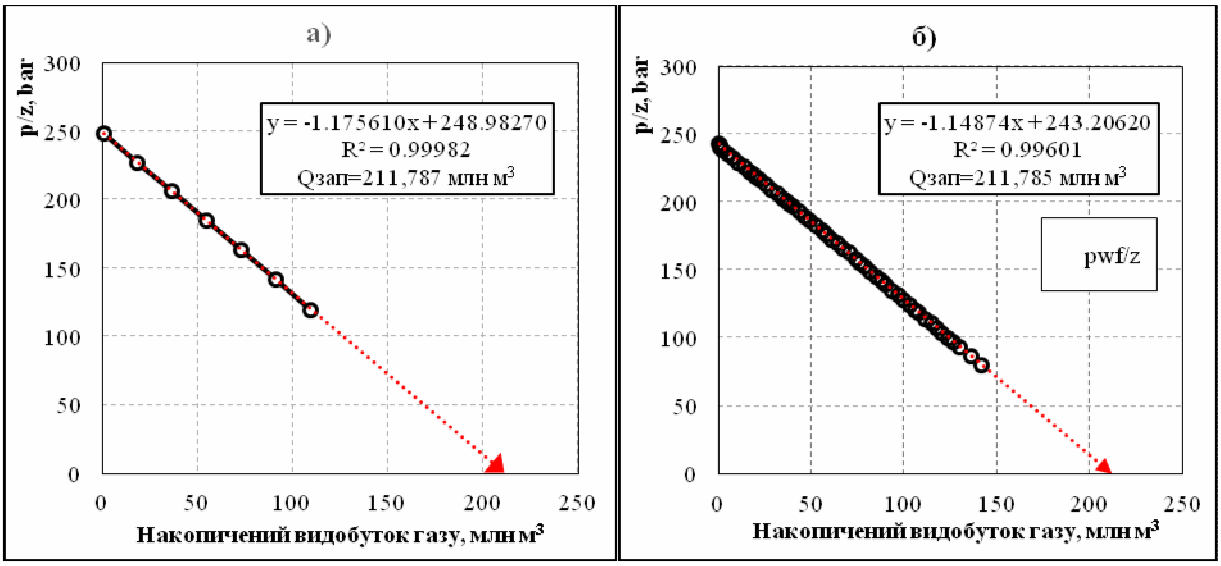
Отримані в результаті розрахунків значення пластових тисків за варіантами були використанні для оцінки запасів газу за методом падіння пластового тиску. Щоб визначити запаси для кожного варіанту було використано два підходи. Перший, класичний – побудова $P_{пл}/z$ від накопиченого видобутку газу (для побудови використано значення вибійного тиску), отримані в результаті зупинок свердловини), другий – (Flowing Material Balance) метод матеріального балансу потоку (дані отримані в процесі експлуатації свердловини) [10].

В результаті оброблення даних по всіх чотирьох варіантах розробки отримано залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$, характерні для газового режиму розробки, тобто прямі лінії. Значення коефіцієнтів достовірності апроксимації дуже близьке до одиниці (знаходиться в межах від 0,99991 до 0,99343). Слід зауважити, що запаси, отримані за класичним методом, $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ та FMB схожі, тобто ці два методи дають практично однаковий результат. Основним висновком,



а) класичний метод p/z; б) метод матеріального балансу потоку

Рисунок 2 – Графоаналітична оцінка запасів газу для першого варіанту (BASE_CASE)



а) класичний метод p/z; б) метод матеріального балансу потоку

Рисунок 3 – Графоаналітична оцінка запасів газу для першого варіанту (BASE_CASE_1)

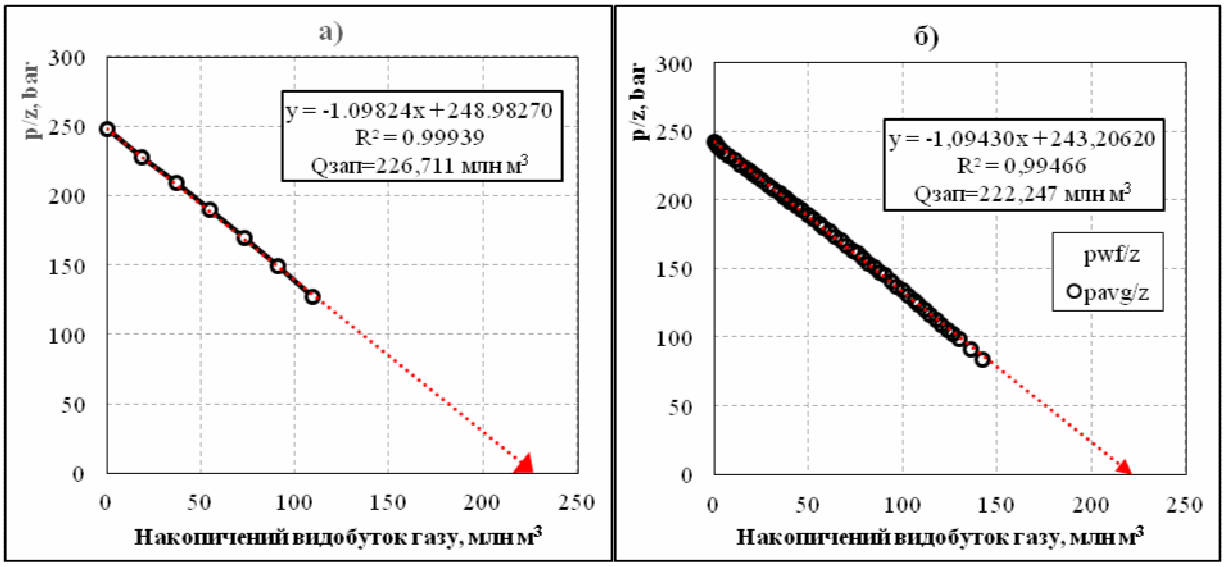
який можна зробити, аналізуючи дані графічні залежності, є те, що без додаткових даних неможливо встановити, чи впливає водонапірна система на розробку родовища, а, тим більше, наскільки активно вона впливає. Результати графоаналітичної оцінки початкових дренованих запасів газу зображені на рисунках 2-5.

Для порівняння запасів газу, отриманих за різних варіантів активності водонапірної системи, здійснено графоаналітичну оцінку (рисунок 6). З даного графіку видно, що різниця в отриманих результатах становить 44,3 млн м^3.

Якщо ж порівнювати отримані значення початкових запасів газу за різними варіантами з дійсними початковими запасами газу 209,165 млн м^3 (таблиця 1) видно, що похибки в оцінці запасів знаходяться в межах від -1,73%, за варіантом без жодного впливу водонапірної системи до +19,47% за наявності акюфера з об'ємом 25 млн м^3. Дане відхилення суттєво перевищує допустимі межі та може призвести до прийняття неправильних рішень щодо подальшої розробки родовища. Порівняння початкових запасів газу за варіантами наведено в таблиці 2.

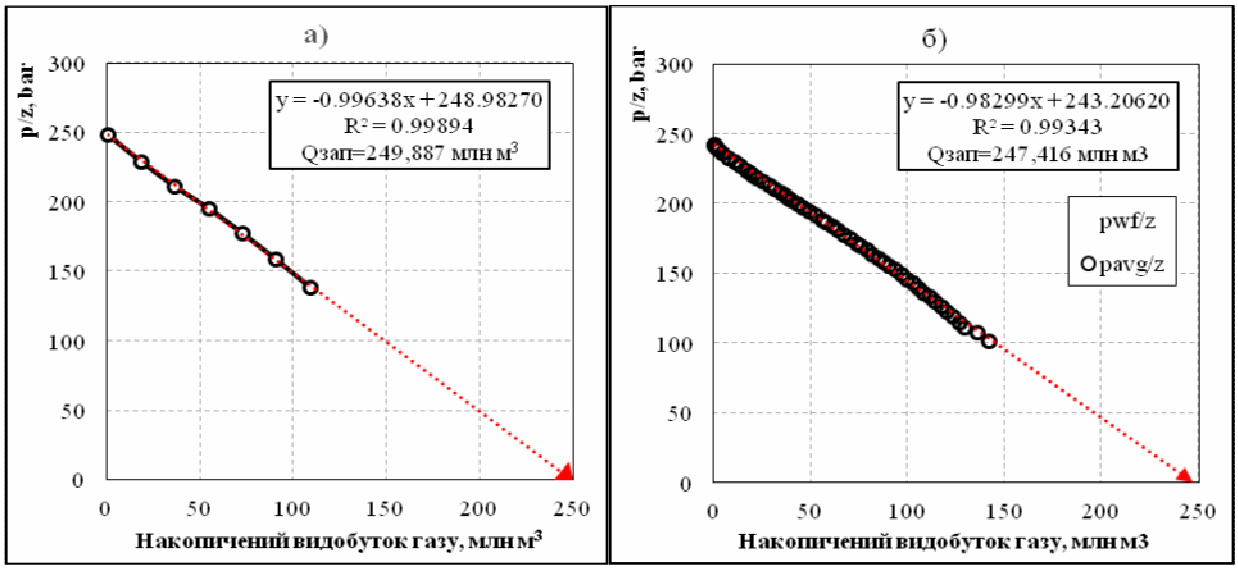
Аналізуючи результати моделювання розробки газового покладу встановлено, що залежно від об'єму водонапірної системи та її продуктивності об'єм води, що впроваджується в процесі розробки газового покладу, змінювався від 47,893 тис. м^3 до 253,028 тис. м^3.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online



а) класичний метод p/z; б) метод матеріального балансу потоку

Рисунок 4 – Графоаналітична оцінка запасів газу для першого варіанту (CASE_Aquifer_1)



а) класичний метод p/z; б) метод матеріального балансу потоку

Рисунок 5 – Графоаналітична оцінка запасів газу для першого варіанту (CASE_Aquifer_2)

Другий варіант передбачає вплив води, що міститься в моделі нижче газоводяного контакту. Об'єм води, що нагнітається за результатами моделювання розробки покладу, рівний 47,893 тис. м^3. Для третього та четвертого варіанту, в яких до наявної в межах моделі води додатково ще розглядається аналітичний акюфер Фетковича об'ємом 5 та 25 млн м^3, об'єм води нагнітання рівний 128,481 тис.м^3 та 253,028 тис.м^3 відповідно. Враховуючи об'єм води нагнітання в газонасичену частину покладу залежно від величини та активності водонапірної системи отримано різну динаміку зниження пластового тиску при однакових відборах газу в усіх вищеописаних варіантах.

Отже, використання залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$, для оцінки дренованих запасів газу з незначним впливом законтурної води є особливо ризикованим, тому що дані розробки не вказують на істинні запаси. У більшості випадків терміни розробки для отримання коректних запасів перевищують терміни планування, і саме цей фактор вносить суттєву похибку при проектуванні системи розробки родовища на етапі складання проектного документу. Враховуючи величину похибки при використанні матеріального балансу при активній водонапірній системі, з метою ефективного планування геолого-технологічних заходів на родовищі, доцільно створювати тривимірні постійно діючі геолого-технологічні моделі. Тривимірна по-

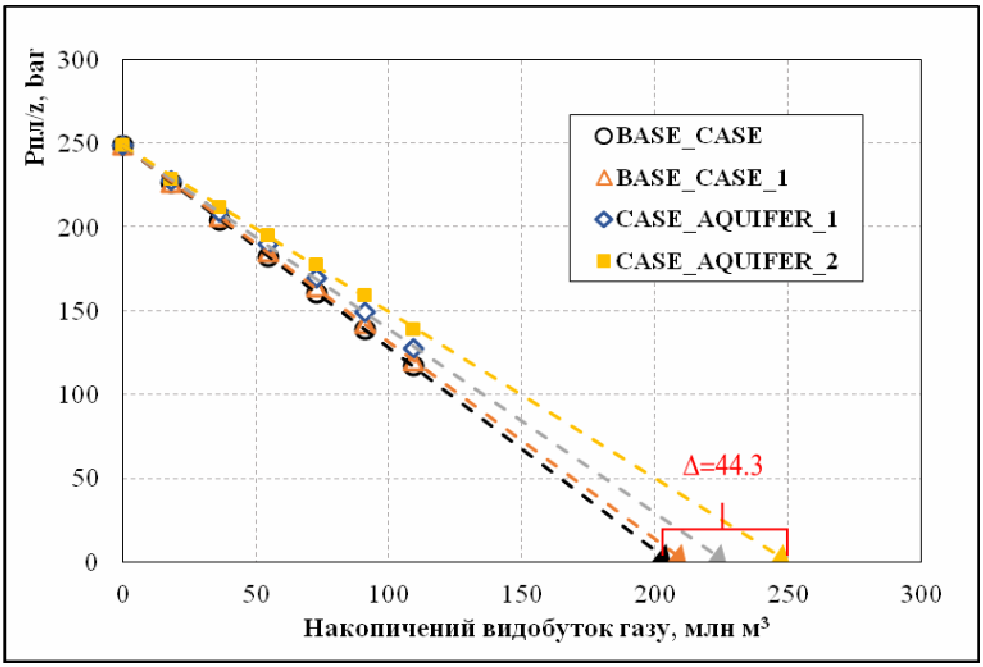


Рисунок 6 – Графоаналітична оцінка початкових запасів газу за розрахунковими варіантами

Таблиця 2 – Порівняння початкових запасів газу за розрахунковими варіантами

Варіанти	Запаси газу, млн м^3			Розбіжність, %	
	3D модель	Матеріальний баланс p/z	Матеріальний баланс потоку pwf/z (FMB)	Матеріальний баланс p/z	Матеріальний баланс потоку pwf/z (FMB)
Базовий (BASE_CASE)	209,165	205,538	207,019	-1,73	-1,03
Базовий_1 (CASE_1)		211,787	211,785	1,25	1,25
Акюфер_1 (CASE_AQUIFER_1)		226,711	222,248	8,39	6,25
Акюфер_2 (CASE_AQUIFER_2)		249,887	247,416	19,47	18,29

стійно діюча модель родовища дозволяє комплексно проаналізувати всю наявну геолого-промислову інформацію та визначити достовірні початкові запаси газу, на основі яких в подальшому можливо буде створити раціональну систему розробки.

Висновки

Метод падіння пластового тиску є дуже простим в застосуванні. Його простота і точність в однорідних газових резервуарах зробили його майже універсальним для застосування. Однак є випадки, коли даний метод не працює, і його використання призводить до значних похибок при спробі оцінити дреновані запаси газу в покладі.

Це означає, що, перш за все, необхідно детально проаналізувати наявну геолого-промислову інформацію та вивчити особливості геологічної будови та історію розробки покладу. Дана інформація допоможе коректно встановити режим розробки покладу, тип продуктивних колекторів, та правильно підібрати методику для оцінки запасів газу.

Таким чином, проведені дослідження на основі синтетичної тривимірної постійно діючої геолого-технологічної моделі демонструють наступне:

Наведені приклади графоаналітичної оцінки початкових запасів газу за розглянутими варіантами підтверджують те, що прямолінійний характер залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ може зберігатися й при впливі водонапірної системи.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Методи матеріального балансу повною мірою не можуть ідентифікувати вплив водонапірної системи, таким чином, створюють всі умови для допущення значної похибки при оцінці дренованих запасів газу.

Проведене дослідження на основі синтетичної тривимірної моделі жодним чином не вказує на те, що слід нехтувати методами матеріального балансу.

Числова модель дає нам змогу розглянути більшу кількість можливих варіантів розробки родовища та оцінити вірогідність кожного з них.

Числове моделювання та методи матеріального балансу не повинні розглядатись як аналоги.

Література

1. Кондрат О. Р., Кондрат Р. М. Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2. С. 61-67.

2. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 629 с.

3. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Под ред. С. Н. Закирова. М.: Грааль, 2000. 643 с.

4. Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-engineering Analysis, Part I, Volume 30, Pages ii-xi, 1-639 (1992), Authors: G.C. Dominguez F. Samaniego V. Editors: S.J. Mazzullo H.H. Rieke G.V. ChilingarianeBook ISBN: 9780080868882 Imprint: Elsevier Science

5. Polit J. Problematyka wystepowania wyd złożowych. *Materiały konferencyjne z sympozjum na temat "Problematyka wyd złożowych w O/SZGNiG Sanok"*. Czarna 1997.

6. Мирзаджанзаде А. Х., Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Желтов Ю. В., Маргулов Г. В., Рассохин Г. В., Рыжик В. М. О возможном влиянии начального градиента на разработку газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме. *Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ*. 1970. № 1.

7. The Effect of Water Influx on p/z-Cumulative Gas Production Curves, J. R. BRUNS, MEMBER AIME, M. J. FETKOVICH, JUNIOR MEMBER AIME, V. C. MEITZEN, MARCH, 1965, SPE 898.

8. Reservoir engineering handbook / Tarek Ahmed. 4th ed ISBN 978-1-85617-803-7 (alk. paper) 2010

9. GasWellDeliquification / James F. Lea Jr - Third Edition ISBN: 978-0-12-815897-5, 2019

10. The "Flowing" Material Balance Procedure, Authors R. McNeil (FeketeAssociatesInc.), Document IDPETSOC-95-77, Publisher Petroleum Society of Canada Source Annual Technical Meeting, June 7 - 9, Calgary, Alberta Publication Date1995.

References

1. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Doslidzhennia vplyvu zonalnoi neodnoridnosti produktyvnykh plastiv na kharakter zalezhnosti zvedenoho serednoho plastovoho tysku vid nakopychenoho vydobutku hazu z rodovyshcha. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. No 2. P. 61-67.

2. Zakirov S. N. Razrabotka gazovyih, gazokondensatnyih i neftegazokondensatnyih mestorozhdeniy. M.: Struna, 1998. 629 p.

3. Sovershenstvovanie tehnologiy razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza / Pod red. S. N. Zakirova. M.: Graal, 2000. 643 p.

4. Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-engineering Analysis, Part I, Volume 30, Pages ii-xi, 1-639 (1992), Authors: G.C. Dominguez F. Samaniego V. Editors: S.J. Mazzullo H.H. Rieke G.V. ChilingarianeBook ISBN: 9780080868882 Imprint: Elsevier Science

5. Polit J. Problematyka wystepowania wyd złożowych. *Materiały konferencyjne z sympozjum na temat "Problematyka wyd złożowych w O/SZGNiG Sanok"*. Czarna 1997.

6. Mirzadzhanzade A. H., Barenblatt G. I., Entov V. M., Zheltov Yu. V., Margulov G. V., Rassohin G. V., Ryizhik V. M. O vozmozhnom vliyanii nachalnogo gradienta na razrabotku gazovyih i gazokondensatnyih mestorozhdeniy pri vodonapornom rezhime. *Izv. VUZov, ser. Neft i gaz*. 1970. NG 1.

7. The Effect of Water Influx on p/z-Cumulative Gas Production Curves, J. R. BRUNS, MEMBER AIME, M. J. FETKOVICH, JUNIOR MEMBER AIME, V. C. MEITZEN, MARCH, 1965, SPE 898.

8. Reservoir engineering handbook / Tarek Ahmed. 4th ed ISBN 978-1-85617-803-7 (alk. paper) 2010

9. GasWellDeliquification / James F. Lea Jr - Third Edition ISBN: 978-0-12-815897-5, 2019

10. The "Flowing" Material Balance Procedure, Authors R. McNeil (FeketeAssociatesInc.), Document IDPETSOC-95-77, Publisher Petroleum Society of Canada Source Annual Technical Meeting, June 7-9, Calgary, Alberta Publication Date1995.