

ОСОБЛИВОСТІ ОЦІНКИ ДРЕНОВАНИХ ЗАПАСІВ ГАЗУ ЩІЛЬНИХ КОЛЕКТОРІВ

С. В. Кривуля¹, С. В. Матківський^{1*}, Є. С. Бікман¹, О. Р. Кондрат², О. В. Бурачок³

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (05773) 3-17-55,
e-mail: skrivulya@ndigas.com.ua, matkivskiyi.sergey@ndigas.com.ua,
bikman.efim@ndigas.com.ua

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

³Schlumberger GmbH, 30177 Hannover Germany, Guenther-Wagner-Allee 19
e-mail: oburachok@slb.com

Охарактеризовано особливості визначення запасів газу щільних колекторів із застосуванням методу матеріального балансу, оскільки достовірність визначення початкових запасів вуглеводнів відіграє важливу роль у плануванні подальшої розробки родовища та впливає на темпи розробки, обсяги буріння, будівництво наземних комунікацій, капітальні інвестиції та ін. На прикладі тривимірної синтетичної 3D моделі газового покладу розраховано різні сценарії розробки в залежності від варіанту розповсюдження фільтраційно-ємнісних властивостей колектора за площею покладу. Аналізуючи отримані результати, автори повною мірою підтвердили зроблене припущення, про те, що суттєва неоднорідність колекторських властивостей пластів значно впливає на характер залежності приведенного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища та призводить до значної похибки в визначенні початкових дренажних запасів газу. На пізніх стадіях розробки змінюється кут нахилу прямої $P_{пл}/z$, що обумовлює можливість оцінки достовірних запасів в значно більшому об'ємі. Використання залежності приведенного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для оцінки дренажних запасів газу щільних колекторів забезпечить об'єктивну оцінку запасів газу тільки за умов щільної сітки свердловин та значних відборів газу. Це свідчить про те, що період ДПР таких покладів буде суттєво подовжений в порівнянні з покладами родовищ із традиційними колекторами. У більшості випадків, терміни розробки для отримання коректних запасів перевищують терміни планування, тож саме цей фактор вносить суттєву похибку при проектуванні системи розробки родовища на етапі складання проектного документу. Через це на ранніх стадіях розробки під час аналізу результатів розрахунків при визначенні дренажних запасів газу допускається похибка, яка може складати більше 50% від істинних дренажних запасів газу. За результатами проведених досліджень зроблена оцінка можливої величини похибки, яка допускається в результаті оцінки запасів газу щільних колекторів за методом падіння пластового тиску. Згідно з результатами моделювання розробки родовища величина похибки може складати до 25% від достовірних початкових запасів газу в моделі. Дане відхилення суттєво перевищує допустимі межі, що може призвести до прийняття некоректних рішень щодо подальшої розробки родовища.

Ключові слова: родовище, запаси газу, матеріальний баланс, щільний колектор, 3D модель.

Охарактеризованы особенности определения запасов газу уплотненных коллекторов с использованием материального баланса, так как достоверность определения начальных запасов газа при планировании дальнейшей разработки месторождений влияет на темпы разработки, объемы бурения, капитальные инвестиции, строительство наземных коммуникаций и т.д. На примере трехмерной синтетической 3D модели газовой залежи проведен расчет разных сценариев разработки в зависимости от варианта распределения фильтрационно-емкостных свойств по площади залежи. Анализируя полученные результаты, авторы в полной мере подтвердили сделанное допущение, что существенная неоднородность коллекторских свойств пластов значительно влияет на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из залежи и является причиной недооценки запасов газа. По мере снижения пластового давления с учетом проявления начальных градиентов будет иметь место увеличение дренируемых запасов. Использование зависимости приведенного пластового давления от накопленной добычи газа для оценки дренируемых запасов газу уплотненных коллекторов особенно рискованно, поскольку данные разработки указывают на истинные запасы только после отбора большей части запасов газу. Использование зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи для оценки дренируемых

запасов газа плотных коллекторов обеспечит объективную оценку запасов газа только при условии плотной сетки скважин и значительных отборов. Это значит, что период ДПП таких залежей будет существенно продлен по сравнению с разработкой залежей с традиционными коллекторами. В большинстве случаев необходимый для корректной оценки запасов период разработки превышает период планирования добычи, и именно этот фактор вносит значительную погрешность при проектировании системы разработки месторождения на этапе составления проектного документа. По этой причине на ранних стадиях разработки при анализе результатов расчета определение дренируемых запасов газа допускается погрешность, которая может превышать 50% от истинных дренируемых запасов газа. По результатам проведенных исследований сделана оценка величины возможной погрешности, которая допускается в результате оценки запасов газа уплотненных коллекторов по методу падения пластового давления. Согласно результатам моделирования разработки конкретного месторождения величина погрешности составляет до 25% от истинных начальных запасов газа в модели. Данное отклонение значительно превышает допустимые пределы, что может привести к принятию неправильных решений относительно дальнейшей разработки месторождения.

Ключевые слова: месторождение, запасы газа, материальный баланс, уплотненный коллектор, 3D модель.

Special features of tight gas reserves determination, based on material balance method, were characterized, since reliability of initial hydrocarbons in place determination plays important role in future field development planning, particularly on recovery rate, wells to be drilled, capital expenditures, surface facilities etc. Using the synthetic 3D model of gas reservoir, different development scenarios were evaluated according to the different spatial distribution patterns of petrophysical properties within the reservoir. Analyzing the obtained results, the authors fully confirmed an assumption made, that significant heterogeneity of reservoir properties makes a great impact on the shape of pseudo reservoir pressure curve vs cumulative gas produced and introduces significant errors into determination of initial gas in place. At the late stages of the development, the slope of P/z straight line changes, and this allows determination of much greater reserves' volumes. Usage of pseudo reservoir pressure vs cumulative produced gas for determination of drained reserves in tight gas formation is especially risky, because the production data can indicate the true volumes of gas in place, only after the majority of the gas been produced. In most cases, the development period to acquire necessary data for correct volumes in place estimation exceeds the planning period. This factor introduces the significant error into future field development during the planning phase. Due to that, at the initial development stages, the error in drained volumes estimation can account for 50% out of true initial volumes in place. Based on conducted research, the potential error evaluation for tight gas reservoirs initial gas in place determination with decline pressure material balance method was performed. According to the results of computer simulation, the error can account for 25% from true initial gas in place in simulation model. This error significantly exceeds the acceptable limits and can lead to wrong decisions in development planning

Keywords: field, gas reserves, material balance, dense reservoir, 3D model.

Вступ

На даний час запаси газу щільних колекторів, які затверджені ДКЗ України і обліковуються на Держбалансі, оцінюються в об'ємі понад 100 млрд. м³ газу. У зв'язку з цим існує актуальна проблема удосконалення контролю за процесом розробки щільних колекторів та обґрунтування раціональної системи розробки.

До основних методів контролю за процесом розробки родовищ відноситься побудова залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Використовуючи графоаналітичну залежність, встановлюють режим розробки родовища, визначають початкові і залишкові дренувані запаси газу та оцінюють характер дренування продуктивних покладів.

Для родовищ з однорідними колекторами вона має традиційний прямолінійний характер, що дає змогу отримати достовірне значення дренуваних запасів газу. Для родовищ з ділян-

ками пластів різної проникності, які поступово підключаються в розробку і взаємодіють між собою з перетіканням газу між ними, наведена залежність в початковий період розробки родовища має здебільшого криволінійний характер, і тільки згодом, після суттєвого виснаження, може набувати прямолінійного характеру.

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

В даній статті розглянуто основні особливості застосування матеріального балансу для родовищ, які характеризуються значною неоднорідністю колекторських властивостей пластів за товщиною розкритої газоносної товщі за площею, та особливості визначення початкових запасів газу за таких умов.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

В роботі [1] зазначено, що на практиці більш широко застосовують метод підрахунку запасів газу за зниженням пластового тиску. Застосовуючи цей метод, використовують промислові дані про зміну в часі середнього пластового тиску і кількості відібраного газу, які подають у вигляді графічної залежності. Така обробка промислових даних дає змогу виключити з розгляду ті заміри, які відхиляються від загального тренду через різні аномалії. Для газового режиму розробки газових родовищ досліджувана залежність є прямолінійною. У зв'язку з відсутністю на стадії проектування розробки газового родовища достовірної інформації про його будову, можливе значне відхилення розрахункових запасів газу від фактичних. Тому в процесі розробки родовища запаси газу уточнюються за промисловими даними.

В роботі [2] на основі проведеного аналізу великої кількості розвіданих родовищ та родовищ, які на даний момент розробляються на виснаження, зроблено висновок, що найбільш прийнятною для прогнозування видобутку газу є методика, заснована на спрощеній балансовій моделі виснаження покладів. Неоднорідність пласта враховується розбиттям усіх свердловин на групи з різними властивостями привибійної зони і характеристиками ліфта. Пластовий тиск характеризується одним середнім значенням, яке визначається з рівняння балансу газу. Впровадження пластових вод відсутнє (газовий режим). Основними параметрами даної моделі є початковий пластовий тиск, температура, запаси та властивості газу. Поставлена задача для зазначеної моделі полягає в заданні дебітів свердловин по групах та визначенні пластового і вибійного тисків.

В роботі [3] проаналізовано рівняння матеріального балансу та запропоновано внесення поправок до класичного підходу з побудови графічних залежностей приведенного пластового тиску від накопиченого відбору газу. Поправки зроблено шляхом введення коефіцієнту повної стисливості замість класичного коефіцієнту стисливості газу Z , що дозволяє використовувати класичний метод прямої лінії приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу для визначення початкових запасів у нетрадиційних щільних і низькопроникних газових колекторах, зберігаючи при цьому його знайомість, загальну прийнятність та простоту методики для практичного використання у інженерних розрахунках. Іншою перевагою цієї методики є можливість врахування кількох

рухомих фаз (води і конденсату) для коректного визначення початкових запасів основної газової фази.

В роботі [4] охарактеризовано причини відхилення фактичної залежності приведенного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовищ від теоретичної прямої лінії для газового режиму. За результатами комплексного аналізу запропоновано методику оцінки за промисловими даними початкових і залишкових дренажних запасів газу в родовищі з макронеоднорідними колекторами за наявності на залежності середнього приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу кінцевої прямолінійної ділянки. Дана методика дозволяє оцінити достовірні початкові запаси газу тільки після значного виснаження покладів, які перебувають на завершальній стадії розробки.

В роботі [5] детально описано основні помилки, які допускаються при використанні залежностей $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ в щільних газових колекторах. Суть таких помилок полягає в тому, що в пласті існують суттєві градієнти тиску, які не враховуються при визначенні запасів газу. Для побудови залежності середнього приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку потрібно використовувати відновлений пластовий тиск. Для визначення істинного значення пластового тиску можуть знадобитися значні періоди закриття свердловин на відновлення тиску.

В роботі [6] досліджено вплив зональної неоднорідності продуктивних пластів і взаємодії в процесі розробки родовища ділянок пласта різної проникності з перетіканням газу між ними на характер графічної залежності приведенного пластового тиску від накопиченого відбору газу. Згідно проведених досліджень на практиці при використанні геолого-промислових даних можливо оцінити запаси газу тільки для активної зони.

В роботі [7] охарактеризовано основні методи та принципи гідродинамічних досліджень на усталених та неусталених режимах фільтрації, а також особливості проведення досліджень для колекторів, які характеризуються низькою проникністю.

В роботі [8] розглянуто основні принципи побудови тривимірних постійно діючих геолого-технологічних моделей нафтових та газоконденсатних родовищ. Описані методичні та технологічні підходи для створення моделей на різних етапах моделювання з врахуванням стадії вивчення родовища, обсягу та якості геолого-промислової інформації.

В роботі [9] охарактеризовано основні помилки, які допускаються при використанні матеріального балансу. Виділяють два основні типи помилок матеріального балансу – локальні та глобальні. Локальна помилка матеріального балансу – це похибка в обчисленні матеріального балансу для кожної комірки сітки протягом всього періоду розрахунку. Сума всіх локальних помилок матеріального балансу дає загальну помилку матеріального балансу. Глобальна похибка матеріального балансу найбільша і допускається в тому випадку, коли в комірці відбуваються фазові перетворення. Матеріальний баланс для комірки, в якій відбуваються фазові перетворення, зазвичай потребує більшої кількості ітерацій для зменшення величини похибки в розрахунках.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Основні особливості використання матеріального балансу та графо-аналітична оцінка дренажних запасів газу щільних колекторів має надзвичайно важливе значення для об'єктивного визначення дренажних запасів. Оцінка запасів складнобудованого покладу вуглеводнів із суттєвою неоднорідністю колекторських властивостей пластів згідно статистичних даних динаміки зниження пластового тиску доводить, що метод зниження пластового тиску для оцінки дренажних запасів газу в щільних колекторах не працює та може призвести до обґрунтування некоректної системи розробки родовища. Враховуючи значні запаси газу щільних колекторів, існує необхідність у дослідженні основних процесів фільтрації газу в щільних колекторах та об'єктивної оцінки запасів газу з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання з метою ефективного планування основних геолого-технологічних заходів та раціонального використання надр.

Формування цілей статті

Ціллю даної статті є дослідження можливості застосування класичного підходу до визначення початкових дренажних запасів газу із використанням залежності середнього приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку для оцінки запасів газу в щільних колекторах. Для цього, використовуючи синтетичну тривимірну модель, слід дослідити особливості розробки продуктивних покладів з низькою проникністю та встановити залежність між часом стабілізації пластового тиску та фільтраційно-ємнісними властивостями колектора за-

лежно від варіантів їх розповсюдження за площею. За результатами проведених досліджень на основі постійно діючої геолого-технологічної моделі шляхом зіставлення їх з отриманими при побудові залежностей $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ результатами, необхідно визначити величину можливої похибки, яка допускається при визначенні початкових запасів газу.

Виклад основного матеріалу

Для оцінки дренажних запасів газу застосовується метод падіння пластового тиску, який базується на рівнянні матеріального балансу при газовому режимі розробки. При цьому використовують промислові дані про динаміку приведенного середнього пластового тиску $P_{пл.сер}$ (із графіків залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$) і кількості відібраного газу $Q_{вид}$ у вигляді залежності $P_{пл.сер}(t)/z(P_{пл.сер.}) = f(Q_{вид}(t))$ [1].

Цей метод дуже простий в застосуванні, оскільки не залежить від дебітів, чи властивостей колектора. Суть цього методу полягає в використанні темпу зниження тиску для оцінки запасів газу. Якщо режим розробки покладу газовий, тоді залежність приведенного пластового тиску в функції видобутку матиме лінійний характер. Простота методу та точність у відносно більш проникних газових резервуарах зробили цей метод універсальним. Оцінка запасів газу для невеликих покладів чи родовищ, по яких економічно недоцільно створювати тривимірну постійно діючу геолого-технологічну модель, часто засновані виключно на методі падіння пластового тиску.

Ключове припущення, включене в залежність $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$, полягає в тому, що продуктивний поклад поводить як ізольований резервуар. Тобто в резервуарі незначні або зовсім відсутні зміни тиску і немає зовнішнього джерела енергії. Відсутність змін тиску всередині резервуара означає, що виміряні пластові тиски в свердловинах характеризують істинні середні значення пластового тиску, і весь резервуар можна описати середнім значенням тиску [2].

У резервуарах, які характеризуються високою проникністю, зазвичай низька в'язкість газу, яка гарантує невеликі градієнти тиску далеко від вибою свердловини, тому оцінити середній пластовий тиск можна за допомогою відносно короткочасних досліджень із зняттям КВТ.

Однак, у багатьох випадках фільтраційно-ємнісні характеристики колектора можуть призвести до того, що характер залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ буде нелінійним. Нелінійний характер $P_{пл}/z$ може бути зумовлений надходжен-

Основні параметри моделі:

Розміри моделі – 1000×1000 м;
 Розміри сітки (по горизонталі) – 25×25 м;
 Середня товщина прошарку – 4 м;
 Кількість комірок, од.: I – 40; J – 40; K – 1;
 Кількість активних комірок, од. – 1600.

Початкові умови:

Пластовий тиск – 30 МПа;
 Пластова температура – 349 К;
 Глибина свердловини – 2000 м;
 Запаси газу – 145 млн м³

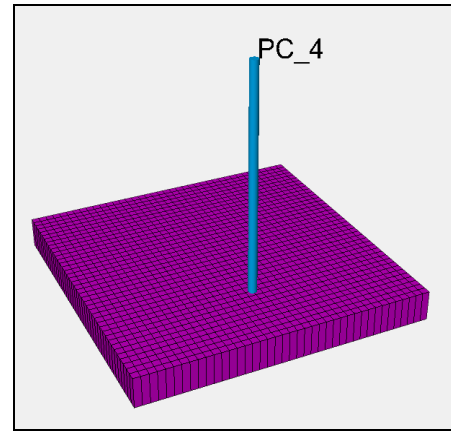


Рисунок 1 – Концептуальна модель газового покладу

ням пластової води або перетіканням газу з інших покладів.

В цій статті розглядається концепція матеріального балансу та визначення дренажних запасів газу щільних колекторів із низькою проникністю графо-аналітичним способом [3]. Відповідно до статистичних даних динаміки зниження пластового тиску та досвіду побудови залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ можна зробити висновок, що метод оцінки дренажних запасів газу для щільних колекторів за методом падіння пластового тиску не зовсім коректний.

Нелінійний характер залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ зумовлений суттєво низькою проникністю та їх неоднорідністю як за товщиною, так і за площею. Дана обставина стала основною причиною поступового збільшення дренажних запасів газу в часі за рахунок залучення до розробки нових, раніше не дренажних порових об'ємів. Очевидно, що причиною поступового підключення пластів розкритого інтервалу газонасиченої товщі до дренажу є наявність початкового градієнту тиску в таких пластах. Це обумовлює початок процесу фільтрації лише при створенні певної депресії на такі пласти. Таким чином, пласти з початковим градієнтом тиску підключаються до дренажу при зниженні тиску в покладі, впливаючи на величину видобувних запасів газу. Отже, за даних обставин, автори наголошують, що виміри пластового тиску в одній свердловині з часом можуть характеризувати різні пласти (або комплекс пластів) одного розкритого газонасиченого інтервалу. Враховуючи вищенаведене, можна припустити, що використання методу зниження пластового тиску для щільних колекторів може призвести до значної похибки при визначенні дренажних запасів газу.

Суть основних помилок, пов'язаних з використанням залежностей $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ в щіль-

них газових колекторах, полягає в тому, що в пласті існують суттєві градієнти тиску, що призводить до порушення основних припущень щодо резервуару. Для визначення істинного значення пластового тиску можуть знадобитися значні періоди закриття свердловин на відновлення тиску. В залежності від величин градієнтів тиску та фільтраційно-ємнісних властивостей колектора, період відновлення пластового тиску в резервуарі може тривати від декількох місяців до декількох років.

Одним з очевидних рішень проблеми матеріального балансу в щільних резервуарах є використання гідродинамічного моделювання. Проте час і витрати на створення тривимірної постійно-діючої моделі часто не можуть бути виправдані, тож графічні залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ залишаються єдиною альтернативою.

В даній статті на основі синтетичної тривимірної моделі залежно від різних комбінацій розповсюдження колектора за площею з різною проникністю здійснено розрахунок динаміки зниження пластового тиску при кожній з комбінацій та оцінено дренажні запаси газу.

На рисунку 2 схематично зображено основні комбінації розповсюдження колектору за площею продуктивного покладу.

Перший варіант передбачає, що свердловина знаходиться в центрі продуктивного покладу, де в певному радіусі від свердловини розповсюджено колектор проникністю 10 мД. Проникність колектора у віддалених частинах резервуара складає 1 мД.

Другий варіант передбачає ті ж самі умови, що і перший варіант, а відмінність його полягає в тому, що форма розповсюдження колектора з покращеними фільтраційно-ємнісними характеристиками має видовжену форму з великою протяжністю з заходу на схід.

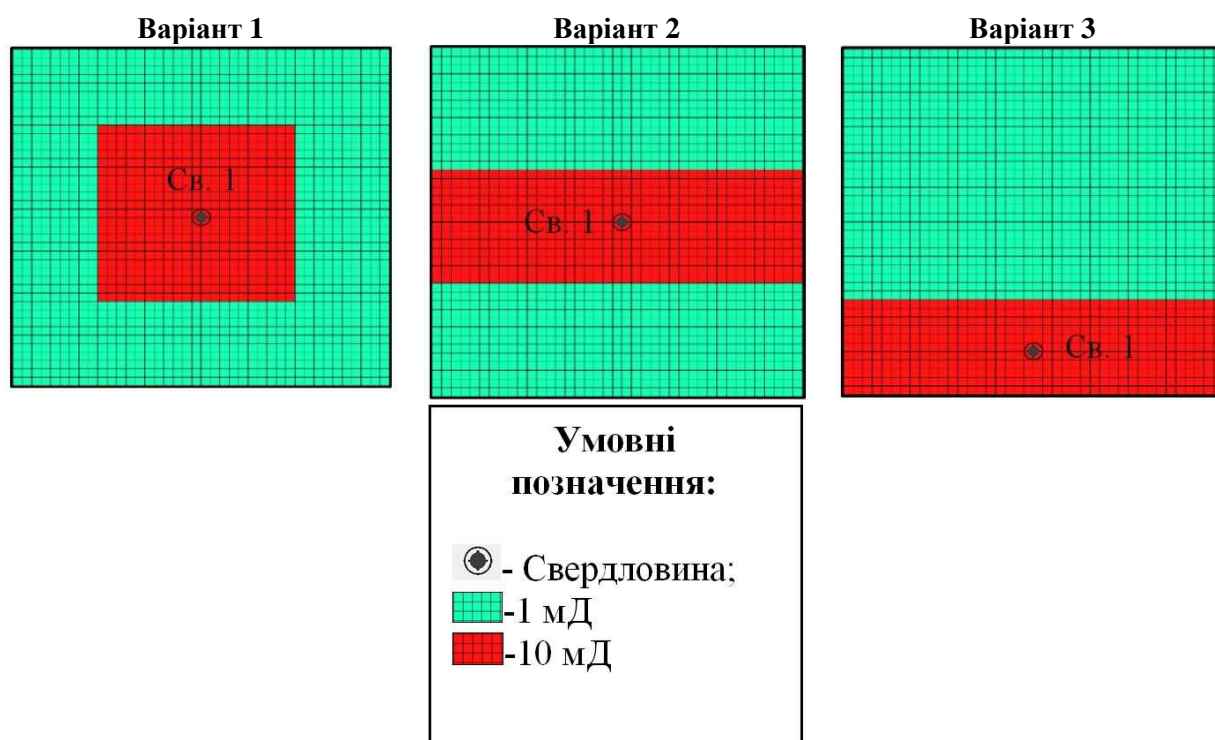


Рисунок 2 – Схема розповсюдження колектора різної проникності за площею продуктивного покладу

Третій варіант – кардинально відрізняється від попередніх двох. Відмінність цього варіанту полягає в тому, що свердловина знаходиться в близькому розташуванні до контуру виділених в межах покладу запасів. Тобто напрямок фільтрації газу передбачений тільки по латералі.

Четвертий варіант передбачає довільне розповсюдження фільтраційних властивостей колектора за площею. Цей варіант в повній мірі характеризує реальні умови та показує істинну картину фізичних процесів фільтрації, що відбуваються в продуктивних покладах.

Згідно проведених розрахунків для оцінки дренуваних запасів газу були побудовані залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ (рис. 3).

Аналізуючи отримані результати, можна спостерігати різну динаміку зниження пластового тиску при однакових відборах газу по всіх наведених вище варіантах.

Пояснюється така розбіжність в результатах наявністю просторової фільтраційної неоднорідності колекторів, яка виражається в існуванні закономірних напрямків, сприятливих для внутрішньопластових перетоків газу [4]. Явище анізотропії колекторів визначається великою кількістю факторів, які включають фаціальні умови формування колектора, режим осадо накопичення, процеси зміни гірських порід, які призводять до утворення вторинної пористості. Важливість анізотропії проникності полягає в тому, що вона значною мірою впливає

на характер гідродинамічних процесів, які протікають в пластах, що розробляються [5].

Падіння тиску не є лінійним для випадку з низькою проникністю. Спочатку тиск в зоні свердловини швидко знижується: область з високою проникністю навколо свердловини є дуже малою, тож пластовий тиск в покладі не встигає відновлюватися так швидко, як виснажується свердловиною.

Тому на ранніх стадіях розробки, під час аналізу результатів розрахунків при визначенні дренуваних запасів газу допускається похибка, яка може перевищувати 50% від істинних дренуваних запасів газу, що видно з рисунка 3.

На пізніх стадіях розробки кут нахилу прямої $P_{пл}/z$ змінюється, і це дає нам можливість оцінити запаси в значно більшому об'ємі [6].

Використання залежності $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$ для оцінки дренуваних запасів газу є особливо ризикованим, тому що дані розробки вказують на істинні запаси тільки після того, як будуть відібрані основні 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 з розробки родовища.

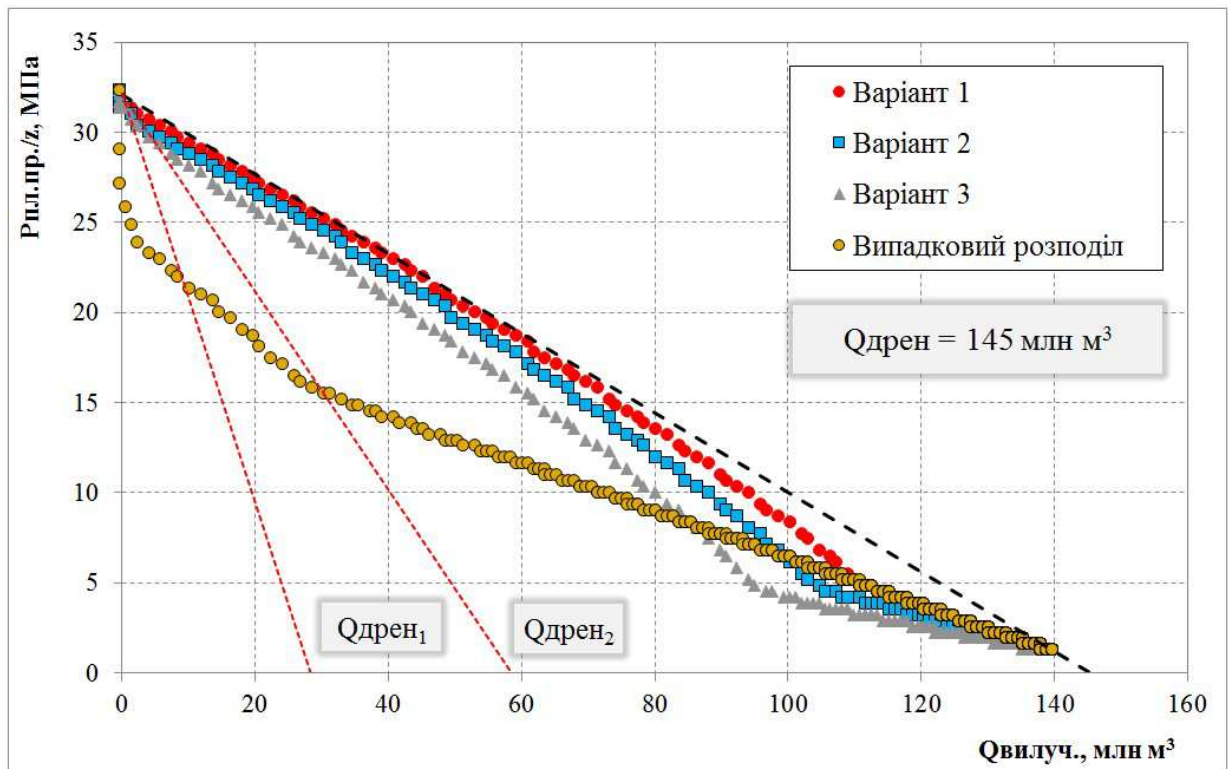


Рисунок 3 – Оцінка дренуваних запасів газу за варіантами

Результати моделювання свідчать, що існують істотні градієнти тиску в колекторі, для яких потрібні були б місяці (якщо не роки) часу дослідження на неусталених режимах фільтрації.

Градієнти тиску вказують, що свердловини в різних частинах покладу реєструватимуть різні тиски при однакових часових проміжках закриття на замір пластового тиску глибинним манометром. На тиск в цих свердловинах істотно впливає темп відбору газу, а також розподіл проникності.

Для розглянутого четвертого варіанту, який передбачав довільне розповсюдження проникності за площею з використанням тривимірної моделі, було розраховано варіанти з зупинки свердловини на 3 та 6 місяців для визначення пластового тиску [7]. Результати моделювання показують, що стабілізації і відновлення пластового тиску в покладі для розглянутого випадку можливо досягнути тільки через 6 місяців. Результати розрахунків наведено на рисунку 4.

Необхідність коректного визначення дренуваних запасів газу виникла в процесі розробки одного з газоконденсатного родовищ АТ «Укргазвидобування» з метою ефективного планування геолого-технологічних заходів.

Згідно аналізу кернавого матеріалу встановлено, що колектор конкретного родовища ха-

рактеризується суттєвою неоднорідністю колекторських властивостей пластів як за товщиною розкритої газоносною товщі, так і за площею.

Основним за запасами газу на родовищі є поклад горизонту С-22, розробка якого почалася з 2002 року з використанням однієї свердловини. Аналізуючи геолого-промислові дані та історію розробки покладу горизонту С-22, встановлено, що в початковий період експлуатації свердловини спостерігається стрімке падіння пластового тиску, темп якого в процесі розробки частково зменшується. Динаміку пластового тиску в свердловині наведено на рисунку 5.

Аналізуючи динаміку пластового тиску в процесі розробки покладу горизонту С-22, прослідковується класична картина розробки щільних колекторів. Також така динаміка можлива у випадку наявності тріщинуватих колекторів. Тобто в початковий період розробки покладу та експлуатації свердловин спостерігається різке падіння пластового тиску, яке пояснюється наявністю великих початкових градієнтів тиску та низькою швидкістю його відновлення через великий темп відбору газу, або незначними запасами газу, які акумульовані в тріщинах. Карту розподілу пористості по покладу горизонту С-22 конкретного родовища наведено на рисунку 6.

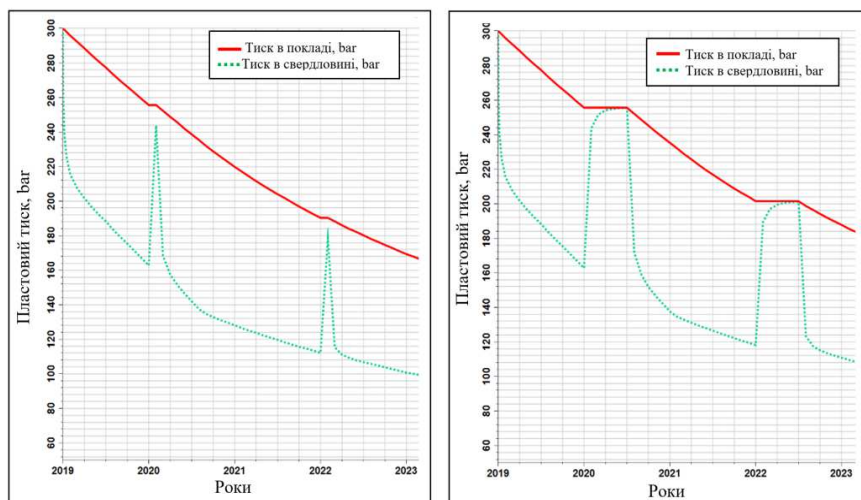


Рисунок 4 – Динаміка відновлення пластового тиску за 3 та 6 місяців відповідно

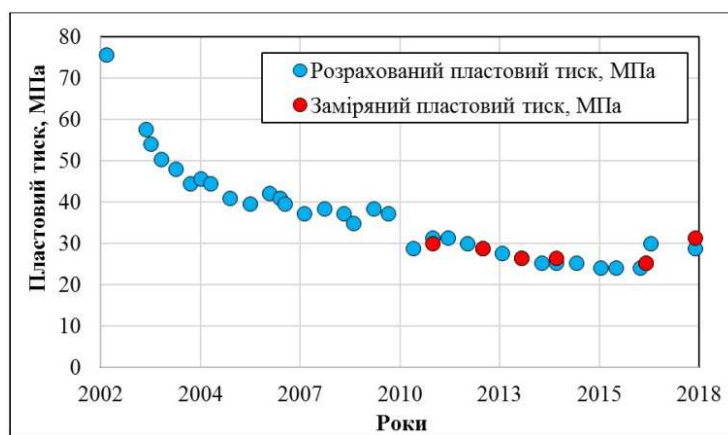


Рисунок 5 – Динаміка пластового тиску в покладі горизонту С-22 конкретного родовища

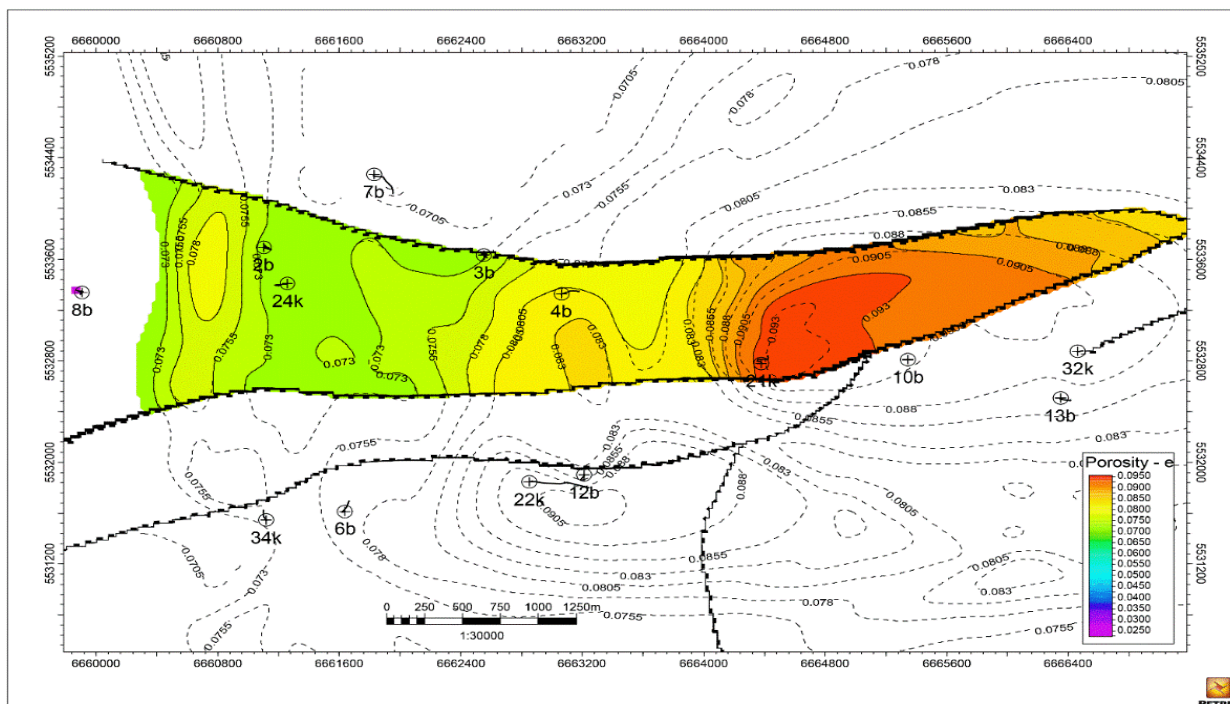


Рисунок 6 – Карта розподілу пористості по покладу горизонту С-22 конкретного родовища

Враховуючи вищенаведене, виникла необхідність у дослідженні описаної вище проблематики на основі тривимірної постійно діючої геолого-технологічної моделі конкретного родовища [8].

Після оцінки дренованих запасів газу за методом падіння пластового тиску отримано величину запасів газу, яка добре корелювалася з запасами, які оцінено об'ємним методом згідно структурних побудов. Однак, при адаптації тривимірної моделі до фактичних даних розробки родовища адаптувати пластові тиски виявилось неможливим, оскільки за результатами моделювання запаси газу повинні були бути значно більшими. В ході комплексного аналізу за допомогою постійно діючої геолого-технологічної моделі покладу горизонту С-22 було реалізовано два підходи до визначення істинних запасів газу.

Авторами розглянуто концепцію розробки неоднорідних колекторів, а також здійснено побудову моделі подвійної пористості з метою моделювання процесу розробки тріщинуватого колектору. Однак, в результаті моделювання розробки тріщинуватого колектора отримати достовірні результати досліджень не вдалося у зв'язку з відсутністю даних по дослідженню керна матеріалу на предмет тріщинуватості. За результатами моделювання отримано нефізичні значення проникності тріщинуватої матриці, тому дана концепція в подальшому не розглядалася. Змоделювавши варіант розробки щільних колекторів, в результаті адаптації постійно діючої геолого-технологічної моделі встановлено, що запаси газу на 25% більші за дреновані запаси газу, оцінені за методом падіння пластового тиску. Дане відхилення суттєво перевищує допустимі межі. Це може призвести до прийняття некоректних рішень щодо подальшої розробки родовища.

Використання тривимірної постійно діючої геолого-технологічної моделі покладу в черговий раз підтверджує, що використання методу падіння пластового тиску в щільних колекторах застосовувати не коректно, оскільки отримана похибка при визначенні дренованих запасів газу може значно знизити енергетичний потенціал родовища, яке характеризується наявністю щільних колекторів.

Висновки

Метод падіння пластового тиску є дуже простим у застосуванні. Простота методу і точність у відносно проникних газових резервуарах зробили його майже універсальним для застосування. Однак існують випадки, коли ви-

користання даного методу призводить до значних похибок при спробі оцінити дреновані запаси газу в покладі.

Це означає, що насамперед необхідний детальний аналіз наявної геолого-промислової інформації та вивчення особливостей геологічної будови та історії розробки покладу. Дана інформація дозволить коректно встановити режим розробки покладу, тип продуктивних колекторів, та підібрати методику для оцінки запасів газу.

Оцінка запасів газу для невеликих за запасами покладів, чи родовищ, по яких економічно недоцільно створювати тривимірну постійно діючу геолого-технологічну модель, часто засновані виключно на методі падіння пластового тиску.

Враховуючи вищенаведене, також можна стверджувати те, що застосування методу падіння пластового тиску для щільних колекторів некоректне, оскільки визначити істинне значення пластового тиску в резервуарі неможливо через те, що стабілізацію пластового тиску залежно від фільтраційно-ємнісних властивостей колектора потрібно очікувати місяцями, а інколи і роками.

Для визначення істинних запасів газу в щільних колекторах необхідно створювати тривимірні постійно діючі геолого-технологічні моделі, які повною мірою враховують всі фізичні процеси фільтрації газу в пористому середовищі з урахуванням особливостей геологічної будови конкретного родовища за умови щільної сітки свердловин, якою забезпечується дренування всього покладу.

Достовірність та точність створеної постійно діючої геолого-технологічної моделі залежить від якості та достовірності геолого-промислової інформації, яка використовувалася для аналізу та взята за основу для створення 3D моделі [9].

Література

1. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.
2. Разработка и реализация методики прогнозирования добычи газа из месторождения: Отчет УкрНИИгаза по теме НИР 51.391 за 1992-1993 гг. / А.И. Гутников. Харьков, 1993.
3. Advanced Gas Material Balance in Simplified Format: S. Moghadam, O. Jeje, and L. Matter, FeketeAssociatesinc. 2011.
4. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Оцінка за промисловими даними запасів газу в родовищі

в умовах неоднорідної будови продуктивних відкладів, підключення та ізолювання окремих пластів у видобувних свердловинах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 1(54). С. 7-14.

5. Dake L.P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam, 1978. URL: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Fundamentals%20of%20Reservoir%20Engineering%20%28L.P.%20Dake%29.pdf>

6. Кондрат О.Р., Кондрат Р.М. Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовищ. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2(55). С. 61-67.

7. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 300 с.

8. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: ООО ИПЦ Маска, 2009. 376 с.

9. Principles of Applied Reservoir Simulation (Fourth Edition): John R. Fanchi. 2018. URL: <https://www.elsevier.com/books/principles-of-applied-reservoir-simulation/fanchi/978-0-12-815563-9>

6. Kondrat O.R., Kondrat R.M. Doslidzhennia vplyvu zonalnoi neodnorodnosti produkty vnykhplastiv na kharakter zalezhnosti zvedenoho serednoho plastovoho tysku vid nakopychenoho vydobutku hazu z rodovyshch. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. № 2(55). P. 61-67. [in Ukrainian]

7. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruksiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovyih i gazokondensatnyih plastov i skvazhin. M.: Nedra, 1980. 300 p. [in Russian]

8. Zakrevskiy K.E. Geologicheskoe 3D modelirovanie. M.: ООО IPTsMaska, 2009. 376 p. [in Russian]

9. Principles of Applied Reservoir Simulation (Fourth Edition): John R. Fanchi. 2018. URL: <https://www.elsevier.com/books/principles-of-applied-reservoir-simulation/fanchi/978-0-12-815563-9>

References

1. Boiko V.S., Kondrat R.M., Yaremiichuk R.S. *Dovidnyk z naftohazovoi spravy*. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

2. Razrabotka i realizatsiya metodiki prognozirovaniya dobyichi gaza iz mesto-?ozhdeniya: Otchet UkrNIIGaza po teme NIR 51.391 za 1992-1993 gg. / A.I. Gutnikov. Harkov, 1993. [in Russian]

3. *Advanced Gas Material Balance in Simplified Format*: S. Moghadam, O. Jeje, and L. Matter, Fekete Associatesinc. 2011.

4. Kondrat R.M., Kondrat O.R. Otsinka zapromyslovym ydanymy zapasiv hazu v rodovyshchi v umovakh neodnorodnoi budovy produktyvnykh vidkladiv, pidkliuchennia ta izoliuvannia okremykh plastiv u vydobuvnykh sverdlonynakh. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. No 1(54). P. 7-14. [in Ukrainian]

5. Dake L.P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam, 1978. URL: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Fundamentals%20of%20Reservoir%20Engineering%20%28L.P.%20Dake%29.pdf>