

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-3(76)-7-22

УЗАГАЛЬНЕННЯ ОСНОВНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ ПРИ ПРУЖНОВОДОНАПІРНОМУ РЕЖИМІ

¹С. В. Матківський*, ² О. Р. Кондрат

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

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Проблема контролю та попередження обводнення покладів родовищ України набуває все більшої актуальності. Вирішення даної проблеми є одним із напрямків збільшення вуглеводневилучення з виснажених газових родовищ в умовах авктивного водонапірного режиму. Експлуатація видобувних свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибої, що призводить до значних ускладнень в процесі їх роботи та подальшого передчасного припинення фонтанування. Обводнення свердловин зумовлює необхідність виконання робіт з інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню чи ізоляції припливу пластових вод. Враховуючи значні залишкові запаси зацементованою водою газу, актуальним є удосконалення існуючих та розроблення нових технологій розробки виснажених родовищ в умовах інтенсивного обводнення з метою забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів. В даній роботі узагальнено вітчизняні та зарубіжні технології розробки родовищ в умовах прояву пружноводонапірного режиму та проаналізовано основні недоліки та переваги існуючих методів інтенсифікації припливу вуглеводнів в умовах обводнення газових та газоконденсатних свердловин. Проаналізовано основні фактори, що визначають причини та характер обводнення продуктивних пластів та шляхи його попередження. За результатами аналізу лабораторних та експериментальних досліджень встановлено механізм поведінки зацементованою водою газу, однак не достатньо вивчене питання визначення локалізації залишкових запасів вуглеводнів. Враховуючи вищевказане, обґрунтовано необхідність створення і використання постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ), що забезпечить більш повне вилучення залишкових запасів газу з виснажених родовищ в умовах інтенсивного просування пластової води в продуктивні пласти. В разі адаптації тривимірної моделі до фактичних даних історії розробки та відтворення динаміки прориву пластової води в експлуатаційних свердловинах з'являється можливість визначення найбільш перспективних зон та ділянок родовища, колектори яких характеризуються високими фільтраційно-ємнісними властивостями та значними залишковими запасами газу. Використання постійно діючої геолого-технологічної моделі родовища дає змогу напрацювати можливі шляхи довилучення залишкових запасів газу із зацементованою водою зон, вдосконалити існуючі технології розробки та забезпечити максимальні коефіцієнти вуглеводневилучення.

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

Проблема контролю і запобігання обводненню залежних родовищ України набуває все більшої актуальності. Розв'язання цієї проблеми є одним із напрямків збільшення коефіцієнтів вилучення вуглеводородів із виснажених газових родовищ в умовах активного водонапорного режиму. Експлуатація добуваючих скважин ускладнюється накопиченням рідини на забоях, що призводить до значимих ускладнень в процесі їх роботи та подальшому передчасному припиненню фонтанірування. Обводнення скважин обумовлює необхідність виконання робіт по ізоляції притока пластових вод. Враховуючи значимі залишкові запаси зацмленого водою газу, актуальним є удосконалення існуючих і створення нових технологій розробки виснажених родовищ в умовах активного водонапорного режиму з метою забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводородів. В цій роботі обговорено вітчизняні та зарубіжні технології розробки родовищ в умовах прояву еластичного водонапорного режиму і проаналізовані основні недоліки та переваги існуючих методів інтенсифікації притоку вуглеводородів в умовах обводнення газових і газоконденсатних скважин. Проаналізовані основні фактори, що визначають причини і характер обводнення продуктивних пластів і шляхи їх запобігання. За результатами аналізу лабораторних і експериментальних досліджень встановлено механізм поведінки зацмленого пластовою водою газу. Однак, недостатньо вивчено питання локалізації залишкових запасів вуглеводородів. З урахуванням вищезазначеного обґрунтовано необхідність створення і використання постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ), що забезпечить більш повне вилучення залишкових запасів газу з виснажених родовищ в умовах інтенсивного продвигнення пластової води в продуктивні пласти. В разі адаптації тривимірної моделі до фактичних даних історії розробки і відтворення динаміки прориву пластової води в експлуатаційні скважини дозволить визначити найбільш перспективні ділянки залежності, колектора яких характеризуються більш високими фільтраційно-ємкісними властивостями і значимими залишковими запасами газу. Використання постійно діючої геолого-технологічної моделі родовища дозволяє розробити можливі шляхи вилучення залишкових запасів газу з зацмленої пластовою водою зони, удосконалити існуючі технології розробки і забезпечити максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводородів.

Ключові слова: родовище, запаси газу, обводненість, водонапорний режим, 3D модель.

The problem of monitoring and preventing deposit inundation is becoming increasingly important in Ukraine. The solution to this problem is one of the ways to ensure the energy independence of the state. The operation of producing wells is complicated by the accumulation of liquid at the bottom. Subsequently, it leads to premature shut-down of the wells. Inundation determines the need to isolate the influx of formation water. Considering the significant residual reserves of gas trapped in water, it is important to improve existing technologies and to develop new ones for the development of depleted fields under the conditions of dynamic water drive in order to ensure maximum hydrocarbon recovery rates. This paper summarizes domestic and foreign field development technologies under water pressure conditions and analyzes the main disadvantages and advantages of the existing methods of stimulating hydrocarbon inflows in waterlogged gas and gas condensate wells. The main factors that determine the causes and nature of flooding of productive formations and ways to prevent them are analyzed. Based on the results of the analysis of laboratory and experimental studies, the behavior of gas trapped by brine water has been established. But the issue of determining the localization of residual reserves has not been studied sufficiently. Considering the above mentioned ideas, the author asserts the necessity to use geological and technological models constantly. It ensures better extraction of the residual gas from depleted fields under the condition of intensive advance of reservoir water into productive formations. In the case of adapting the three-dimensional model to the actual data of the production history and the simulation of the exact breakthrough of produced water in production wells, there comes the possibility to determine the most promising zones and sections of the field, the reservoirs of which are characterized by the best filtration-capacitive properties and significant gas reserves. The use of a constantly operating geological and technological model of the field will make it possible to develop ways of extracting the residual gas reserves trapped in produced water, to improve existing production technologies and to ensure maximum recovery factors.

Keywords: field, gas reserves, water cut, water drive, 3D model.

Вступ

Переважає більшість газоконденсатних родовищ АТ "Укргазвидобування" перебуває на завершальній стадії розробки, яка характеризується інтенсивним обводненням продуктивних пластів та експлуатаційних свердловин, що призводить до передчасного виходу свердловин з експлуатації, зацмлення в обводнених зонах значної кількості природного газу та зниження поточного та кінцевого коефіцієнта газоконденсатовилучення.

Більшість родовищ природних газів характеризується певним проявом пружноводонапорного режиму, що обумовлює активне надходження в газонасичені поклади підшовних чи крайових вод, внаслідок чого в продуктивних пластах утворюються зони із значною залишковою газонасиченістю. Часткове обводнення найбільш високопроникних пластів призводить до зниження продуктивності свердловин. Проведення робіт з ізолювання припливу пластової води в свердловинах досить часто є низькоефе-

ктивним і не дає очікуваного ефекту. Відновити попередню роботу в таких свердловинах досить складно, тож в більшості випадків їх подальша робота пов'язана з переведенням на вищезалігаючі горизонти [1].

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин. Однак, ця проблема залишається актуальною та важливою на поточний час [1, 2] [Багато про такі проблеми сказано в роботі Р.М. Кондрата «Газоконденсатоотдача пластів»].

Постановка проблеми

Відомі методи розробки газових родовищ в умовах водонапірного режиму та експлуатації свердловин із значною кількістю рідини в продукції характеризуються недостатньою ефективністю. Тому доцільно провести дослідження можливих напрямків вдосконалення існуючих і розробки нових технологій дорозробки виснажених родовищ в умовах прояву пружноводонапірного режиму, а також методів інтенсифікації винесення рідини з обводнених свердловин на основі створення постійно діючих геолого-технологічних моделей з метою ефективного планування основних геолого-технологічних заходів та раціонального використання надр.

Формування цілей статті

Ціллю даної статті є узагальнення вітчизняних і зарубіжних технологій розробки родовищ вуглеводнів в умовах пружноводонапірного режиму та удосконалення методів контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин з метою збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Виклад основного матеріалу

Переважаюча більшість газоконденсатних родовищ України знаходиться на завершальній стадії розробки та характеризується вибірковим обводненням продуктивних пластів і свердловин в умовах низьких пластових тисків. Проблема обводнення газових та газоконденсатних свердловин є надзвичайно актуальною на даний час не тільки для нафтогазової галузі України, але і для світової практики видобування природних вуглеводнів.

Обводнення свердловин може бути пов'язане як із «аварійним» проривом води з водоносних пластів через неякісне кріплення обсадних колон свердловин, так і неконтрольованим проривом пластової води через високо-

проникні пропластки продуктивного покладу [2].

Основні фактори, що визначають характер та причини обводнення пластів та свердловин, поділяються на природні та технологічні.

До природних факторів передчасного обводнення відносять геологічну будову пласта та покладу, тип колектора та його фільтраційно-ємнісні властивості, властивості пластових флюїдів, механізм їх фільтрації в пористому середовищі тощо.

Шляхи обводнення свердловин з урахуванням природних факторів наступні:

- «язики» просунення підшовної чи контурної води в зонально-неоднорідному пласті;
 - «конуси» підшовної води в однорідному пласті;
 - високопроникні пласти в багатопластових об'єктах чи пропластки в шарувато-неоднорідному пласті;
 - високопроникні тріщини в порово-тріщинуватому чи тріщинувато-поровому пласті.
- Враховуючи особливості експлуатації та технічний стан свердловин, шляхи передчасного чи аварійного їх обводнення наступні [3]:
- негерметичність цементного стакана на вибої свердловини, що обумовлює надходження води з нижчезалігаючого водоносного пласта;
 - встановлення нераціональних технологічних режимів експлуатації видобувних свердловин;
 - дефекти експлуатаційної колони, обумовлені неякісним або неповним її цементуванням та її корозією;
 - негерметичності експлуатаційної колони, що зумовило надходження або перетікання води із одного пласта в інший чи в свердловину.

З метою винесення газорідинної суміші з вибою газових та газоконденсатних свердловин використовують спінувальні поверхнево-активні речовини, газліфтний спосіб експлуатації, плунжерний ліфт, оптимізацію гирлових тисків тощо. Однак, використання даних методів є недостатньо ефективним та має короткочасний ефект.

Проблема попередження просування пластових вод і обводнення свердловин на родовищах України набуває все більшої актуальності. Вирішення даної проблеми є одним із напрямків забезпечення енергетичної незалежності держави.

Матеріали гідрогеологічних досліджень, а також дані про підземні води, отримані по свердловинах пошуково-розвідувального буріння, з яких при випробуванні отримані припливи

пластових вод, дозволяють охарактеризувати особливості гідрогеологічної системи в межах родовища.

Обводнення продуктивних горизонтів за умови прояву водонапірного режиму є цілком природним процесом, однак він має бути контрольованим. Для зменшення негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки покладу необхідно здійснювати контроль за просуванням пластових вод і його регулювання. Такий контроль повинен спиратися на результати аналізів розробки покладів та відповідні висновки та залежності.

До основних методів контролю за процесом розробки родовища відноситься побудова залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища [1, 4]. Використовуючи графоаналітичну залежність, встановлюють режим розробки родовища, визначають початкові та залишкові дренавані запаси газу та оцінюють активність пластової водонапірної системи при надходженні в продуктивні поклади пластових вод, а також оцінюють характер дренавання продуктивних покладів [5-6].

Згідно з дослідженнями А. Х. Мірзаджанзаде та ін. [5, 7-8] на початковій стадії розробки газового родовища в умовах пружноводонапірного режиму падіння пластового тиску може бути аналогічним газовому режиму розробки, що пояснюється існуванням певного градієнта тиску, за якого можлива така схожість. Залежність приведенного пластового тиску в функції накопиченого видобутку газу має лінійний характер. Однак, при активному водонапірному режимі та високій проникності газоносних пластів дана подібність відсутня.

Розробка газоконденсатних родовищ в умовах пружноводонапірного режиму характеризується нерівномірним переміщенням газоводяного контакту (ГВК) в залежності від фільтраційно-ємнісних характеристик продуктивних пластів [9]. Це призводить до "язикового" обводнення та защемлення водою залишкових запасів газу. Коефіцієнт вилучення газу при пружноводонапірному режимі на родовищах АТ "Укргазвидобування" в середньому складає 60-70%. Через неповне його витіснення водою в обводненій частині покладу залишається мікрозащемлений газ. Також значний об'єм макрозащемленого газу зумовлений нерівномірним просуванням фронту води [10]. Схема переміщення газоводяного контакту (ГВК) в процесі розробки газоконденсатного родовища зображена на рисунку 1.

Визначення положення ГВК є важливим завданням контролю, без якого неможлива раціональна розробка покладів. Вибір оптимального комплексу контролю за ГВК повинен базуватися на сучасних науково-технічних досягненнях і промислового досвіді [3].

Відомі методи, які використовуються для попередження просування пластових вод та боротьби з обводненням експлуатаційних свердловин, спрямовані на мінімізацію негативного впливу пружноводонапірного режиму на процес розробки та збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Розрізняють наступні методи боротьби з просуванням пластових вод [11]:

- перехоплення пластових вод з використанням спеціальних свердловин, які пробурені на початковому контурі газоносності;

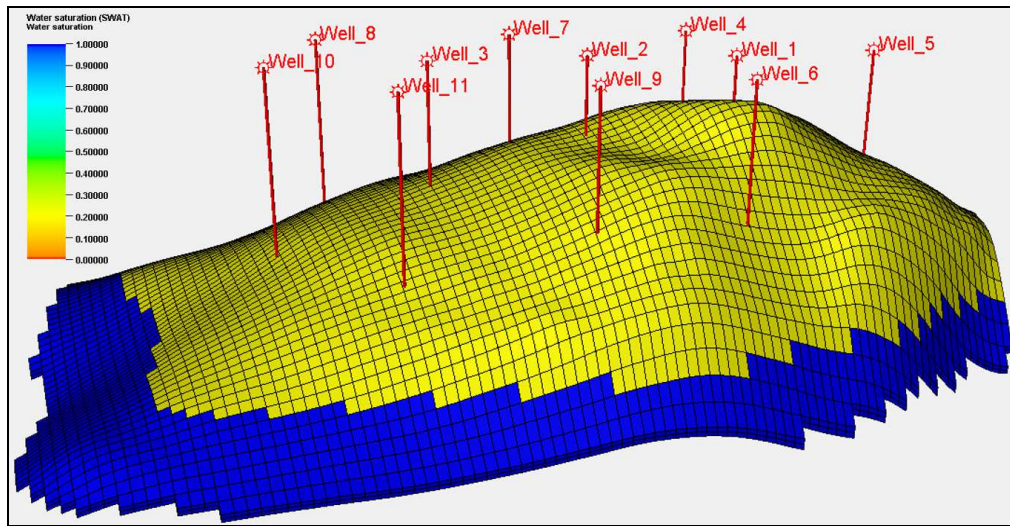
- створення на окремих ділянках родовища, або цілого родовища непроникних екранів для пластової води шляхом закачування через нагнітальні свердловини в'язких чи водоізолюючих агентів;

- зменшення відборів природного газу з ділянок родовища, які контактують з водоносним басейном, шляхом закриття частини видобувних свердловин та збільшення темпів відбору із зон сповільненого просування пластових вод [3].

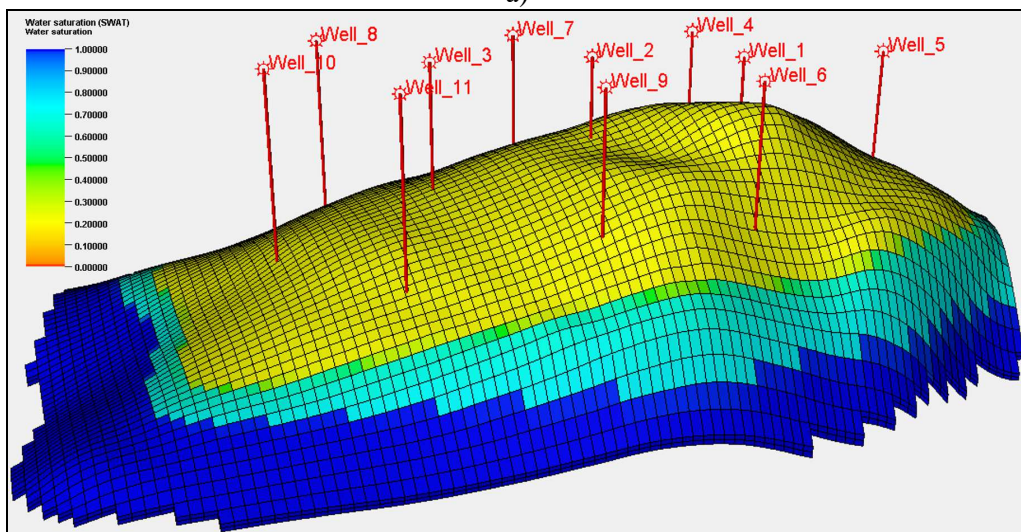
Найважливішим параметром прогнозування видобутку газу та кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення газоконденсатних покладів є коефіцієнт залишкової насиченості пор защемленим газом. Лабораторні експерименти та розрахунки матеріального балансу демонструють, що насиченість пор в зоні обводнення продуктивної частини покладу може сягати 50 відсотків їх об'єму.

Експериментальними дослідженнями Гофен та ін. [12] у 1952 р. на пробах керну встановили, що насиченість пор защемленим газом може складати 15-50 % для різних пористих середовищ. В проведених експериментах авторами вивчено вплив початкового насичення пор водою на насичення пор защемленим газом у випадку інтенсивного обводнення пластів та защемлення частини залишкового газу. За результатами проведених досліджень на двох зразках пісковика при різних початкових насиченнях пор водою та защемленим газом встановлено, що початкова водонасиченість не впливає на насичення пор защемленим газом.

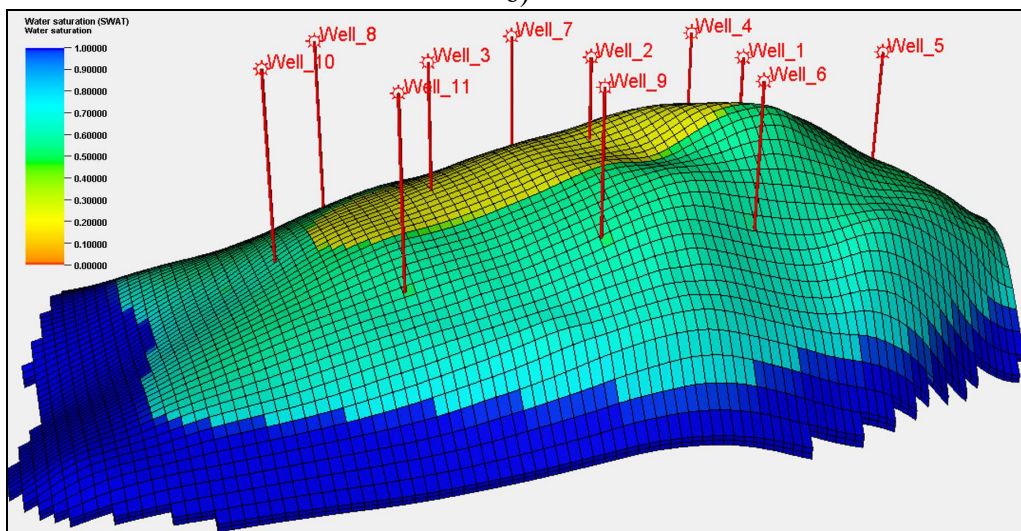
У 1963 році Керічі, Чюччі та Лонг [13] було досліджено насиченість защемленим газом зцементованих та незцементованих пісковиків на зразках керну. Середнє залишкове насичення



a)



б)



в)

а) до початку розробки; б) зниження початкового пластового тиску на 50%;
в) зниження початкового пластового тиску 75%

**Рисунок 1 – Схема переміщення газоводяного контакту (ГВК)
у процесі розробки газоконденсатного покладу**

пор защемленим газом ґрунтувалося на розрахунках матеріального балансу при декількох значеннях тиску. Враховуючи, що виснаження газоконденсатних покладів відбувається нерівномірно, для характеризувannya насичення пор зразків керну дослідниками введено поняття середньої залишкової газонасиченості защемленим газом.

З метою достовірного визначення початкових запасів газу Брунс та Агарвал та ін. [14] в 1965 році дослідили вплив пружноводонапірного режиму на характер залежності $P_{пл}/z$ від $Q_{нак}$ для газового резервуару. Дослідники проілюстрували, що ті фактори, які обумовили зниження тиску в резервуарі та певним чином спричинили затримання просування пластових вод, призвели до збільшення коефіцієнта вилучення газу. Також було встановлено, що кінцевий коефіцієнт вилучення газу залежить від темпу видобутку газу, залишкового насичення пор газом, продуктивності водонапірної системи та проникності пластів.

Для прогнозування видобутку газу в умовах водонапірного режиму Кнап та ін. [15] в 1968 році розробили двофазну двовимірну модель. Цю модель було використано для вивчення впливу неоднорідності, продуктивності водоносних горизонтів та темпів видобутку газу. Аналізуючи результати проведених досліджень, зроблено висновок про те, що коефіцієнт вилучення газу є функцією темпів видобутку газу, продуктивності водоносних горизонтів та неоднорідності продуктивних покладів як за товщиною, так і за площею. Результати досліджень добре корелюються з результатами Агарвала щодо темпів видобутку газу та продуктивності водонапірної системи.

Аналіз результатів проведених досліджень та експериментів на основі досліджень розробки покладів в умовах пружноводонапірного режиму дав підстави зробити висновок про те, що в процесі просування пластової води защемляються значні об'єми газу. Щоб досягнути мобільності залишкового защемленого водою газу, необхідно забезпечити насиченість пор вище мінімально необхідного значення, при якому газ починає рухатись. Критичне насичення пор защемленим газом для різних типів порід з різною пористістю, різними відносними фазовими проникностями буде різним. Різниця між початковим та кінцевим значення насичення мобільним газом пояснюється затримкою міграції природного газу через просування пластової води та защемлення частини його об'єму. Чисельне моделювання розробки продуктивних покладів може допомогти в корект-

ній оцінці критичного насичення защемленим газом та дасть змогу коректно підібрати технологію, яка забезпечить вилучення залишкового газу та збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення.

Протягом багатьох років досліджень процесів розробки родовищ вуглеводнів були запропоновані три основні методи для збільшення видобутку газу із газових родовищ.

Одним із таких методів є видобуток залишкового защемленого газу шляхом продовження експлуатації обводнених свердловин з наступним вилученням газу з газорідинної суміші [16]. Цей метод характеризується значними недоліками. Основний недолік пов'язаний з утилізацією великих об'ємів видобутої пластової води в порівнянні з видобутими об'ємами защемленого газу.

Другий метод – це сумісне видобування газу та води. У цьому способі газ видобувають із свердловин, які знаходяться гіпсометрично вище та експлуатуються з газової частини покладу. Видобуток води здійснюється з свердловин, які розміщені на межі газоводяного контакту [17]. Цей метод ефективний для газових родовищ з малоактивною та активною водонапірними системами.

За третім методом газ видобувають із значно більшими темпами в порівнянні з швидкістю припливу води. Мета цієї технології полягає в тому, що у стислі терміни необхідно вилучити якомога більше газу до моменту прориву пластової води та обводнення продуктивних пластів і експлуатаційних свердловин. Згідно проведених досліджень [18] встановлено, що збільшення темпів видобутку газу не завжди призводить до збільшення коефіцієнта вуглеводневилучення та залежить від фільтраційно-емісійних характеристик колектора та зональної неоднорідності продуктивних пластів.

Однією з успішних методик в області активної дії на водонапірний режим для виснажених родовищ вуглеводнів є закачування вуглекислого газу (CO_2) в продуктивний пласт [19].

Технологія використання вуглекислого газу для витіснення залишкового газу защемленого водою з газових та газоконденсатних покладів, які розробляються в умовах водонапірного режиму, достатньо вивчена та успішно використовується в світі.

Враховуючи те, що густини вуглекислого газу та води значно відрізняються, постійний процес закачування CO_2 на границі газоводяного контакту може частково запобігти уведенню води в продуктивні поклади. Методика закачування вуглекислого газу полягає в тому, щоб

створити штучний бар'єр між водою та природним газом, який блокуватиме вибіркоче просування пластової води і тим самим забезпечить стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин. Впровадження технології закачування вуглекислого газу забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення з продуктивних покладів газових та газоконденсатних родовищ [20].

До перспективних методів регулювання просування пластової води в продуктивні пласти також відноситься і нагнітання азоту, завдяки якому буде витіснятися защемлений водою газ до видобувних свердловин і водночас буде створюватися додатковий бар'єр між водонапірною системою та газонасиченими покладами.

Значний внесок в дослідження ефективності використання азоту в якості агента нагнітання зробили Р.М. Кондрат та О.Р. Кондрат. Ефективність даної технології досліджено на спеціально розробленій установці, яка включала високопроникні моделі, низькопроникні моделі, а також неоднорідні моделі. Згідно проведених досліджень нагнітання азоту в обводнені моделі встановлено технологічну ефективність застосування азоту для регулювання процесу просування пластових вод. При нагнітанні азоту в обводненні зони покладу витісняється частина раніше защемленого газу до видобувних свердловин. В зоні нагнітання азоту різко зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що ускладнює та сповільнює процес просування пластової води в продуктивні пласти. Чим швидше реалізується технологія нагнітання азоту на родовищі, тим вища ефективність даної технології та значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення [21].

Великий внесок в дослідження розробки родовищ, розробка яких ускладнюється вибіркочним обводненням, зробили теоретичні та експериментальні роботи Бікмана Є.С. [22, 23, 24, 25], в яких детально вивчені питання вибіркового обводнення покладів Тимофіївського, Куличихинського Котелевського та Березівського родовищ. На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень обґрунтовано доцільність оптимізації розробки родовищ шляхом нагнітання в приконтактну зону «сухого» газу, в тому числі азоту з метою забезпечення стабілізації видобутку важких вуглеводнів через зниження пластових тисків та активної дії на водонапірний режим.

Застосування технології підвищення вуглеводневиддачі покладу Т-1 Тимофіївського та Куличихинського НГКР шляхом нагнітання

азоту дозволило частково підтримувати пластовий тиск в покладах та зменшити активність водонапірної системи та частково сповільнити вибіркоче обводнення найбільш проникних пластів за рахунок більш повного охоплення їх витисненням азотом. Впровадження таких заходів при розробці покладу Т-1 вищезазначених родовищ призвело до збільшення коефіцієнтів кінцевої вуглеводневиддачі.

Впровадження технології нагнітання азоту може забезпечити більшу надійність видобувних можливостей родовища. При цьому зменшуються ризики щодо випереджаючого обводнення продуктивних покладів та експлуатаційного фонду свердловин.

Запропоновані технології забезпечуються вітчизняною технікою (обладнання азотних установок, оптимальне розкриття пластів тощо).

Практична реалізація систем оптимізації розробки газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та вийти на світовий рівень вирішення існуючої проблеми.

Важливе місце в дослідженні розробки родовищ в умовах пружноводонапірного режиму займають теоретичні роботи Бернштейна М. Н. Гіматудінова Ш. К., [26], в яких детально вивчені питання фільтрації газорідної суміші в порових каналах газонасичених пластів.

На збільшення коефіцієнта вилучення защемленого газу пластовою водою також спрямовані лабораторні та експериментальні дослідження Мірзаджанзаде А. Х., Мамєдова Г. А. і Рижика В. М. [27, 28].

Значний внесок в дослідження вторинного видобутку газу зробили Р.М. Кондрат, С.Н. Закіров. Аналізуючи отримані результати проведених досліджень при зниженні тиску нижче тиску заводнення, ними виявлено, що защемлений водою газ починає розширюватися та залишається практично нерухомим [2, 29].

Проектуванню раціональної розробки родовищ природних газів в умовах прояву водонапірного режиму присвячена велика кількість досліджень, а також фундаментальних робіт Кондрата Р. М., Закірова С. Н. та Рассохіна Г. В. [2, 30, 31]. Дослідження процесів, які протікають в продуктивному пласті, певною мірою вирішують питання оцінки газовиддачі пластів при водонапірному режимі.

З використанням проведених досліджень Р. М. Кондратом та С. Н. Закіровим запропоновано технологію [32], відповідно до якої продовження процесу експлуатації обводнених све-

рдловин досягається зниження тиску в зоні дренивання обводнених свердловин. Зниження тиску призводить до розширення газу та збільшення насиченості пор защемленим газом, що збільшує фазову проникність за газом. Внаслідок сповільнення просування води в зоні розміщення декількох видобувних свердловин попереджується швидке обводнення інших видобувних свердловин, що призводить до більшого охоплення дрениванням продуктивних покладів та, відповідно, збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Лабораторні дослідження вторинного видобутку газу зазвичай проводилися на однорідних моделях пластів, які не можуть повною мірою характеризувати фізичні процеси, що мають місце під час фільтрації вуглеводнів в неоднорідному пласті.

Значний внесок в удосконалення існуючих технологій вторинного видобутку газу зробили Р. М. Кондрат та О. Р. Кондрат, які вперше встановили якісні та кількісні характеристики процесу видобутку газу з однорідних та неоднорідних резервуарів при зниженні пластового тиску. Дослідження проводилися на однорідних низько- та високопроникних моделях, а також на неоднорідній моделі, яка складалася з двох моделей різної проникності. Згідно проведених досліджень було доведено ефективність технологічного методу зниження тиску в обводнених зонах покладу шляхом видобутку з свердловин значних об'ємів води. Після обводнення видобувних свердловин доцільно продовжувати їх експлуатацію, здійснюючи спільний видобуток газу разом із водою, що, в свою чергу, сповільнить просування пластової води в продуктивні поклади та попередить защемлення залишкового газу водою [33].

В умовах пружноводонапірного режиму, який зумовлює просування води в поклад і появу її в продукції свердловин, останні виводяться з експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Це пов'язано з особливостями промислового облаштування газових та газоконденсатних родовищ, які за технологічних і економічних міркувань зазвичай не розраховані на збір і підготовку газу з великим вмістом води.

Для зменшення витрат на утилізацію значних об'ємів пластових вод Р. М. Кондратом, І. М. Фиком та В. С. Григор'євим на основі результатів проведених досліджень [2, 30] запропоновано технологію [34] видобування газу із закачуванням газорідної суміші з обводнених покладів в газоконденсатні поклади, які характеризуються пониженими пластовими тисками. Для реалізації даної технології в обводнених

свердловинах, які розміщені в основному в периферійних частинах покладу, додатково пропонується розкривати виснажений газоконденсатний поклад і здійснювати перепуск газорідної суміші в обводнений поклад. В результаті відбору води тиск в обводненій частині покладу знижується до тиску початку руху газу защемленого водою. Таким чином, забезпечивши рухомість защемленого газу, починають його видобуток низкою видобувних свердловин в склепінній частині покладу. Реалізація даної технології забезпечить зменшення витрат на утилізацію пластової води, а також забезпечить продовження термінів розробки газових та газоконденсатних покладів, забезпечуючи при цьому високі коефіцієнти вуглеводневилучення.

Для збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення за результатами проведених лабораторних та аналітичних досліджень в ІФНТУНГ розроблений абсолютно новий підхід до розробки родовищ, який передбачає комплексний активний вплив на продуктивний пласт, привибійну зону пласта та стовбур свердловини. За результатами проведених досліджень авторами було встановлено закономірності поведінки природного защемленого газу при зниженні тиску. Дані залежності використані для створення нових та вдосконалення існуючих технологій регулювання просування пластових вод і збільшення при цьому коефіцієнта вилучення газу [35].

Враховуючи механізм поведінки защемленого газу, запропоновано нову технологію розробки газових та газоконденсатних родовищ, складовою частиною якої є здійснення протилежних операцій порівняно з відомою технологією. Ґрунтується нова технологія на збільшенні темпів відбору пластової води з обводнених свердловин, що призводить до зниження пластового тиску. При цьому темп відбору пластової води повинен бути більшим за темп її надходження.

Ефективність удосконаленої технології впливу на просування пластових вод при водонапірному режимі підтверджена численними дослідженнями на основі проведених експериментів для умов родовищ України та Російської Федерації [36, 37].

Найбільш досконалим методом розрахунку ефективності просування пластової води в продуктивний пласт, що виникає при зниженні пластового тиску в результаті виснаження родовища, є запропонований в 1949 році метод Ван Евердінгена і Херста [38]. Даний метод заснований на припущенні, що тиск в області початкового газоводяного контакту зменшуєть-

ся на кінцеву величину Δp і потім підтримується на цьому низькому рівні, внаслідок чого обмежується приплив води в законтурну зону. Зниження тиску поділяється на серію дискретних кроків, а загальний приплив в будь-який момент часу складається з суми окремих припливів на кожному кроці. Для розрахунку за методом Херста та Ван Евердінгена достатньо звичайного калькулятора, що робить його простим і доступним у використанні [39].

Що стосується «прямих» методів, то до них відносять метод Фетковича [40]. Однак найбільш простим та застосовуваним методом вважався метод Картера та Трейсі [41]. Цей метод досить простий і точний та використовується в комерційних чисельних симуляторах, однак має деякі певні особливості.

Відмінність методу Картера-Трейсі, що описує приплив води в пласт, від методу Херста-ван Евердінгена полягає в тому, що метод Картера-Трейсі базується на рівнянні дифузії при постійному кінцевому дебіті, а метод Херста-ван Евердінгена – на рівнянні при постійному кінцевому тиску.

Також до основних методів розрахунку ефективності просування пластової води в продуктивний пласт відносять метод «підгонки» Хавле-Оуде для водоносного пласта. Суть даного методу полягає в комбінуванні даних РVT-аналізу, історії видобутку вуглеводнів і даних про динаміку пластового тиску для «підгонки» моделі течії в законтурній області.

Часткове обводнення високопроникних пластів призводить до накопичення рідини на вибої свердловин через низьку швидкість газорідного потоку. Накопичення рідини на вибої зумовлює зниження продуктивності свердловин [42]. Враховуючи той факт, що свердловини експлуатуються в режимі накопичення тиску і винесення води з свердловини має пульсаційний характер, визначення водного фактору є не зовсім коректним і має тільки оціночний характер [30]. Саме тому забезпечення умов винесення рідини з вибою експлуатаційних свердловин може значно покращити основні технологічні параметри експлуатації свердловини та забезпечити її стабільну експлуатацію [43].

Для забезпечення стабільних дебітів свердловин необхідно вдосконалювати існуючі та розробляти нові методики розрахунків оптимальних технологічних режимів експлуатації свердловин, які забезпечать оперативне прийняття рішень щодо стабілізації їх експлуатації.

Відомі дослідники Тер-Саркисов Р.М., Илатовский Ю.В., Бузинов С.Н., Медко В.В.,

Харитонов А.Н., Нифантов В.И., Казарян В.П., Серегина Н.В. стверджують, що в умовах періоду спадаючого видобутку знижується енергетичний потенціал продуктивних пластів [44]. Завершальна стадія розробки родовищ характеризуються інтенсивним обводненням продуктивних покладів та експлуатаційних свердловин. Збільшення дебітів свердловин неможливе в умовах виснаження пластової енергії через обмеження подачі та підготовки вуглеводневої продукції за існуючої наземної інфраструктури. Зниження робочих тисків на устях свердловин та збільшення депресії на пласти можливе за рахунок введення дотискуєчих компресорних станцій (ДКС), що потребує значних капіталовкладень.

Дуже часто оптимізація умов експлуатації низьконапірних свердловин забезпечується використанням устьових компресорних установок та глибинних струминних насосів, які забезпечують пониження тиску на устях та вибоях свердловин для підвищення продуктивності свердловин.

Перспективним також є розроблений у ВНДГаз спосіб експлуатації свердловин за концентричного дворядного ліфта (труба в трубі). На сьогоднішній день даний спосіб експлуатації низькодебітних свердловин активно впроваджується на Шебелинському родовищі. Більшість свердловин Шебелинського газоконденсатного родовища експлуатується в умовах накопичення рідини на вибоях свердловин, оскільки свердловини обладнані ліфтовою колоною умовним діаметром 73 мм, а середній пластовий тиск в продуктивних покладах складає близько 1,5-2 МПа. На основі аналізу експлуатації низькодебітного фонду свердловин обґрунтовано оптимізацію їх експлуатації шляхом обладнання колоною сифонних трубок, виготовлених з полікомполімерних матеріалів.

За результатами досліджень та освоєння таких свердловин вдалося досягти збільшення дебіту газу в 2-3 рази. Діаметр сифонної трубки вибирається таким чином, щоб забезпечити умови винесення газорідної суміші з вибою свердловин. Для підвищення ефективності даної технології розроблені спеціальні технічні засоби, які дозволяють керувати процесом оптимізації експлуатації свердловини в автоматичному режимі.

На даний час провідні світові компанії інтенсивно вивчають проблеми, пов'язані з експлуатацією низьконапірних свердловин, новітні технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів з низьконапірних свердловин з метою дорозробки виснажених обводнених газових і газо-

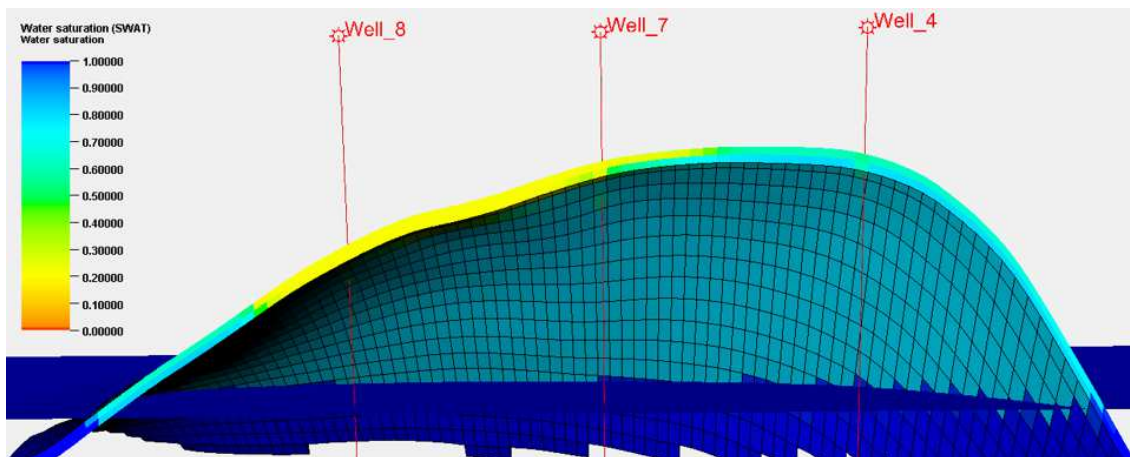


Рисунок 2 – Характер обводнення неоднорідних продуктивних покладів

конденсатних родовищ [45]. Напрацювання провідних фахівців інтенсивно впроваджуються та дають позитивний ефект.

Одним з пріоритетних напрямів досліджень газових та газоконденсатних родовищ з метою підвищення якості проектування і оцінки ефективності реалізації проектних рішень, а також управління і контролю за повнотою виконання запланованих робіт є використання чисельного моделювання.

З метою напрацювання оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення з виснажених обводнених газоконденсатних покладів проведено значну кількість досліджень із використанням основних інструментів моделювання.

За результатами численних лабораторних та експериментальних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу водою в пористому середовищі. На основі результатів проведених досліджень розроблено нові та вдосконалено існуючі технології розробки продуктивних покладів за таких умов. Однак, враховуючи значну неоднорідність покладів вуглеводнів як за площею, так і за товщиною, розроблені технології можуть бути малоефективними. Характер розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей колектору вносить значну невизначеність у процес обґрунтування оптимальної технології подальшої розробки родовища в умовах активного пружноводонапірного режиму.

Приклад вибіркового обводнення газоконденсатного покладу в залежності від розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів за товщиною наведена на рисунку 2.

З метою оцінки можливого впливу анізотропії пластів на характер обводнення видобувних свердловин проведено дослідження розробки неоднорідного продуктивного покладу з підшовною водою. Використовуючи цифрову модель, проведено розрахунок десяти різних

сценаріїв розробки продуктивних покладів. В якості досліджуваних параметрів виступали співвідношення вертикальної проникності до горизонтальної, оптимальний час експлуатації та зупинки свердловини, а також величина водного фактору.

За результатами проведених розрахунків встановлено, що чим менший коефіцієнт вертикальної проникності колектора, тим менший негативний вплив конусоутворення на процес експлуатації видобувних свердловин. Отримані результати моделювання свідчать про те, що у випадку високої проникності та активної водонапірної системи защемлюються великі об'єми газу. Згідно результатів моделювання сумісний видобуток води та газу забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення. Однак, отримані при цьому великі об'єми води в подальшому потребують утилізації, що призводить до додаткових затрат. На сьогоднішній момент концепція безводного видобутку вуглеводнів є домінуючою. За результатами моделювання розробки Оренбурзького родовища доведено економічну та технологічну ефективність сумісного видобутку води та газу. Величини коефіцієнтів вуглеводневилучення залежать як від параметрів продуктивного пласта, так і від прийнятих технологічних обмежень та рішень [46].

Для напрацювання оптимальних шляхів вилучення защемленого газу здійснено моделювання процесу видобутку защемленого газу з використанням цифрової моделі. На основі цифрової моделі досліджено поведінку защемленого газу в пористому середовищі в залежності від фазової проникності для газу та капілярних тисків. За результатами моделювання напрацьовано методологічний підхід до моделювання видобутку защемленого газу та коректної оцінки перспектив вуглеводневилучення [47].

Чисельне моделювання розробки північно-східного родовища Хічкока, що розташоване в штаті Техас, дозволило вдосконалити існуючу технологію дорозробки обводнених покладів родовища, забезпечивши при цьому значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Саме постійно діюча тривимірна модель дозволила визначити пластовий тиск, за якого газ, защемлений водою, мобілізується, та обґрунтувати технологію його вилучення з продуктивних покладів. Розрахунок різних варіантів розробки родовища, дозволив обґрунтувати оптимальні темпи відбору вуглеводневої продукції та вибрати раціональну систему розробки родовища [48].

Для підтвердження доцільності впровадження технологій вторинного видобутку вуглеводнів змодельовано розробку обводненого продуктивного покладу та досліджено процес витіснення защемленого газу діоксидом вуглецю з метою збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення. Для підтвердження ефективності цієї технології на базі тривимірної моделі розраховано два варіанти розробки родовища в умовах пружноводонапірного режиму, які включають розробку родовища на виснаження та з нагнітанням діоксиду вуглецю на межі газоводяного контакту. Результати моделювання показали, що при закачуванні діоксиду вуглецю видобуток види скоротився приблизно на 60% порівняно з варіантом розробки родовища на виснаження. Завдяки закачуванню діоксиду вуглецю приплив та просування води стали контрольованими, що забезпечило значно кращі коефіцієнти вуглеводневилучення. Коефіцієнт вилучення газу збільшився на 10%, а коефіцієнт вилучення конденсату на 4% порівняно з варіантом на виснаження [20].

Числові тривимірні композиційні моделі дозволяють дослідити ефективність використання різного роду неуглеводневих газів в якості агентів нагнітання з метою витіснення залишкового газу для забезпечення високих коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Дослідження ефективності витіснення залишкового газу різними агентами нагнітання проведено на тривимірній моделі газоконденсатного родовища, яке характеризується пружноводонапірним режимом та знаходиться поблизу гірського хребта Сьєрра-де-Чьяпас в Мексиці. В якості агентів нагнітання використано сухий газ, діоксид вуглецю, азот та димові гази. Отримані результати свідчать про те, що найефективнішим є варіант з нагнітання діоксиду вуглецю. Завдяки впровадженню даної технології видобувається частина защемленого газу

водою. В зонах нагнітання діоксиду вуглецю різко зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що ускладнює просування пластової води в продуктивні пласти. Впровадження технології підтримання пластового тиску призводить до збільшення видобутку конденсату та забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення. У випадку нагнітання діоксиду вуглецю досягається 80% вилучення конденсату а при нагнітанні сухого газу – 60%. При використанні димових газів як агентів нагнітання кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату знаходиться в межах 55-60%. Найменш ефективним варіантом згідно результатів моделювання для конкретного родовища виявився варіант з нагнітанням азоту, однак отримані результати моделювання потрібно підтвердити лабораторними дослідженнями [49].

Моделювання розробки виснажених родовищ вуглеводнів, які перебувають на завершальній стадії розробки та розробляються в умовах пружноводонапірного режиму, дає можливість набути досвіду в застосуванні складних методик для прогнозування видобутку вуглеводнів з таких родовищ та дозволить встановити, що саме необхідно зробити для стабілізації видобутку газу в останні роки завершального етапу розробки.

Стратегія подальших робіт може включати буріння нових свердловин для залучення в розробку мікро- та макрозащемленого газу, удосконалення способу експлуатації свердловин та оптимізацію умов експлуатації.

На завершальних стадіях розробки виснажених родовищ використовуються різні технології підвищення коефіцієнтів вуглеводневилучення. Доцільність та ефективність вибраних методів та технологій залежить виключно від співвідношення необхідної та обводненої продуктивної площі родовища. Також при проектуванні розробки важливою є інформація щодо переміщення контурних та підошовних вод. На характер просування газоводяного контакту значно впливає неоднорідність продуктивного розрізу, який складається здебільшого із порід, що характеризуються мінливістю фільтраційно-емнісних властивостей як за товщиною, так і за площею [50].

За допомогою розрахунку різних сценаріїв розробки родовища і використовуючи постійно діючу геолого-технологічну модель родовища, можна порівняти ефективність кожного можливого заходу та оцінити економічну ефективність робіт.

За таких умов необхідно розширювати область фундаментальних досліджень з розробки родовищ в умовах пружноводонапірного режиму, який характеризується різним рівнем інтенсивності просування пластової води в продуктивні пласти та призводить до виведення свердловин з діючого фонду. Метою майбутніх досліджень повинно стати вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ на завершальній стадії з метою забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів при мінімальних витратах з урахуванням зменшення навантаження на надра та навколишнє середовище.

Висновок

Безаварійна та стабільна експлуатація газових та газоконденсатних свердловин виснажених родовищ, які перебувають на завершальній стадії в умовах обводнення, є надзвичайно актуальною.

На даний час проведено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою виснажених родовищ вуглеводнів в умовах пружноводонапірного режиму. За результатами вітчизняних та іноземних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу водою в пористому середовищі. Спираючись на результати фундаментальних досліджень, розроблено значну кількість технологій розробки виснажених родовищ в умовах інтенсивного просування пластової води, які характеризуються певними перевагами та недоліками. Зважаючи на це, існує необхідність у систематизації існуючих технологій для різних геолого-технологічних умов розробки газоконденсатних родовищ та експлуатації свердловин з подальшим розробленням нових технологій, які б за мінімальних витрат забезпечували максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводнів, а також впровадження яких, з економічної точки зору, забезпечували б максимальний накопичений приведений грошовий потік.

Враховуючи вищенаведене, доцільно створювати постійно діючі геолого-технологічні моделі, які дозволять оптимізувати розробку виснажених газових та газоконденсатних родовищ в умовах пружноводонапірного режиму. Отримання точної адаптації моделі до фактичних даних та точного відтворення процесу прориву води в продуктивні поклади та свердловини дозволить встановити локалізацію залишкового защемленого газу та напрацювати шляхи їх вилучення з метою забезпечення максимальних коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Література

1. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.
2. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
3. Бойко В. С., Бойко Р. В., Кеба Л. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафтових свердловин. Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с. ISBN 966-96506-2-3.
4. Матківський С. В., Кондрат О. Р., Кривуля С. В. та ін. Особливості оцінки дренажних запасів газу щільних колекторів. *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 1(33). С. 19–28.
5. Матківський С. В., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. та ін. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №2 (75). С. 43–51.
6. Glumov D. N., Sokolov S. V., Strelakov A. V. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive (Russian). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017
7. 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.
8. Zavaleta S., Adrian P. M., Michel Michel: Estimation of OGIP in a Water-Drive Gas Reservoir Coupling Dynamic Material Balance and Fetkovich Aquifer Model. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, 25-26 June, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 2018.
9. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes G. W., Morse R. A. Efficiency of gas displacements from porous media by liquid flooding. *Trans. AIME*. 1952. V. 195. P. 37-46.
10. Кондрат О. Р. Видобуток защемленого газу з обводнених родовищ. *Тези наук.-техн. конф. проф.-викл. складу ун-ту нафти і газу*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, НДІ НГТ, 1997. С. 6.
11. Кондрат Р.М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*. 2005. Т. 1. № 5. С. 12-23.
12. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes C. W., Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement from

Porous Media by Liquid Flooding'. *Trans., AIME*. 1952. Vol 195. P. 29-38.

13. Chierici G. L., Ciocci G. M., Long G.: Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *Proc. Sixth World Pet. Conf.*, Frankfurt (1963) Sec IV Paper 17-PD6. 483 498,

14. Agarwal R.G., Al-Hussamy R., Ramey H.J. The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs. *Jour. Pet. Tech.* (November, 1965) 1336-1342. *Trans., AIME*. 234.

15. Knapp R.M. et al. Calculation of Gas Recovery Upon Ultimate Depletion of Aquifer storage. *JPT* (Oct. 1968) 1129- 32.

16. Hower T. L., Bergeson I. E., Lewis D. R. Owens R. W. Recovery Optimization in a Multi-Reservoir Offshore Gas Field with Water Influx, *SPE 24865*, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington D.C., Oct. 4-7, 1992. P. 9-15.

17. Rogers L. A. Test of Secondary Gas Recovery by Coproduction of Gas and Water from Mt. Selman Field, Texas. *SPE. DOE/GRI 12865*, Unconventional Gas Recovery Symposium held in Pittsburgh. P. A., May 13-15, 1984. P. 331-335.

18. Rzaee M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs. *IPTC 16938*, International Petroleum Technology Conference held in Beijing. China. 26-28 March, 2013, P. 1-11.

19. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, *Canada International petroleum Conference*, June 17- 19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. P. 1-14.

20. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekonwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 5-7 August, Lagos, Nigeria, 2014.

21. Кондрат О. Р., Кондрат Р. М. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку зещемленого газу. *Нафтогазова галузь України*. 2019. № 4. С. 21-26.

22. Бікман Є. С., Дячук В. В. Підвищення ефективності технології підтримання пластового тиску при розробці газоконденсатних покладів з використанням азоту. *Матеріали наукової конференції "Нафта і газ України"*. Київ, 2002. С. 23-24.

23. Бікман Є. С., Хомин І. І., Куль А. Й. Технологія розробки газоконденсатного родовища з підтриманням пластового тиску газоподібним азотом. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2008. № 2(12). С.26-30.

24. Бікман Є. С., Дячук В. В. Перспективи впровадження технології підтримання пластового тиску з використанням азоту на газоконденсатних родовищах НАК "Нафтогаз України". *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2010. № 2(20). С. 17-20.

25. Бікман Є. С., Сойма Р. Й. та ін. Особливості розробки фаменських покладів Тимофіївського та Куличихинського НГКР з використанням сайклінг процесу в умовах вибіркового обводнення. *Питання розвитку газової промисловості України: Наук-виробн. зб.* 2017. XLV. С. 45-52.

26. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 309 с.

27. Мамедов Г. А., Фарзане Я. Г. О вытеснении газа (воздуха) водой из неоднородно-слоистых пористых сред. *Вестник Вузов. серия «Нефти и газ»*, 1964. №1. С.29-34.

28. Мирзаджанзаде А. Х. Дурмишьян А. Г., Ковалев А. Г. Разработка газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1967. 356 с.

29. Закиров С. Н., Коротаев Ю. П., Кондрат Р. М. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. М: Недра, 1976. 240 с.

30. Рассохин Г. В., Леонтьев И. А., Петренко В. И. и др. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку. М.: Недра, 1973. 264 с.

31. Закиров С. Н., Коротаев Ю. П., Кондрат Р. М. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. М.: Недра, 1976. 240 с.

32. А.с 571107 СССР, МКИ E21B 43/00. Способ добычи газа / Ю.П. Коротаев, С.Н. Закиров, Р.М. Кондрат и др. №2075239; Заявлено 12.11.1974; Зарегистр. 06.05.1977; Опубл. 07.11.1981, Б.И. №11.

33. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Investigation of regularities of trapped gas recovery processes from watered gas fields with homogeneous and macro heterogeneous reservoirs. *MINING OF MINERAL DEPOSITS*, Taylor & Francis Group, London, Uk, 2014, P. 303-309.

34. А.с 1314757 СССР, МКИ E21B 43/00. Способ вторичной добычи газа / Р.М. Кондрат, Й.Н. Тонкой, И.М. Фык и др. №3956225; Заявлено 24.09.1985; Зарегистр. 01.02.1987.

35. Кондрат Р. М. Активный вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газокон-

денсатовилучення. *Наука та інновації*. 2005. Т. 1. №5. С. 12-23.

36. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие / С.Н. Закиров, Б.Е. Сомов, В.Я. Гордон и др. М: Недра, 1988. 335 с.

37. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений / Закиров С.Н., Васильев В. И, Гутников А. И. и др. М.: Недра, 1984. 295 с.

38. Dietz D. N. A Theoretical Approach to the Problem of Encroaching and By-Passing Edge Water, *Akad. van Wetenschappen, Amsterdam*, 1953, Proc. Vol. 56B: 83.

39. Nadir F. T: Thistle Field Development, *SPE Europe Conference (EUR 165)*, October 1980.

40. Coats K. H., Dempsey J. R. and Henderson J. H. The Use of Vertical Equilibrium in Two Dimensional Simulation of Three Dimensional Reservoir Performance. *Soc. Pet. Eng. J.*, March 1971. 63 p.

41. Thomas G.W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation, IHRDC Publishers, Boston, Mass., 1982. 160 p.

42. Севастьянов О. М. Захарова Е. Е. Особенности обводнения скважин и газоконденсатной залежи ОНГКМ. *Газовая промышленность*. 2004. № 10. С. 80-82.

43. Gamal M., Khairy M., El-Banbi A. H., Saad S. M. An Approach for Determination of the Economically Optimal Production Controlling Parameters from Water Drive Oil Reservoirs. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, 25-28 April, Dammam, Saudi Arabia, 2016.

44. Тер-Саркисов Р. М., Илатовский Ю. В., Бузинов С. Н., Медко В. В., Харитонов А. Н., Нифантов В. И., Казарян В. П., Серегина Н. В. Особенности добычи низконапорного газа. *Газовая промышленность*. 2005. № 11.

45. James F. Lea, Henry V. Nickens, Mike R. Wells. Gas well deliquification. *Elsevier Inc.*, Second Edition, 2008.

46. Аникеев Д. П., Закиров С. Н., Кондрат А. Р. Возможности увеличения КИГ при разработке залежей газа с подошвенной водой. *Газовая промышленность*. 2013. № 9(695). С. 51-53.

47. Babadimas J. M. Modelling Trapped Gas Expansion in Water-Drive Reservoirs/ *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 17-19 October, Jakarta, Indonesia, 2017.

48. Ancell K. L., Manhart T. A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study, *SPE Annual Technical Conference*

and Exhibition, 27-30 September, Dallas, Texas, 1987.

49. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, 1-3 February, Villahermosa, Mexico, 2000.

50. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.

References

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

2. Kondrat R. M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]

3. Boiko V. S., Boiko R. V., Keba L. M., Seminskyi O. V. Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlovyh. Kyiv: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia, 2006. 791 p. ISBN 966-96506-2-3. [in Ukrainian]

4. Matkivskiyi S. V., Kondrat O. R., Kryvulia S. V. ta in. Osoblyvosti otsinky drenovanykh zapasiv hazu shchilnykh kolektoriv. *Naftohazova enerhetyka*. 2020. No. 1(33). P. 19–28. [in Ukrainian]

5. Matkivskiyi S. V., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. ta in. Doslidzhennia vplyvu neznachnoho proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnoho balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 2 (75). P. 43–51. [in Ukrainian]

6. Glumov D. N., Sokolov S. V., Strekalov A. V. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive (Russian). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017

7. Mirzadzhanzade A. Kh., Barenblatt G. I., Entov V. M., Zheltov Yu. V., Margulov G. V., Rassokhin G. V., Ryzhik V. M. O vozmozhnom vliyanii nachal'nogo gradienta na razrabotku gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenij pri vodonapornom rezhime. *Izv. VUZov, ser. Neft' i gaz*, No1, 1970. [in Russian]

8. Zavaleta S., Adrian P. M., Michel Michel: Estimation of OGIP in a Water-Drive Gas Reservoir Coupling Dynamic Material Balance and Fetkovich Aquifer Model. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, 25-26 June, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 2018.

9. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes G. W., Morse R. A. Efficiency of gas displacements from

- porous media by liquid flooding. *Trans. AIME*. 1952. V. 195. P. 37-46.
10. Kondrat O. R. Vydobutok zashchemlenoho hazu z obvodnennykh rodovyshch. *Tezy nauk.-tekhn. konf. prof.-vykl. skladu unistytutu nafty i hazu*. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, NDI NHT, 1997. P. 6. [in Ukrainian]
11. Kondrat R. M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovyluchennia. *Nauka ta innovatsii*, 2005. Vol1. No 5. P. 12-23. [in Ukrainian]
12. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes C. W., Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding'. *Trans., AIME*. 1952. Vol 195. P. 29-38.
13. Chierici G. L., Ciocci G. M., Long G.: Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *Proc. Sixth World Pet. Conf.*, Frankfurt (1963) Sec IV Paper 17-PD6. 483 498,
14. Agarwal R.G., Al-Hussamy R., Ramey H.J. The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs. *Jour. Pet. Tech.* (November, 1965) 1336-1342. *Trans., AIME*. 234.
15. Knapp R.M. et al. Calculation of Gas Recovery Upon Ultimate Depletion of Aquifer storage. *JPT* (Oct. 1968) 1129- 32.
16. Hower T. L., Bergeson I. E., Lewis D. R. Owens R. W. Recovery Optimization in a Multi-Reservoir Offshore Gas Field with Water Influx, *SPE 24865*, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington D.C., Oct. 4-7, 1992. P. 9-15.
17. Rogers L. A. Test of Secondary Gas Recovery by Coproduction of Gas and Water from Mt. Selman Field, Texas. *SPE. DOE/GRI 12865*, Unconventional Gas Recovery Symposium held in Pittsburgh. P. A., May 13-15, 1984. P. 331-335.
18. Razaee M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs. *IPTC 16938*, International Petroleum Technology Conference held in Beijing. China. 26-28 March, 2013, P. 1-11.
19. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, *Canada International petroleum Conference*, June 17- 19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. P. 1-14.
20. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekonwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 5-7 August, Lagos, Nigeria, 2014.
21. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Pidvyshchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhennia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zeshchemlenoho hazu. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2019. No 4. P. 21-26. [in Ukrainian]
22. Bikman Ye. S., Diachuk V. V. Pidvyshchennia efektyvnosti tekhnolohii pidtrymannia plastovoho tysku pry rozrobtsi hazokondensatnykh pokladiv z vykorystanniam azotu. *Materialy naukovoї konferentsii "Nafta i haz Ukrainy"*. Kyiv, 2002. P. 23-24. [in Ukrainian]
23. Bikman Ye. S., Khomyn I. I., Kul A. Y.: Tekhnolohiia rozrobky hazokondensatnoho rodovyshcha z pidtrymanniam plastovoho tysku hazopodibnym azotom. *Kompresorne i energeticheskoe mashinostroenie*. 2008. No 2(12). P. 26-30. [in Ukrainian]
24. Bikman Ye. S., Diachuk V. V. Perspektyvy vprovadzhennia tekhnolohii pidtrymannia plastovoho tysku z vykorystanniam azotu na hazokondensatnykh rodovyshchakh NAK "Naftohaz Ukrainy". *Kompresorne i enerhetycheskoe mashynostroenye*. 2010. No 2(20). P. 17-20. [in Ukrainian]
25. Bikman Ye. S., Soima R. Y. ta in. Osoblyvosti rozrobky famenskykh pokladiv Tymofiivskoho ta Kulychykhynskoho NHKR z vykorystanniam saiklinh protsesu v umovakh vybirkovoho obvodnennia. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy: Nauk-vyrobn. zb*. 2017. XLV. P. 45-52.
26. Gimatudinov Sh. K. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. M.: Nedra, 1971. 309 p. [in Russian]
27. Mamedov G. A., Farzane Ya. G. O vytesnenii gaza (vozdukh) vodoj iz neodnorodno-sloistykh poristykh sred. *Vestnik Vuzov. seriya «Nefti i gaz»*. 1964. No 1. P. 29-34. [in Russian]
28. Mirzadzhanzade A.Kh. Durmish'yan A.G., Kovalev A. G. Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdenij. M.: Nedra, 1967. 356 p. [in Russian]
29. Zakirov S. N., Korotaev Yu. P., Kondrat R. M. i dr. Teoriya vodonapornogo rezhima gazovykh mestorozhdenij. M: Nedra, 1976. 240 p. [in Russian]
30. Rassokhin G. V., Leont'ev I. A., Petrenko V. I. i dr. Vliyanie obvodneniya mnogoplastovykh gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenij na ikh razrabotku. M.: Nedra, 1973. 264 p. [in Russian]

31. Zakirov S. N., Korotaev Yu. P., Kondrat R. M. i dr. Teoriya vodonapornogo rezhima gazovykh mestorozhdenij. M.: Nedra, 1976. 240 p. [in Russian]
32. A.s 571107 SSSR, MKI E21V 43/00. Sposob dobychi gaza / Yu.P. Korotaev, S.N. Zakirov, R.M. Kondrat i dr. №2075239; Zayavleno 12.11.1974; Zaregistr. 06.05.1977; Opubl. 07.11.1981, B.I. No 11. [in Russian]
33. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Investigation of regularities of trapped gas recovery processes from watered gas fields with homogeneous and macro heterogeneous reservoirs. *MINING OF MINERAL DEPOSITS*, Taylor & Francis Group, London, Uk, 2014, P. 303-309.
34. A.s 1314757 SSSR, MKI E21V 43/00. Sposob vtorichnoj dobychi gaza / R.M. Kondrat, J.N. Tonkoj, I.M. Fyk i dr. No 3956225; Zayavleno 24.09.1985; Zaregistr. 01.02.1987. [in Russian]
35. Kondrat R. M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovylychennia. *Nauka ta innovatsii*. 2005. T. 1. No 5. P. 12-23. [in Ukrainian]
36. Mnogomernaya i mnogokomponentnaya filtraciya: Spravochnoe posobie / S.N. Zakirov, B.E. Somov, V.Ya. Gordon i dr. M: Nedra, 1988. 335 p. [in Russian]
37. Prognozirovanie i regulirovanie razrabotki gazovykh mestorozhdenij / Zakirov S. N., Vasilev V. I, Gutnikov A. I. i dr. M.: Nedra, 1984. 295 p. [in Russian]
38. Dietz D. N. A Theoretical Approach to the Problem of Encroaching and By-Passing Edge Water, *Akad. van Wetenschappen*, Amsterdam, 1953, Proc. Vol. 56B: 83.
39. Nadir F. T: Thistle Field Development, *SPE Europec Conference* (EUR 165), October 1980.
40. Coats K. H., Dempsey J. R. and Henderson J. H. The Use of Vertical Equilibrium in Two Dimensional Simulation of Three Dimensional Reservoir Performance. *Soc. Pet. Eng. J.*, March 1971. 63 p.
41. Thomas G.W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation, IHRDC Publishers, Boston, Mass., 1982: 160.
42. Sevast'yanov O. M. Zakharova E. E. Osobennosti obvodneniya skvazhin i gazokondensatnoj zalezhi ONGKM. *Gazovaya promyshlennost*. 2004. No 10. P. 80-82. [in Russian]
43. Gamal M., Khairy M., El-Banbi A. H., Saad S. M. An Approach for Determination of the Economically Optimal Production Controlling Parameters from Water Drive Oil Reservoirs. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, 25-28 April, Dammam, Saudi Arabia, 2016.
44. Ter-Sarkisov R. M., Ilatovskij Yu. V., Buzinov S. N., Medko V. V., Kharitonov A. N., Nifantov V. I., Kazaryan V. P., Seregina N. V. Osobennosti dobychi nizkonapornogo gaza. *Gazovaya promyshlennost'*. 2005. No 11. [in Russian]
45. James F. Lea, Henry V. Nickens, Mike R. Wells. Gas well deliquification. *Elsevier Inc.*, Second Edition, 2008.
46. Anikeev D.P., Zakirov S.N., Kondrat A.R. Vozmozhnosti uvelicheniya KIG pri razrabotke zalezhej gaza s podoshvennoj vodoj. *Gazovaya promyshlennost'*. 2013. No 9(695). P. 51-53. [in Russian]
47. Babadimas J. M. Modelling Trapped Gas Expansion in Water-Drive Reservoirs/ *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 17-19 October, Jakarta, Indonesia, 2017.
48. Ancell K. L., Manhart T. A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 27-30 September, Dallas, Texas, 1987.
49. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, 1-3 February, Villahermosa, Mexico, 2000.
50. Ter-Sarkisov P. M. Razrabotka mestorozhdenij prirodnykh gazov. M.: Nedra, 1999. 659 p. [in Russian]