

622.279
К 64

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

КОНДРАТ ОЛЕКСАНДР РОМАНОВИЧ

УДК 622.279.23/4:622.279.031:
622.279.58+622.276.1/4

К 64

ооо

**ПРИКЛАДНІ І ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ
ДОРОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ ГАЗУ І НАФТИ**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора технічних наук

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України



Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор
Фик Ілля Михайлович,
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут», м. Харків;
завідувач кафедри видобування нафти, газу та конденсату

доктор технічних наук, доцент
Акульшин Олександр Олексійович,
Український нафтогазовий інститут, м. Київ;
заступник голови правління з наукової роботи

доктор технічних наук, професор
Мислюк Михайло Андрійович,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ
професор кафедри буріння нафтових і газових
свердловин

Захист відбудеться " 25 " грудня 2014 р. о 14⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д.20.052.02 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись в науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розіслано " 22 " листопада 2014 р.

Учений секретар спеціалізованої вченої ради,
кандидат технічних наук, доцент

І.М. Ковбасюк



АГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Тема. Сучасний стан сировинної бази нафтогазової галузі України характеризується погіршенням структури та якості запасів вуглеводнів. Значна кількість родовищ, в т.ч. з найбільшими початковими запасами, вступила в період спадного видобутку вуглеводнів, частина перебуває на завершальній стадії розробки, а окремі з них – на межі рентабельного видобування вуглеводнів. Родовища, відкриті за останні роки, характеризуються порівняно незначними запасами вуглеводнів, складною будовою, великими глибинами залягання і не можуть істотно вплинути на рівень видобутку газу і нафти в Україні. Уведення в розробку нетрадиційних родовищ природних газів у сланцевих породах і ущільнених пісковиках, які відкриті в західному і східному нафтогазоносних регіонах України, вимагатиме значних фінансових вкладень і тривалого періоду їх освоєння. Тому в найближчі роки основний видобуток газу і нафти в Україні здійснюватиметься з уже відкритих родовищ, які перебувають на різних стадіях розробки, в т.ч. на завершальній стадії.

Виснажені родовища ще містять значні залишкові запаси вуглеводнів у вигляді газу і нафти в ділянках пласта різної проникності, газонафтонасиченості і ступеня дренажу, залишкової нафти в обводнених нафтових пластах, защемленого газу в обводнених газових пластах, сконденсованих вуглеводнів у виснажених газоконденсатних пластах і високов'язкої нафти у виснажених нафтових об'єктах нафтогазоконденсатних родовищ. В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні повніше вилучення залишкових вуглеводнів з виснажених родовищ має стратегічне значення.

Завершальна стадія розробки родовищ характеризується рядом специфічних особливостей: виснаженням пластової енергії, високою обводненістю нафтогазоносних пластів і свердловинної продукції, низькодебітністю свердловин, наявністю мікро- і макрозашемлених газу і нафти в обводнених пластах, збалансованих запасів газу і ділянок пласта різної проникності та ступеня дренажу, які взаємодіють між собою, погіршенням стану привибійної зони пласта, значними ускладненнями в процесі експлуатації свердловин (відкладання солей з пластової води і важких вуглеводнів з нафти, утворення емульсій, корозія обладнання, гідратуутворення та інші). Відомі технології видобування газу і нафти призначались для початкових стадій розробки родовищ і не в повній мірі враховують особливості завершальної стадії. В результаті їх реалізації досягаються порівняно невисокі кінцеві коефіцієнти газонафтоконденсатовилучення. Тому актуальним є проведення досліджень із вдосконалення відомих та розроблення нових технологій видобування газу, нафти і конденсату з виснажених родовищ природних вуглеводнів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами

Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Науково-дослідного інституту нафтогазової енергетики і екології Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за період 2002-2013 рр., відповідальним виконавцем яких був дисертант.
Держбюджетні роботи: Д-1-01-Ф „Створення гідрогазодинамічних і технологічних

ак 2499 - ак 2500

основ збільшення поточних і сумарних відборів нафти, газу і вуглеводневого конденсату з родовищ України” (№0101U001661) за період 2001-2003 рр., Д-8-04-Ф „Дослідження нових технологій підвищення ефективності видобування вуглеводнів, в тому числі з низькодебітних свердловин” (№0104U004086) за період 2004-2006 рр., Д-1-07-Ф „Дослідження нових енергоресурсозберігаючих екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів” (№0107U001558) за період 2007-2009 рр., Д-6-10-П „Нові технології видобування вуглеводнів із родовищ з важковилучуваними запасами” (№0110U000116) за період 2010-2011 рр., Д-16-12-П „Нові технології збільшення видобутку газу і конденсату з родовищ природних газів на завершальній стадії розробки” (№0112U003012) за період 2012-2013 рр.; госпдогвірні роботи: 03/214 „Доповнення до проекту дорозробки еоценового газоконденсатного покладу глибинної складки Битків-Бабчинського нафтогазоконденсатного родовища” за період 2000-2003 рр., 228/2001 «Вдосконалення технологій експлуатації свердловин з високов’язкими нафтами і боротьби з відкладами асфальтеносмолопарафінових речовин в нафтопромисловому обладнанні на родовищах ГПУ „Полтавагазвидобування”» (№0102U001646) за період 2001–2003 рр., 83/2003 «Вибір ефективних способів експлуатації та інтенсифікації роботи нафтових свердловин на родовищах ГПУ “Полтавагазвидобування” застосуванням газліфта, свердловинних насосів, методів фізико-хімічного впливу на привибійну зону і стовбур свердловин за допомогою тепла, розчинників нафти і ПАР» (№0105U007678) за період 2003–2005 рр., 332/2003 „Розробка технології інтенсифікації видобування вуглеводнів і підвищення газоконденсатовилучення з виснажених родовищ природних газів” (№0105U002440) за період 2003–2005 рр., 204/2004 „Розробка і впровадження технологій інтенсифікації роботи низькодебітних обводнених газоконденсатних свердловин Битківського газоконденсатного родовища” (№0104U009098) за період 2004–2005 рр., 180/2004 „Аналіз температурного і гідравлічного режимів роботи газоконденсатопроводів Андріяшівського газоконденсатного родовища і розробка рекомендацій по підвищенню ефективності їх експлуатації за наявності ускладнюючих факторів (гідратоутворення та ін.)” за період 2004–2005 рр., 190/2005 «Підвищення продуктивності низькодебітних газових і газоконденсатних свердловин з великим вмістом рідини в продукції за наявності ускладнюючих факторів на родовищах НАК „Нафтогаз України”» (№0105U007213) за період 2004–2005 рр., 212/2005 „Авторський нагляд та аналіз поточного стану розробки еоценового газоконденсатного покладу глибинної складки Битків-Бабчинського нафтогазоконденсатного родовища і рекомендації по інтенсифікації його розробки та обсягах видобутку газу і конденсату на 2006 рік” (№0105U004490) за 2005 р., 80/2006 «Інтенсифікація роботи малодебітних, низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин на родовищах ГПУ „Полтавагазвидобування”» (№0106U003482) за період 2006–2007 рр., 6/2009 «Збільшення відборів газу і конденсату із свердловин на виснажених газових і газоконденсатних родовищах ГПУ „Полтавагазвидобування”» (№0109U000823) за період 2009–2010 рр., 100/166 «Аналіз поточного стану експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на родовищах ГПУ „Львівгазвидобування” та розроблення рекомендацій із збільшення їх продуктивності» (№0111U004873) за період 2011–2012 рр.

Мета і задачі досліджень. *Метою досліджень* є розроблення нових і вдосконалення традиційних технологій підвищення ступеня вилучення і поточного видобутку газу, нафти і конденсату з виснажених родовищ природних вуглеводнів.

Основні задачі досліджень:

1. Узагальнення вітчизняних і зарубіжних технологій завершальної стадії розробки родовищ природних вуглеводнів.
2. Обґрунтування технологій підвищення газовилучення і методик аналізу та прогнозування процесу розробки виснажених газових родовищ з макронеоднорідними колекторами в умовах газового режиму.
3. Дослідження закономірностей вилучення защемленого газу з обводнених газових родовищ з макронеоднорідними колекторами і підвищення газовилучення із родовищ з підшовною водою.
4. Дослідження й обґрунтування методів витіснення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ та залишкової високов'язкої нафти з обводнених нафтових родовищ і підвищення нафтовилучення з виснажених нафтових родовищ з нерівномірним розподілом поточного пластового тиску та нафтонасиченості по площі родовища.
5. Обґрунтування методів очищення привибійної зони газоконденсатних свердловин від сконденсованих вуглеводнів, води і твердої фази, винесення рідини з низьконапірних газових та газоконденсатних свердловин і піднімання високов'язкої нафти з нафтових свердловин.
6. Промислові дослідження, випробування і впровадження технологій вилучення залишкових вуглеводнів із нафтогазоносних пластів і підвищення продуктивності видобувних свердловин на виснажених родовищах природних вуглеводнів.

Об'єктом досліджень є процеси інтенсифікації видобування вуглеводнів і підвищення газонафтоконденсатовилучення з виснажених родовищ природних вуглеводнів.

Предметом досліджень є технології видобутку газу, нафти і конденсату з родовищ на завершальній стадії розробки.

Методи досліджень. Поставлені завдання виконувались шляхом проведення експериментальних досліджень на моделях пласта та свердловин і комп'ютерних експериментів з використанням сучасних ліцензованих програм, а також промислових досліджень. Для визначення значень експериментальних параметрів використовували протаровані прилади (манометри, термометри, витратоміри, віскозиметри та інші). Результати лабораторних досліджень обробляли методами математичної статистики.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Отримано залежність поточного пластового тиску в газовому родовищі для газового режиму розробки від фільтраційних характеристик привибійної зони пласта і технологічних параметрів роботи свердловин та системи збору газу, яка для умов конкретного родовища дозволяє запроектувати геолого-технічні заходи щодо мінімізації значень кінцевого пластового тиску.
2. Запропоновано математичну модель взаємодії ділянок пласта різної проникності і ступеня дренажу газового родовища за рахунок перетікання газу між ними. Вперше встановлено, що взаємодія різнопроникних ділянок пласта з

- перетіканням газу між ними викликає відхилення фактичної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з газового родовища від прямої лінії для газового режиму розробки. Для родовища з центральною високопроникною і периферійною низькопроникною зонами вперше отримано закономірності зміни в часі пластового тиску в окремих зонах, як у процесі розробки родовища, так і після припинення видобутку газу, а також дебіту газу, що перетікає між ними.
3. Вперше сформульована і розв'язана в оптимізаційній постановці обернена задача теорії розробки родовищ природних газів, яка дає змогу за промисловими даними про зміну в часі пластового тиску і накопиченого видобутку газу в дренажній частині родовища оцінити забалансові запаси газу в некондиційних колекторах.
 4. Вперше експериментально встановлено основні закономірності вилучення защемленого газу із обводнених газових родовищ з макронеоднорідними колекторами і обґрунтовано можливість застосування неуглеводневих газів для регулювання надходження законтурної води в процесі розробки родовища та подальшого вилучення защемленого газу з обводнених пластів.
 5. Вперше в нестационарній постановці розв'язана задача формування і розформування конуса підшовної води стосовно до можливої циклічної, періодичної експлуатації свердловин на родовищах з підшовною водою. Встановлено, що накопичений видобуток газу за кожний подальший цикл експлуатації свердловини поступово зменшується, а тривалість циклу експлуатації свердловини скорочується із збільшенням значення водонасиченості на вершині конуса води, при якій свердловину зупиняють.
 6. Вперше запропоновано диференційований підхід до буріння ушільнювальних свердловин на виснажених нафтових родовищах, який, залежно від характеру розподілу нафтонасиченості і пластового тиску по площі родовища, передбачає буріння тільки видобувних чи тільки нагнітальних свердловин, або одночасне буріння нагнітальних свердловин в зонах зниженого пластового тиску і видобувних – в зонах підвищеним пластовим тиском.
 7. На основі багатоваріантних лабораторних експериментів, теорії планування експериментів і дослідно-промислових робіт на свердловинах встановлено вплив на продуктивну характеристику свердловин з високов'язкими нафтами одночасного чи роздільного використання теплових методів і/чи запомпуювання вуглеводневого розчинника і розчину ПАР у свердловини, які дали змогу обґрунтувати технологічні рішення для ефективної експлуатації свердловин на виснажених родовищах з високов'язкою нафтою.

Практичне значення одержаних результатів

За результатами виконаних досліджень розроблено нові та вдосконалено традиційні технології підвищення видобутку газу, нафти і конденсату з виснажених родовищ природних вуглеводнів, які дають змогу збільшити поточні відбори і ступінь вилучення вуглеводнів з продуктивних пластів (газу з виснажених газових родовищ з макронеоднорідними колекторами в умовах газового і водонапірного режимів розробки, сконденсованих у пласті вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ і нафти з виснажених та обводнених нафтових

родовищ), інтенсифікувати приплив вуглеводнів до свердловин, а також забезпечити стабільну роботу з підвищеними дебітами обводнених газових, газоконденсатних свердловин і нафтових свердловин з високов'язкими нафтами. Наукові розробки доведено до практичного використання. Реалізація їх дає змогу підвищити кінцеві коефіцієнти газо-, нафто- і конденсатовилучення на 5–10 % і поточні відбори вуглеводнів із родовищ до 15–25 %.

Пройшли приймальні випробовування, здані відомчим комісіям і оформлені як стандарти підприємств наукові розробки: СТП 320.00135390.086–2001 „Технологія підвищення продуктивності видобувних свердловин на частково виснажених газоконденсатних родовищах дією на привибійну зону розчинами композицій ПАР” (затверджено та надано чинності наказом ПАТ „Укрнафта” від 12.06.2002 р., № 470) і СТП 320.00158764.032–2002 „Технологія підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин в умовах конденсації з газу важких вуглеводнів” (затверджено та надано чинності наказом ПАТ „Укргазвидобування” від 25.11.2002 р., № 448).

Технології інтенсифікації припливу газу й конденсату до свердловин, винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин та боротьби з ускладненнями в процесі їх експлуатації, а також підвищення продуктивності нафтових свердловин з високов'язкими нафтами успішно випробувані і використовуються на свердловинах родовищ ГПУ „Полтавагазвидобування”, НГВУ „Полтаванафтогаз”, Львівського відділення ГПУ „Полтавагазвидобування”. Технологія підвищення вуглеводневилучення з виснажених родовищ природних газів з водонапірним режимом розробки впроваджена на еоценовому газоконденсатному покладі Битків-Бабчинського нафтогазоконденсатного родовища згідно з проектним документом „Доповнення до проекту розробки еоценового газоконденсатного покладу глибинної складки Битків-Бабчинського нафтогазоконденсатного родовища” (ІФНТУНГ, 2003).

Результати наукових досліджень також використовуються в навчальному процесі кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ при викладанні дисциплін для студентів спеціальності „Видобування нафти і газу”, а саме: „Технологія видобування газу”, „Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ”, „Технологія підвищення нафтогазоконденсатовилучення з пластів”, „Проектування експлуатації газових і газоконденсатних свердловин”, „Проектування розробки газових і газоконденсатних родовищ”, „Прогресивні технології експлуатації газових і газоконденсатних свердловин”, „Прогресивні технології розробки газових і газоконденсатних родовищ і нові методи збільшення газоконденсатовилучення”.

Особистий внесок здобувача. Основні результати експериментальних і теоретичних досліджень, які виносяться на захист, отримано автором особисто. Внесок автора в опублікованих у співавторстві роботах наступний: за результатами теоретичних досліджень запропоновано нову аналітичну залежність для визначення мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин [5, 26]; за результатами лабораторних досліджень уточнено якісні і кількісні характеристики процесу видобування защемленого газу зниженням тиску із обводнених моделей однорідного високопроникного і

низькопроникного пластів і встановлено закономірності процесу видобування защемленого газу із обводненої макроеднорідної моделі з двох різнопроникних пластів [6]; за результатами теоретичних досліджень встановлено закономірності процесів нестационарного формування і розформування конуса підшовної води [7]; за результатами теоретичних досліджень обґрунтовано диференційований підхід до планування буріння ущільнювальних свердловин на виснажених нафтових родовищах з нерівномірним розподілом нафтонасиченості і пластового тиску по площі [8]; сформульовано і розв'язано в оптимізаційній постановці обернену задачу теорії фільтрації для оцінки забалансових запасів газу в родовищі [9]; запропоновано аналітичну залежність пластового тиску від характеристик привибійної зони пласта і технологічних параметрів роботи свердловин і системи збору газу в умовах газового режиму розробки родовища [10]; сформульовано ідеологію та створено фізико-технологічні засади активного впливу на процеси розробки родовищ природних газів з метою інтенсифікації видобування вуглеводнів і збільшення газоконденсатовилучення [11]; обґрунтовано можливі напрямки інтенсифікації видобутку вуглеводнів на завершальній стадії розробки родовищ [12]; обґрунтовано технологію інтенсифікації видобування високов'язких нафт шляхом введення в газорідний потік в НКТ вуглеводневого розчинника і ПАР та нагрівання нафти [13, 14, 15, 16, 18]; запропоновано склади комплексного інгібітора з багатофункціональними властивостями спінювача пластової рідини та інгібіторів солевідкладень і корозії обладнання [20, 21, 22, 25]; обґрунтовано і розроблено технології підвищення продуктивності низькодебітних, обводнених газових і газоконденсатних свердловин та пропускної здатності промислових газоконденсатопроводів [17, 19, 24]; за результатами лабораторних досліджень на моделях пласта встановлено високу технологічну ефективність застосування діоксиду вуглецю для вилучення залишкової, високов'язкої нафти з обводнених нафтових родовищ [23]; встановлено високу технологічну ефективність використання нафтових сульфонатів для витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів [27].

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на: 7-ій міжнародній науково-практичній конференції «Нафта і газ України – 2002», (м. Київ, 31 жовтня–1 листопада 2002 р.); науково-практичній конференції «Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України», (м. Івано-Франківськ, 18-21 листопада 2003р.); 8-ій міжнародній науково-практичній конференції «Нафта і газ України – 2004», (м. Судак, 29 вересня–1 жовтня 2004 р.); науково-практичній конференції НАК "Нафтогаз України" «Шляхи підвищення ефективності розробки нафтових і газових родовищ», (м. Яремча, жовтень 2005 р.); міжнародній науково-технічній конференції «Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці „ІФНТУНГ-40”», (м. Івано-Франківськ 16-20 квітня 2007 р.); міжнародній науково-технічній конференції «ГЕОПЕТРОЛЬ-2008», (м. Закопане, Польща, 15-18 вересня 2008 р.); міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазовий комплекс як складова енергетичної безпеки Європи», (м. Київ, 4-6 листопада 2008 р.); 4-му міжнародному симпозіумі по вуглеводнях і хімії, (м. Гардая, Алжир, 24-27 березня 2008 р.); міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика: проблеми та

перспективи», (м. Івано-Франківськ, 20-23 жовтня 2009 р.); науково-технічній конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України», (м. Івано-Франківськ, 16-18 листопада 2010 р.); міжрегіональному семінарі «Рассохинские чтения», (г. Ухта (РФ), 3-4 лютого 2011 г., 6-7 лютого 2014 г.); міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2011», (м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011 р.); 24th Scientific and Technical Conference «Drilling OIL-GAS 2013», (Poland, Krakow, AGH, 11-13 June 2013); міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі», (м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р.); міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2013», (м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р.); 9-й міжнародній науково-технічній конференції «Нафта і газ України – 2013», (м. Яремче, 4-6 вересня 2013р.); 25th Scientific and Technical Conference «Drilling OIL-GAS 2014», (Poland, Krakow, AGH, 11-13 June 2014).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 60 наукових праць, з яких 27 у фахових наукових журналах (в т.ч. 9 статей у періодичних фахових наукових виданнях інших держав), 33 – у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських науково-технічних конференцій, отримано 3 патенти України на корисну модель та одне позитивне рішення про видачу патенту Російської Федерації.

Структура і обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, шести розділів, висновків, додатка, списку використаних джерел, що містить 326 найменувань на 38 сторінках та одного додатка на 3 сторінках. Робота містить 98 рисунків (34 - на окремі сторінці), та 21 таблицю (13 – на окремі сторінці). Загальний обсяг дисертації - 366 сторінок, з них основного тексту – 278 сторінок.

Автор висловлює ширю подяку ректору ІФНТУНГ, член-кореспонденту НАН України, д.т.н., проф. Крижанівському Є.І. за постійну увагу до виконання роботи і сприяння в організації та веденні наукових досліджень, г.н.с. Інституту проблем нафти і газу РАН д.т.н., проф. Закірову С.Н. за наукові консультації, а також колективу кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ за підтримку у виконанні роботи, спеціалістам ГПУ "Полтавагазвидобування", НГВУ "Полтаванaftогаз", Львівського відділення ГПУ "Полтавагазвидобування", ПАТ "Укргазвидобування", ПАТ "Укрнафта" за допомогу у впровадженні наукових розробок дисертаційної роботи.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі відображено актуальність тематики дисертаційної роботи, мету, завдання та виділено об'єкт, предмет і методи досліджень; вказано наукову новизну та практичне значення одержаних результатів; подано відомості про особистий внесок автора у виконаних дослідженнях і наведено результати практичної апробації роботи.

У першому розділі наведено огляд досліджень з інтенсифікації видобування вуглеводнів і підвищення нафтогазоконденсатовилучення з виснажених родовищ.

Питанням розробки та експлуатації виснажених родовищ природних вуглеводнів присвячено дослідження таких вчених, як Алієв З.С., Амелін І.Д.,

Аміян О.А., Анікеєв Д.П., Балакірев Ю.А., Бікман Є.С., Бойко В.С., Бузінов С.М., Гриценко О.І., Губанов В.М., Дорошенко В.М., Єгер Д.О., Єрьомін Н.А., Жданов С.А., Желтов Ю.В., Закіров Е.С., Закіров І.С., Закіров С.Н., Зарубін Ю.О., Зезекало І.Г., Індрупський І.М., Качмар Ю.Д., Ковалко М.П., Кондрат Р.М., Крижанівський Є.І., Крилов А.П., Міщенко І.Т., Нагорний В.П., Назаров А.В., Петренко В.І., Пешкін М.А., Рассохін Г.В., Рассохін С.Г., Рейтенбах Г.Р., Сазонов Б.Ф., Світлицький В.М., Сомов Б.О., Сургучев М.Л., Тер-Саркісов Р.М., Телков А.П., Фік І.М., Чарний І.А., Яремійчук Р.С., Arts R., Brill J., Brouwer G., Brunelle P., Ferguson W.I., Hanq B.T., Jicich S.A., Katz D.L., Kudland T., Muskat M., Meres M.W., Lea J., Niskens H., Peters L., Rafiee M.M., Ren S.R., Singhal A.K., Sim S.K., Turta A.T., Williamson A.S.

В роботі охарактеризовано особливості та проблеми завершальної стадії розробки родовищ газу і нафти, залишкові запаси вуглеводнів у виснажених родовищах і розглянуто відомі технології завершальної стадії розробки родовищ природних вуглеводнів.

Завершальна стадія розробки родовищ характеризується: значним виснаженням пластової енергії; високою обводненістю продуктивних відкладів і свердловин; низькодебітністю свердловин; зниженням проникності привибійної зони пласта (в результаті випадання твердих вуглеводнів і солей з пластових рідин, скупчення води, вуглеводневого конденсату і технологічних рідин, утворення емульсій, деформації порід, закупорювання порових каналів привнесеними продуктами руйнування скелету породи і глинистими частинками); ускладненнями в процесі експлуатації свердловин (парафіновідкладення, корозія обладнання, відкладання солей, гідратуутворення тощо), а також наявністю достатньо високих залишкових запасів вуглеводнів. У зв'язку з неоднорідністю будови і нерівномірним дренаванням продуктивних відкладів залишкові вуглеводні розсосереджені по площі газонафтоносності і продуктивному розрізу з концентрацією на окремих ділянках (переважно низькопроникних, слабкодренованих і периферійних).

У виснажених нафтових родовищах залишкова нафта може перебувати: у мікро- і макрозащемленому вигляді в обводнених пластах, у вигляді окремих крапель у порах, у вигляді плівки на поверхні зерен і порових каналів, в капілярно-утриманому вигляді на межі зон різної проникності, у вигляді ціликів у низькопроникних прошарках, у блоках тріщинувато-пористих порід, невироблених ізольованих прошарках, зонах пониженого градієнту тиску, а також окремих пластах і зонах, не охоплених витісненням через розріджену сітку свердловин або низьку ефективність системи розробки. Нафта із зон і пластів, не охоплених витісненням (дренаванням), може бути видобута ущільненням сітки свердловин і застосуванням традиційних систем розробки. Для видобування інших типів залишкової нафти необхідно застосовувати різні методи підвищення нафтовилучення. У промисловій практиці для вилучення залишкової нафти з виснажених родовищ знайшли застосування такі методи, як ущільнення сітки свердловин в тому числі з горизонтальним закінченням стовбура, буріння бокових стовбурів у свердловинах, зміна напрямків фільтраційних потоків, нестационарне заводнення, форсований відбір рідини, впровадження потоківідхиляючих і тампонуєчих технологій, застосування розчинів різних хімічних реагентів для

витіснення залишкової нафти з обводнених пластів, інтенсифікація припливу нафти до свердловин, обмеження припливу пластових вод та інші.

Разом з тим, вимагає науково-методичного обґрунтування такий ефективний метод підвищення нафтовилучення з виснажених родовищ, як ущільнення сітки свердловин. Недостатньо вивчене питання вилучення залишкової, високов'язкої нафти з обводнених пластів.

У виснажених родовищах природних газів знаходяться: вільний газ у газонасичених ділянках пласта різної проникності і ступеня дронування; защемлений газ в обводнених пластах; сконденсовані вуглеводні у виснажених газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах, високов'язка нафта у виснажених нафтових об'єктах нафтогазоконденсатних родовищ. Відомі дослідження з підвищення вуглеводневилучення з виснажених родовищ природних газів шляхом витіснення залишкового природного газу неуглеводневими газами (азотом, діоксидом вуглецю і димовими газами), водою і водогазовими сумішами, вилучення защемленого газу з обводнених пластів зниженням в них тиску і витісненням защемленого газу неуглеводневими газами (азотом), витіснення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних пластів діоксидом вуглецю, розчинами ПАР і полімерів, водою і водогазовими сумішами. Проте вони не знайшли практичного застосування у промисловій практиці. Для підвищення вуглеводневилучення з виснажених родовищ природних газів в основному використовують такі методи, як зниження робочого устьового тиску, інтенсифікація припливу вуглеводнів до свердловин, винесення рідини з вибою на поверхню, обмеження припливу пластових вод. На базі окремих виснажених газоконденсатних родовищ створено підземні газосховища. Відсутні дослідження процесів взаємодії у виснаженому газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта різного ступеня дронування з перетіканням газу між ними, мінімізації значень кінцевого пластового тиску, вилучення защемленого газу з обводнених, макронеоднорідних пластів зниженням в них тиску, регулювання надходження законтурної води в родовище з макронеоднорідними колекторами в процесі розробки і подальшого вилучення защемленого газу. Також відсутні методики оцінки забалансових запасів газу в родовищі з ділянками некондиційних колекторів, визначення залишкових запасів газу в родовищі, за наявності внутрішньопластових перетікань газу і розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двопластового родовища спільною сіткою свердловин за різних режимів їх експлуатації. Вимагають вдосконалення методи підвищення вуглеводневилучення газових родовищ з підшовною водою, очищення від сконденсованих вуглеводнів привибійних зон газоконденсатних свердловин, винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин і боротьби з ускладненнями в процесі їх експлуатації та інтенсифікації роботи нафтових свердловин з високов'язкими нафтами.

В попередніх дослідженнях недостатня увага теоретиків і експериментаторів зверталась на проблеми дорозробки виснажених газових, газоконденсатних і нафтових родовищ.

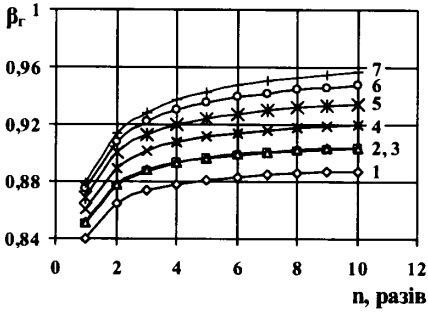
Таким чином, огляд попередніх досліджень обґрунтовує доцільність проведення подальших досліджень актуальної проблеми підвищення

газонафтоконденсатовилучення і інтенсифікації видобутку газу, нафти і конденсату з виснажених родовищ природних вуглеводнів.

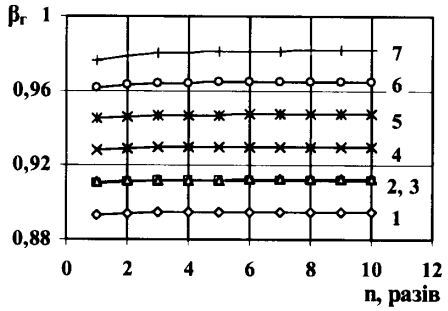
У другому розділі наведено результати теоретичних досліджень методів підвищення газовилучення з газових родовищ в умовах газового режиму розробки.

Із спільного розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини, формули Г.А. Адамова для руху газу в стовбурі свердловини і формули для пропускної здатності лінійного горизонтального газопроводу отримано аналітичну залежність, яка встановлює зв'язок між поточним пластовим тиском і характеристиками привибійної зони пласта, технологічними параметрами роботи свердловин і системи збору газу та їх конструктивними особливостями. Ця залежність дозволяє оцінити вплив на пластовий тиск окремих чинників: тиску на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПП), робочого устьового тиску, дебіту газу, коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта та їх складників, конструкції вибою, колони насосно-компресорних труб (НКТ) і викидних ліній. В результаті для умов конкретного родовища (свердловини) виявляють чинники, які спричиняють найбільші втрати тиску, це дає змогу запроєктувати адекватні геолого-технічні заходи щодо їх зменшення. В результаті досягається збільшення дебітів свердловин і мінімізація значень кінцевого пластового тиску, що забезпечує максимальне підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення і покращення техніко-економічних показників видобування газу.

Запропонована залежність апробована для умов виснаженого газового покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища. В дослідженнях оцінювали вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення β_r значень робочого устьового тиску P_u , дебіту газу q_r і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта A і B . Згідно з результатами розрахунків одночасне зменшення значень розглядуваних параметрів призводить до збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення (рисунок 1). Для умов покладу горизонту НД-4 кінцевий коефіцієнт газовилучення β_r істотно зростає зі зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B до 4-х разів, а в подальшому змінюється мало. Зменшення значень коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B більше впливає на кінцевий коефіцієнт газовилучення β_r при високих дебітах газу (див. рис. 1а), а при малих дебітах газу майже не впливає (див. рис. 1б). Тому оброблення привибійних зон свердловин з метою зменшення значень коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B потрібно проводити на ранніх стадіях розробки родовища в умовах високих дебітів газу. На завершальній стадії розробки родовища такі оброблення будуть малоефективними. Зменшення тиску на усті свердловин істотно впливає на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення порівняно із зменшенням коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B . Вплив зниження устьового тиску на β_r зростає із зменшенням дебіту газу. Тому на завершальній стадії розробки родовища для отримання високих значень кінцевого коефіцієнта газовилучення необхідно забезпечити максимальне зниження устьового тиску і експлуатацію свердловин з економічно рентабельним мінімальним дебітом газу.



а)



б)

1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа

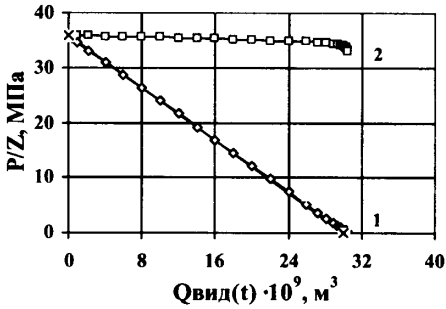
Рисунок 1 – Залежності кінцевого коефіцієнта газувилучення від ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 5 тис.м³/д (а) і 0,1 тис.м³/д (б) за різних значень устьового тиску

Для багатьох газових родовищ, зокрема України, які розробляються в умовах газового режиму, спостерігається відхилення графічної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу від теоретичної прямолінійної залежності. В роботі висунуто припущення, що причиною цього може бути наявність в межах родовища зон із слабкодренованими, низькопроникними колекторами. В результаті ці зони поступово підключаються в розробку і газ з них перетікає в зону відбору з видобувними свердловинами. Для підтвердження цього припущення розроблено математичну модель процесу взаємодії у газовому родовищі ділянок пласта різної проникності і ступеня дронування з перетіканням газу між ними.

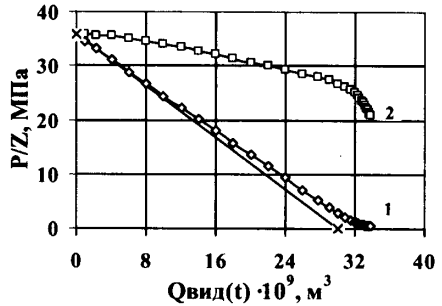
Розглянуто гіпотетичне родовище з центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні. Запаси газу в активній зоні дорівнюють $30 \cdot 10^9$ м³, в пасивній зоні – $10 \cdot 10^9$ м³. Коефіцієнт проникності колекторів в активній зоні – 0,5 мкм², в пасивній зоні – $0,1 \cdot 10^{-3}$; $0,5 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$; $5 \cdot 10^{-3}$; $10 \cdot 10^{-3}$; $15 \cdot 10^{-3}$ мкм². Для кожної зони записуються рівняння матеріального балансу для газового режиму з врахуванням кількості газу, що витікає чи притікає в зону. Між зонами відбувається однофазна фільтрація реального газу за законом Дарсі.

Результати виконаних досліджень підтверджують припущення про перетікання газу між різнопроникними зонами і його вплив на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу (рисунок 2). Ступінь взаємодії між центральною зоною і периферійною зонами залежить від проникності пасивної зони. Для значення проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{вид}(t)]$ для активної зони практично співпадає з прямою лінією, яка відповідає початковим запасам газу в активній зоні. Це свідчить про незначні перетоки газу з пасивної зони в активну. У пасивній зоні пластовий

тиск знижується від початкового значення 36 МПа до 31,67 МПа на момент завершення процесу розробки родовища (31 рік) (див. рис. 2а). Із збільшенням проникності пасивної зони залежність $\tilde{P}_{пл}(t)/Z[\tilde{P}_{пл}(t)] = f[Q_{вид}(t)]$ для активної зони щораз більше відхиляється від прямої лінії і від осі абсцис, а для пасивної зони стрімкіше знижується в бік осі абсцис (див. рис. 2б).



а)



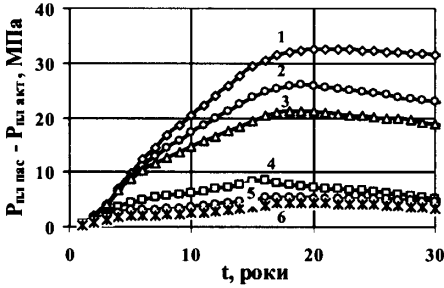
б)

Рисунок 2 – Залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної (1) і пасивної (2) зон за проникностей пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (а), $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (б)

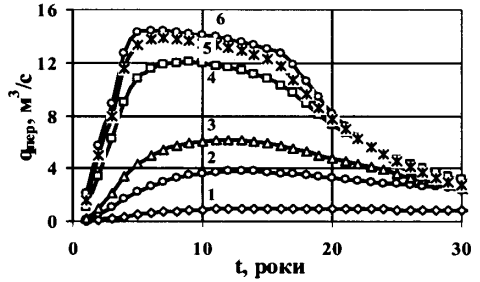
На завершальній стадії розробки родовища спостерігається деяке виположування цієї залежності для активної зони. Таким чином, відхилення залежності $\tilde{P}_{пл}(t)/Z[\tilde{P}_{пл}(t)] = f[Q_{вид}(t)]$ для газового родовища з газовим режимом розробки від теоретичної прямої лінії може бути пов'язане з наявністю в родовищі ділянок різної проникності і внутрішньопластовими перетіканнями газу між ними.

В процесі розробки родовища перепад пластових тисків між зонами поступово зростає в часі, досягає максимального значення, а відтак знижується (рисунок 3а). Максимальне значення перепаду тиску між зонами тим більше, чим менша проникність пасивної зони. Із збільшенням проникності пасивної зони від $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ максимум перепаду тиску між зонами досягається раніше, а при подальшому збільшенні проникності пасивної зони – пізніше. Дебіт газу, що перетікає між зонами, поступово зростає в часі, досягає максимального значення і потім зменшується (рисунок 3б). Із збільшенням проникності пасивної зони максимум дебіту газу, що перетікає між зонами, досягається раніше і зростає його абсолютне значення.

До можливих напрямків вилучення газу з пасивної зони відноситься циклічна, періодична розробка родовища. Після зниження пластового тиску в активній зоні до певного значення свердловини зупиняють на деякий період часу для перетікання газу з пасивної зони в активну зону, а потім знову вводять в експлуатацію. Цей процес періодично повторюють. Для оцінки ефективності циклічної, періодичної розробки родовища виконано дослідження, в яких після 31-го року розробки відбір газу з родовища припиняли і визначали зміну в часі тиску в активній і пасивній зонах.



а)

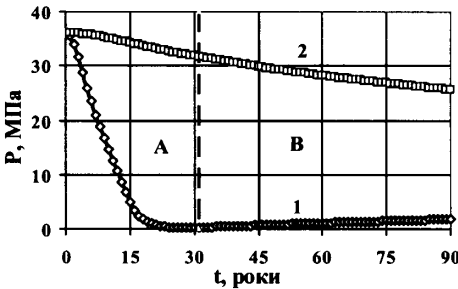


б)

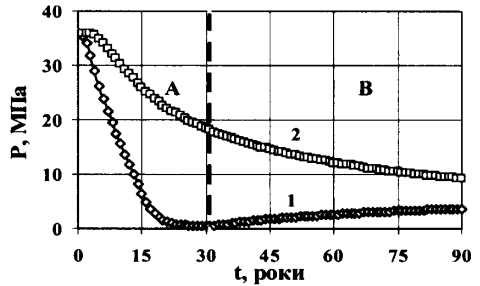
1 - $0,1 \cdot 10^{-3}$; 2 - $0,5 \cdot 10^{-3}$; 3 - $1 \cdot 10^{-3}$; 4 - $5 \cdot 10^{-3}$; 5 - $10 \cdot 10^{-3}$; 6 - $15 \cdot 10^{-3}$ мкм²

Рисунок 3 – Динаміки перепаду тисків між пасивною і активною зонами (а) і дебіту газу, що перетікає між зонами (б), для різних значень проникності пасивної зони

Результати розрахунків свідчать, що за проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² процес перетікання газу з пасивної зони і відновлення тиску в активній зоні протікає дуже повільно і може тривати десятки років. На 20-й рік з початку зупинки родовища тиск в пасивній зоні зменшився з 31,67 до 28,3 МПа, в активній зоні зріс з 0,28 до 0,87 МПа (рисунок 4а). За проникності пасивної зони $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² за 10 років зупинки родовища тиск в пасивній зоні зменшився з 15,42 до 13,98 МПа, тиск в активній зоні зріс з 0,46 до 1,44 МПа (рисунок 4б).



а)



б)

Рисунок 4 – Динаміки пластового тиску в активній (1) і пасивній (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і після зупинки (В) для значення проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (а), $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (б)

Наведені дані свідчать, що за порівняно високої проникності пасивної зоці цілком можлива циклічна, періодична розробка виснаженого газового родовища. За низької проникності пасивної зони необхідно застосовувати методи інтенсифікації вилучення газу з низькопроникних ділянок, в тому числі нетрадиційні. З цієї точки зору перспективним технологічним рішенням є буріння нагнітальних свердловин в

зоні (зонах) із забалансовими запасами газу і запомповування в них неуглеводневих газів.

Попереднє представлення розглядуваного розділу має значення для прогностичних цілей. Однак, для їх реалізації необхідно оцінити величину забалансових запасів газу.

Грунтуючись на встановленому факті впливу взаємодії різнопроникних ділянок у процесі розробки родовища на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу, розроблено методику оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів некондиційних колекторів і забалансових запасів газу. Розглянуто випадок, коли зони забалансових запасів відносяться до периферійної частини структури. Внутрішня область колекторів із балансовими запасами і периферійна область некондиційних колекторів із забалансовими запасами апроксимуються еквівалентною осесиметричною моделлю. Відомі середні значення параметрів і геометричні характеристики (еквівалентний радіус) внутрішньої області колекторів і геометрична конфігурація (еквівалентний радіус) зовнішньої області. Оцінюванню за фактичною залежністю зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу підлягають ефективна пористість $m_{\text{сф}}$ та ефективна проникність $k_{\text{сф}}$ зовнішньої області. Відтак за відомою геометрією зовнішньої області і знайденою величиною $m_{\text{сф}}$ оцінюють забалансові запаси газу.

Відповідна обернена задача формулюється і розв'язується в оптимізаційній постановці. Це означає необхідність мінімізації критерію якості:

$$\min_{k_{\text{сф}}, m_{\text{сф}}} J = \sum_1^N (\bar{P}_p^j - \bar{P}_\phi^j)^2, \quad (1)$$

де $\bar{P}^j = \left(\frac{P}{Z}\right)^j$ - значення зведеного середнього пластового тиску в області дронування на j -й момент часу; N - кількість таких моментів. Індеси p і ϕ відповідають розрахованим на моделі і фактичним значенням тиску.

Значення \bar{P}_p^j визначають шляхом чисельного розв'язування прямої задачі. Вона зводиться до розв'язування одновірного нелінійного рівняння для осесиметричної однофазної фільтрації реального газу за законом Дарсі. Початкова умова - задане постійне значення тиску в усіх областях родовища. Гранична умова на зовнішньому контурі всієї моделі відповідає умові не протікання. На умовному внутрішньому контурі задається динаміка фактичних відборів газу із зони дронування.

Зовнішня область відрізняється низькими фільтраційними характеристиками і значною протяжністю порівняно з внутрішньою областю. Тому розглянуто варіанти стосовно кількості комірок у зовнішній області та їх протяжності.

Обернена задача (1) розв'язується за використанням методів теорії оптимального управління (за Закіровим Е.С.). Мінімум функціоналу (1) розраховують за градієнтною ітераційною процедурою, а для зміни значень $k_{\text{сф}}$ і $m_{\text{сф}}$ на кожній ітерації, одночасно з розв'язуванням прямої задачі, додатково чисельно розв'язують ще дві спеціалізовані задачі.

Алгоритм розв'язування оберненої задачі реалізовано у такій послідовності. Задаються всі необхідні вихідні дані для прямої задачі, включаючи "дійсні" значення $k_{\text{сф}}$ і $m_{\text{сф}}$ в забалансовій області. Розв'язується пряма задача для визначення "дійсної" динаміки зведеного середнього пластового тиску в області дренажування. Для врахування можливих похибок за \bar{P}'_{ϕ} приймають "дійсні" значення тиску, однак не безпосередньо, а лише після "зашумлення" на основі гаусівського розподілу з нульовим математичним очікуванням і заданим середньоквадратичним відхиленням 0,1 МПа. З використанням розрахованих таким чином величин \bar{P}'_{ϕ} реалізується процедура розв'язку оберненої задачі (1). При цьому задається початкове наближення для $k_{\text{сф}}$ і $m_{\text{сф}}$ зовнішньої зони, яке відрізняється від "дійсних" значень. Параметри $k_{\text{сф}}$ і $m_{\text{сф}}$ коректуються з кожною ітерацією алгоритму, поки не буде досягнутий мінімум функціоналу (1). Знайдені значення $m_{\text{сф}}$ і $k_{\text{сф}}$ зіставляються з їх "дійсними" значеннями.

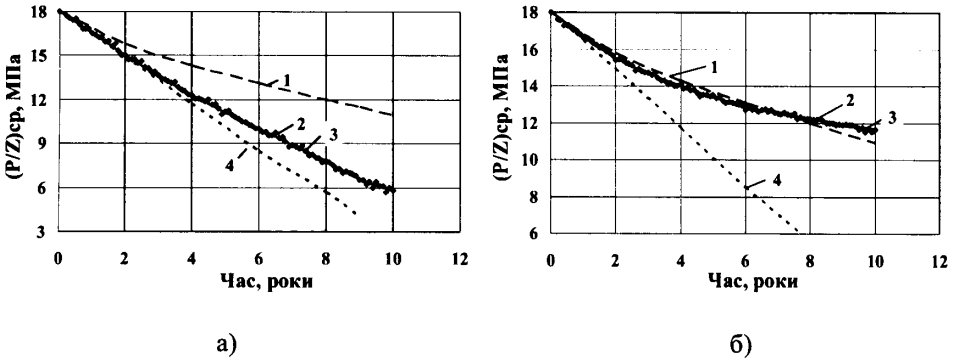
В дисертації наведено приклад розв'язку оберненої задачі для гіпотетичного родовища з такими вихідними даними: початковий пластовий тиск дорівнює 29 МПа, пластова температура – 65°C, газ – метановий, товщина пласта – 20 м, внутрішній і зовнішній радіуси першої комірки (кільця, що моделює область основних колекторів) – 1000 і 2954 м відповідно. Балансові запаси газу – $6,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, темп відбору газу – 8,55 % на рік від початкових запасів. Значення $m_{\text{сф}}$ і $k_{\text{сф}}$ колекторів, що дренаються, становлять 16% і $0,5 \text{ мкм}^2$ відповідно. Для області неконденційних колекторів $m_{\text{сф}}=4\%$, а $k_{\text{сф}}$ відрізняється в різних варіантах. Розглянуто варіанти для кількості комірок у зовнішній області відповідно 1, 3, 5, 7 і їх протяжності (ширина кільця, яким апроксимується зовнішня область). В найпростішій постановці зовнішня область апроксимується однією коміркою, а її протяжність дорівнює 7845 м.

На рисунку 5 зображено приклад розв'язання оберненої задачі, коли зовнішня зона представлена однією коміркою, а її "дійсна" величина $k_{\text{сф}}$ дорівнює $1 \cdot 10^{-3}$ і $5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Згідно з результатами дослідження (див. рис. 5) розраховані пластові тиски після отримання розв'язку оберненої задачі точно відтворюють фактичні значення впродовж всього розглядуваного періоду. Це означає, що об'єми надходження газу із області забалансових запасів в активну зону відтворюється коректно. Результати розрахунків свідчать, що більш деталізоване сіточне відображення зовнішньої зони дозволяє істотно підвищити достовірність розв'язку оберненої задачі відносно параметра $m_{\text{сф}}$ некондиційних колекторів, оскільки при цьому враховуються перетоки газу між комірками. Для умов розглядуваного прикладу трьох комірок для зовнішньої області виявилось достатнім.

Виконані дослідження в рамках оберненої задачі дають виділити наступне: 1) при одночасному визначенні параметрів некондиційних колекторів $m_{\text{сф}}$ і $k_{\text{сф}}$ знаходяться тільки їх еквівалентні (не дійсні) значення, хоча вони забезпечують правильне відтворення динаміки фактичного пластового тиску в дренаваній зоні пласта; 2) достовірні значення $m_{\text{сф}}$ і відповідно забалансових запасів можливо отримати при використанні значення $k_{\text{сф}}$, або за результатами досліджень керна, або досліджень раніше пробурених розвідувальних свердловин, а також у випадку

розв'язання оберненої задачі на основі додаткових джерел інформації про тиск, наприклад, в розвідувальних свердловин в області некондиційних колекторів.



1 – початкове наближення; 2 – результат; 3 – виміри; 4 – без забалансової зони
Рисунок 5 – Динаміка зведеного середнього пластового тиску для значень "дійсної" проникності зовнішньої зони $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (а) і $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (б)

В умовах багатопластової будови родовища, яке розробляється спільною сіткою свердловин, при підключенні і відключенні у свердловинах окремих пластів і за наявності в пластах зон різної проникності залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу може мати прямолінійно-криволінійний вигляд на окремих ділянках. В роботі запропоновано методику визначення залишкових запасів газу в родовищі за наявності на вказаній залежності кінцевої прямолінійної ділянки. За промисловими даними про динаміку зведеного середнього пластового тиску і накопиченого видобутку газу для цієї ділянки визначають аналітично з використанням методу найменших квадратів зведений газонасичений поровий об'єм Ω^* (запаси газу, що припадають на одиницю зведеного пластового тиску) і зведений умовний початковий пластовий тиск $P_{\text{поч.у}}/Z_{\text{поч.у}}$ (йому відповідає відрізок, що відтинається на осі зведеного пластового тиску екстраполяцією кінцевої прямолінійної ділянки залежності). За значеннями Ω^* і $P_{\text{поч.у}}/Z_{\text{поч.у}}$ з використанням рівняння матеріального балансу для газового родовища в умовах газового режиму розробки родовища визначають зведений поточний пластовий тиск $\tilde{P}_{\text{пл}}(t)/Z(\tilde{P}_{\text{пл}})$, відтак залишкові запаси газу в родовищі

$Q_{\text{зап.зал}}(t) = \Omega^* \frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{Z(\tilde{P}_{\text{пл}})}$. Наведена методика реалізована для умов розробки покладу

горизонтів НД-1, 2, 3 Хідновицького газового родовища. З її використанням вдалося достовірно оцінити залишкові запаси газу в покладі горизонтів НД – 1, 2, 3. Значна частина родовища розміщена в прикордонній і закордонній зонах, в якій відсутні свердловини. Тому не було змоги достовірно підрахувати запаси газу об'ємним методом.

Відомі методи розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин у випадку їх експлуатації з постійною депресією тиску на пласт. Для інших технологічних режимів експлуатації свердловин такі методи відсутні. Нами розроблено і апробовано для умов гіпотетичного родовища методику розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійним дебітом газу q_r , постійним устьовим тиском P_y і постійними швидкостями руху газу на вході в НКТ $W_{\text{внб}}$ і на усті свердловини W_y . На рисунку 6 для прикладу зображено результати розрахунків показників розробки родовища при експлуатації свердловин з постійним дебітом газу $q_r = \text{const}$ і подальшим переходом на режим постійного устьового тиску $P_y = \text{const}$.

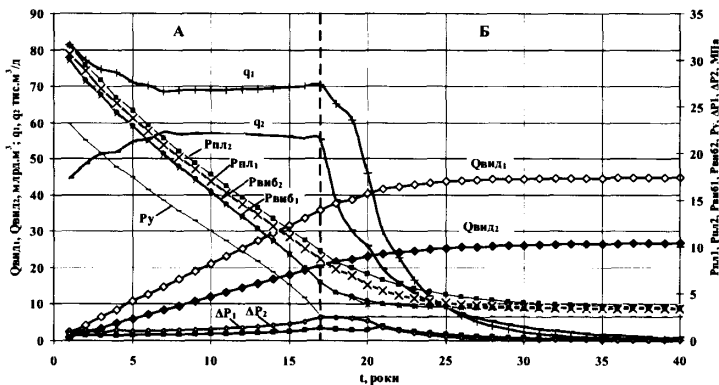
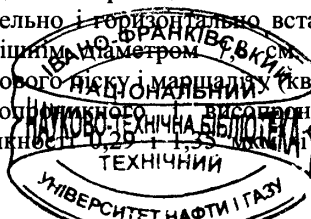


Рисунок 6 - Динаміки прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин у випадку експлуатації їх з постійним дебітом газу $q_r = \text{const}$ (А) і подальшим переходом на режим устьового тиску $P_y = \text{const}$ (Б)

Звідси видно, що вимушений перехід на технологічний режим заданого устьового тиску продиктований відсутністю дотискувальної компресорної станції, супроводжується різким зниженням видобувних можливостей родовища. Це не може не позначитися на кінцевій величині коефіцієнта газовилучення пласта.

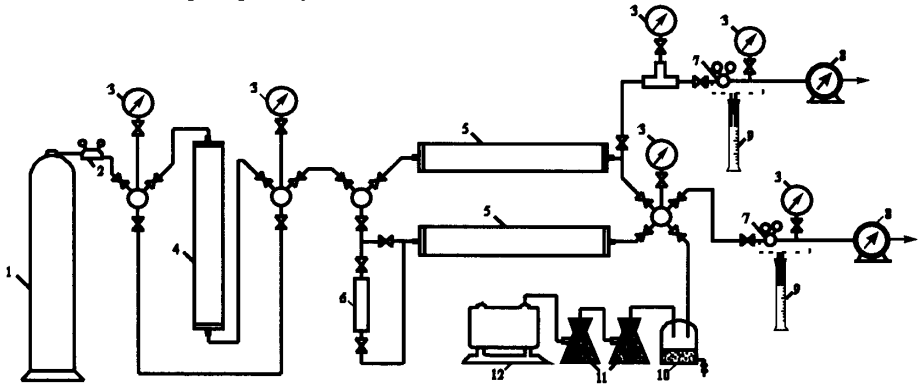
У третьому розділі подаються результати експериментальних і теоретичних досліджень методів підвищення газовилучення з виснажених газових родовищ в умовах водонапірного режиму розробки.

Відомі дослідження з вилучення защемленого газу з однорідних і тріщинуватих пластів. Для макронеоднорідних, різнопроникних пластів такі дослідження відсутні, що послужило підставою для їх проведення. Лабораторні дослідження проводили на лінійних моделях пласта, що представляли собою дві паралельно і горизонтально встановлені товстостінні колонки довжиною 1,44 м і внутрішнім діаметром 0,025 м. Як пористе середовище використовували суміш кварцового піску і маршаліту (кварцової муки). В досліджах використовували моделі низькопроникного і високопроникного пластів з коефіцієнтами абсолютної проникності 0,29 і 1,3 відповідно, відкритої пористості 0,354 і 0,356 відповідно. У



дослідах створювали залишкову водонасиченість і здійснювали витіснення газу (азоту) водою за постійного тиску на вході моделі 4 МПа та кімнатної температури окремо з моделей високопроникного і низькопроникного пластів і макронеоднорідної моделі з двох різнопроникних пластів. Експерименти проводили в області автомодельності коефіцієнта витіснення газу водою за критеріями подібності π_1 і π_2 .

Наведені в дисертації результати лабораторних досліджень отримані на 3-х авторських установках. Тобто, вони були спроектовані, створені, налагоджені автором роботи. Через брак місця, на рисунку 7 як приклад наводиться схема однієї з відповідних лабораторних установок.



1 – газовий балон; 2 – редуктор; 3 – манометри; 4 – напірна ємність; 5 – моделі пласта; 6 – додаткова ємність; 7 – мікроредуктори; 8 – газові лічильники; 9 – сепаратор-мірник; 10 – сепаратор; 11 – вологовідділювач; 12 – вакуумний насос
Рисунок 7 – Схема експериментальної установки високого тиску для дослідження витіснення газу водою з макронеоднорідних моделей пласта

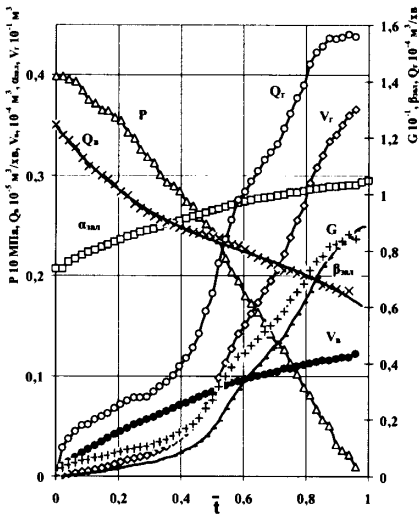
Після появи води на виході модель промивали водою до припинення винесення пухирців газу, після чого вимірювали фазову проникність моделі за водою і визначали коефіцієнти витіснення газу водою і залишкової газонасиченості. У дослідях на макронеоднорідній моделі після появи води на виході високопроникного пласта продовжували експеримент до появи води на виході низькопроникного пласта. При цьому фіксували зміну в часі кількості води, отриманої з високопроникного пласта за період часу між обводненням обох пластів. За дослідними даними для моделі високопроникного пласта коефіцієнт початкової газонасиченості $\alpha_{\text{поч}}$ становив 0,46–0,47, коефіцієнт залишкової газонасиченості $\alpha_{\text{зал}} = 0,23 - 0,24$, коефіцієнт витіснення газу водою $\beta_{\text{Г}} = 0,5 - 0,521$, для моделі низькопроникного пласта $\alpha_{\text{поч}} = 0,218 - 0,219$, $\alpha_{\text{зал}} = 0,113 - 0,118$, $\beta_{\text{Г}} = 0,479 - 0,58$, для макронеоднорідної моделі $\alpha_{\text{поч}} = 0,324 - 0,353$, $\alpha_{\text{зал}} = 0,197 - 0,209$, $\beta_{\text{Г}} = 0,364 - 0,406$. Для досліджуваного пористого середовища із збільшенням коефіцієнта проникності зростають значення $\alpha_{\text{поч}}$, $\alpha_{\text{зал}}$ і $\beta_{\text{Г}}$.

Після обводнення моделі вентиль на її вході закривали, і за допомогою вентилі на виході тиск в моделі плавно знижували таким чином, щоб перепад тиску на кінцях моделі не перевищував максимального перепаду тиску в процесі витіснення газу водою. У ході експериментів фіксували зміну в часі тиску на вході і виході моделі та об'єми газу і води, що вилучили з обводненої моделі. За цими даними визначали середній тиск в моделі \bar{P} , коефіцієнти газовилучення по защемленому газу $\beta_{\text{зал}}$, загальний коефіцієнт газовилучення $\beta_{\text{заг}}$, дебїти газу Q_r і води Q_v та газоводяний фактор G ($G=Q_r/Q_v$).

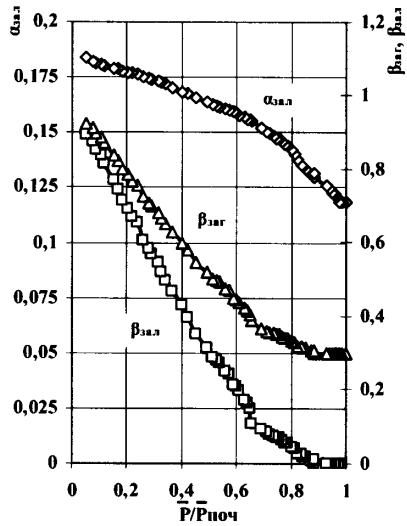
На рисунку 8 зображено залежності характеристик процесу вилучення защемленого газу з обводненої макронеоднорідної моделі з двома різнопроникними пластами від безмірного часу \bar{t} (відношення тривалості часу з початку зниження тиску в моделі до загальної тривалості процесу зниження тиску) (а) і відношення зведених поточного тиску і тиску защемлення газу водою (б).

Згідно з результатами досліджень характеристики процесу вилучення защемленого газу з макронеоднорідної моделі змінюються так само, як і для однорідних моделей високопроникного і низькопроникного пластів. Однак, тут наявне зміщення характеристик в часі за абсолютними і максимальними значеннями. У процесі зниження пластового тиску дебіт газу і газоводяний фактор стрімко зростають. Зокрема для моделі високопроникного пласта вони досягають максимуму і потім зменшуються, для моделі низькопроникного пласта максимум відсутній, для макронеоднорідної моделі спостерігається виположування залежностей для дебіту газу і газоводяного фактора в кінцевий період або їх максимум зміщується у бік менших значень тиску. Залежність зміни в часі тиску для моделі високопроникного пласта має вигляд увігнутої до осі абсцис кривої, для моделі низькопроникного пласта і макронеоднорідної моделі – вигнутої кривої. Після зниження тиску в моделі пласта на певну величину залежність між коефіцієнтом газовилучення по защемленому газу і відносним тиском стає прямолінійною і досягається за таких значень відносного тиску: високопроникний пласт - 0,694–0,74; низькопроникний пласт - 0,655–0,76; макронеоднорідна модель - 0,684–0,713. З результатів експериментів випливає, що для вилучення 5% защемленого газу необхідно відібрати такі безрозмірні об'єми води: з високопроникного пласта - 0,262–0,388 від загальної кількості видобутої води; з низькопроникного пласта - 0,315–0,428; з макронеоднорідної моделі - 0,33–0,464.

Згідно з результатами досліджень для вилучення 5% защемленого газу з макронеоднорідної моделі необхідно знизити тиск на 19,9–24 % порівняно з тиском заводнення і відібрати при цьому 0,333 - 0,464 води від її загального видобутку, що в реальних умовах буде економічно недоцільним. Тому на практиці не можна допускати повного обводнення родовища і тільки тоді приступати до видобування защемленого газу. З першою появою води у видобувних свердловинах необхідно впроваджувати заходи з регулювання надходження її в родовище і спільного відбору газу і води із свердловин.



а)



б)

Рисунок 8 – Залежності характеристик процесу вилучення защемленого газу з макронеоднорідної моделі з двома пластами від безмірного часу \bar{t} (а) і відношення зведених поточного і початкового тисків (б) (дослід №5)

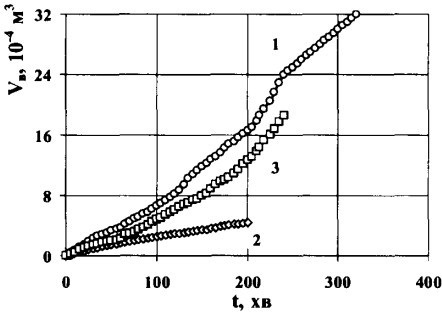
До можливих шляхів регулювання надходження води в родовище відноситься створення додаткових фільтраційних опорів рухові води на водонебезпечних напрямках запомповуванням неуглеводневих газів, зокрема азоту.

Для дослідження ефективності цього методу регулювання надходження води виконано експерименти, під час яких на вхід моделі підключали додаткову ємність об'ємом $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$, яку заповнювали азотом під тиском 4 МПа. У ході дослідів після обводнення третини, половини і $2/3$ моделі пласта подачу води в модель переключали через додаткову ємність, з якої вода витісняла азот в модель пласта. При цьому блокували газом надходження води: окремо в модель високопроникного пласта і окремо у високопроникний пласт макронеоднорідної моделі. Для моделі високопроникного пласта запомповування азоту після обводнення половини моделі призвело до сповільнення процесу обводнення в 1,1 рази (з 135 до 150 хвилин). Для макронеоднорідної моделі запомповування азоту після обводнення $2/3$, половини і третини високопроникного пласта призвело до зниження швидкості надходження води відповідно в 1,25; 1,33; 1,46 разів і зменшення об'єму, видобутої з високопроникного пласта до моменту обводнення низькопроникного пласта води, відповідно в 1,05; 1,5; 3,5 разів. Коефіцієнт газовилучення за рахунок витіснення частини защемленого газу азотом збільшився на 0,065. Дослідні дані свідчать, що ефективність блокування газом надходження води тим більша, чим раніше розпочато блокування.

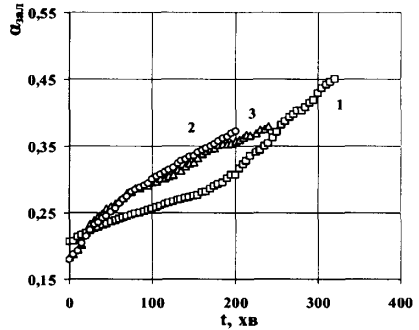
В реальних умовах впродовж процесу зниження тиску в обводнених пластах в родовище постійно надходить вода із законтурного водоносного басейну. Для

дослідження цього процесу на вхід обводненої моделі підключили водяну ємність з повітряною подушкою об'ємом $1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$, тиск в якій дорівнював тиску в моделі (4 МПа). До початку зниження тиску на вхід моделі подавали з додаткової ємності газ для блокування надходження води в обводнену модель з водяної ємності.

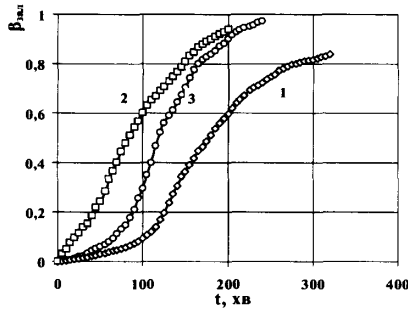
В дослідах на моделі високопроникного пласта отримано такі результати: порівняно з дослідом за відсутності контуру живлення (водяної ємності на вході моделі) у досліді з контуром живлення тривалість процесу видобутку защемленого газу зростає у 2,39 разів, а об'єм води, що відбирається з моделі – у 7,98 разів. У випадку блокування надходження води тривалість процесу зростає в 1,69 разів, а об'єм видобутої води – в 4,98 разів. Таким чином, за наявності контуру живлення блокування надходження води в обводнену модель високопроникного пласта дає змогу скоротити тривалість процесу вилучення защемленого газу в 1,39 разів, а об'єм видобутої води – в 1,6 разів. Для макронеоднорідної моделі пласта з блокуванням надходження води у високопроникний пласт отримано такі результати (рисунок 9): за наявності контуру живлення тривалість процесу вилучення защемленого газу зростає в 1,6 разів і об'єм води, що відбирається, збільшується в 7,26 разів.



а)



б)



в)

Рисунок 9 - Динаміки об'єму законтурної води, що надходить в обводнену макронеоднорідну модель пласта (а), коефіцієнтів залишкової газонасиченості (б) і газовилучення по защемленому газу (в) в процесі зниження тиску за наявності (1), відсутності (2) контуру живлення і при блокуванні надходження законтурної води (3)

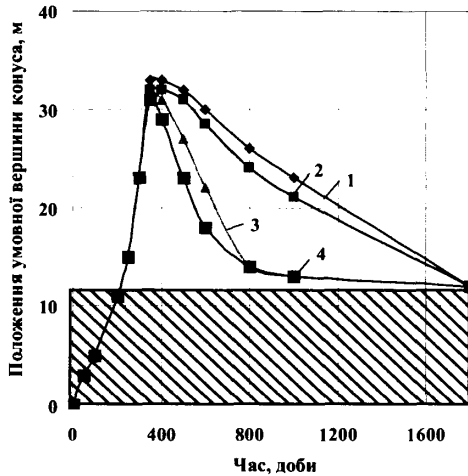
У випадку блокування надходження води тривалість процесу вилучення защемленого газу зростає в 1,2 разів і об'єм видобутої води – в 4,22 разів порівняно з дослідом за відсутності контуру живлення. Блокування надходження законтурної води дає змогу скоротити тривалість процесу вилучення защемленого газу з макроеднорідної моделі в 1,33 разів, а об'єм видобутої води – в 1,72 разів.

Таким чином, результати дослідження свідчать про високу ефективність застосування неуглеводневого газу для блокування надходження води в газове родовище.

Значна кількість родовищ природних газів підстиляється підшовною водою. Розробка їх ускладнюється обводненням свердловин в результаті утворення конусів підшовної води. Відомі методи боротьби з конусоутворенням ґрунтуються на розкритті у свердловинах тільки верхньої частини газонасиченого розрізу, обмеженні депресій тиску на пласт, встановленні у свердловинах водоізоляційних екранів, застосуванні горизонтальних свердловин. Відомі дослідження проблеми нестационарного конусоутворення характеризуються різними припущеннями. Тому, актуальним є проведення додаткових досліджень не тільки процесів формування конусів підшовної води, але і їх розформування при можливій періодичній експлуатації свердловин в умовах конусоутворення.

З використанням 3D комп'ютерного моделювання досліджено у багатофазній постановці фільтраційну задачу циклічної, періодичної експлуатації свердловин. Розглянуто приклад, коли вертикальна свердловина дронує питомий об'єм радіусом 500 м, газонасичена товщина пласта – 50 м, водонасичена товщина – 50 м, розкрита свердловиною газонасичена товщина – 20 м. Розглянуто такі три варіанти. У першому варіанті свердловина зупиняється після досягнення конусом води вибою, а в другому і третьому варіантах вона припиняє експлуатуватися після досягнення водогазовим фактором значення $4,8 \cdot 10^{-6}$ і $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ відповідно.

На основі вказаних комп'ютерних експериментів отримано такі результати. Досліджені значення коефіцієнта водонасиченості 0,25; 0,28; 0,38; 0,41, які приймаються за вершину конуса води, не чинять істотного впливу на кінетику формування конуса води. Але, має місце істотний вплив їх на кінетику розформування конуса: зі збільшенням коефіцієнта водонасиченості прискорюється процес розформування конуса (рисунок 10). Для умов експерименту тривалість процесу формування конуса води становить близько 400 діб, а тривалість його розформування суттєво перевищує час формування. Ще однією особливістю досліджуваного процесу є те, що тривалість безводного видобутку газу скорочується від циклу до циклу, що пов'язано із поступовим зростанням тривалості розформування конуса води. Час розформування конуса води було обмежено повторним запуском свердловини. Однак за цей час конус води ніколи не опускався до початкової позначки через зниження величини гравітаційного фактору. Відповідно видобуток газу від циклу до циклу зменшувався. Через прояв водонапірного режиму відбувається загальне підняття дзеркала підшовної води. Важливим моментом є збільшення коефіцієнта газовилучення зі зростанням величини заданого граничного значення водогазового фактору, при якому свердловини зупиняють.



1 - 0,25; 2 - 0,28; 3 - 0,38; 4 - 0,41

Рисунок 10 – Динаміки руху вершини конуса води для різних величин коефіцієнта водонасиченості на вершині конуса (перший варіант)

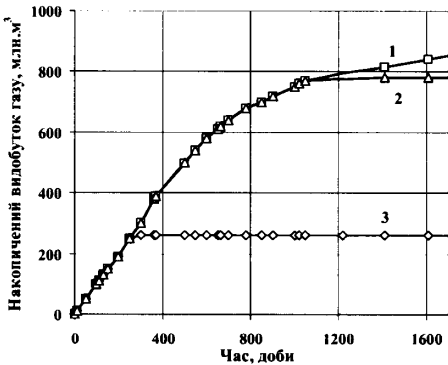
Відповідно до результатів досліджень, циклічна експлуатація свердловин в пластах з підшовною водою при заданих значеннях водогазового фактору може бути доцільною, оскільки вона забезпечує збільшення поточних відборів газу і коефіцієнта газовилучення. Але при цьому виникає необхідність утилізації видобутої попутної води, а періодичні зупинки свердловин можуть негативно впливати на ритмічність подачі газу споживачеві і техніко-економічні показники видобування газу.

Значний інтерес з точки зору інтенсифікації розробки і збільшення газовилучення з газових родовищ з підшовною водою представляє спільний відбір із свердловин газу з водою. У зв'язку з цим досліджено 10 альтернативних варіантів. Перші 7 варіантів відповідають відношенню вертикальної проникності до латеральної як 1:1, а три інші – 1:10. У всіх варіантах свердловини експлуатуються з постійним дебітом газу з подальшим переходом на постійний вибірний тиск. В першому варіанті експлуатація здійснюється без обмежень на відбір води. У другому і третьому варіантах свердловини переводять на періодичну, циклічну експлуатацію після досягнення водогазовим фактором значення $4,8 \cdot 10^{-6}$ і $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ відповідно. У варіантах циклічної експлуатації має місце зупинка свердловин до наступного запуску. У четвертому, п'ятому, шостому і сьомому варіантах свердловини виводять з експлуатації після досягнення водогазовим фактором одного із значень $4,8 \cdot 10^{-6}$; $10 \cdot 10^{-6}$; $20 \cdot 10^{-6}$; $600 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$ відповідно. Восьмий варіант аналогічний першому, дев'ятий – четвертому, десятий – сьомому.

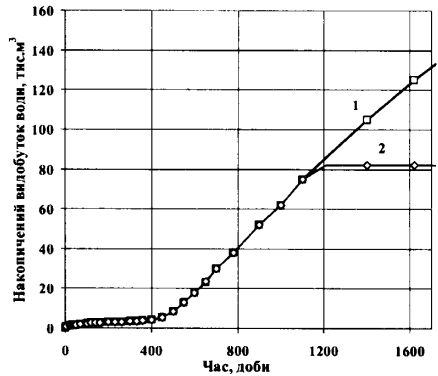
Згідно з результатами комп'ютерних експериментів для однорідних колекторів найбільший коефіцієнт газовилучення (0,86) отримано у першому варіанті без обмежень на відбір води. Але при цьому потрібно відібрати $141,38 \text{ тис. м}^3$ води (рисунки 11, 12). Найближчим до першого варіанту за величиною

коефіцієнта газовилучення є сьомий варіант (0,79 проти 0,86). При реалізації цього варіанту потрібно відібрати 81,12 тис.м³ води. Інші варіанти характеризуються меншими значеннями коефіцієнта газовилучення і накопиченого видобутку води. Так в другому варіанті коефіцієнт газовилучення становить 0,35, а накопичений видобуток води – 0,24 тис.м³, в третьому – 0,42 і 1,85 тис.м³, в четвертому – 0,26 і 0,12 тис.м³, в п'ятому – 0,3 і 0,39 тис.м³, в шостому – 0,35 і 1,14 тис.м³, відповідно.

За наявності анізотропії пласта отримано більші коефіцієнти газовилучення при менших накопичених відборах води, ніж в аналогічних варіантах за її відсутності. Так, за наявності анізотропії коефіцієнт газовилучення становить 0,9, а об'єм видобутої води – 63,35 тис.м³ у восьмому проти 0,86 і 141,38 тис.м³ у випадку ізотропного колектора у першому варіанті; або - 0,55 і 0,08 тис.м³ у дев'ятому проти 0,26 і 0,13 тис.м³ у четвертому; або 0,87 і 38,94 тис.м³ у десятому проти 0,79 і 81,12 тис.м³ у сьомому.



1- варіант 1; 2 - варіант 7; 3 - варіант 4
Рисунок 11 – Динаміки накопиченого видобутку газу у варіантах 1,4,7



1- варіант 1; 2 - варіант 7
Рисунок 12 – Динаміки накопиченого видобутку води у варіантах 1 і 7

Важливість цих результатів полягає в тому, що вони свідчать про доцільність спільного відбору газу і попутної пластової води із свердловин. Це призводить до збільшення значень коефіцієнта газовилучення. Конкретні значення оптимального водогазового фактору знаходять на основі техніко-економічних розрахунків.

В четвертому розділі представлено результати експериментальних і теоретичних досліджень методів підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних, нафтогазоконденсатних і нафтових родовищ.

Переважає більшість газоконденсатних родовищ України розробляється у режимі виснаження, що призвело до випадання з газу в пласті значної кількості важких вуглеводнів. Для підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення виснажених газоконденсатних родовищ необхідно забезпечити вилучення з них раніше сконденсованих вуглеводнів. В роботі наведено результати експериментальних досліджень експрес-методом і на моделях пласта з витіснення сконденсованих вуглеводнів з пористого середовища розчинами різних ПАР і хімічних реагентів.

В дослідях за експрес-методом досліджували витіснення сконденсованих вуглеводнів (конденсату) з обводнених моделей пласта розчинами індивідуальних ПАР (карпатол УМ-1, карпатол УМ-2, савенол SWP, жиринокс, стінол, стінол НГ, сольпен-10, сульфано), полімерами (біополімер А-1, біополімер С-1, полімер АН-125), сумішшю двох різних ПАР, сумішшю одного ПАР і полімеру, сумішшю двох різних ПАР і полімеру. Досліджена концентрація ПАР у водному розчині становила 0,05; 0,1; 0,5; 5 % мас., концентрація полімеру – 0,03% мас. За результатами лабораторних досліджень експрес-методом найкращими конденсатовитіснювальними властивостями володіє 0,05% водний розчин суміші неіоногенного ПАР (савенолу SWP) і аніонного ПАР (карпатола УМ-2) за коефіцієнта конденсатовитіснення 19,68%; 0,05% водні розчини індивідуальних ПАР характеризуються нижчими конденсатовитіснювальними властивостями: стінол НГ – 11,08%; савенол SWP – 9,8%; карпатол УМ-2 – 7,64%. Додавання до 0,05% водних розчинів індивідуальних ПАР полімерів в кількості 0,03% мас. дещо підвищує коефіцієнт конденсатовитіснення, проте він менший, ніж для 0,05% водного розчину суміші савенолу SWP і карпатола УМ-2.

Виходячи з результатів лабораторних досліджень за експрес-методом, здійснено дослідження на насипних моделях пласта діаметром 5 см і довжиною 37,4 см і 127 см. В дослідях здійснювали витіснення сконденсованих вуглеводнів водою і об'ємною часткою 20% від об'єму початково газоконденсатонасичених пор 0,05% водних розчинів сумішей різних ПАР і хімічних реагентів з подальшим запомпуюванням води або неуглеводневого газу. Результати досліджень на насипних моделях пласта узгоджуються з результатами досліджень експрес-методом. Найбільші значення коефіцієнта конденсатовитіснення отримано при використанні 20% об'ємної часткою 0,05% водного розчину суміші савенолу SWP і карпатола УМ-2. При переміщенні об'ємною часткою наведеного складу водою коефіцієнт конденсатовитіснення становив 48,4-54,4%, а при переміщенні газом – 64,0%.

За результатами виконаних досліджень для витіснення з виснажених газоконденсатних родовищ сконденсованих вуглеводнів рекомендується використовувати об'ємною часткою 20% об. від об'єму газоконденсатонасичених пор 0,05% водного розчину суміші неіоногенного ПАР (савенолу SWP) і аніонного ПАР (карпатола УМ-2) і переміщувати її по пласту нагнітанням неуглеводневого газу. Таке поєднання витіснювальних агентів є досить ефективним. Розчин ПАР запропонованого складу характеризується найкращими конденсатовитіснювальними властивостями із досліджених ПАР і хімічних реагентів. Подальше нагнітання неуглеводневого газу услід за об'ємною часткою розчину ПАР сприятиме повнішому витісненню залишкового газу з природного пористого середовища порівняно із застосуванням води.

В зв'язку з неоднорідною будовою і нерівномірним дренаванням виснажених нафтових родовищ містять ділянки з різною нафтонасиченістю. До можливих напрямків підвищення нафтовилучення з виснажених нафтових родовищ відноситься буріння ушілювальних свердловин на ділянки концентрації залишкових запасів нафти. Детальне дослідження ефективності ушілювання сітки свердловин на виснажених нафтових родовищах проведено з використанням модифікованої 3D гідродинамічної моделі гіпотетичного родовища Брюгге, яке

часто використовується в тестових експериментах спілки SPE. Порівняно з прикладом Брюгге у розглядуваному прикладі скореговані значення фільтраційно-ємнісних характеристик пластів для кращої відповідності до вітчизняних нафтових родовищ, уточнено технологічні режими роботи видобувних і нагнітальних свердловин, поровий об'єм водонасичених комірок на межі моделі значно збільшено з метою адекватного моделювання значного за розміром водоносного басейну. Крім того, приконтурне заводнення у моделі Брюгге доповнено декількома внутрішньоконтурними нагнітальними і видобувними свердловинами. Модель характеризується високою латеральною і вертикальною неоднорідністю, середні значення коефіцієнта відкритої пористості – 19,1%, коефіцієнта ефективної проникності вздовж напластування – $18,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², у вертикальному напрямі – $1,25 \cdot 10^{-3}$ мкм², початкова нафтонасиченість – 74,5%, коефіцієнт витіснення нафти водою – 0,8, динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти – 1,29 мПа·с, води – 0,32 мПа·с, відстань між свердловинами в моделі Брюгге – 600 м; всі свердловини вертикальні і одночасно уводяться в експлуатацію, максимальна допустима обводненість при відключенні видобувних свердловин – 95%, період розробки – 30 років. Флюїдальна модель двофазна, типу "black oil". На рисунку 13 зображено карту середньозважених за товщиною значень нафтонасиченості після 20 років розробки родовища. Колом позначено видобувні свердловини, хрестиками – нагнітальні, трикутниками і ромбами – ущільнювальні нагнітальні і видобувні.

Дослідження проведено для таких 4 варіантів подальшої дорозробки родовища. За базовим (першим) варіантом родовище розробляється з використанням початкової сітки свердловин. На 30-й рік коефіцієнт нафтовилучення дорівнює 0,131, кінцева обводненість – 56%. Інші три варіанти сформовано, виходячи з карти розподілу нафтонасиченості після 20 років розробки родовища, і передбачають буріння 8 ущільнювальних свердловин в зонах локалізації невикористаних запасів нафти.

Тут принциповим стає питання про тип цих 8 свердловин.

У другому варіанті всі свердловини видобувні, у третьому – нагнітальні, у четвертому тип кожної додаткової свердловини вибрано з локальної величини пластового тиску. А саме, в зонах пониженого тиску розміщують нагнітальні свердловини, а в зонах підвищеного тиску – видобувні.

В досліджуваних варіантах буріння ущільнювальних свердловин дає змогу додатково видобути (порівняно з базовим варіантом) 940 тис.т, 860 тис.т і 1260 тис.т нафти, коли ущільнювальні свердловини відповідно є видобувними, нагнітальними і комбінованими (рисунок 14). Варіанти з бурінням тільки видобувних чи нагнітальних свердловин не істотно відрізняються за сумарним видобутком нафти у межах розглядуваного 10 річного періоду (з 20 до 30 років). Буріння тільки нагнітальних свердловин може призвести до перекомпенсації пластового тиску і спричинить прискорене обводнення наявних видобувних свердловин (рисунок 15). Одночасно буріння тільки нагнітальних свердловин сприяє активізації невикористаних запасів нафти і просуванню їх у бік обводнених видобувних свердловин. В результаті зростає добовий видобуток нафти (рисунок 14) і загальна обводненість продукції. Буріння тільки видобувних свердловин сприяє зростанню в перший період добового видобутку нафти (рисунок 14).

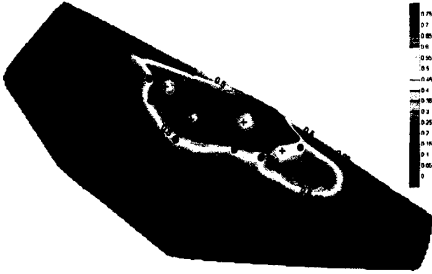
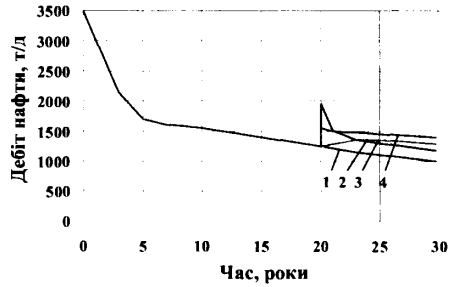
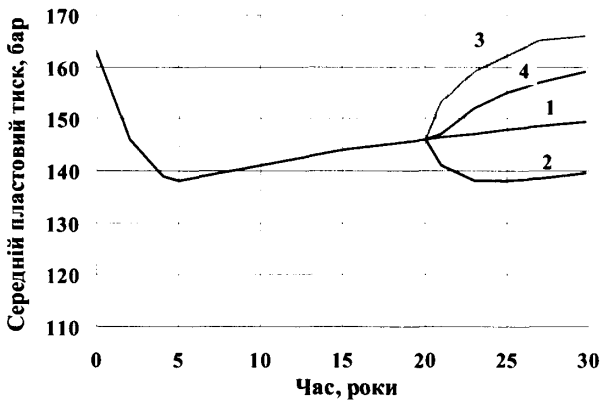


Рисунок 13 – Карта середньозважених за товщиною значень афтонасиченості родовища за моделлю Брюгге після 20 років розробки



1 – перший; 2 – другий; 3 – третій; 4 – четвертий варіанти
Рисунок 14 – Динаміки добового видобутку нафти для різних варіантів

Проте в подальшому він швидко зменшується в результаті зниження пластового тиску в зоні розміщення видобувних свердловин (рисунок 15) і стає меншим, ніж при застосуванні тільки нагнітальних свердловин. При цьому в зону пониженого тиску з ущільнювальними видобувними свердловинами інтенсивно припливатиме вода від раніше пробурених нагнітальних свердловин і на кінець прогнозного періоду обводненість продукції у варіанті з видобувними свердловинами буде вищою, ніж в інших варіантах. Тому з точки зору технологічного ефекту буріння тільки ущільнювальних нагнітальних свердловин може бути альтернативою бурінню тільки видобувних свердловин.



1 – перший; 2 – другий; 3 – третій; 4 – четвертий варіанти
Рисунок 15 - Динаміки пластового тиску для різних варіантів

Наведені технологічні показники одержано в комбінованому варіанті з диференційованим підходом до буріння ущільнювальних нагнітальних свердловин в

зонах пониженого тиску, а видобувних – в зонах підвищеного тиску. Як наслідок, тут найбільші коефіцієнти нафтовилучення і добові видобутки нафти.

Отже, плануючи програму буріння ущільнювальних свердловин доцільно дослідити варіанти з різними за кількістю і типом ущільнювальних свердловин, оцінити, крім чинника залишкової нафтонасиченості, значення величини поточних пластових тисків у відповідних зонах.

Аналогічні результати отримано нами і для іншого прикладу (родовища) [2].

Відома проблема низьких коефіцієнтів нафтовилучення для родовищ високов'язкої нафти. Внаслідок низької ефективності заводнення для розробки таких родовищ використовують дорогі теплові методи видобування нафти. Однак, ще не очевидно, що технології їх розробки на основі заводнення вже повністю себе вичерпали. Тому були проведені наступні дослідження. Експериментально на моделі пласта довжиною 37,13 см з абсолютною проникністю 0,783 мкм² досліджували ефективність застосування діоксиду вуглецю для вилучення залишкової, високов'язкої нафти з обводнених родовищ. В досліді створювали залишкову водонасиченість моделі пористого середовища шляхом витіснення води нафтою в'язкістю 1800 мПа·с. Потім в модель запомповували 1% розчин солоної води (NaCl) з витратою 1,73 мл/хв при середньому тиску в моделі 8,3 МПа до відсутності слідів нафти в рідині на виході з моделі. Після цього в модель запомповували об'єм діоксиду вуглецю об'ємом 23,8% від початково нафтонасичених пор і витримували її впродовж 48 годин. В подальшому модель пласта промивали солоною водою з витратою 1,73 мл/хв до отримання чистої води на виході з моделі пласта. Після первинного заводнення моделі коефіцієнт нафтовитіснення становив 66,28%, а після запомповування об'ємівки CO₂ - 93,5% при залишковій нафтонасиченості 6,23% (рисунок 16).

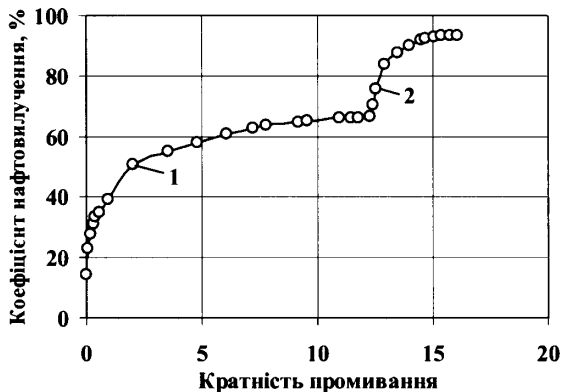


Рисунок 16 - Залежність коефіцієнта витіснення нафти від кратності промивання моделі пласта до (1) і після (2) запомповування об'ємівки CO₂

Наведені дані свідчать про ефективність застосування діоксиду вуглецю для видобутку високов'язкої залишкової нафти з обводнених виснажених нафтових родовищ.

В п'ятому розділі представлено результати експериментальних і теоретичних досліджень методів підвищення продуктивності видобувних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ природних вуглеводнів. Доцільність цих досліджень пов'язана з тим, що дебіти свердловин по нафті чи газу у випадку виснажених родовищ завжди знаходяться на рівні нерентабельності.

На думку автора, при дослідженні проблеми дорозробки виснажених газоконденсатних родовищ заслуговують на увагу лабораторні експерименти на моделях пласта з метою обґрунтування складів ПАР і хімічних реагентів і технологій їх реалізації для очищення від сконденсованих вуглеводнів, води та твердої фази привибійних зон свердловин. Це не може не сприяти підвищенню їх продуктивності. Для досліджень використовували насипні моделі пласта діаметром 1,5 см і довжиною 42,0 см. Абсолютна проникність пористого середовища змінювалася в межах 0,046-0,951 мкм², а пористість - 0,273-0,413.

Згідно з результатами експериментів, доцільно здійснювати запомповування у привибійну зону 5% конденсатного розчину ріпоксу-6, 5% водних розчинів сольпену-10Т, Cillit-Banq (універсальний), композиту NP-60-40, фейрі, кроту, послідовне запомповування 5% водних розчинів сольпену-10Т і фейрі, Cillit-Banq (універсальний) і кроту, фейрі і Cillit-Banq (універсальний), послідовне запомповування метанолу і 5% водних розчинів сольпену-10Т і Cillit-Banq (універсальний) або сольпену-10Т, послідовне запомповування метанолу (ізопропилового спирту), продування пористого середовища газом і подальше запомповування 5% розчину ріпоксу-6 в конденсаті або 5% розчину Cillit-Banq (універсальний) чи сольпену-10Т у воді.

В усіх дослідженнях з наведеними складами ПАР і хімічних реагентів отримано позитивні результати щодо відновлення проникності моделей пористого середовища після насичення їх водою і вуглеводневим конденсатом. Високоєфективною є остання з наведених технологій. Попереднє запомповування у привибійну зону метанолу і продування свердловини сприяє очищенню пористого середовища від води і твердої фази. Подальше запомповування розчину ПАР призводить до очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів. Як свідчать результати лабораторних експериментів, вибір складу ПАР та хімічних реагентів і технології їх реалізації залежить від проникності пористого середовища, насиченості його водою і вуглеводневим конденсатом і ступеня виснаження родовища.

На виснажених газових і газоконденсатних родовищах важливою є проблема винесення на поверхню із свердловин ретроградного конденсату і пластової води. До числа параметрів, які характеризують умови стабільної роботи (фонтанування) обводнених газових і газоконденсатних свердловин відносяться критична швидкість руху газу на вході в НКТ і мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню. Результати розрахунків мінімально необхідного дебіту газу за відомими залежностями істотно відрізняються між собою.

Тому, ґрунтуючись на критерії Вебера, за результатами теоретичних досліджень отримано аналітичні залежності для критичної швидкості руху газу на вході в НКТ $W_{кр}$, при якій крапля рідини знаходиться в рівноважному стані в потоці

газу, і мінімально необхідного дебіту газу $q_{\text{м.п.}}$ для винесення рідини із свердловин. Отримані формули записуються в такий спосіб:

$$W_{\text{кр}} = 2,84 \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_p - 3485,34 \cdot \frac{\bar{\rho}_c \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}}{\left(3485,34 \cdot \frac{\bar{\rho}_c \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}\right)^2}}; \quad (2)$$

$$q_{\text{м.п.}} = 5,572 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2 \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}} \sqrt[4]{\frac{\rho_p - 3485,34 \cdot \frac{\bar{\rho}_c \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}}{\left(3485,34 \cdot \frac{\bar{\rho}_c \cdot P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}\right)^2}}, \quad (3)$$

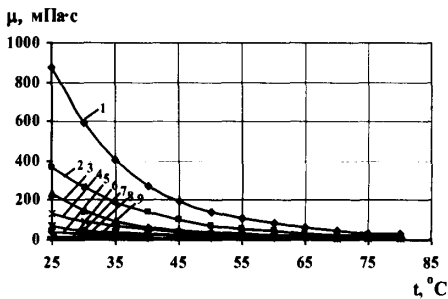
де $P_{\text{виб}}$, $T_{\text{виб}}$ – відповідно вибійний тиск і вибійна температура; $Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт стисливості газу при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$; $d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр колони НКТ; $\bar{\rho}_c$, ρ_p – відповідно відносна густина газу і густина рідини. $P_{\text{виб}}$, МПа; $T_{\text{виб}}$, К; ρ_p , кг/м³; $d_{\text{вн}}$, м; $W_{\text{кр}}$, м/с; $q_{\text{м.п.}}$, тис.м³/д.

Порівняльні розрахунки мінімально необхідного дебіту газу за залежністю (3) і відомими залежностями СевКавНИИгаз, ВНИИгаз і ФНТУНГ свідчать, що порівняно з відомими залежностями результати розрахунків за залежністю (3) найменше відрізняються від результатів розрахунків у програмному середовищі PIPESIM, яке враховує рух багатофазного потоку у вертикальних трубах.

На завершальній стадії розробки родовищ природних газів експлуатація видобувних свердловин здебільшого ускладнюється обводненням, а на газоконденсатних родовищах - додатково скупченням конденсату на вибої і в привибійній зоні. Поява у пластовій продукції високомінералізованої води інтенсифікує процеси корозії обладнання і відкладання солей. Ефективним методом боротьби з цими ускладненнями є застосування комплексних складів, які володіють багатofункціональними властивостями інгібіторів корозії і солевідкладень та спінювача пластової рідини. Тому для обґрунтування складу комплексного інгібітора виконано дослідження з багатьма доступними вітчизняними і зарубіжними ПАР і реагентами. В цих експериментах вивчали вплив на процеси піноутворення, корозії обладнання і солевідкладень кожного реагенту окремо та їх комбінації. За результатами досліджень для практичного використання рекомендовано два комплексні склади: перший включає імпортований інгібітор солевідкладень СНПХ-5314, вітчизняні інгібітори корозії нафтохім-3 або ТАЛ і спінювач пластової рідини савенол SWP, другий склад – вітчизняні інгібітор солевідкладень антисол, інгібітор корозії нафтохім-3 або ТАЛ і спінювач пластової рідини сольпен-10Т. Концентрація наведених реагентів залежить від фізико-хімічних властивостей видобувної пластової рідини. В роботі розглянуто також способи уведення комплексного складу у свердловину в рамках запропонованої технології.

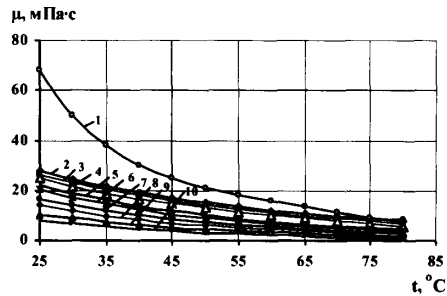
Експлуатація свердловин на родовищах високов'язкої нафти ускладнюється її аномальною в'язкістю і значним вмістом асфальтеносмолопарафінових речовин. Основним напрямом досліджень стосовно інтенсифікації роботи свердловин з високов'язкими нафтами є зменшення їх в'язкості і боротьба з відкладами твердих вуглеводнів у стовбурі і привибійній зоні свердловин. У зв'язку з цим автором виконано лабораторні дослідження не тільки фізико-хімічного, але і теплового методів підвищення продуктивності свердловин з високов'язкими нафтами, стосовно до Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища. Досліди проводили з пробами нафти з гирла свердловини 96 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, яка експлуатує горизонт Б-6 в інтервалі глибин 3464-3498 м. Початковий пластовий тиск становив 37 МПа, пластова температура -92°C, газовміст пластової нафти – 13,5 м³/т. Нафта важка, смолисто-асфальтенова. У ході проведення дослідів вивчали вплив на динамічний коефіцієнт в'язкості нафти температури в межах її зміни від 20 до 80°C (через кожні 5°C) вуглеводневого розчинника (конденсату) при об'ємному вмісті в системі "нафта-конденсат" 10; 20; 30; 40; 50; 60% і ПАР (ріпокс-6, рена-2010, ніоген П-1000). В дослідях вивчали вплив на динамічний коефіцієнт в'язкості нафти окремо кожного чинника та їх сукупності. У зв'язку з багатоваріантним поєднанням значень досліджуваних чинників досліди проводили з використанням методів планування експериментів.

Згідно з результатами лабораторних експериментів з підвищенням температури і об'ємного вмісту в системі вуглеводневого конденсату в'язкість нафти різко зменшується до певного значення розглядуваних чинників, після чого відповідні залежності виположуються (рисунок 17).



1-0; 2-10; 3-15; 4-20; 5-25; 6-30;
7-40; 8-50; 9-60 % об.

Рисунок 17 – Залежності динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти від температури для різного об'ємного вмісту конденсату в системі "нафта-конденсат"



1-0; 2-0,125; 3-0,25; 4-0,5; 5-0,75; 6-1;
7-2; 8-4; 9-6; 10-8 % мас.

Рисунок 18 – Залежності динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти з вмістом 20% об. конденсату від температури для різної концентрації ріпоксу-6

Із інтерпретації результатів досліджень випливає, що рекомендована температура нагрівання нафти зменшується із збільшенням вмісту в системі вуглеводневого конденсату. Так, при вмісті конденсату 10% об. вказана температура

становить 49,43°C, при 20%об. – 48,35°C, 30%об. – 46,91°C, 40%об. – 45,67°C. За відсутності конденсату з підвищенням температури від 25 до 50°C динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується з 874,07 до 140,88 мПа·с. Рекомендований об'ємний вміст конденсату в системі залежить від температури і має такі значення для різних температур: за температури 25°C рекомендований вміст конденсату становить 20,73%об., за 30°C – 20,65%об., за 40°C – 20,27%об., за 50°C – 19,72%об. За температури нагрівання 25°C при збільшенні об'ємного вмісту конденсату в системі з нуля до 20% динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується з 874,07 до 67,87 мПа·с. Тобто виявляється, що додавання конденсату істотноше впливає на зниження в'язкості нафти, ніж підвищення температури. За температури нагрівання нафти близько 50°C і рекомендованого об'ємного вмісту конденсату в системі "нафта-конденсат" близько 20% об. (25% об. з перерахунку на чисту нафту) динамічний коефіцієнт в'язкості нафти дорівнює 35,37 мПа·с порівняно з 874,07 мПа·с за температури 25 °C і відсутності конденсату.

Згідно з результатами експериментів подальше зниження в'язкості нафти можна досягти додаванням в нафту ПАР (рисунок 18). Рекомендований вміст ПАР в системі становить близько 1% мас. За вмісту в системі 20% об. конденсату і 1% мас. ПАР динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується за температури 25°C з 67,87 до 20,43 мПа·с для ріпоксу-6 і до 14,16 мПа·с для ніогену П-1000, за температури 50°C – з 35,37 до 8,94 мПа·с для ріпоксу-6 і до 5,79 мПа·с для ніогену П-1000. За результати досліджень отримана така апроксимаційна залежність динамічного коефіцієнта в'язкості нафти μ (мПа·с) від температури t (°C) і об'ємного вмісту в системі "нафта-конденсат" вуглеводневого конденсату V_k (частка одиниці):

$$\mu(t, V_k) = 828,891 - 16,952 \cdot t - 19,341 \cdot V_k + 0,167 \cdot t \cdot V_k + 0,091 \cdot t^2 + 0,123 \cdot V_k^2. \quad (4)$$

В роботі розглянуто різні способи нагрівання нафти в стовбурі свердловини і уведення вуглеводневого розчинника з ПАР у пластову продукцію, а також обґрунтовано області їх ефективного застосування.

На основі результатів виконаних досліджень в дисертації запропоновано дві патентозахищені конструкції плунжера для експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин плунжерним піднімачем і дві конструкції штангового свердловинного насоса (одна з них патентозахищена) із збільшеним розміром прохідного каналу у всмоктувальному і нагнітальному клапанах і примусовим відкриттям і закриттям всмоктувального клапана, які призначені для експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами.

У шостому розділі в узагальненому і більш повному вигляді подаються результати досліджень з розроблення і випробування технологій інтенсифікації видобування вуглеводнів і підвищення нафтогазоконденсатовилучення з виснажених родовищ.

Підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газових родовищ з однорідними колекторами в умовах газового режиму розробки досягається мінімізацією значень кінцевого пластового тиску. Для цього, використовуючи аналітичну залежність пластового тиску від геологічних і технологічних чинників

(другий розділ), виявляють для умов конкретного родовища (свердловини) чинники, які спричиняють найбільші втрати тиску по шляху руху газу з пласта до УКПГ. Це дозволяє впроваджувати адекватні геолого-технічні заходи щодо зменшення цих втрат.

В роботі запропоновано такі технології видобування залишкового газу, що знаходиться в родовищі за низького пластового тиску: витіснення залишкового газу неуглеводневими газами чи водогазовими сумішами при досягнутому значенні пластового тиску; нагнітання в пласт неуглеводневих агентів починають за тиску, більшому за можливий мінімальний пластовий тиск, підтримуючи в подальшому пластовий тиск постійним чи спадним в часі з різним темпом; після зниження пластового тиску до мінімального значення видобувні свердловини зупиняють і починають запоповувати в родовище витіснювальний агент до досягнення пластовим тиском певного значення, після чого видобувні свердловини уводять в експлуатацію, підтримуючи пластовий тиск постійним на досягнутому рівні чи спадним у часі; здійснюють періодичне циклічне запоповування в зупинене родовище неуглеводневих агентів і відбір газу з нього.

Для підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газових родовищ з макронеоднорідними колекторами в умовах газового режиму розробки, окрім мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зоні розміщення видобувних свердловин, необхідно інтенсифікувати відбір газу з низькопроникних, слабкодренованих ділянок пласта. Наявність таких ділянок можна встановити за результатами аналізу геологічної інформації і характеру залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу. Забалансові запаси газу в цих ділянках можна підрахувати за викладеною в другому розділі методикою.

Запропонована технологія підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газового родовища з макронеоднорідними колекторами полягає в бурінні на слабкодреновані, низькопроникні ділянки з концентрацією залишкових запасів газу нагнітальних свердловин і запоповуванні в них неуглеводневого газу для витіснення залишкового природного газу в зону розміщення видобувних свердловин. Як нагнітальні можна використовувати раніше пробурені на низькопроникні ділянки свердловини. В окремих випадках за незначної різниці в проникностях різних ділянок пласта може виявитися доцільною періодична, циклічна розробка родовища на завершальній стадії шляхом зупинки свердловин на певний період часу для перетікання газу з низькопроникних у високопроникні ділянки пласта і подальшого уведення свердловин в експлуатацію. Після припинення рентабельної розробки родовища не можна ліквідувати всі видобувні свердловини, оскільки в процесі зупинки тиск в родовищі зростатиме за рахунок внутрішньопластових перетікань газу, і можливі витоки газу на денну поверхню через негерметичне цементне кільце і скородовані обсадні труби. Тому частину свердловин потрібно залишити, і у міру зростання пластового тиску уводити їх в експлуатацію.

Запропонована технологія підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення з виснажених обводнених газових родовищ з макронеоднорідними колекторами ґрунтується на вилученні защемленого газу з обводнених пластів зниженням в них тиску з одночасним блокуванням подальшого надходження в родовище законтурної

води. Зниження тиску в обводнених пластах досягається шляхом спільного відбору із обводнених свердловин газу і води з використанням способів їх експлуатації, наведених у п'ятому розділі. Блокування надходження законтурної води в родовище пропонується проводити шляхом запомповування неуглеводневого газу в приконтурні свердловини, розміщені біля початкового контуру газоносності на напрямках активного руху води. При цьому створюється гідроднамічний бар'єр рухові води. Одночасно частина неуглеводневого газу надходить в обводнену зону і витіснятиме з неї защемлений природний газ до зони з видобувними свердловинами.

Запропонована технологія підвищення газовилучення з газових родовищ з підшовною водою ґрунтується на циклічній періодичній експлуатації видобувних свердловин і спільному відборі із свердловин газу з водою та їх одночасному застосуванні в різних свердловинах, розміщених на різних ділянках родовища.

Розроблена технологія підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ ґрунтується на застосуванні запропонованих композицій ПАР і хімічних реагентів для витіснення з виснажених газоконденсатних родовищ сконденсованих вуглеводнів і очищені від них привибійних зон свердловин. Для вилучення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів використовують у вигляді об'ємівки об'ємом 20% від об'єму газоконденсатонасичених пор 0,05% водні розчини суміші неіоногенного ПАР (савенолу SWP) і аніонного ПАР (карпатола УМ-2), яку переміщують по пласту нагнітанням неуглеводневих газів. Періодичне очищення привибійних зон газоконденсатних свердловин від сконденсованих вуглеводнів здійснюють шляхом запомповування у привибійну зону розчину одного із запропонованих ПАР (п'ятий розділ), послідовного запомповування розчинів двох різних ПАР, послідовного запомповування метанолу (ізопропилового спирту) і розчину ПАР, послідовного запомповування метанолу з подальшим продуванням свердловини по факельній лінії, після чого запомповують розчин ПАР.

Запропонована технологія підвищення нафтовилучення з виснажених нафтових родовищ передбачає буріння на зони концентрації залишкових запасів нафти ушільніювальних видобувних і нагнітальних свердловин (або тільки видобувних чи тільки нагнітальних), причому нагнітальні свердловини розміщують у зонах пониженого пластового тиску, а видобувні – у зонах підвищеного тиску. Як було зазначено раніше, вже отримане позитивне рішення на видачу патенту РФ на цю технологію.

Запропонована технологія вилучення залишкової високов'язкої нафти з обводнених пластів передбачає застосування об'ємівки діоксиду вуглецю, яку переміщують по пласту водою.

Запропонована технологія підвищення продуктивності обводнених газових і газоконденсатних свердловин передбачає попередню оцінку умов їх стабільної експлуатації з використанням запропонованої залежності для мінімально необхідного дебіту газу (п'ятий розділ). Якщо свердловина перебуває на межі припинення природного фонтанування або працює періодично, то з використанням вказаної залежності розглядають можливість зменшення діаметра колони НКТ і зниження робочого устьового тиску для забезпечення стабільної експлуатації

свердловини. Підвищити ефективність використання власної енергії пластового газу для винесення рідини із свердловин можна застосуванням плунжерного піднімача із запропонованими нами двома патентозахищеними плунжерами і уведенням в газорідний потік у стовбурі свердловин спінюючих ПАР.

За відсутності інгібіторопроводів доцільно обладнувати свердловини заводськими метанольними бачками або виготовленими безпосередньо на промислі (наприклад, із труб діаметром 0,3 м і ємністю близько 0,05 м³) і здійснювати з них за графіком подачу розчину ПАР у затрубний простір свердловин. За відсутності присвердловинних бачків здійснюють періодичне запомпування розчинів ПАР у затрубний простір пересувними насосними агрегатами. Збільшити період між обробленнями свердловини можна застосуванням запропонованого нами способу уведення ПАР в газорідний потік у вигляді піни, приготовленої на поверхні.

Якщо експлуатація свердловин додатково ускладнюється солевідкладеннями і корозією обладнання, то рекомендується подавати в газорідний потік розчини ПАР і хімічних реагентів, які володіють багафункціональними властивостями спінювача пластової рідини та інгібіторів солевідкладень і корозії. Для цього рекомендується використовувати запропоновані нами два комплексні склади (п'ятий розділ). Запомпування розчину комплексного інгібітора у привибійну зону свердловин дозволяє збільшити період між обробленнями свердловин за рахунок поступової десорбції ПАР і хімічних реагентів з поверхні породи. Доцільно до запомпування розчину комплексного інгібітора провести кислотне оброблення привибійної зони або комплексний інгібітор додавати до кислотного розчину, що дасть змогу очистити привибійну зону від забруднень і збільшити поверхню порових каналів для адсорбції складників комплексного інгібітора. Для підвищення ефективності газліфтною експлуатації низьконапірних свердловин рекомендується здійснювати розсосереджене уведення газліфтного газу в потік пластової продукції по довжині колони НКТ. Для зменшення втрат тиску у викидних лініях свердловин, пов'язаних зі скупченням рідини в понижених ділянках, рекомендується обладнувати викидні лінії розширювальними камерами (дрипами, водовідділювачами), встановленими біля гирла свердловин.

Запропонована технологія підвищення продуктивності нафтових свердловин з високов'язкими нафтами передбачає експлуатацію свердловин у початковий період розробки родовища з допомогою конденсатного ліфта, суть якого полягає у подаванні в затрубний простір вуглеводневого конденсату з ПАР. У міру виснаження пластової енергії свердловини переводять на газліфтний спосіб експлуатації із розсосередженим уведенням газу в потік пластової продукції по довжині колони НКТ і уведенням в потік газліфтного газу вуглеводневого розчинника з ПАР. На завершальній стадії розробки родовища застосовують насосні способи піднімання нафти із свердловин, зокрема штангові свердловинні насоси спеціальної конструкції. Запропоновані нами насоси (один з них патентозахищений) характеризуються збільшеним розміром прохідного каналу у всмоктувальному і нагнітальному клапанах і примусовим відкриттям і закриттям всмоктувального клапана. Для піднімання із свердловин високов'язкої нафти ефективним є застосування струминних насосів з використанням як робочого агента легкої нафти, вуглеводневого конденсату з ПАР та інших розчинників. Нагрівання нафти можна

здійснювати шляхом нагнітання в затрубний простір теплоносія (наприклад водяної пари в неглибоких свердловинах) і застосування вибієного і постовбурного електронагрівачів. Щоб не прогрівати всю колону НКТ при застосуванні теплоносіїв, рекомендується опускати в основну колону НКТ труби меншого діаметра на глибину, на якій температура нафти знижується до критичного значення, з точки зору різкого збільшення її в'язкості, і подавати цими трубами нагрітий вуглеводневий розчинник з ПАР чи інші теплоносії.

Основні наукові розробки з підвищення продуктивності свердловин на завершальній стадії розробки родовищ пройшли приймальні випробування, здані відомчим комісіям і оформлені нормативними документами СТП 320.00135390.086 – 2001 “Технологія підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин на частково виснажених газоконденсатних родовищах дією на привибійну зону пласта розчинами композицій ПАР і СТП 320.00158764.032 – 2002 “Технологія підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин в умовах конденсації з газу важких вуглеводнів”.

Впродовж 2003–2013 р.р. на родовищах ГПУ “Полтавагазвидобування” і НГВУ “Полтаванафтогаз” впроваджено такі технології підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин: технологія оброблення привибійних зон запропонованими композиціями розчинів ПАР і хімічних реагентів (свердловини 52, 70, 108, 113, 200, 336 Яблунівського НГКР, 1, 52, 53, 56 Скоробагатьківського НГКР, 50 Свиридівського ГКР, 70 Андріяшівського ГКР, 204, 220 Глинсько-Розбишівського НГКР, 57 Семенцівського ГКР, 25, 35, 55, 76, 86 Чутівського ГКР, 422 Розумівського ГКР, 15 Куличихінського НГКР), технологія боротьби із солевідкладеннями шляхом оброблення привибійних зон пласта комплексними складами з багатофункціональними властивостями (свердловина 105 Рудівсько-Червонозаводського НГКР), технологія періодичної газліфтної експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин (свердловина 482 еоценового газоконденсатного покладу Битків-Бачинського НГКР), технологія підвищення продуктивності нафтових свердловин з високов'язкими нафтами застосуванням газліфтного способу експлуатації з розсосередженим введенням газліфтного газу в потік пластової продукції по довжині колони НКТ з подаванням у потік газліфтного газу вуглеводневого конденсату (свердловина 96 Яблунівського НГКР). Всі випробувані технології підвищення продуктивності свердловин дали позитивний результат: по всіх свердловинах отримано збільшення дебіту газу, конденсату і нафти.

Від впровадження в 2002 р. в НГВУ “Полтаванафтогаз” “Технології підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин на родовищах, що розробляються на режимі виснаження пластової енергії, дією на привибійну зону розчинами композицій вітчизняних ПАР” додатково видобуто 8083,75 тис.м³ газу і 880,1 т конденсату.

На еоценовому газоконденсатному покладі Битків-Бабчинського нафтогазоконденсатного родовища впроваджена “Технологія підвищення газоконденсатовилучення з обводнених виснажених родовищ на завершальній стадії розробки”. Від впровадження технології за 2003–2013 рр. додатково видобуто 267,71 млн.м³ газу і 1124,352 т конденсату.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій за результатами експериментальних і теоретичних досліджень та дослідно-промислових випробувань обґрунтовано нові і розвинуто традиційні технології інтенсифікації видобування вуглеводнів і підвищення газо-, нафто-, конденсатовилучення із виснажених родовищ. Основні результати зводяться до наступного.

1. На основі запропонованої математичної моделі фільтрації газу в макронеоднорідному продуктивному пласті доведена можливість встановлення наявності забалансових запасів газу за даними розробки зони пласта з високими колекторськими властивостями.

2. Сформульована та розв'язана обернена задача визначення забалансових, раніше нерозроблюваних запасів газу. Ця задача розв'язується в оптимізаційній постановці із залученням методів теорії оптимального управління.

3. Експериментально на моделях пласта встановлено основні закономірності вилучення защемленого газу з обводнених газових родовищ із макронеоднорідними колекторами. Обґрунтовано доцільність застосування неуглеводневих газів для регулювання надходження законтурної води в процесі розробки газового родовища і подальшого вилучення защемленого газу з обводнених пластів. Запропоновано технологію підвищення газовилучення з обводнених газових родовищ шляхом вилучення з них защемленого газу, яка полягає у спільному відборі газу з водою з видобувних свердловин і блокуванні надходження в родовище законтурної води нагнітанням неуглеводневих газів у приконтурні свердловини на водонебезпечних напрямках. За результатами експериментів на моделях пласта розроблена технологія підвищення конденсатовилучення з виснажених газоконденсатних родовищ шляхом витіснення сконденсованих в пласті вуглеводнів і періодичного очищення від рідини і твердої фази привибійних зон пласта за допомогою запропонованих композицій розчинів ПАР і хімічних реагентів і певної послідовності їх застосування.

4. На основі комп'ютерних експериментів стосовно до нестационарного конусоутворення встановлено закономірності процесів формування та розформування конусів підшовної води при періодичній, циклічній експлуатації видобувних свердловин на газових родовищах. Встановлено вплив способу експлуатації свердловин (безперервна або періодична), відношення вертикальної і латеральної проникностей продуктивних відкладів і максимального значення водогазового фактора, при якому свердловини зупиняють (відключають) на кінцевий коефіцієнт газовилучення і накопичений видобуток води з родовища. Обґрунтовано доцільність спільного відбору із свердловин газу з водою.

5. За даними комп'ютерних експериментів обґрунтовано диференційований підхід до буріння ущільнювальних свердловин на виснажених нафтових родовищах з метою підвищення коефіцієнта нафтовилучення, який, залежно від розподілу нафтонасиченості і пластового тиску на площі родовища, передбачає буріння нагнітальних свердловин у зонах пониженого пластового тиску і видобувних - у зонах з підвищеним пластовим тиском. На основі експериментів на моделях пласта обґрунтовано також застосування діоксиду вуглецю для витіснення залишкової високов'язкої нафти з обводнених нафтових родовищ.

6. За результатами багатоваріантних лабораторних досліджень, теорії планування експериментів і дослідно-промислових робіт на свердловинах обґрунтовано технологію інтенсифікації видобутку високов'язких нафт шляхом уведення в газорідний потік в насосно-компресорних трубах вуглеводневого розчинника і ПАР і нагрівання нафти. Обґрунтовано рекомендовані значення об'ємного вмісту вуглеводневого розчинника в нафті, температури її нагрівання і масової концентрації ПАР. Запропоновано різні способи введення вуглеводневого розчинника, теплоносія і нагрівання нафти. Для піднімання високов'язкої нафти із свердловин розроблено дві конструкції штангового свердловинного насоса.

7. Для виконання лабораторних досліджень було спроектовано, створено і налагоджено три спеціалізовані лабораторні установки. Результати прикладних і теоретичних досліджень пройшли дослідно-промислові випробування і впровадження на родовищах України. На окремі технології та технологічні рішення автором отримано чотири патенти на винахід. Заактований додатковий видобуток від впровадження результатів виконаних досліджень за 2003-2013 рр. становить 267,71 млн.м³ газу і 1124,353 т вуглеводневого конденсату.

ОСНОВНІ ПУБЛІКАЦІЇ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Kondrat O. R. The enhancement of hydrocarbon recovery from depleted gas and gas-condensate fields /O. R. Kondrat // MINING OF MINERAL DEPOSITS, Taylor & Francis Group, London, Uk. – 2013. – P. 143-148.

2. Oleksandr Kondrat Study of methods of hydrocarbon recovery enhancement from the depleted oil fields /Kondrat Oleksandr // AGH Drilling Oil and Gas Quarterly, Krakow, Poland. – 2013. – Vol. 30 №1. – P. 127-143.

3. Кондрат А. Р. Особенности нестационарного конусообразования в залежах газа / А. Р. Кондрат // Технологии нефти и газа. – 2013. – № 6 (89). – С. 51-54.

4. Oleksandr Kondrat Improvement of high-viscosity oil production technology / Kondrat Oleksandr // AGH Drilling Oil and Gas Quarterly, Krakow, Poland. – 2014. – Vol. 31 №1. – P.73-89.

5. Kondrat O. R. Evaluation of gas wells operation stability in the final stage of natural hydrocarbons deposits development /O. R. Kondrat, N. M. Hedzyk // SCIENTIFIC BULLETIN OF NORTH UNIVERSITY OF BAIA MARE, Series D, Mining, Mineral Processing, Non-ferrous Metallurgy, Geology and Environmental Engineering, Volume XXVII No. 1, ISSN 1582-0548, 2013. – P. 7-23.

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

7. Аникеев Д. П. Возможности увелечения КИГ при разработке залежей газа с подошвенной водой / Д. П. Аникеев, С. Н. Закиров, А. Р. Кондрат // Газовая промышленность. – 2013. – №09(695). – С. 51-53.

8. Индрупский И. М. К повышению эффективности уплотнения сетки скважин / И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, А. Р. Кондрат // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – №10. – С. 46-52.

9. Индрупский И. М. Оценка забалансовых запасов газа по данным разработки / И. М. Индрупский, А. Р. Кондрат, Т. Н. Цаган-Манджиев // Газовая промышленность. – 2014. – №07(709). – С. 22-26.

10. Кондрат Р. М. Математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску в газових покладах з газовим режимом розробки / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Матіішин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 3(48). – С. 70-76.

11. Кондрат Р. М. Проблемні питання нафтогазової енергетики при розробці родовищ природних газів та деякі шляхи їх вирішення / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Нафтогазова енергетика. – 2006. – №1(1). – С. 17-21.

12. Кондрат Р. М. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу / Р. М. Кондрат, В. М. Дорошенко, О. Р. Кондрат // Нафтогазова енергетика. – 2007. – № 1(2). – С. 17-22.

13. Кондрат Р. М. Лабораторні дослідження інтенсифікації роботи свердловин з високов'язкими нафтами застосуванням теплового впливу на пластову продукцію і вуглеводневих розчинників / Р. М. Кондрат, Б. Б. Синюк, І. І. Хомин, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №4(13). – С. 30-34.

14. Кондрат Р. М. Лабораторні дослідження впливу вуглеводневого розчинника і ПАР на в'язкість проби нафти із свердловини №96 Яблунівського НГКР / Р. М. Кондрат, Б. Б. Синюк, І. І. Хомин, О. Р. Кондрат // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2004. – №3(9). – С. 29-32.

15. Кондрат Р. М. Дослідження газоконденсатного ліфта для видобування високов'язкої нафти із свердловини №96 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища / Р. М. Кондрат, Б. Б. Синюк, І. І. Хомин, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №3(12). – С. 27-30.

16. Кондрат Р. М. Фізико-хімічний вплив на високов'язкі нафти з метою підвищення дебітів свердловин і попередження ускладнень у процесі їх експлуатації / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Б. Б. Синюк, І. І. Хомин // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2006. – № 2(14). – С. 49-55.

17. Кондрат Р. М. Підвищення ефективності експлуатації промислових газоконденсатопроводів Андріяшівського газоконденсатного родовища за наявності ускладнюючих факторів / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, М. І. Мислюк, В. І. Іваненко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 1(22). – С. 114-120.

18. Кондрат Р. М. Удосконалення технології експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами / Р. М. Кондрат, Б. Б. Синюк, І. І. Хомин, О. Р. Кондрат, Л. Р. Смолвик // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №1(15). – С. 27-34.

19. Кондрат Р. М. Підвищення продуктивності низькодебітних обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Ю. В. Марчук, І. І. Хомин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – №3 (24). – С. 14-17.

20. Кондрат Р. М. Аналіз причин солевідкладень і методів боротьби з ними під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2(27). – С.39-42.

21. Кондрат Р. М. Лабораторні дослідження з вибору інгібітора для боротьби із солевідкладеннями під час експлуатації обводнених газових і газоконденсатних

свердловин / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Я. Д. Климишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №3(28). – С. 44-47.

22. Кондрат Р. М. Лабораторні дослідження впливу геолого-промислових факторів на захисні властивості інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Я. Д. Климишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №4(33). – С. 24-31.

23. Кондрат Р. М. Дослідження застосування вуглекислого газу для вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових покладів / Р. М. Кондрат, Д. Ю. Серединський, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 2(35). – С. 26-30.

24. Кондрат О. Р. Експериментальні дослідження процесів очищення привибійних зон газоконденсатних свердловин від сконденсованих вуглеводнів / О. Р. Кондрат, Р. М. Кондрат, Я. Д. Климишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 3(40). – С. 80-84.

25. Кондрат Р. М. Промислові дослідження інгібіторного методу боротьби з відкладенням солей під час експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 3(44). – С. 14-21.

26. Кондрат О. Р. Підвищення ефективності експлуатації свердловин та роботи системи збору і підготовки свердловинної продукції зі значним вмістом рідини / О. Р. Кондрат, Н. М. Гедзик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 4(45). – С. 164-178.

27. Рудий С. М. Використання карпатола для дії на продуктивні пласти нафтових і газоконденсатних свердловин / С. М. Рудий, М. І. Рудий, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 2(51). – С. 156-164.

28. Пат. 29999 А Україна, МПК F04B 47/02, E21B 43/00. Свердловинний штанговий насос / Климишин Я. Д., Кондрат О. Р., Кондрат Р. М. – Заявл. 02.12.1997; № 97125785; Оpubл. 15.11.2000, Бюл. №6.

29. Пат. 83920 Україна, МПК E21B 43/00. Плуджер для піднімання рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Кондрат Р. М., Климишин Я. Д., Кондрат О. Р., Василюк Л. М. – Заявл. 20.11.2006; №а200612190; Оpubл. 26.08.2008, Бюл. №16.

30. Пат. 86412 А Україна, МПК 43/00. Плуджер для підйому рідини з обводненої газової свердловини / Кондрат О. Р., Угриновський А. В. – Заявл. 20.11.2006 №200612158; Оpubл. 27.04.2009, Бюл. № 8.

31. Решение о выдаче патента на изобретение (РФ): Способ повышения эффективности уплотняющего бурения скважин, МПК E21B 43/20 / Индрупский И. М., Закиров Э. С., Кондрат А. Р. – Заявл. 29.08.2013; № 2013139984/03(060670).

32. Крижанівський Є. І. Інтенсифікація видобування газу і конденсату на завершальній стадії розробки родовищ природних газів / Є. І. Крижанівський, Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Б. Б. Синюк, І. І. Хомин: Праці міжн. наук.-техн. коіф. „ГЕОПЕТРОЛЬ-2008”, м. Закопане (Польща), 15-18 вересня 2008 р. – Краків: Інститут нафти і газу, 2008. – С. 855-859.

33. Кондрат О. Р. Підвищення вуглеводневилучення та інтенсифікація розробки виснажених газоконденсатних родовищ / О. Р. Кондрат: Матеріали 4-го міжн.

симпозіуму по вуглеводнях і хімії, м. Гардая (Алжир), 24-27 березня 2008 р. – Гардая: Алгерія, 2008. – С. 35.

34. Кондрат А. Р. Увеличение нефтегазоконденсатоотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов / А. Р. Кондрат: Материалы межрегион. семинара «Рассохинские чтения», г. Ухта, РФ, 3-4 февраля 2011 р. – Ухта: УГТУ, 2011. – С. 76-82.

35. Kondrat Oleksandr Improvement of high-viscosity oil production technology/ Oleksandr Kondrat: 25th Scientific and Technical Conference Drilling OIL-GAS AGH 2014, 11-13 June 2014. Abstract Book. – Krakow: AGH, 2014. – P. 27.

АНОТАЦІЯ

Кондрат О.Р. Прикладні і теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу і нафти. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, 2014.

Дисертація присвячена розробленню нових і вдосконаленню традиційних технологій підвищення ступеня вилучення і поточного видобутку газу, нафти і конденсату з виснажених родовищ природних вуглеводнів.

Запропоновано аналітичну залежність поточного пластового тиску в газовому родовищі від характеристик привибійної зони пласта і технологічних параметрів роботи свердловин та системи збору газу. Розроблено математичну модель процесу взаємодії у виснаженому газовому родовищі ділянок пласта різної проникності з перетіканням газу між ними. Сформульовано і розв'язано обернену задачу теорії розробки родовищ природних газів, яка дає змогу оцінити забалансові запаси газу в некондиційних колекторах.

Встановлено основні закономірності процесу вилучення защемленого газу з обводнених газових родовищ з макронеоднорідними колекторами. Досліджено задачу формування і розформування конуса підшовної води стосовно до циклічної, періодичної експлуатації свердловин на родовищах з підшовною водою. Обґрунтовано методи вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ і залишкової високов'язкої нафти з обводнених нафтових родовищ. Запропоновано диференційований підхід до буріння ущільнювальних свердловин на виснажених нафтових родовищах

Обґрунтовано методи очищення привибійної зони газоконденсатних свердловин від сконденсованих вуглеводнів, води і твердої фази, винесення рідини з низьконапірних газових та газоконденсатних свердловин і піднімання високов'язкої нафти з нафтових свердловин.

Результати прикладних і теоретичних досліджень пройшли дослідно-промислові випробування і впроваджені на родовищах України.

Ключові слова: виснажені родовища, макронеоднорідні колектори, конус підшовної води, ущільнювальні свердловини, сконденсовані вуглеводні, високов'язка нафта.

АННОТАЦИЯ

Кондрат А. Р. Прикладные и теоретические основы повышения эффективности доработки истощенных месторождений газа и нефти. – На правах рукописи.

Диссертация на соискание научной степени доктора технических наук по специальности 05.15.06 – Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Иванов-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Иванов-Франковск, 2014.

Диссертация посвящена разработке новых и усовершенствованию традиционных технологий увеличения степени извлечения и текущей добычи газа, нефти и конденсата из истощенных месторождений природных углеводородов.

В работе охарактеризованы особенности и проблемы завершающей стадии разработки месторождений газа и нефти, остаточные запасы углеводородов в истощенных месторождениях и известные технологии заключительной стадии разработки месторождений природных углеводородов. Обоснованы направления научных исследований актуальной проблемы повышения газонефтеконденсатоотдачи и интенсификации добычи газа, нефти и конденсата из истощенных месторождений природных углеводородов.

По результатам теоретических исследований получена аналитическая зависимость текущего пластового давления в газовом месторождении с газовым режимом разработки от характеристик призабойной зоны пласта и технологических параметров работы скважин и системы сбора газа. Предложена математическая модель процесса взаимодействия в газовом месторождении с макронеоднородными коллекторами участков пласта различной проницаемости и степени дренирования с перетоками газа между ними. Сформулирована и решена в оптимизационной постановке обратная задача теории разработки газовых месторождений, которая позволяющая оценить забалансовые запасы газа в некондиционных коллекторах.

Экспериментально на моделях пласта установлены основные закономерности извлечения заземленного газа с обводненных газовых месторождений с макронеоднородными коллекторами. Предложена технология повышения газоотдачи обводненных газовых месторождений снижением в них давления путем совместного отбора газа с водой из добывающих скважин при одновременном блокировании поступления в месторождение законтурной воды нагнетанием неуглеводородного газа в приконтурные скважины.

По результатам экспериментов на моделях пласта разработаны технологии извлечения сконденсированных углеводородов из истощенных газоконденсатных месторождений и остаточной высоковязкой нефти из обводненных нефтяных месторождений.

На основании компьютерных экспериментов установлены закономерности процессов формирования и расформирования конусов подошвенной воды при периодической циклической эксплуатации добывающих скважин на газовых месторождениях.

Обоснован дифференциальный подход к бурению уплотняющих скважин на истощенных нефтяных месторождениях, который, в зависимости от распределения нефтенасыщенности и пластового давления на площади месторождения,

предусматривает бурение в зонах концентрации невыработанных запасов нефти только добывающих или только нагнетательных скважин или одновременное бурение нагнетательных скважин в зонах пониженного пластового давления и добывающих - в зонах с повышенным пластовым давлением.

На основании лабораторных экспериментов и опытно-промышленных работ обоснованы методы очистки призабойной зоны газоконденсатных скважин от сконденсированных углеводородов, воды и твердой фазы, выноса жидкости с низконапорных газовых и газоконденсатных скважин и интенсификации добычи высоковязкой нефти из нефтяных скважин.

Результаты прикладных и теоретических исследований прошли опытно-промысловые испытания и внедрены на месторождениях Украины.

Ключевые слова: истощенные месторождения, макронеоднородные коллектора, конус подошвенной воды, уплотняющие скважины, сконденсированные углеводороды, высоковязкая нефть.

ABSTRACT

Kondrat O. R. Applied and theoretical fundamentals of improving the efficiency of depleted gas and oil fields further development. - The manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of technical sciences in specialty 05.15.06 - Development of oil and gas fields. - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2014.

The thesis is devoted to the development of new and improvement of existing technologies of increasing the degree of recovery and current gas, oil and gas-condensate from the depleted fields of natural hydrocarbons.

The analytical dependence of the current reservoir pressure in the gas field was proposed based on the near bottomhole zone characteristics of the reservoir and technological schedule of the wells and gas gathering system operation. The mathematical model of interaction between zones with different permeability in depleted gas field and gas migration between them was developed. The inverse problem of the theory of natural gas field development was formulated and solved, which allows to estimate outbalance gas reserves in substandard collectors.

The basic regularities of the trapped gas recovery process from watered gas fields with macroheterogeneous collectors were determined. The problem of the formation and disbandment of the bottom water cone was investigated applied to the cyclic, periodic wells operation in the fields with bottom water. The methods of condensed hydrocarbons extracting from depleted gas-condensate fields and high-viscosity residual oil from flooded oil fields were substantiated. A differentiated approach to in-fill wells drilling in depleted oil fields was proposed.

The methods of bottomhole zone cleaning from condensed hydrocarbons, water and solids, fluid removal from low-pressure gas and gas-condensate wells and lifting high-viscosity oil from oil wells were proved.

The results of applied and theoretical studies have been pilot-scale tested and implemented in the fields of Ukraine.

Keywords: depleted fields, macroheterogeneous collectors, bottom water cone, in-fill wells, condensed hydrocarbons, high-viscosity oil.