

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

На правах рукопису

ГЕДЗИК НАЗАРІЙ МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 622.279

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З
РОДОВИЩ ІЗ НИЗЬКОПРОНИКНИМИ ТЕРИГЕННИМИ КОЛЕКТОРАМИ

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник

Кондрат Олександр Романович

доктор технічних наук, професор

*Всі примірники дисертації ідентичні за змістом
Вчений секретар спец. вченої ради ДД0.052.02* *Ковбасюк І.М.*

30.06.2016

Підпис



Івано-Франківськ – 2016

Учений секретар *В. Прохас*

З М І С Т

	С.
ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	
ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ З РОДОВИЩ З НИЗЬКОПОРИСТИМИ НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ.....	12
1.1 Загальна характеристика нетрадиційних родовищ природних газів України.....	12
1.2 Особливості розробки нетрадиційних родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами.....	16
1.3 Аналіз особливостей видобування природного газу з нетрадиційних родовищ.....	19
Висновки до першого розділу.....	37
РОЗДІЛ 2	
ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ АДСОРБЦІЙНО-ДЕСОРБЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ РОЗРОБЦІ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ З НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ....	39
2.1 Постановка проблем, обґрунтування шляхів їх вирішення.....	39
2.2 Опис експериментальної установки та методики проведення досліджень..	39
2.3 Результати експериментальних досліджень впливу тиску, температури та проникності породи на кількість адсорбованого газу.....	45
2.4 Теоретичні дослідження з оброблення результатів експериментів.....	48
2.5 Експериментальні дослідження по заміщенню адсорбованого метану неуглеводневими газами.....	52
2.5.1 Обґрунтування вибору технологій підвищення кінцевого коефіцієнту газовилучення.....	52
2.5.2 Експериментальні дослідження з інтенсифікації десорбції природного газу з поверхні породи з використанням азоту.....	55
2.5.3 Експериментальні дослідження з інтенсифікації десорбції природного газу з поверхні породи з використанням діоксиду вуглецю.....	69
Висновки до другого розділу.....	81
РОЗДІЛ 3	
ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПО ВИЗНАЧЕННЮ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ ТРИЩИН ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА ТА ПРОФІЛЮ СВЕРДЛОВИНИ НА ВИДОБУТОК ГАЗУ З НИЗЬКОПОРИСТИХ НИЗЬКОПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРІВ.....	83
3.1 Обґрунтування задач досліджень та шляхів їх вирішення.....	83
3.2 Обґрунтування вихідних даних для проведення гідродинамічного	

моделювання.....	83
3.2.1 Гідродинамічне моделювання з метою визначення оптимальних параметрів свердловин.....	87
3.2.2 Гідродинамічне моделювання з метою визначення оптимальних параметрів тріщин гідравлічного розриву пласта.....	90
Висновки до третього розділу.....	96
РОЗДІЛ 4	
УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИК ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ З УРАХУВАННЯМ АДСОРБЦІЙНО-ДЕСОРБЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ.....	
4.1 Обґрунтування задач дослідження та необхідності вдосконалення методики розрахунку прогнозування технологічних показників розробки газових родовищ.....	98
4.2 Розробка методики розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами.....	99
4.2.1 Методика розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження.....	104
4.2.2 Методика розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів.....	108
4.2.3 Методика розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами на виснаження.....	113
4.2.4 Методика розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів.....	118
4.3 Результати розрахунків прогнозування технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами.....	126
Висновки до четвертого розділу.....	130
РОЗДІЛ 5	
ОБґРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ ПРИ РОЗРОБЦІ РОДОВИЩ ПРИРОДНОГО ГАЗУ З НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ.....	
	131

5.1 Розроблення рекомендацій щодо нагнітання азоту та діоксиду вуглецю для підвищення газовилучення.....	131
5.2 Розроблення рекомендацій щодо вибору параметрів свердловин та тріщин гідравлічного розриву пласта.....	136
5.3 Рекомендації щодо використання розроблених рівнянь та методик.....	137
5.4 Вибір першочергових об'єктів та рекомендації щодо впровадження на них розроблених технологій.....	138
ВИСНОВКИ.....	139
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	141

ВСТУП

Актуальність теми. Родовища природних газів України, які розробляються, переважно пов'язані з пластами високої і середньої проникності. Більшість з них вступила в стадію спадного видобутку газу.

Можливим напрямом стабілізації і збільшення власного видобутку газу в Україні є освоєння нетрадиційних родовищ природних газів з низькопроникними пластами. Вони включають газ ущільнених порід, сланцевий газ і метан вугільних пластів. Зі збільшенням глибин буріння свердловин зростатиме кількість родовищ з низькопористими низькопроникними колекторами. Відомі технології видобування газу з таких родовищ характеризуються порівняно невисокими початковими дебітами свердловин, які швидко знижуються у процесі розробки родовищ, і низькими кінцевими коефіцієнтами газовилучення. Тому розроблення більш ефективних технологій видобування газу з низькопроникних порід є надзвичайно актуальною задачею.

Встановлено, що значна частина газу, який міститься у низькопористих, низькопроникних пластах (зокрема на родовищах сланцевого газу та вугільного метану) знаходиться в адсорбованому стані, що зумовлює складність його видобутку. Це є однією з причин того, що кінцевий коефіцієнт газовилучення з таких родовищ є низьким порівняно з традиційними родовищами природних газів. В цих умовах доцільним є підвищення фільтраційних характеристик пластів-колекторів та коефіцієнта охоплення пластів дренаванням і застосування методів інтенсифікації десорбції природного газу з поверхні порових каналів, що може бути досягнуто шляхом використання газоподібних заміщувальних агентів. Для інтенсифікації припливу природного газу до вибоїв видобувних горизонтальних свердловин у сланцевих покладах та на родовищах вугільного метану використовують поінтервальних гідравлічний розрив пласта. Обґрунтування оптимальних параметрів тріщин гідравлічного розриву пласта дозволить зменшити витрати на проведення оброблень свердловин та підвищити їх техніко-технологічну та економічну ефективність.

Відомі дослідження з інтенсифікації видобування газу з нетрадиційних родовищ проведені стосовно сланцевих порід і вугільних пластів. Однак відсутні такі дослідження для умов низькопористих низькопроникних теригенних колекторів, які є значно поширеними у розрізах продуктивних горизонтів родовищ природних вуглеводнів в Україні. Тому проведення даних досліджень та подальше впровадження їх результатів дозволить підвищити видобуток газу з родовищ з низькопористими низькопроникними теригенними колекторами, що є надзвичайно актуальною задачею.

У роботі пропонується наукове обґрунтування технології підвищення газовилучення з родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними теригенними колекторами. За результатами фізичного та гідродинамічного моделювання передбачається встановити закономірності адсорбційно-десорбційних процесів у низькопористих низькопроникних колекторах і оцінити вплив системи розміщення різнопрофільних свердловин з поінтервальними гідророзривами пласта на дебіт свердловин і коефіцієнт газовилучення, що послужить основою для розроблення нових технологій видобування газу.

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 2015-2016 років за темою Д-7-15-П «Розроблення інноваційних технологій освоєння родовищ природних вуглеводнів з низькопроникними колекторами» (№0115U002281) відповідальним виконавцем якої був дисертант.

Мета і задачі досліджень. *Метою досліджень* є удосконалення технології інтенсифікації видобутку газу з родовищ із низькопроникними теригенними колекторами.

Основні задачі досліджень:

1. Аналіз та узагальнення світового досвіду розробки нетрадиційних родовищ природних газів.

2. Обґрунтування методів підвищення коефіцієнта газовилучення з родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними теригенними колекторами.

3. Розроблення лабораторної установки і проведення досліджень закономірностей перебігу адсорбційно-десорбційних процесів в ущільнених пісковиках, удосконалення технологій підвищення коефіцієнта газовилучення з родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними теригенними колекторами.

4. Дослідження методів інтенсифікації десорбції природного газу з поверхні порового простору ущільнених пісковиків з використанням неуглеводневих газоподібних заміщувальних агентів.

5. Оптимізація систем розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами різнопрофільними свердловинами з поінтервальними гідравлічними розривами пласта з метою вибору кількості, просторового розміщення і профілю горизонтальних і похилих стовбурів та тріщин.

6. Розроблення методик прогнозування технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами.

7. Узагальнення результатів виконаних досліджень та розроблення рекомендацій щодо промислового впровадження технологій збільшення коефіцієнта газовилучення з родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними теригенними колекторами.

Об'єктом досліджень є процеси видобування вуглеводнів з нетрадиційних родовищ, що характеризуються низькими фільтраційними властивостями колекторів.

Предметом досліджень є технології збільшення вуглеводневилучення з нетрадиційних родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними теригенними колекторами.

Ідея дослідження: врахування впливу адсорбційно-десорбційних процесів на кінцевий коефіцієнт газовилучення та технологічні показники розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами.

Гіпотеза дослідження: можливість регулювання кількості десорбованого газу при розробці родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами, що дозволить підвищити кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Методи дослідження. Поставлені завдання виконувались шляхом проведення експериментальних досліджень на насипних моделях низькопроникних порід і комп'ютерного гідродинамічного моделювання з використанням сучасних ліцензованих програм. Для визначення значень експериментальних параметрів використовували протаровані прилади (манометри, термометри, витратоміри та інші). Результати проведених експериментальних та теоретичних досліджень обробляли методами математичної статистики.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. За результатами експериментальних досліджень вперше встановлено вплив температури, тиску та проникності ущільнених пісковиків на їхню здатність адсорбувати метан та отримано емпіричну залежність взаємозв'язку цих параметрів.

2. Вперше за результатами експериментальних досліджень обґрунтовано оптимальні значення тиску початку запомповування неуглеводневих заміщувальних агентів в ущільнені пісковики з метою інтенсифікації десорбції природного газу та встановлено фізичні закономірності перебігу адсорбційно-десорбційних процесів в ущільнених пісковиках.

3. Вперше встановлено вплив перебігу адсорбційно-десорбційних процесів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовищ з ущільненими пісковиками, який свідчить про необхідність врахування адсорбційно-десорбційних процесів при проектуванні та аналізі розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами.

4. Вперше запропоновано враховувати адсорбційно-десорбційних процеси у рівнянні матеріального балансу для газового родовища з ущільненими пісковиками для умов газового режиму розробки.

Практичне значення одержаних результатів.

За результатами виконаних досліджень удосконалено відомі технології підвищення видобутку газу з родовищ з низькопроникними низькопористими колекторами.

1. Розроблено технологію запомповування азоту з метою інтенсифікації десорбції природного газу з поверхні порового простору, яка полягає у запомповуванні азоту через нагнітальні свердловини після зниження пластового тиску до 0,8 від початкового пластового тиску, при повній компенсації відбору закачкою з підтриманням постійного пластового тиску.

2. Розроблено технологію запомповування діоксиду вуглецю з метою інтенсифікації десорбції природного газу з поверхні порового простору, яка полягає у запомповуванні діоксиду вуглецю через нагнітальні свердловини після зниження пластового тиску до 0,6 від початкового пластового тиску, при повній компенсації відбору закачкою з підтриманням постійного пластового тиску.

3. За результатами 3D комп'ютерного гідродинамічного моделювання обґрунтовано методику вибору параметрів стовбура свердловини та тріщин гідравлічного розриву пласта залежно від проникності колектора виходячи з умов техніко-технологічної та економічної оптимізації з використанням методу генетичних алгоритмів. Встановлено, що для колекторів з проникністю $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм² рекомендується бурити горизонтальну свердловину довжиною до 1000 м, з подальшим проведенням у ній поінтервального гідравлічного розриву пласта з утворенням тріщин довжиною до 150 м, при відстані між ними 25 м.

4. На основі уточнених рівнянь матеріального балансу для газового родовища в умовах газового режиму розробки, які враховують адсорбційно-десорбційні процеси при зниженні пластового тиску і під впливом заміщувальних агентів, розроблено методики розрахунку технологічних показників розробки

нетрадиційних родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними теригенними колекторами вертикальними та горизонтальними свердловинами.

Особистий внесок здобувача. Основні результати експериментальних і теоретичних досліджень, які виносяться на захист, отримано автором особисто. Автор провів критичний огляд існуючих публікацій та досліджень з питань підвищення газовилучення та оптимізації розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами [18, 19, 56]. Проведено кілька серій лабораторних експериментальних досліджень за темою дисертації [6, 16, 60], обробка результатів яких дозволила отримати емпіричні залежності, уточнити існуючі рівняння та методики, встановити фізичні закономірності перебігу адсорбційно-десорбційних процесів у родовищах з низькопроникними колекторами [9] та обґрунтувати методи щодо підвищення ступеню вилучення та поточного відбору газу [7, 8, 17, 57, 58, 59].

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на:

- 9-тій міжнародній науково-технічній конференції "Нафта і газ України - 2013" (3-6 вересня 2013р., м. Яремче);
- міжнародній науково-технічній конференції "Нафтогазова енергетика - 2013" (7-11 жовтня 2013р., м. Івано-Франківськ);
- міжнародній молодіжній конференції «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (м. Уфа, 23-29 листопада 2014 р.);
- міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи» присвяченій 70-річчю газонафтопромислового факультету (10-12 грудня 2014р., м. Івано-Франківськ);
- 4-тій міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2015» (21-24 квітня 2015р., м. Івано-Франківськ);
- міжнародній науково-технічній конференції «Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики» присвяченої 65-річчю Геологорозвідувального факультету (25-27 травня 2016 р., м. Івано-Франківськ);

- 27-й міжнародній науково-технічній конференції Drilling-Oil-Gas AGH 2016 (8-10 червня 2016 р., м. Краків, Польща).

У повному обсязі дисертаційна робота доповідалась і обговорювалась на науковому семінарі кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ (квітень 2016 р.) та розширеному науковому семінарі кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ (червень 2016 р.) Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 13 наукових праць, з яких 6 у фахових наукових журналах (в т. ч. 2 статті у міжнародних фахових журналах), 7 – у збірниках праць міжнародних конференцій.

Автор висловлює щирі подяки науковому керівнику, завідувачу кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ, доктору технічних наук, проф. Кондрату Олександровичу Романовичу за постійну увагу, допомогу і корисні поради, а також доктору технічних наук, проф. Кондрату Роману Михайловичу і всьому колективу кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ за підтримку при виконанні роботи.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ З РОДОВИЩ З НИЗЬКОПОРИСТИМИ НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ

1.1 Загальна характеристика нетрадиційних родовищ природних газів України

Аналізуючи стан нафтогазової промисловості України та світу в цілому, слід відзначити спадний характер об'ємів видобутку природного газу. Це пояснюється цілим рядом причин, зокрема зменшенням кількості нових родовищ, завершенням розробки багатьох існуючих тощо. Такий спад буде спостерігатись до тих пір, поки не будуть вирішені всі проблемні питання, які пов'язані зі збільшенням вуглеводневилучення із низькопроникних слабкодренованих зон вже відкритих родовищ та введенням у промислову розробку родовищ з низькими фільтраційно-емнісними властивостями, типовими представниками яких є родовища ущільнених пісковиків, сланцевого газу та вугільного метану.

Розподіл ресурсів природного газу за родовищами зображено на рисунку 1.1.

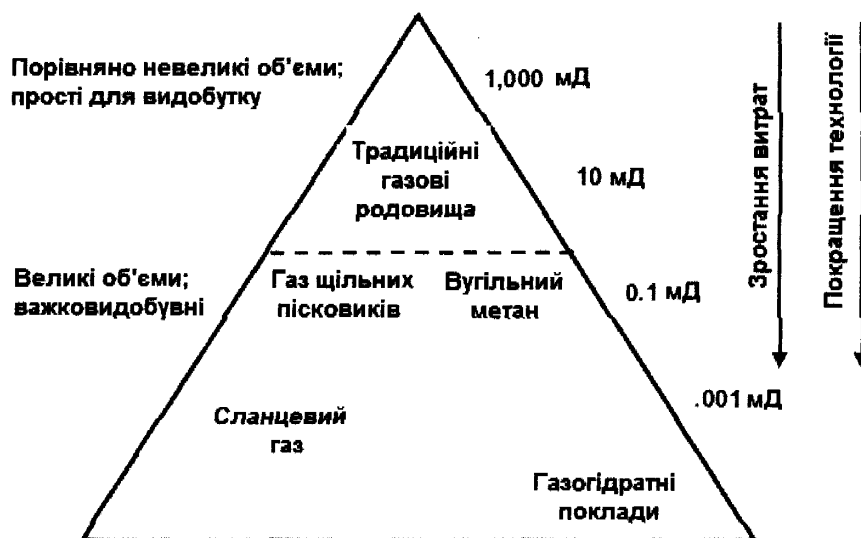


Рисунок 1.1 – Трикутник розподілу ресурсів природного газу [100]

Як видно з рисунка 1.1 значні ресурси вуглеводнів приурочені саме до низькопористих низькопроникних нетрадиційних колекторів. Складність видобування газу з таких родовищ значною мірою пов'язана із їхніми низькими фільтраційно-ємнісними властивостями [62, 77, 78]. Так, наприклад, щільні пісковики являють собою породи, які здатні вміщувати природні вуглеводні, і проникність яких коливається в межах мікродарсі (10^{-15} - 10^{-18} м²). Сланцевий газ являє собою природний газ, який видобувають зі сланцевих порід з низькою пористістю (4-12 %) і наднизькою проникністю (10^{-18} - 10^{-21} м²).

Термін «сланцевий газ», або «газ сланцевих товщ», містить в собі два поняття: генетичне та технологічне. Згідно з генетичним поняттям, сланцевий газ – це газ органічного походження, вуглеводневого складу (в основному метан і його гомологи та інші неуглеводневі гази), який згенерований (утворений) внаслідок перетворення органічної речовини (керогену), яка міститься в сланцевих товщах осадових формацій [20, 29].

Згідно з технологічним поняттям, це газ низькопористих та низькопроникних товщ, що видобувається з вертикальних і горизонтальних свердловин з використанням технологій стимуляції продуктивного пласта.

Сланцева товща – це породи з переважанням глинистої складової, сланцюватої (шаруватої) текстури, збагачені розсіяною органічною речовиною (POR), що здатні генерувати і акумулювати гази вуглеводневого та іншого складу. До пошукових ознак та критеріїв перспективних сланцевих товщ відносяться: високий вміст органічної речовини (від 0,5% до 25%), ступінь перетворення сланцевих товщ (ТОС, тип керогену, термобаричні умови та ін.) [18, 19, 20, 29].

За оцінкою Агенції Енергетичної Інформації (ЕІА, липень 2013р.) технологічно доступні ресурси сланцевого газу в Україні складають 3,62 трлн.м³ (1,75% від світових ресурсів), а включно з ресурсами газу щільних порід сягають 7 трлн.м³. Варто відзначити, що технологічно доступні ресурси – це ресурси газу, які можуть бути видобуті з використанням існуючих на даний момент технологій. При цьому підтверджені запаси природного газу з традиційних родовищ України сягають 1 трлн.м³ [102]. Раніше (у 2011 році) Адміністрація енергетичної

інформації США оцінювала українські технічно видобувні ресурси сланцевого газу на рівні 1,2 трлн.м³ (0,6% від оцінених світових запасів), а загальні – на рівні близько 5,6 трлн.м³. Як повідомляє інформаційний проект «Нетрадиційний газ в Україні» за даними звіту компанії Dixi Group, оцінки ресурсів сланцевого газу в Україні різняться і складають від 5 до 8 трлн.м³, з яких технічно видобувними є 1-1,5 трлн.м³ [24].

На території України знаходяться два основних регіони, в яких зосереджено поклади сланцевого газу, а саме: Львівсько-Люблінський басейн на заході країни (видобувні ресурси оцінюють на рівні 1,47 трлн.м³) та Дніпровсько-Донецький басейн – на сході (видобувні ресурси близько 2,15 трлн.м³) [24].

Найперспективнішими ділянками нетрадиційних ресурсів є Юзівська та Олеська площі (рисунок 1.2).

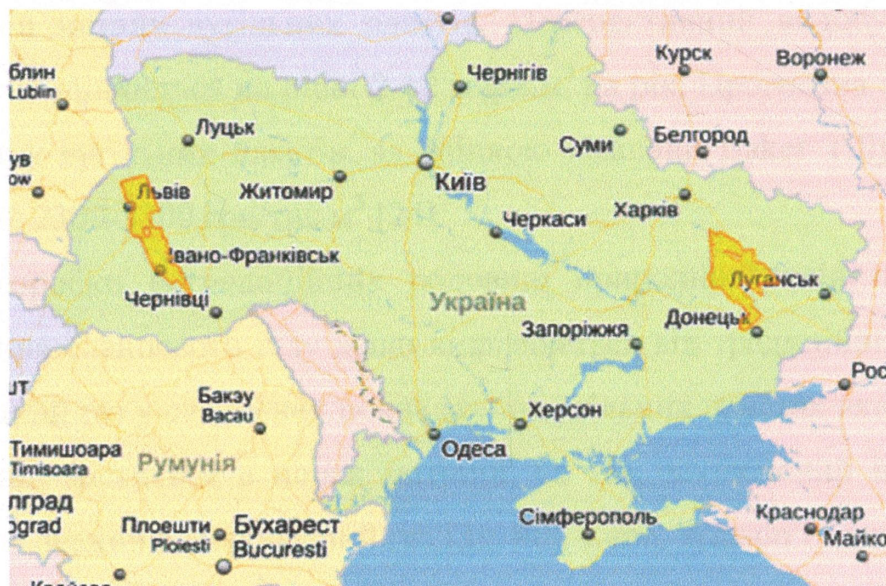


Рисунок 1.2 – Схема розташування Олеської та Юзівської ділянок [24]

Олеська площа, на якій зосереджено сланцевий і природний газ, метан вугільних родовищ, нафта і конденсат, розташована в межах Львівської та Івано-Франківської областей і займає близько 6,5 тис. км². Прогнозні ресурси Олеської площі оцінюються Державною службою геології і надр України в 2,98 трлн.м³ [15].

Прогнозні ресурси Юзівської ділянки площею 7,886 тис. км² оцінюються в 4,054 трлн.м³ газу різних типів (в тому числі газ із ущільнених порід) [15].

Ще однією перспективною площею є Слобожанська ділянка, що розташована в Харківській області і займає площу близько 6 тис. км². Видобувні ресурси сланцевого газу та газу центрально-басейнового типу ділянки оцінюються у 50-70 млрд. м³, а газового конденсату – 2 млн. т [15].

Метан вугільних пластів – це природний газ, що міститься у вугільних родовищах, видобуток якого не супроводжується видобутком вугілля. Вугілля може видобуватися в майбутньому залежно від геологічних умов, технічної і економічної доцільності [24]. Головні ресурси метану вугільних родовищ України зосереджені в Донецькому та Львівсько-Волинському кам'яновугільних басейнах. Загальні прогнозні ресурси метану, що міститься у вугільних родовищах, в Україні складають 12-13 трлн.м³, з яких 3-3,5 трлн.м³ складають технологічно доступні ресурси метану вугільних пластів. Перспективний видобуток метану вугільних пластів оцінюється на рівні 2-12 млрд.м³ на рік. Прогнозна собівартість видобутку метану вугільних пластів, за оцінкою компанії Baker Tilly станом на 2014 рік, складає 2300-3300 грн/тис.м³ [24].

Досвід розробки нетрадиційних родовищ природних газів показав, що природа залягання сланцевого газу дещо відрізняється від традиційних родовищ. Зокрема природний газ у сланцевих покладах та вугільних пластах включає в себе вільний газ, який міститься в порах матриці, та газ, заключений в органічній речовині, або так званий адсорбований газ [33, 40]. Lane, Watson і Lancaster (1989) вперше показали, що в сланцевих породах міститься не тільки вільний газ, але і адсорбований. У відсотковому співвідношенні об'єм адсорбованого газу може сягати 40-50% від загальних запасів. Залучення в розробку адсорбованих запасів дозволяє збільшити кінцевий коефіцієнт газовилучення в середньому на 15-17% [91].

З огляду на сучасний стан запасів природних вуглеводнів України впровадження у розробку родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами дозволить значною мірою збільшити ресурсну

базу вуглеводневої сировини та енергетичну незалежність України, що сприятиме її сталому економічному розвитку.

1.2 Особливості розробки нетрадиційних родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами

Однією з основних відмінностей між розробкою традиційних та нетрадиційних родовищ природного газу є наявність відповідних стадій видобутку. При розробці традиційних газових і газоконденсатних родовищ розрізняють наступні періоди видобутку газу: зростання видобутку газу, постійного видобутку газу або стабілізації відборів і спадного видобутку газу [9, 13, 58, 59, 60].

У випадку нетрадиційних родовищ з самого початку розробки спостерігається період спадного видобутку [37]. Для прикладу нижче наведено криві падіння видобутку для родовищ сланцевого газу Хейнесвіль та Марселлус (див. рис. 1.3), оцінені компанією Chesapeake Energy [37].

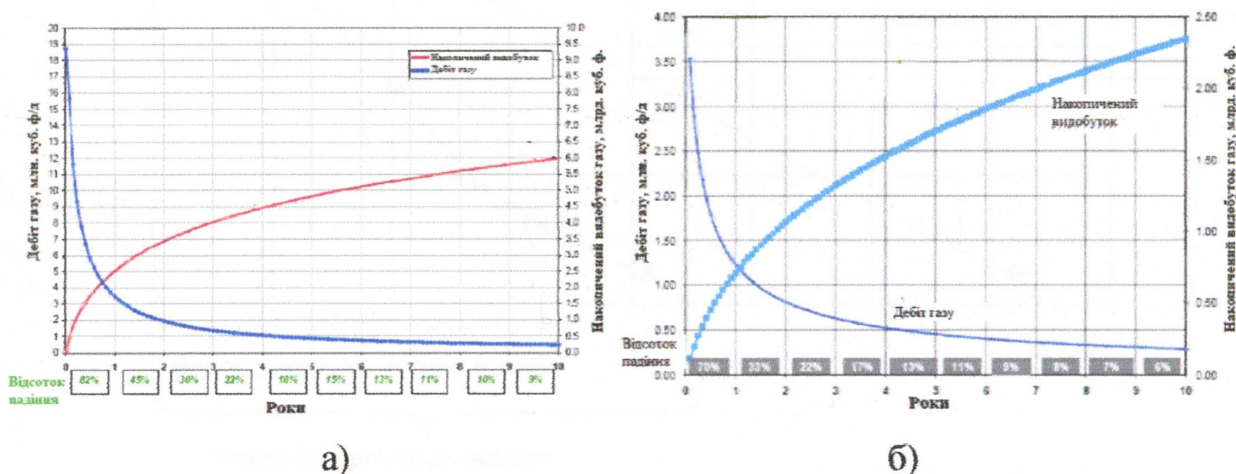


Рисунок 1.3 – Динаміка дебіту газу та накопиченого видобутку для родовищ Хейнесвіль (а) та Марселлус (б)

З рисунку 1.3 видно, що темп зниження дебіту свердловин є досить швидким. Впродовж першого року дебіт свердловини може зменшитись на 65-80%, в

другому році – 35-45%, в третьому – 20-30%. Проте після різкого зниження спостерігається більш-менш стабільний видобуток на ділянці, яку називають «хвіст розробки», впродовж якого відсоток падіння зменшується і в середньому може складати 5-7%. Такий «хвіст розробки» може тривати десятками років, проте він обмежений економічно рентабельним дебітом (мінімальним пластовим тиском).

Відмінні риси при розробці нетрадиційних родовищ природного газу з низькопористими низькопроникними колекторами також чітко спостерігаються на залежності зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу $\bar{p}_m(t) / Z(\bar{p}_m) = f[Q_{\text{вид}}]$. Типова залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу для традиційного та нетрадиційного покладу зображена на рисунку 1.4 [9, 48, 68].

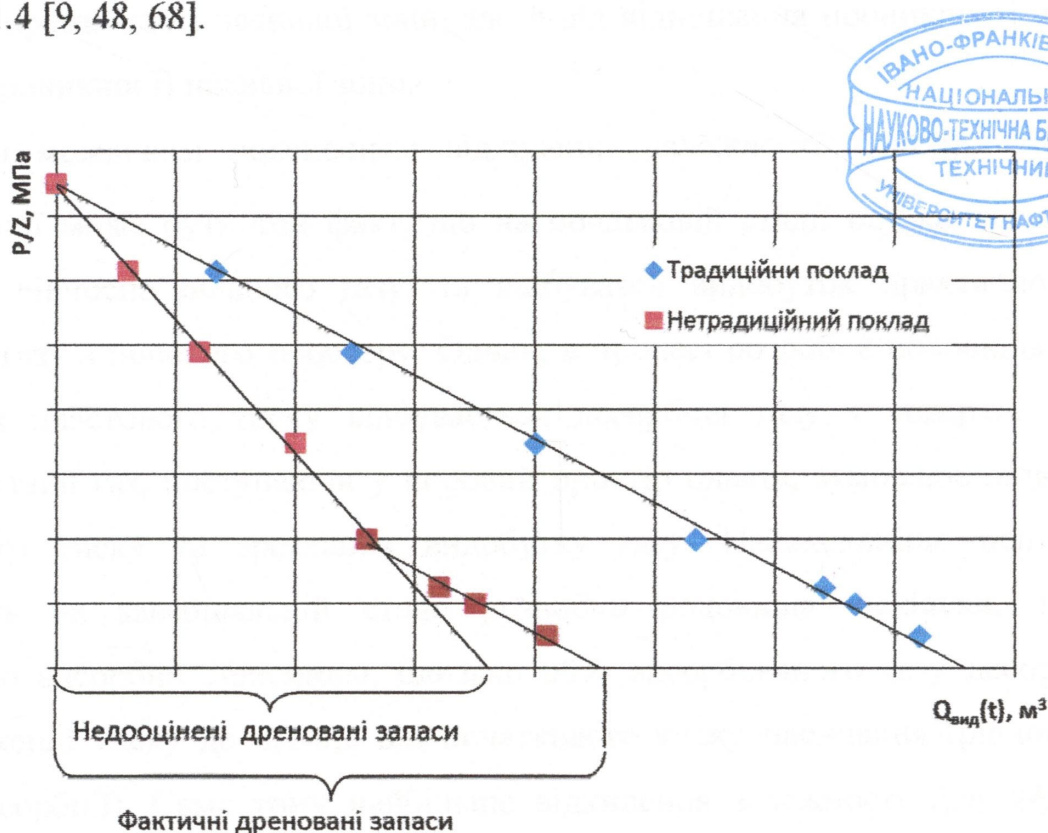


Рисунок 1.4 – Залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу

Такий характер кривої падіння може бути зумовлений рядом факторів. Так, наприклад, у роботі [61] автори пояснюють виположення кривої зведеного

пластового тиску від накопиченого видобутку газу тим, що при зниженні пластового тиску у активній зоні (зоні з більшою проникністю) до певного значення, аналогом якої може бути стимульований об'єм покладу, відбувається перетікання газу з віддаленої (пасивної) зони з меншою проникністю (зовнішній об'єм покладу). Внаслідок такого перетікання спостерігається часткове підвищення тиску в активній зоні, що впливає на характер кривої $\bar{P}_{na}(t)/Z(\bar{P}_{na})=f[Q_{внa}]$. Автори також дослідили вплив проникності пасивної зони на темп перетоку газу. Так за проникності пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² перетоки газу проходять слабо, і крива $\bar{P}_{na}(t)/Z(\bar{P}_{na})=f[Q_{внa}]$ відхиляється від осі абсцис не значно. При збільшенні проникності пасивної зони до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² дана залежність більшою мірою відхиляється від прямолінійної. Проте інтенсивність перетікання газу залежить не лише від проникності пасивної зони, але й від відношення проникності активної зони до проникності пасивної зони.

Іншим можливим поясненням відхилення залежності $\bar{P}_{na}(t)/Z(\bar{P}_{na})=f[Q_{внa}]$ від прямої лінії може бути той факт, що на початковій стадії оцінка запасів була зроблена відносно вільного газу, та відбувався видобуток практично тільки вільного газу з порового простору. Однак, в процесі розробки родовища по мірі зниження пластового тиску відбувається десорбція газу з поверхні породи. Десорбований газ, поступаючи у поровий простір пласта, зумовлює підвищення пластового тиску та зростання видобутку газу. Найактивніше цей процес проходить на завершальній стадії розробки родовища, оскільки, згідно з ізотермою адсорбції Ленгмюра, близько 60% адсорбованого газу десорбується при зниженні тиску до 0,1-0,2 від початкового тиску насичення (рівноважного тиску адсорбції). Саме тому найбільше відхилення залежності $\bar{P}_{na}(t)/Z(\bar{P}_{na})=f[Q_{внa}]$ спостерігається при значному зниженні пластового тиску, коли починає вивільнятися раніше адсорбований газ [9].

Тому, аналізуючи промислові дані [38, 41, 47, 64, 80, 96, 104], можна зробити висновок, що рівняння матеріального балансу для нетрадиційних родовищ природних газів з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів відрізняється

від рівняння матеріального балансу для традиційних газових і газоконденсатних родовищ. Як наслідок методики прогнозування показників розробки нетрадиційних родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами, які базуються на даному рівнянні, значною мірою відрізняється від існуючих методик для традиційних родовищ. З огляду на це в даній ситуації розробка методик прогнозування технологічних показників, які враховуватимуть особливості розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами, і досі залишається актуальним питанням.

1.3 Аналіз особливостей видобування природного газу з нетрадиційних родовищ

Накопичений світовий досвід свідчить, що розробка родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами з економічно рентабельним дебітом може бути досягнута за умови буріння густої сітки горизонтальних свердловин з подальшим проведенням в них заходів з інтенсифікації припливу газу. На даний час найбільш ефективним методом інтенсифікації є багатостадійний гідравлічний розрив пласта. Схему горизонтальної свердловини для розробки родовищ сланцевого газу зображено на рисунку 1.5.

Основними параметрами, які впливають на продуктивність свердловини при використанні даної технології є довжина горизонтальної частини стовбура свердловини, кількість інтервалів перфорації, кількість тріщин ГРП, їхня довжина, густина та проникність [19, 57].

У роботах [42, 52, 63, 66, 67] автори відзначають, що після освоєння свердловини, з неї видобувають зазвичай менше 50% від запомпованої рідини розриву, що пов'язано зі змочуванням породи, поверхневим натягом рідини розриву, капілярними ефектами та «защемленням» частини рідини у мікропорах. Це суттєво впливає на ефективну довжину тріщини та створює додатковий опір руху флюїду. У цій ситуації значну ефективність має безводний гідравлічний

розрив пласта, при якому рідина розриву готується на основі зрідженого вуглеводневого газу (LPG) [82]. Використання цього методу показує, що після проведення ГРП виноситься близько 100% рідини розриву, в результаті чого збільшується ефективна довжина тріщини та відсутній додатковий опір рухові флюїдів. В основу рідини розриву входять вода, метанол, зріджені пропан і бутан. Гелеподібний розчин такого складу є досить стійким і зберігає свої властивості впродовж 1 години.

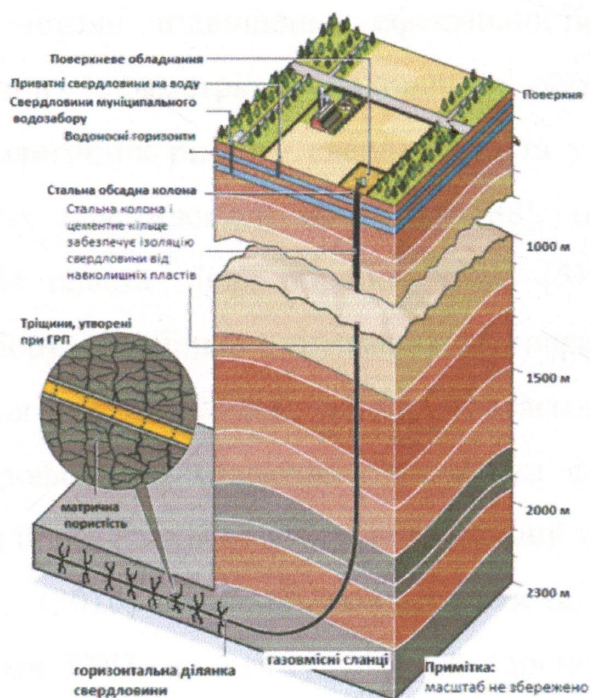


Рисунок 1.5 - Схема горизонтальної свердловини для розробки родовищ сланцевого газу [37]

Рідини гідророзриву на водній основі (з англ. "slickwater") широко використовуються для гідравлічного розриву пласта, оскільки вони недорогі та досить добре транспортують пропант у тріщину [81]. Проте вони не підходять для використання у гідрофільних породах, тому що це може викликати підвищення водонасиченості, блокування частини тріщини залишковою водою, набухання глинистих частинок тощо. Ці всі фактори можуть призвести до зниження проникності ПЗП та негативного ефекту від проведення ГРП. Тому альтернативою використання таких рідин є використання аерованих або пінних

систем, які чудово підходять для використання у чутливих до води середовищах, виснажених родовищах та невеликих за товщиною пластах. У якості газу для утворення піни можуть служити як вуглеводневі, так і неуглеводневі гази, зокрема такі як азот, вуглекислий газ та інші. Аналіз питання ефективності використання аерованих рідин для проведення ГРП у нетрадиційних покладах також представлено у роботі [81]. Зокрема авторами показано, що використання аерованих рідин ГРП дозволяють збільшити дебіт газу та накопичений видобуток зі свердловини.

Наведені вище методи підвищення ефективності ГРП направлені на покращення технологічних параметрів свердловинних обробок [93], покращення транспортування технологічних рідин у свердловині та у тріщину, вибір форм, розмірів та механічних властивостей пропанту [88], покращення винесення технологічних рідин із пласта після обробок тощо [51]. Однак недостатньо вивчені питання вибору найбільш оптимальних параметрів тріщин ГРП, покращення дренажу пласта шляхом вибору їх взаємного розташування для свердловин різного профілю та колекторів з різними фільтраційно-ємнісними властивостями, що при їх реалізації дасть лише частковий технологічний ефект.

Mayerhofer та ін. (2010) запропонував вважати об'єм пласта, обмежений поперечними тріщинами ГРП, як стимульований (дренований) об'єм покладу (stimulated reservoir volume - SRV) [63]. Автори роботи виділили основні чинники, які впливають на розмір стимульованого об'єму покладу: товщина пласта, довжина горизонтального стовбура свердловини, розподіл напружень по пласту, наявність природних тріщин тощо. Встановлено, що задля збільшення стимульованого об'єму покладу, який по-суті являє собою об'єм дренажу свердловини, варто розглянути можливість збільшення густоти тріщин, параметри перфорації свердловин, орієнтацію горизонтального стовбура, спорудження свердловин з відкритим вибоєм та інші.

Особливостям видобування практично сухого газу (вміст фракцій C5+ близько 2%) з низькопроникних колекторів присвячена робота [76], основним завданням якої було дослідження впливу тріщин ГРП та порушення закону Дарсі

на розрахунок продуктивних характеристик свердловини. Газовий поклад був змодельований у програмі CMG-GEM двома методами: перший – за наявності природних тріщин у пласті за допомогою моделі подвійної пористості (dual porosity), другий – без них з використанням моделі одинарної пористості (single porosity). Обидва варіанти прораховувались за наявності тріщин ГРП та без них. Пористість моделі 2-13%, горизонтальна проникність $0,12-1 \cdot 10^{-3}$ мкм², вертикальна проникність – вдвічі менша. Проникність тріщини ГРП складала $300 \cdot 10^{-3}$ мкм². Загальний об'єм природних тріщин у пласті становив близько 1% від усього порового об'єму. Результати моделювання показали, що наявність тріщин розриву практично не впливає на коефіцієнт продуктивності свердловин у випадку моделі з подвійною пористістю (0,01%), проте їх наявність значно підвищує коефіцієнт продуктивності (на 15%) свердловини при розрахунку за методом одинарної пористості. Глибший аналіз результатів свідчить, що при моделюванні сланцевих та вугільних родовищ природного газу більш доцільним є використання моделі з подвійною пористістю.

У роботі [87] досліджено вплив різних сценаріїв ГРП на зміну розподілу напружень навколо тріщин та оптимізацію кількості тріщин з точки зору фільтрації флюїду та геомеханіки. Питання проведення ГРП у горизонтальних свердловинах раніше досліджувалось авторами El-Rabaa (1989), Abass та ін. (1992), Soliman та Voopen (2000), Soliman та ін. (2006). У даній роботі, зокрема, зроблено огляд та порівняння технологій проведення багатостадійного ГРП з утворенням поперечних тріщин у горизонтальних свердловинах. Розглянуто питання впливу пакера у відкритому стовбурі на місце утворення тріщини. Так, наприклад, у навколопакерній зоні свердловини виникають додаткові напруження, які ініціюють утворення тріщини ГРП саме у цій зоні. Проаналізовано і досліджено вплив використання різних технологій ГРП на динаміку накопиченого видобутку. Зокрема за результатами гідродинамічного моделювання встановлено, що у випадку наявності двох тріщин ГРП у обсадженої свердловині та свердловині з відкритим вибоєм різниці у накопичених видобутках практично немає. У роботі автори також дослідили шляхом

моделювання вплив складної системи тріщин ГРП на продуктивні характеристики свердловини та порівняли їх зі звичайною поперечною тріщиною. За результатами аналітичних досліджень встановлено, що накопичений видобуток газу за наявності 7 та 8 тріщин ГРП у свердловині відрізняється незначно. Тому особливу увагу варто приділити економічному обґрунтуванню проведення ГРП, оскільки утворення ще однієї додаткової тріщини може значною мірою знизити економічний ефект від проведення інтенсифікації.

Роре та ін. (2010) досліджував вплив густоти, довжини та проникності тріщин ГРП на експлуатаційні параметри свердловин, базуючись на результатах 3D комп'ютерного моделювання та промислових даних експлуатації 56 свердловин родовища сланцевого газу Хайнесвіль [66]. Продуктивні відклади цього родовища являють собою так звані чорні органовмісні сланці, з вмістом глинистих фракцій менше 40%. Загальний органічний вміст коливається від 3 до 5%, а коефіцієнт термічної зрілості 1,3-2,4, що відповідає умові формування «сухого» газу. Близько 80% від початкових запасів газу знаходяться у вільному стані в поровому просторі, а решта (20%) у вигляді газу, адсорбованого на поверхні породи. Товщина пласта 50-120 м, проникність $5-800 \cdot 10^{-9}$ мкм², коефіцієнт відкритої пористості 6-12%, коефіцієнт початкової водонасиченості 25-35%. Для детального аналізу промислових даних була вибрана свердловина, яка пробурена з самого початку розробки родовища, з довжиною горизонтальної ділянки 900м, у якій проведено 10 поінтервальних гідравлічних розривів пласта, відстань між якими 90м. Шляхом гідродинамічного моделювання на моделі частини родовища Хейнесвіль, довжиною 1000 м та шириною 320 м, автори відтворили історію розробки ділянки покладу з метою визначення дійсних параметрів тріщин гідравлічного розриву пласта. Для відтворення історії розробки було розглянуто два варіанти. Згідно з першим варіантом для кожного інтервалу перфорації утворено дві тріщини ГРП (20 тріщин), а для другого – по одній тріщині на кожен інтервал (10 тріщин). Довжини тріщин для кожного варіанту змінювались від 0 м до 500 м. Результати гідродинамічного моделювання показали, що обидва варіанти корелюються з промисловими даними. Тому при

моделюванні розробки родовищ природного газу з використанням горизонтальних свердловин з тріщинами ГРП достатньо моделювати одну тріщину на інтервал перфорації.

У роботі [85] автори досліджують питання оцінки економічної ефективності буріння горизонтальних свердловин з поперечними тріщинами ГРП. Зокрема проаналізовано вплив розташування тріщин та режиму фільтрації газу на продуктивну характеристику свердловини. У даній роботі автори виділяють стимульований об'єм покладу, як область пласта, яка обмежена не тільки горизонтальним стовбуром свердловини та тріщинами ГРП, а виступає на $\frac{1}{2}$ відстані між тріщинами на кінцях горизонтального стовбура та $\frac{1}{4}$ відстані між тріщинами на кінцях тріщин. В початковий період часу газ припливає лінійно незалежно до кожної тріщини (проявляється неусталений режим), після чого проявляється псевдолінійний та псевдо псевдоусталений приплив газу до свердловини, який характеризується припливом газу із області дренажу кожної тріщини. При подальшій експлуатації свердловини проявляється лінійний та псевдорадіальний приплив до цілої області стимульованого об'єму покладу. Також варто відзначити, що при проектуванні буріння свердловини та проведення в них ГРП у нетрадиційних покладах потрібно враховувати не тільки експлуатаційні характеристики покладу, але й економічну ефективність. У даній роботі пропонується методика оцінки ефективності горизонтальної свердловини з поперечними тріщинами ГРП, згідно з якою прибуток від реалізації продукції з кожної окремої тріщини повинен щонайменше покривати витрати та утворення самої тріщини та буріння необхідної частини стовбура свердловини. Якщо дана умова виконується для однієї тріщини, вона також виконуватиметься і для більшої кількості тріщин.

Clarkson та ін.(2009), Freeman та ін.(2009) and Al-Kobashi та ін.(2006) у своїх працях також представили аналіз режимів руху газу до горизонтальних свердловин з поінтервальними поперечними тріщинами гідророзриву при видобуванні газу з вугільного пласта [34, 46, 50].

З аналізу наведених досліджень видно, що основними задачами, які вирішували автори, було дослідження режиму руху флюїду, відтворення історії розробки з метою визначення фактичних параметрів тріщин ГРП, вибору найбільш достовірних методик для гідродинамічного моделювання розробки низькопроникних родовищ природного газу горизонтальними свердловинами з поперечними тріщинами ГРП. Частково автори торкаються питання визначення оптимальної кількості тріщин ГРП, проте відсутнє глибоке дослідження даного питання, зокрема взаємний вплив різних чинників. Також у даних роботах відзначено необхідність проведення не лише технологічного, але й економічного аналізу при дослідженні питань оптимізації параметрів тріщин гідравлічного розриву пласта.

З використанням даних по сланцевих покладах Марцеллус і Хайнесвіль проведено дослідження з метою визначення оптимальної відстані між свердловинами та їхньої кількості для різних варіантів проникності матриці ($5 \cdot 10^{-9}$, $50 \cdot 10^{-9}$ і $500 \cdot 10^{-9}$ мкм²), половинної довжини тріщини (75, 150 і 275 м) та відстані між тріщинами (12, 18, 25, 36 і 48 м) [14, 90]. В дослідженнях використано наступні середні значення параметрів покладів Марцеллус і Хайнесвіль: глибина залягання покрівлі пласта – 3627 і 2095,5 м; товщина пласта – 61 і 71,6 м; пористість – 8 і 4,8 %; початковий пластовий тиск – 69 і 28 МПа; відносна густина газу – 0,593 і 0,57. Довжина горизонтальної ділянки свердловин була однаковою для всіх варіантів - 1170 м. Результати досліджень показали, що при збільшенні довжини тріщин, зменшується оптимальна кількість свердловин на площі, а зі зменшенням проникності породи та тріщини – кількість свердловин збільшується. Також аналіз результатів дослідження показав, що оптимальна відстань між тріщинами складає 24-30 м при половинній довжині тріщини 150 м. При цьому оптимальна кількість свердловин для площі 2,6 км² є п'ять свердловин.

У даній роботі автори зробили акцент на визначення оптимальної кількості свердловин на певній площі газоносності. Дослідження з вибору кількості свердловин проводилось шляхом зміни матричної проникності сланцевого покладу, довжини тріщин ГРП та відстані між ними. Однак в даних дослідженнях

не обґрунтовано вибір довжини горизонтальної ділянки свердловини для колекторів з різною проникністю, вибір параметрів тріщин ГРП незалежно від кількості та взаємного розташування свердловин. Однак у роботах висловлено аргументи, що дані параметри мають вплив на коефіцієнт газовилучення.

У роботі [103] розглянуто питання вибору довжини тріщини ГРП та розташування свердловин на низькопроникних родовищах природного газу. З метою визначення оптимального значення шуканих параметрів було використано економічний аналіз запропонованих техніко-технологічних рішень, який базувався на розрахунку чистого дисконтованого грошового потоку. Згідно з результатами проведених досліджень встановлено, що найбільший вплив на вибір параметрів тріщин ГРП мають проникність і товщина пласта, а також початковий пластовий тиск та газонасиченість. Розрахунки технологічних параметрів здійснювались на розробленій авторами програмі FRACOP з використанням відомих методик розрахунку та прийнятими спрощеннями. Результати проведених досліджень свідчать, що для порівняно високо проникних пластів (близько $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) рекомендується буріння не густої сітки вертикальних свердловин з короткими тріщинами ГРП. Для низькопроникних колекторів ($0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² і нижче) оптимальним варіантом буде буріння густої сітки свердловин з довжиною тріщини ГРП приблизно рівною половині радіуса дронування свердловини.

На відміну від попередніх робіт, дослідження, які наведені в останній роботі, враховують економічний аналіз при виборі рекомендованих параметрів тріщин ГРП. Однак сучасні гідродинамічні симулятори дозволяють більш точно розраховувати рекомендовані параметри тріщин ГРП базуючись на значно меншій кількості припущень. У даній роботі також не досліджено вибір відстані між тріщинами ГРП, їх кількості та параметрів стовбура свердловини на коефіцієнт газовилучення, а наведений економічний аналіз зроблений для умов ринку США і на сьогодні є порівняно застарілим та таким, що не може бути прийнятий для особливостей Української економіки.

Автори роботи [79] досліджували питання оптимізації довжини тріщини ГРП у вертикальних свердловинах на газоконденсатних родовищах зі сконденсованими у привибійній зоні вуглеводнями. Авторами розроблено аналітичні залежності, які дозволяють визначати оптимальну довжину тріщини ГРП залежно від об'єму пропанту, проникності тріщини і пласта, пористості та товщини пласта. Отримані аналітичні залежності дозволяють визначати довжину тріщини у випадку фільтрації за законом Дарсі та при його порушенні. Результати, отримані з використанням розроблених аналітичних залежностей були порівняні з результатами гідродинамічного моделювання у програмному комплексі CMG-GEM на моделі пласта з розмірами 1500x1500 м, пористість якої 20%, проникність $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², товщина пласта 17 м, проникність тріщини ГРП $7000 \cdot 10^{-3}$ мкм², початковий пластовий тиск 40 МПа. Аналіз результатів показав, що розрахунки за розробленими аналітичними залежностями корелюються з результатами моделювання. Також результати дослідження показали, що оптимальна довжина тріщини збільшується зі збільшенням її проникності та зниженням проникності колектора.

Оптимальне значення довжини тріщини вибиралось з умови її максимальної продуктивності без урахування економічного аналізу, що є недоліком даної роботи. Хоча автори досліджували порівняно низькопроникні колектори, їхня увага все ж була зосереджена на більш вузькому питанні: вилучення сконденсованих у привибійній зоні вуглеводнів. Автори не досліджували вплив проникності колектора на параметри тріщин ГРП, а результати моделювання отримані для вертикальної свердловини. Також у даній роботі не зовсім чітко розроблено рекомендації щодо практичного використання результатів дослідження.

У роботах [69-72, 89] автори охарактеризували специфіку видобутку газу зі щільних пісковиків. Зокрема до специфічних особливостей відносять:

1. Визначення найбільш перспективних зон (sweet spot) у продуктивних пластах, які являють собою зони з підвищеною пористістю, проникністю, підвищеним пластовим тиском порівняно з рештою

пласта, наявністю природних мікротріщин. У процесі розробки родовища газ припливає з віддалених зон до найбільш перспективних зон, у яких пробурена свердловина. Якщо таких зон немає, комерційний видобуток газу неможливий без проведення ГРП.

2. Збільшення стимульованого об'єму покладу.
3. Забруднення низькопроникного пласта та перекриття каналів для руху газу буровим розчином, технологічними рідинами гідророзриву тощо.

Отже, огляд публікацій стосовно вдосконалення технології гідравлічного розриву пласта на родовищах з низькопроникними колекторами свідчить, що питання оптимізації параметрів свердловин та тріщин ГРП практично не розглядалося. В окремих дослідженнях наведено певні технологічні або економічні обґрунтування вибору кількості свердловин на площі та довжини тріщин гідравлічного розриву пласта для умов конкретних родовищ. Однак розв'язку узагальненої задачі такого характеру, яка б показувала вплив проникності колектора на оптимальні значення параметрів тріщин ГРП та різнопрофільних свердловин, не було зроблено. Тому дослідження стосовно визначення оптимальних параметрів тріщин ГРП та свердловин з урахуванням технологічної та економічної оптимізації є надзвичайно актуальними [57].

Проте одного тільки гідравлічного розриву не зовсім достатньо для повного вилучення природного газу з нетрадиційних родовищ природного газу, оскільки, як встановлено за результатами дослідно-промислових робіт та набутим промисловим досвідом, частина газу таких родовищ знаходиться в адсорбованому стані [35, 83, 84]. Тому потрібно застосовувати додаткові методи стимулювання видобутку [43, 44, 45].

Одним із можливих і основних напрямків збільшення видобутку газу з низькопористих низькопроникних колекторів є інтенсифікація процесу десорбції природного газу з поверхні порових каналів.

Природа адсорбційних сил є дуже різною [73]. В загальному розрізняють фізичну та хімічну адсорбцію. Адсорбція називається фізичною при значному проявленні Ван-дер-Ваальсівських сили, і хімічною (хемосорбцією), якщо

адсорбція супроводжується утворенням поверхневих хімічних з'єднань. При фізичній адсорбції рівновага встановлюється досить швидко і є зворотною. Фізична адсорбція може бути викликана електростатичними силами; при цьому адсорбція визначається хімічною природою молекул адсорбтива. Хемосорбція може бути як швидкою, так і повільною. Від фізичної адсорбції вона відрізняється більшою чутливістю до хімічної природи адсорбента та адсорбата [31, 39]. Ще однією відмінною рисою хемосорбції є її незворотність та високі теплові ефекти (сотні кДж/моль). Між фізичною та хімічною адсорбцією існує безліч проміжних випадків (наприклад, адсорбція, обумовлена утворенням водневих зв'язків). Адсорбція - процес екзотермічний, як і більшість процесів, які проходять з утворенням нових зв'язків. В сланцевих породах адсорбційні процеси описуються законом Ленгмюра [49, 91, 98].

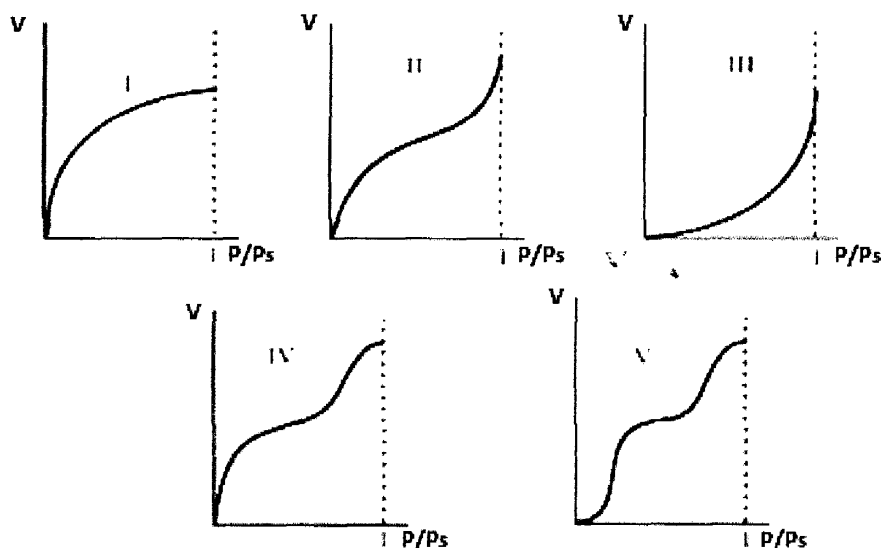
Теорія мономолекулярної адсорбції Ленгмюра ґрунтується на певних припущеннях. Зокрема згідно теорії Ленгмюра адсорбція відбувається не на всій поверхні адсорбенту, а на активних центрах, якими є виступи або западини на поверхні адсорбенту; адсорбція є локалізованою і викликається силами, близькими до хімічних; активні центри вважаються незалежними і тотожними; кожен активний центр здатний взаємодіяти тільки з однією молекулою адсорбату; процес адсорбції є оборотним і рівноважним; у результаті адсорбції утворюється мономолекулярний шар, тобто на одному активному центрі.

Зважаючи на такі припущення у реальних умовах вигляд ізотерм адсорбції досить часто відрізняється від ленгмюрівських. Зокрема розрізняють 5 типів ізотерм адсорбції [32], які зображено на рисунку 1.6.

Існування таких ізотерм пояснюється тим, що теорія Ленгмюра не враховує взаємодію між адсорбованими молекулами, реальну структуру поверхні адсорбента, а також можливість подальшої адсорбції у декілька шарів.

Ізотерми I типу відображають мономолекулярну адсорбцію. Ізотерми II і III типу зазвичай пов'язують з утворенням при адсорбції багатьох шарів, тобто полімолекулярної адсорбції. Причому, у разі II взаємодія адсорбент - адсорбат сильніше взаємодії адсорбат - адсорбат, а в разі III - навпаки. Ізотерми типу IV і V

відрізняються тим, що для них характерна кінцева адсорбція при наближенні тиску пари до тиску насичення P_s . Ізотерми типу II і III характерні для адсорбції на не пористому адсорбенті, а типу IV і V - на пористому твердому тілі. Всі п'ять типів ізотерм адсорбції описуються теорією полімолекулярної адсорбції "БЕТ", названої так за початковими літерами прізвищ її авторів (Брунауера, Еммета, Теллера).



V – питомий об'єм адсорбованого газу, m^3/m ;

P/P_s - відношення фактичного тиску до тиску насиченої пари.

Рисунок 1.6 – Типи ізотерм адсорбції

У теорії БЕТ прийнято додаткове припущення, що кожна молекула попереднього шару являє собою можливий активний центр для адсорбції наступного шару. Тому ізотерма полімолекулярної адсорбції має S-подібний характер.

Для опису ізотерм 4 та 5 типів М. Полянї вперше запропонував теорію полімолекулярної адсорбції, засновану на зовсім інших уявленнях, ніж теорія Ленгмюра [4, 32]. Зокрема, дана теорія базується на припущеннях про потенційне поле поверхні твердого тіла, на яке потрапляють молекули адсорбата. За даним підходом адсорбований шар нагадує атмосферу, яка поблизу поверхні стиснута, а на зовнішніх шарах – розріджена. Згідно з теорією Полянї характер ізотерми адсорбції для конкретного адсорбата не залежить від температури. Тому в разі суміщення ізотерм адсорбції при різних температурах можна отримати одну

криву, а якщо результати експериментів представити у вигляді $\lg(Q/Q_m) = f(RT \cdot \ln(P/P_0))$ то в результаті можна отримати криву, форма якої не залежить від температури. Така крива називається характеристичною адсорбційною кривою.

Сам процес утворення полімолекулярного шару може супроводжуватись фазовими переходами газ-рідина [31]. В такій ситуації доцільно висунути припущення, що мономолекулярна адсорбція є тільки частковим випадком полімолекулярної адсорбції, яка може бути описана ізотермами БЕТ.

Дослідження залежності інтенсивності виходу метану з вугілля під час десорбції від початкового рівноважного тиску метану наведено в роботі [30]. Дослідження проводились об'ємним методом. З'ясовано, що при низьких тисках (до 3 МПа) ця залежність має експоненційний характер, а при більших тисках насичування перетворюється у квадратичну. Ефект пояснюється наявністю перехідної фази десорбції, у якій відбувається зміна пріоритетності провідної ролі механізмів виходу метану – фільтрації й дифузії. Результати експериментальних досліджень показують, що між початковою і заключною фазами десорбції метану з вугілля має місце тривала перехідна фаза, в якій відбувається зміна провідної ролі механізмів виходу метану - від фільтрації до дифузії. Для дослідників, що займаються практичним використанням наукових розробок, важливим є факт порушення пропорційності між вмістом метану у вугіллі та інтенсивністю його виділення при відділенні шматків вугілля від пласта.

В кінетиці десорбції прийнято розрізняти дві фази: початкову і завершальну. У роботі [1] встановлено, що в початковій фазі десорбції проходить вивільнення як адсорбованого, так і вільного метану зі взірця вугілля. Відмінною рисою початкової фази є фільтрація газу у відкритих порах. В цій фазі тиск у порах зменшується від кількох мегапаскалів (початкового рівноважного тиску) до кількох кілопаскаль. Тривалість початкової фази залежить від розмірів взірця вугілля і може тривати від долей секунди до кількох десятків секунд, а об'єм газу, який вивільняється становить приблизно 30% від загального вмісту. Завершальна фаза навпаки відзначається значною тривалістю і слабкою інтенсивністю

виділення газу. Відсутність, або слабе проявлення перехідних процесів робить заключну фазу доступною та зручною для вивчення процесів десорбції.

Дослідження процесів руху газу у вугільних пластах і сланцевих породах наведено у роботах [53, 55, 65]. Рух газу в пласті ініціює ряд процесів: молекулярну дифузію (зумовлену переважанням зіткнень між молекулами), Кнудсову дифузію (зумовлену переважанням зіткнень молекул зі стінками пор) та поверхневу дифузію (рух газу в адсорбованому шарі). Наслідками цих процесів є внутрішньопластове витіснення молекул метану. Даний метод включає три етапи: рух газу у тріщинах, дифузія газу у тріщинах та матриці, а також адсорбційні ефекти у матриці (переважно у мікропорах).

Задля збільшення видобутку метану вугільних пластів, використовують нагнітання неуглеводневого газу, з метою зменшення парціального тиску метану у пласті [92, 99, 101]. При цьому пластовий тиск не знижується, а може навіть зростати. Це дозволяє утримувати постійний дебіт свердловин не знижуючи енергетичні можливості родовища. Запомпований CO_2 переважно адсорбується на поверхні порового простору, витісняючи CH_4 з вугілля. Витіснювальне співвідношення CH_4 : CO_2 коливається в межах від 2:1 до 10:1. У випадку запомповування N_2 метан десорбується не тільки за рахунок заміщення та адсорбції азоту, а за рахунок зниження парціального тиску. Зниження парціального тиску CH_4 забезпечує рушійну силу для десорбції. Впроваджені пілотні проекти запомповування CO_2 і N_2 з метою підвищення газовилучення з вугільних родовищ показали успішні результати [65].

Підвищення газовилучення з родовищ вугільного метану шляхом нагнітання діоксиду вуглецю було розглянуто у роботі [95]. Нагнітання CO_2 у вугільні пласти дозволить не тільки збільшити коефіцієнт газовилучення, але й зменшити викиди парникових газів у атмосферу, шляхом їх підземної утилізації. Аналіз такого проекту на вугільному басейні Сан Хуан (США) з використанням сіток з 4 нагнітальних та 7 видобувних свердловин свідчить про його економічну та технологічну ефективність. Зокрема при нагнітанні вуглекислого газу в кількості 56,6 млн.м³ видобуток газу збільшився на 150%, причому прориву CO_2 до

видобувних свердловин не відбулось. Для успішного використання даної технології необхідно, щоб вугільний пласт був обмежених розмірів, володів порівняно високою проникністю та відсутністю літологічних порушень та значних природних тріщин. Для запомповування вуглекислого газу рекомендується використовувати не стимульовані свердловини, на відміну від видобувних свердловин, які повинні бути піддані гідравлічному розриву пласта або іншому методу дії на ПЗП. Окрім нагнітання CO_2 іншим можливим методом підвищення газовилучення є витіснення природного газу азотом. При цьому можуть досягатися коефіцієнти кінцевого газовилучення до 90%. Джерелами CO_2 для запомповування можуть стати його природні родовища. Проте для покращення екологічного стану більш раціональним варіантом є його транспортування від великих заводів, електростанцій тощо, що є надзвичайно затратним. Тому на етапі проектування даного способу підвищення газовилучення варто врахувати економічні показники проекту.

Розробка родовищ шахтного метану на виснаження є порівняно простим та недорогим методом. Але у випадку його використання видобувається до 50% від початкових запасів газу [94]. У такій ситуації авторами було розглянуто можливість підвищення газовилучення з використанням азоту та гелію. Фізична суть процесу полягає в тому, що нагнітаючи у пласт неуглеводневий газ зменшується парціальний тиск метану, що, в свою чергу ініціює його десорбцію без зниження тиску в системі. Лабораторним шляхом встановлено, що кількість адсорбованого на поверхні породи метану залежить не тільки від тиску та температури під якими він знаходиться, але й від його концентрації в газі. Такий висновок можна зробити за результатами експерименту по адсорбції суміші метану та гелію різних концентрацій на поверхні взірця вугілля. Для дослідження впливу парціального тиску на десорбцію метану було проведено ряд експериментів, які включали в себе попередню адсорбцію чистого метану на поверхні вугілля. Після досягнення рівноваги тисків до одного кінця моделі нагнітали гелій, в той час, як з іншого кінця видобували метан у додаткову ємність. Процес проводили поетапно з підтриманням постійного тиску в моделі

(7МПа). Через певні періоди часу модель закривалась з обох сторін та фіксували значення тисків. В цей час у моделі відбувається десорбція метану, про що свідчить зростання тиску. Знаючи об'єм запомпованого гелію, метану, концентрації газів на виході з моделі та термобаричні параметри виходячи з умови матеріального балансу визначають об'єм додатково видобутого метану. Проте оскільки гелій є порівняно дорогим газом для його використання у промислових умовах було проведено ряд досліджень, пов'язаних з використанням азоту для інтенсифікації десорбції метану за вище викладеною методикою. Варто зазначити, що адсорбційна здатність азоту на 40% нижча, ніж метану. Кількість закачаного азоту становила близько 3-х порових об'ємів. При цьому видобуто увесь вільний та близько 80% адсорбованого газу. Лабораторні експерименти були проведені як на насипних моделях, так і на кернавому матеріалі, та показали значну ефективність використання азоту для підвищення газовилучення родовищ вугільного метану.

В роботі [97] досліджено питання адсорбції метану, азоту та вуглекислого газу на зразках вугілля одного з родовищ США. Перед початком експериментів зразки вугілля подрібнили, очистили та просіяли. Після чого було наповнено циліндричну ємність довжиною 25см та діаметром 4,25см. Пористість та проникність моделі вимірювалась гелієм, оскільки він не адсорбується на поверхні вугілля. За результатами вимірювань пористість становила 37%, проникність – $31 \cdot 10^{-3}$ мкм². Перед початком дослідів по визначенню адсорбції модель вакуумувалась. Усі дослідження проводились при температурі 22°C гравіметричним методом. Після заповнення моделі певним об'ємом газу усі вентилі перекривались, окрім манометрів. У результаті адсорбції змінювалась маса взірця. Тому записували її стабілізоване значення. Після цього розраховували величину адсорбції. За результатами експериментальних досліджень було встановлено, що на вугіллі даного родовища адсорбується утричі більше CO₂, ніж метану. Адсорбційна здатність азоту нижча, ніж у метану. Цікавим фактом також є те, що під час десорбції спостерігався гістерезис.

Причому найбільшим він був для метану та CO_2 . Деякі дослідники пояснюють це явище похибкою вимірювань.

Експерименти щодо визначення витіснювальної здатності CO_2 та азотом метану проводились при тисках 2,9 та 4,1 МПа. Для даних експериментів використовували гази різного складу (чистий азот, чистий вуглекислий газ та їхні суміші). При цьому витіснювальний агент нагнітався з постійною витратою. За результатами експериментів встановлено, що прорив CO_2 відбувається після нагнітання 1,2 порового об'єму. При цьому найвищий коефіцієнт газовилучення для метану досягається при закачуванні CO_2 у кількості 1,5-1,8 порових об'ємів. Що стосовно азоту, то він проривається значно скоріше, при нагнітання 0,5 порового об'єму. Максимальний коефіцієнт газівилучення досягається при прокачуванні 2-2,5 порових об'єми. При використанні суміші газів для витіснення метану, незалежно від концентрації окремих компонентів спочатку до виходу з моделі проривався азот, витісняючи частину метану. Проте чим більшою була концентрація азоту в суміші, тим скоріше він проривався. Пізніше проривався CO_2 . При цьому перед його проривом спостерігався стрибок у кількості видобутого метану.

Гідродинамічна модель виснаженого родовища сланцевого газу з двома горизонтальними свердловинами з поінтервальними поперечними тріщинами гідророзриву була використана для аналізу впливу адсорбційних параметрів CO_2 та CH_4 на накопичений видобуток газу, загальний об'єм запомпованого CO_2 та час прориву CO_2 у роботі [54]. Для визначення відносної адсорбційної здатності CH_4 і CO_2 , був використаний коефіцієнт заміщення метану вуглекислим газом або CO_2 - CH_4 відносна адсорбційна здатність визначається як:

$$\alpha_{\text{CO}_2-\text{CH}_4} = \frac{V_{L-\text{CO}_2} \cdot P_{L-\text{CH}_4}}{V_{L-\text{CH}_4} \cdot P_{L-\text{CO}_2}}, \quad (1.1)$$

де $V_{L-\text{CO}_2}$, $V_{L-\text{CH}_4}$ - відповідно об'єм Ленгмюра для вуглекислого газу та метану, $\text{м}^3/\text{т}$;

$P_{L-\text{CO}_2}$, $P_{L-\text{CH}_4}$ - відповідно тиск Ленгмюра для вуглекислого газу та метану, МПа.

Для розрахунків за базовим сценарієм тиск та об'єм Ленгмюра для метану становили відповідно 2 м³/т та 5 МПа; для вуглекислого газу відповідно 3,4 м³/т і 2,7 МПа. З метою визначення впливу даних параметрів на видобуток газу з родовища проводились розрахунки окремими запусками гідродинамічного стимулятора для CO₂ і CH₄ для базового варіанту, та з параметрами Ленгмюра на 50% вищими та нижчими за їхнє значення для базового варіанту.

При збільшенні об'єму Ленгмюра для метану на 50% кінцевий коефіцієнт газовилучення збільшується на 3,4%, об'єм запомпованого CO₂ зменшується на 12%, зменшується час прориву CO₂ та на 8% знижується його видобуток. Збільшення об'єму Ленгмюра для CO₂ на 50% немає ніякого впливу на коефіцієнт кінцевого газовилучення, але дозволяє збільшити на 18,5% об'єм запомпованого CO₂ та знизити його видобуток на 68%.

Збільшення тиску Ленгмюра для метану на 50% дозволяє збільшити видобуток газу на 1,25% та об'єм запомпованого CO₂ на 3,5%. Проте при цьому різко (на 51%) зменшується час прориву CO₂ до видобувної свердловини. Збільшення ж тиску Ленгмюра для CO₂ на 50% не впливає на збільшення газовилучення, проте зменшує об'єм запомпованого CO₂ на 5% за значно збільшує його видобуток (на 69%).

У даній роботі представлено досить цікаві результати гідродинамічного моделювання, які по-суті, враховують протікання інтенсифікації десорбції метану закачуванням CO₂ для різних порід з різною адсорбційною здатністю. Різну адсорбційну здатність автори моделювали зміною параметрів Ленгмюра для різних варіантів досліджень.

Аналіз результатів наведених досліджень показує, що ефективною технологією підвищення газовилучення з родовищ шахтного метану є використання заміщувальних агентів. Однак, як відомо, властивості вугільних пластів значною мірою відрізняються від властивостей інших колекторів (пісковиків, алевролітів). Також у представлених роботах не досліджено вплив тиску запомповування витіснювального агента. Подальші експериментальні дослідження з вибору найбільш ефективної технології закачування

вितіснювального агента та моменту початку закачування для різних неуглеводневих газів дозволять значною мірою скоротити витрати на промислове впровадження та підвищити коефіцієнт газовилучення з родовищ природного газу з низькопористими низькопроникними колекторами.

Висновки до першого розділу

1. Особливе місце в процесі видобування природного газу з низькопористих низькопроникних родовищ посідає вдосконалення технології гідравлічного розриву пласта, як основного методу підвищення продуктивності свердловин на родовищах з низькопроникними колекторами. Тому техніко-технологічне та економічне обґрунтування параметрів свердловин та тріщин гідравлічного розриву пласта, а саме їхньої довжини, проникності, густоти, дозволить підвищити ефективність розробки родовищ з низькопористими низькопроникними колекторами та зменшити витрати, які з цим пов'язані.

2. На сьогоднішній день відомі технології інтенсифікації десорбції газу з родовищ сланцевого газу та вугільного метану з використанням заміщувальних агентів. Проте відсутні дослідження саме для щільних низькопористих низькопроникних порід. Також не встановлено залежності між пористістю, проникністю, тиском та здатністю породи (пісковиків) адсорбувати метан при різних температурах. Не вивчено вплив тиску та методу закачування неуглеводневого газу на процес інтенсифікації десорбції метану. Дослідження в даному напрямку дозволять встановити нові закономірності підвищення кінцевого коефіцієнту газовилучення із родовищ природного газу з низькими фільтраційно-емнісними властивостями.

3. Використання рівняння матеріального балансу для традиційного родовища не враховує адсорбційно-десорбційні процеси, які мають місце при розробці родовищ з низькопроникними колекторами. Тому уточнення існуючих рівнянь та методик прогнозування технологічних показників розробки родовищ природних газів з врахуванням адсорбційно-десорбційних процесів на

виснаження та при нагнітанні витіснювальних агентів дозволить враховувати ті фізичні процеси, які відбуваються у пласті.

4. Збільшення коефіцієнтів газовилучення нетрадиційних родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами пропонується досягнути шляхом розроблення комплексу заходів щодо підвищення ефективності експлуатації свердловин та розробки родовищ. Існуючі зарубіжні технології в даному напрямку не завжди можуть бути використані для умов родовищ України через їхньою дороговизну та відмінність між фізико-хімічними та літологічними властивостями самих порід-колекторів. Наведені твердження дозволяють нам сформулювати актуальність проблем дослідження та намітити шляхи їх вирішення.

РОЗДІЛ 2

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ АДСОРБЦІЙНО-ДЕСОРБЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ РОЗРОБЦІ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ З НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ

2.1 Постановка проблем, обґрунтування шляхів їх вирішення

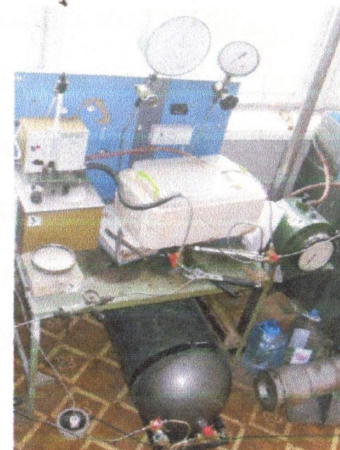
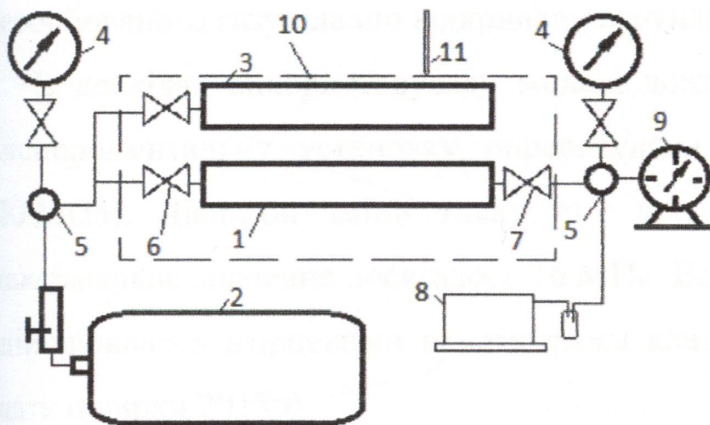
Незважаючи на значну кількість проведених досліджень інтенсифікації десорбції газу з родовищ сланцевого газу та вугільного метану з використанням заміщувальних агентів відсутні такі дослідження саме для низькопористих низькопроникних теригенних порід-колекторів. Попередніми дослідженнями не встановлено залежність між пористістю, проникністю, розміром порових каналів, гранулометричним складом породи, питомою поверхнею породи та її здатністю адсорбувати метан при різних температурах. Отримання таких залежностей дасть змогу краще вивчити і узагальнити особливості процесів фільтрації та адсорбції природного газу в низькопористих низькопроникних колекторах, що в подальшому дозволить підвищити поточні відбори газу та збільшити кінцевий коефіцієнт газовилучення можливо не тільки з нетрадиційних покладів, але й із традиційних родовищ природних газів. Не у повному обсязі досліджено вплив періоду початку запомповування неуглеводневого газу на процес інтенсифікації десорбції для моделей різної проникності [60].

Отже, задачею даного дослідження є встановлення закономірностей перебігу адсорбційно-десорбційних процесів у щільних пісковиках та розробки методів (технологій), які дозволять підвищити коефіцієнт газовилучення родовищ з низькопористими низькопроникними колекторами, а, можливо, і традиційних родовищ природних газів.

2.2 Опис експериментальної установки та методики проведення досліджень

Для дослідження адсорбційно-десорбційних процесів у низькопроникних породах розроблено лабораторну установку, принципова схема та загальний

вигляд якої зображено на рисунку 2.1 [60]. Методика проведення дослідів полягає в наступному. Модель заповнювали породою вибраних фракцій (0,125; 0,5; 1; 2 мм). Визначали пористість та абсолютну проникність, об'єм всіх ліній моделі та додаткових ємностей. Модель вакуумували впродовж кількох годин підтримуючи постійну температуру, тим самим вивільняючи поровий простір моделі від раніше адсорбованого газу (в тому числі повітря). При цьому підтримували температуру близьку до 100°C. Окремі автори у своїх дослідженнях для очищення моделі вакуумували її 12 годин при температурі 50°C. Для сильно заглинизованих зразків породи рекомендовано підтримувати температуру близьку 200°C [86].



*1 – модель; 2 – газовий балон; 3 – мірна ємність; 4 – манометри;
5 – маніфольди; 6 – входна засувка; 7 – вихідна засувка; 8 – вакуумний насос;
9 – газовий лічильник; 10 – термостат; 11 – давач температури.*

Рисунок 2.1 – Принципова схема та реальний вигляд лабораторної установки

Перед початком дослідів встановлювали постійну температуру, яка підтримувалась впродовж всього дослідів. У роботі експерименти проводили при температурах 22, 40 та 60°C. Модель заповнювали метаном при тиску P_1 . Об'єм метану в моделі визначали за рівнянням стану газу Редліха-Квонга по об'єму пор для встановлених термобаричних умов. Фіксували тиски на вході та виході з моделі. Модель витримували певний період часу до стабілізації в ній тиску. Цей процес може тривати від 4 до 8 годин. Впродовж всього часу знімали покази

манометрів. Адсорбцію метану на поверхні порового простору фіксували за зниженням тиску у моделі. Згідно досліджень після 3-х годин тиск в моделі змінюється незначно, тому стабілізоване значення тиску визначали через 4,5 год. Об'єм адсорбованого газу визначали, виходячи з рівняння стану газу. Повторювали експеримент для інших значень початкового тиску. Результати проведених досліджень обробляли за відомою методикою [36].

Одержані результати перевіряли використовуючи метод падіння тиску. Для цього відкривали кран 1 і випускали вільний газ протягом 4-5 с до отримання на виході з моделі тиску рівного атмосферному. Після цього закривали вентиль на виході з моделі 6 та підключали рідинний витратомір. Для визначення кількості десорбованого газу плавно відкривали вентиль 6 на виході з моделі.

В дослідах використовували моделі довжиною 16,7 см та діаметром 2,6 см. Експериментальну установку опресовували на півторакратний робочий тиск (20 МПа). Діапазон зміни тиску для дослідів становив від 1 до 9 МПа, а максимальне значення досягалося 16 МПа. Вимірювання тиску впродовж дослідів здійснювалось вірцевими нанометрами класу точності 0,15 2012 року випуску (дата повірки 2013р).

Для забезпечення достовірності результатів експериментальних досліджень необхідно забезпечити виконання умов подібності основних характеристик досліджуваних процесів. Аналіз результатів відомих досліджень адсорбційно-десорбційних процесів показує, що визначальними параметрами є розміри моделі, її пористість та проникність, термобаричні умови. З огляду на це, основними критеріями подібності, які повинні забезпечуватись з метою отримання достовірних результатів є наступні [8]:

$$\pi_1 = \frac{\sigma}{\Delta P \sqrt{\frac{k}{m}}}; \quad \pi_2 = \frac{\sigma}{k |\text{grad} P|}; \quad \pi_3 = \frac{\sigma}{h q \Delta \rho \sqrt{\frac{k}{m}}}; \quad \pi_4 = \frac{h}{L};$$

$$\pi_7 = m; \quad \pi_{13} = \frac{\Delta P_{\kappa} / h}{\Delta P / L}.$$

де π_1 - характеризує співвідношення між гідродинамічними і капілярними силами, які діють у повздовжньому напрямі;

π_2 – співвідношення між градієнтами гідродинамічних та капілярних сил;
 π_3 - характеризує співвідношення між капілярними і гравітаційними силами;
 π_{13} – співвідношення між капілярними силами, які діють у поперечному напрямі, і гідродинамічними силами, які діють у повздовжньому напрямі;
 π_4 - показує співвідношення лінійних розмірів моделі пористого середовища;
 π_7 - характеризує коефіцієнт відкритої пористості.
 k , m , h – відповідно коефіцієнти абсолютної проникності, відкритої пористості і товщина моделі високопроникного (низькопроникного) пласта;
 σ – поверхневий натяг на межі розділу „вода-газ”;
 χ – середнє значення коефіцієнта переміщення газу в пористості пласта;
 L , h – лінійні розміри моделі пласта: довжина і товщина відповідно;
 P_n , P_k – відповідно початковий і кінцевий пластові тиски в моделі пласта;
 ΔP – перепад гідродинамічного тиску по довжині моделі;
 $q_{grad P}$ – градієнт гідродинамічного тиску.

Збереження відповідних параметрів дозволило отримати достовірні результати в процесі проведення досліджень. Зокрема, це також було досягнуто з допомогою використання природного газу, в якості робочого газу. Як джерело газу був використаний газовий балон. Згідно паспорту якості природного газу на відповідність ДСТУ ГОСТ 27577:2005 вміст метану 97%, гексану + вищі 0,004%, неуглеводневих компонентів близько 0,8% (див. табл. 2.1). Відносна густина газу 0,574, температура точки роси мінус 35,5°C.

Для запобігання неконтрольованого витікання газу над лабораторною установкою було встановлено сигналізатор газу метану «Лелека», межа спрацювання якого 0,75% мас. концентрації метану в повітрі, що відповідає 5% від нижньої границі вибуховості (дата перевірки 13.12.2013р.).

Таблиця 2.1 – Фізико-хімічні властивості природного газу

№	Показник	Фактичний результат аналізу
Компонентний склад газу, % мас.		
1	Метан (C ₁)	96,977
2	Етан (C ₂)	1,503
3	Пропан (C ₃)	0,468
4	ізо-Бутан (iC ₄)	0,074
5	н-Бутан (nC ₄)	0,076
6	нео-Пентан (неоC ₅)	0,001
7	ізо-Пентан (iC ₅)	0,014
8	н-Пентан (nC ₅)	0,009
9	Гексан + вищі (C ₆ +)	0,004
10	Кисень(O ₂)	0,004
11	Азот (N ₂)	0,768
12	Діоксид вуглецю (CO ₂)	0,102
Фізико-хімічні показники		
13	Механічні домішки, г/м ³	не виявлено
14	Меркаптанова сірка, г/м ³	не виявлено
15	Сірководень, г/м ³	не виявлено
16	Густина відносна	0,574
17	Густина хроматографічна, кг/м ³	0,691
18	Число Воббе, ккал/м ³	10695
19	Концентрація парів води, мг/м ³	6,0
20	Температура точки роси, °C	мінус 35,5

Співвідношення геометричних розмірів моделі та гідродинамічних критеріїв подібності, а також проведення експериментів при досить високих значеннях тиску та температури моделі, які близькі до пластових умов, коефіцієнти пористості та проникності також дозволяють стверджувати, що використані моделі є подібними з умовами залягання природного газу в природних колекторах.

Дослідження проводились з використанням теорії планування експерименту [3]. Після переведення всіх чинників в умовний масштаб складено матрицю планування, яка наведена в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Робоча матриця планування експериментів

Дослід	Значення факторів							Експериментальне значення V , 10^{-3} м ³ /кг			
	Умовна одиниця				Фактична одиниця			V_1	V_2	V_3	$V_{\text{ср}}$
	X_0	X_1	X_2	X_3	P , МПа	T , К	k , 10^{-3} мкм ²				
1	+1	+1	+1	+1	8	333	9,7	0,64	0,66	0,65	0,65
2	+1	-1	+1	+1	1	333	9,7	0,4	0,38	0,42	0,4
3	+1	+1	-1	+1	8	293	9,7	1,9	1,95	2,1	2,0
4	+1	-1	-1	+1	1	293	9,7	1,3	1,5	1,42	1,4
5	+1	+1	+1	0	8	333	29	0,2	0,24	0,22	0,22
6	+1	-1	+1	0	1	333	29	0,04	0,06	0,05	0,05
7	+1	+1	-1	0	8	293	29	0,5	0,52	0,49	0,5
8	+1	-1	-1	0	1	293	29	0,3	0,31	0,34	0,32
9	+1	+1	+1	-1	8	333	93	0,18	0,19	0,15	0,17
10	+1	-1	+1	-1	1	333	93	0,02	0,02	0,02	0,02
11	+1	+1	-1	-1	8	293	93	0,2	0,2	0,21	0,2
12	+1	-1	-1	-1	1	293	93	0,03	0,03	0,03	0,03

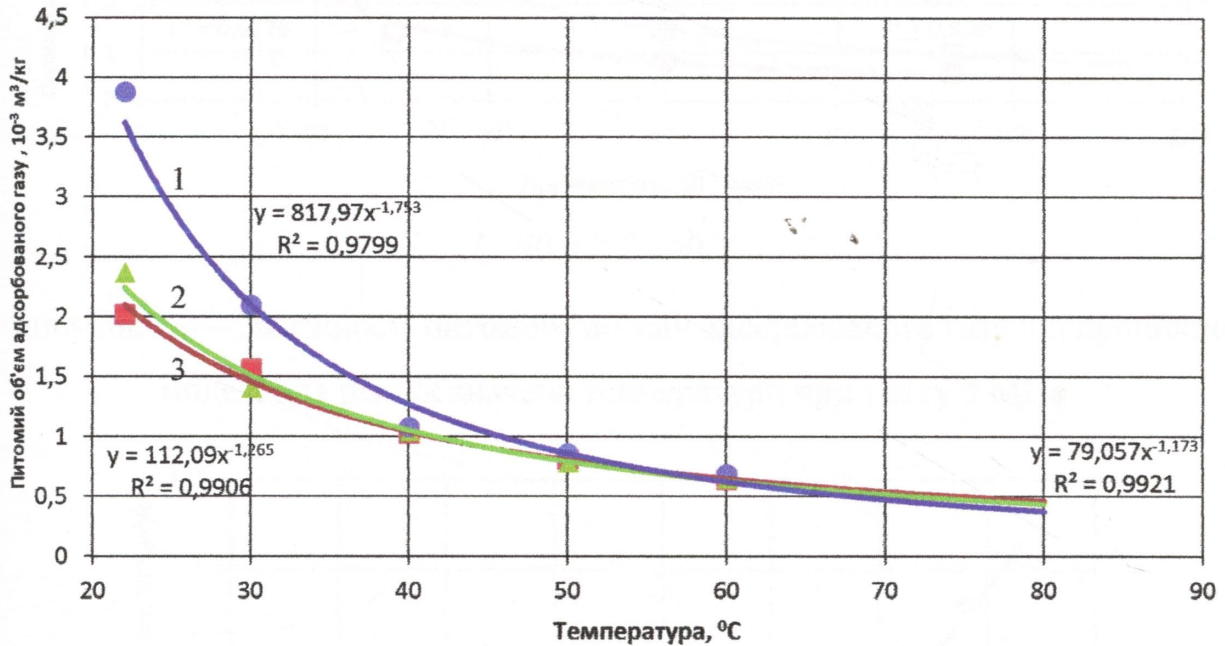
Досліди з визначення адсорбційної здатності щільних пісковиків проводили у три етапи для різних значень пористості та абсолютної проникності (таблиця 2.3).

Таблиця 2.3 – Характеристика експериментальних моделей

Номер моделі	Коефіцієнт абсолютної пористості, %	Коефіцієнт проникності породи по метану, 10^{-3} мкм ²	Радіус порових каналів, мм	Питома поверхня, м ² /м ³	Маса породи в моделі, 10^{-3} кг
1	21,01	9,7	0,001	$6,8 \cdot 10^5$	172,39
2	21,8	29	0,0017	$3,25 \cdot 10^5$	170,64
3	26,3	93	0,002	$3,097 \cdot 10^5$	148,99

2.3 Результати експериментальних досліджень впливу тиску, температури та проникності породи на питомий об'єм адсорбованого газу

За результатами проведених експериментальних досліджень побудовано графічні залежності питомого об'єму адсорбованого газу від температури, проникності та тиску (див. рис. 2.2-2.5).



1 – 20 МПа; 2 – 10 МПа; 3 – 8 МПа.

Рисунок 2.2 – Залежності питомого об'єму адсорбованого газу від температури (ізобара адсорбції) для різних значень тиску (модель 1 – $9,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$)

З наведених на рисунку 2.2 залежностей видно, що максимальний питомий об'єм адсорбованого на поверхні порового простору газу зменшується в 1,5 рази (з $1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$ до $0,75 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$) при збільшенні температури від 40°C до 60°C для моделі 1, в 1,2 рази (від 0,43 до $0,35 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$) для моделі 2, у 1,5 рази (від 0,25 до $0,15 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$) для моделі 3. Причому при сталій температурі зі збільшенням проникності моделі питомий об'єм адсорбованого газу зменшується приблизно на 80% (від $1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$ для моделі 1 до $0,22 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$ для моделі 3) [6, 16, 60].

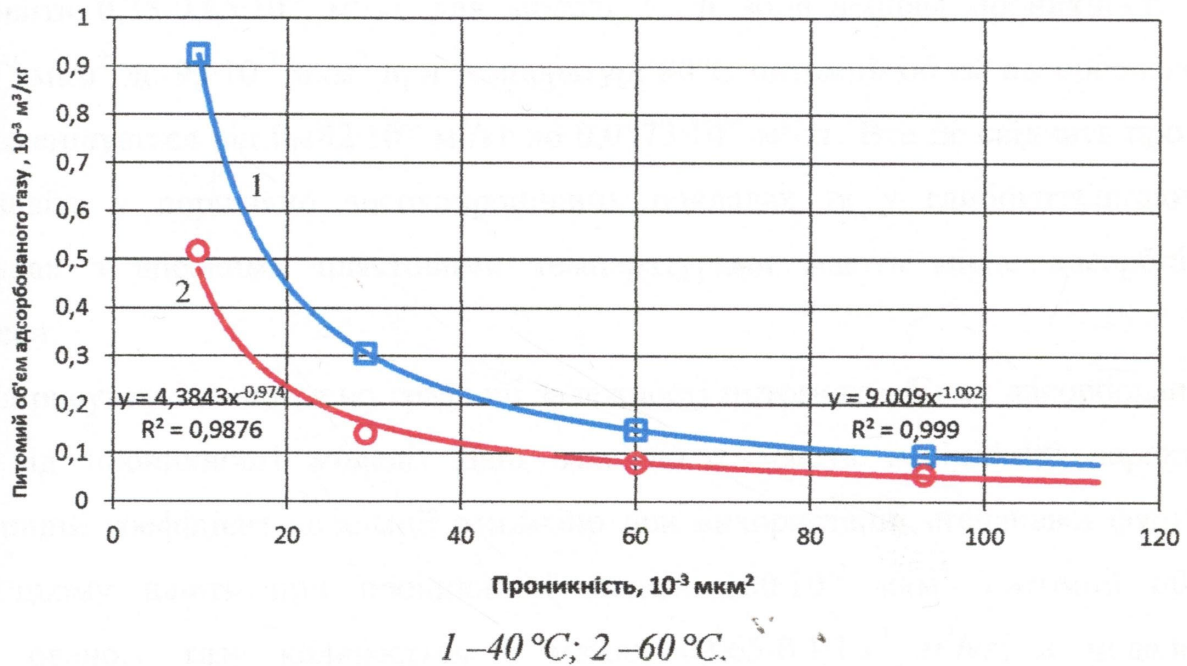


Рисунок 2.3 – Залежності питомого об'єму адсорбованого газу від проникності моделі для різних значень температури при тиску 3 МПа

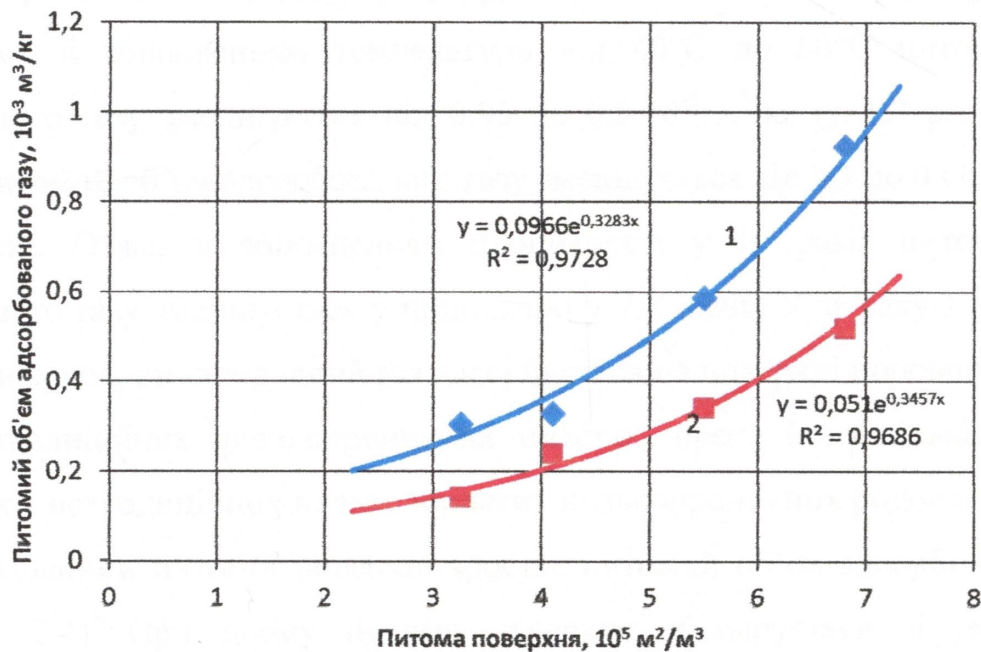


Рисунок 2.4 - Залежності питомого об'єму адсорбованого газу від питомої поверхні при температурі 40°C (1) та 60°C (2)

При постійному тиску зі збільшенням температури питомий об'єм адсорбованого газу зменшується (рисунок 2.2). Проте при досягненні температури 80°C питомий об'єм адсорбованого газу слабо залежить від тиску, і в середньому

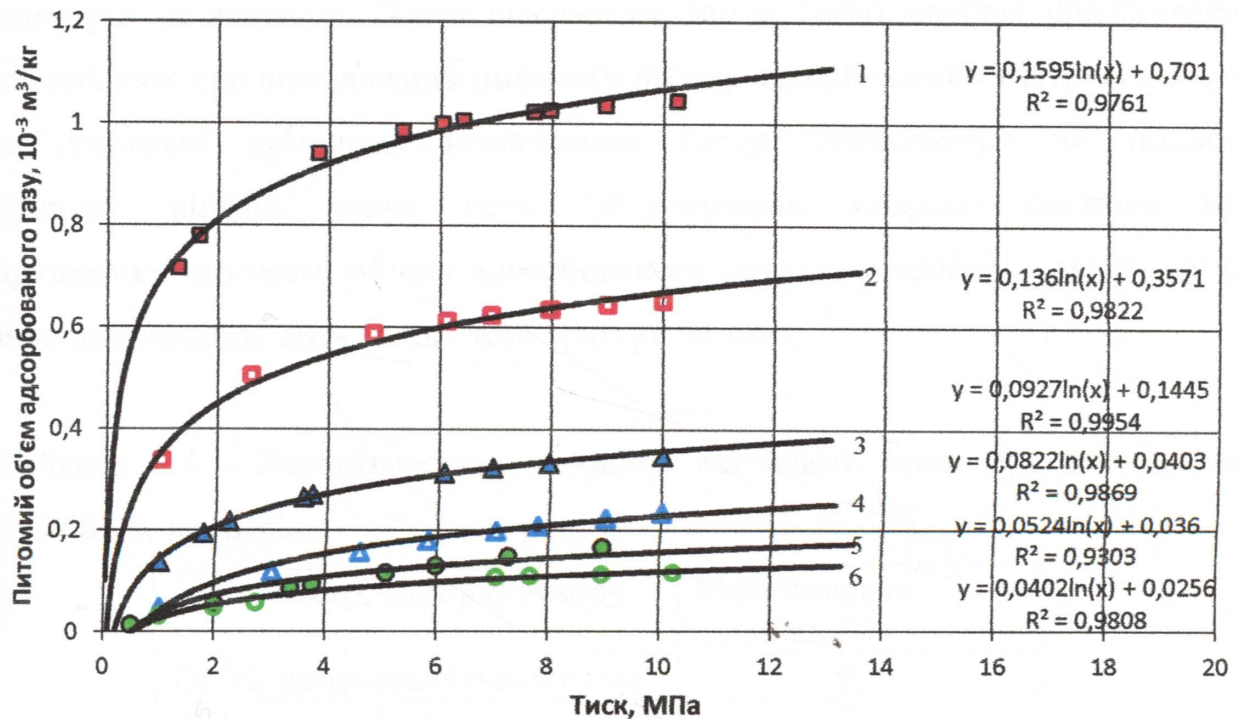
становить $0,35-0,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$ для моделі 1. Зі збільшенням проникності від $29 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $93 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при температурі 80°C питомий об'єм адсорбованого газу зменшується від $0,142 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$ до $0,0573 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$. Все це свідчить про те, що навіть у порівняно високопроникних покладах та у глибокозалагаючих покладах з високими пластовими температурами мають місце адсорбційні процеси.

На рисунку 2.3 наведено графічні залежності питомого об'єму адсорбованого газу від проникності моделі. Дані залежності мають нелінійний характер. Найвищий коефіцієнт кореляції отримано при використанні степеневої функції. При цьому навіть при проникності моделі $100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ питомий об'єм адсорбованого газу коливається в межах $0,065-0,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$, а подальше збільшення проникності практично не впливає на адсорбційну здатність.

Зі збільшенням проникності зменшується абсолютна залежність питомого об'єму адсорбованого газу від температури. Якщо для моделі 1 при проникності $9,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ зі збільшенням температури від 40°C до 60°C питомий об'єм адсорбованого газу зменшується від 0,95 до $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$ (у 1,9 разів), то для моделі 3 питомий об'єм адсорбованого газу зменшується від 0,1 до $0,065 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$ (у 1,5 рази). Отже, зі збільшенням проникності у 10 разів питомий об'єм адсорбованого газу зменшується у приблизно у 7-8 разів. У зв'язку з цим можна зробити висновок, що природний газ адсорбується на поверхні порового простору навіть у традиційних високопроникних пластах, проте його кількість значно менша, ніж у нетрадиційних низькопористих низькопроникних родовищах.

Зі збільшенням питомої поверхні зростає питомий об'єм адсорбованого газу (див. рис. 2.4). При цьому питома поверхня збільшується зі зменшенням проникності та пористості колектора, зменшенням розмірів зерен породи.

На рисунку 2.5 зображено залежність питомого об'єму адсорбованого газу від тиску для різних температур та проникностей моделі. Аналіз експериментальних даних свідчить, що питомий об'єм адсорбованого газу зростає зі збільшенням тиску. Проте при високих значеннях тиску питомий об'єм адсорбованого газу слабо зростає зі збільшенням тиску.



- 1, 2 – ізоТЕРМИ адсорбції для моделі проникності $9,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при температурі 40°C та 60°C відповідно;
 3, 4 – ізоТЕРМИ адсорбції для моделі проникності $29 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при температурі 40°C та 60°C відповідно;
 5, 6 – ізоТЕРМА адсорбції для моделі проникності $93 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при температурі 40°C та 60°C відповідно.

Рисунок 2.5 – Залежності питомого об'єму адсорбованого газу від тиску (ізоТЕРМИ адсорбції) для моделей з різною проникністю для різних значень температури

Такий ефект можна пояснити тим, що всі адсорбційні центри зайняті і подальша адсорбція неможлива. Звідси випливає, що має місце певний критичний тиск $P_{кр}$, після досягнення якого процес адсорбції значно сповільнюється. Також експериментально встановлено, що питомий об'єм адсорбованого газу залежить не тільки від тиску та температури, але й від проникності породи [6, 16, 60].

2.4 Теоретичні дослідження з оброблення результатів експериментів

Автори роботи [75] представили дослідження щодо адсорбції газу на поверхні порового простору для сланцевої породи (так званих девонських сланців). Зокрема у статті наведено опис лабораторної установки, яка складається з моделі, у якій міститься взірець породи, додаткової ємності, манометрів,

термометрів та вентилів. Варто відзначити, що у статті вперше представлено аналіз похибок при вимірюванні питомого об'єму адсорбованого газу, які можуть бути зумовлені неточним визначенням тиску, температури чи похибок емпіричних рівнянь стану газу. Обґрунтовано можливі похибки при вимірюваннях питомого об'єму адсорбованого метану, розроблено методику по зменшенню похибок визначення температури та тиску.

Таблиця 2.4 – Характеристика похибок, які мають місце при дослідженні адсорбційних процесів

Параметр, одиниці виміру	Максимальна похибка, %
Об'єм додаткової ємності, мл	0,4
Об'єм моделі, мл	0,4
Об'єм пор, мл	0,2
Температура, град.	0,05
Тиск, МПа	0,01
Рівняння стану для метану	0,02
Густина метану, кг/м ³	0,034
Загальна похибка	1,114

З огляду на це нами з використанням відомої методики опрацювання результатів опосередкованих вимірювань [5, 27] було визначено похибку результатів проведених експериментів. Дана методика дозволяє врахувати не тільки інструментальну похибку приладів, але взаємозв'язок безпосередньо вимірюваних величин у рівнянні стану, яке використовувалось для розрахунків питомого об'єму адсорбованого газу. Для цього було використано залежність:

$$\Delta = \sqrt{\sum \left(a_i^2 \left(\frac{\Delta_i}{X_i} \right)^2 \right)}, \quad (2.1)$$

де a_i – степінь i -ї величини у рівнянні;

Δ_i – абсолютна похибка прямого вимірювання i -го параметру;

X_i – абсолютне значення прямого вимірювання i -го параметру.

Як видно із залежності похибка вимірювань залежить від абсолютного значення вимірюваної величини. З огляду на це нами було запропоновано розрахувати мінімальне та максимальне значення похибки вимірювання, яке було отримано в результаті проведення експериментальних досліджень. Всі величини, які входять у рівняння, знаходяться у степені 1 або мінус 1. Тому рівняння для загальної відносної похибки набуде такого вигляду:

$$\Delta_H = \sqrt{\left(\frac{0.25}{80}\right)^2 + \left(\frac{0.5}{60}\right)^2 + \left(\frac{0.01}{0.9}\right)^2 + \left(\frac{0.02}{12}\right)^2} = 0.0143 \cdot 100\% = 1.43\%.$$

$$\Delta_B = \sqrt{\left(\frac{0.25}{20}\right)^2 + \left(\frac{0.5}{20}\right)^2 + \left(\frac{0.01}{0.8}\right)^2 + \left(\frac{0.02}{6}\right)^2} = 0.0307 \cdot 100\% = 3.07\%.$$

Отже, згідно з результатами розрахунків похибка вимірювань коливається в межах 1,43-3,07%. Тому можна стверджувати, що проведені експериментальні дослідження виконані із достатньою точністю.

Для практичного використання результатів експериментальних досліджень проведено їх обробку для оцінки емпіричної залежності, яка би пов'язувала між собою проникність, температуру, тиск та питомий об'єм адсорбованого газу.

Обробку результатів експериментальних досліджень питомого об'єму адсорбованого газу V_a виконано в класі \mathcal{G} моделей за методикою [22].

$$V_a(k, P, T) = A^T b_v(k, P, T), \quad (2.2)$$

де A – вектор параметрів моделі;

$b_v(k, P, T)$ – вектор базисних функцій виду $(1, k, P, T, kP, PT, kT, \ln k, \ln P, \ln T, k^2, P^2, T^2)^T$.

Оцінки параметрів \hat{A} та моделі \hat{V} побудовано в класі \mathcal{G} , які сформовано із різних поєднань базисних функцій, за умови мінімуму дисперсії адекватності:

$$\min \left\{ S_v^2 = \frac{1}{N - r_v} \sum_{g=1}^N \left[A^T b_v(k_g, P_g, T_g) - V_{ag} \right]^2 \right\} \Rightarrow \{ \hat{A}, \hat{V} \}, v \in \mathcal{G} \quad (2.3)$$

де r_v – кількість оцінюваних параметрів у (2.2) v -ї моделі;

V_{ag} – результати вимірювань питомого об'єму адсорбованого газу, м³/кг.

Клас \mathcal{F} сформовано із лінійної частини базисних функцій з включенням їх добутків, логарифмів і квадратів та склав 82 моделі.

Адекватність прийнятих регресійних моделей оцінювалась за результатами перевірки сукупності статистичних гіпотез. У таблиці 2.5 наведено оцінку параметрів і дисперсії адекватності рівняння (2.2) для питомого об'єму адсорбованого газу, побудованих за допомогою (2.3).

Таблиця 2.5 – Параметри рівняння питомого об'єму адсорбованого газу

Базисні функції b_i	Параметри моделі	Значення параметру A^T моделі для питомого об'єму адсорбованого газу					
		1	20	32	52	61	82
1	A_1	2.017	3.68	32.196	31.711	3.176	15.144
k	A_2	-0.11	-0.01	0.021	0.021	-0.517	-0.06
P	A_3	0.037	0.046	0.022	0.03	$-8.029 \cdot 10^{-3}$	0.014
T	A_4	-0.031	-0.104	0.507	0.491	0.063	0.045
kP	A_5	—	—	—	—	$-4.785 \cdot 10^{-4}$	$-5.114 \cdot 10^{-3}$
kT	A_6	—	—	—	—	—	$2.109 \cdot 10^{-3}$
PT	A_7	—	—	—	—	—	$-1.836 \cdot 10^{-3}$
ln k	A_8	—	—	-1.158	-1.158	6.059	-1.144
ln T	A_9	—	—	-12.12	-11.842	-3.904	-3.741
ln P	A_{10}	—	-0.151	—	-0.079	0.125	0.031
k^2	A_{11}	—	—	—	—	$3.362 \cdot 10^{-3}$	—
P^2	A_{12}	—	—	—	—	$1.221 \cdot 10^{-3}$	—
T^2	A_{13}	—	$8.176 \cdot 10^{-4}$	$-2.77 \cdot 10^{-3}$	$-2.681 \cdot 10^{-3}$	—	—
Дисперсія адекватності моделі (2.2), $\text{м}^3/\text{кг}$		0.136	0.108	0,057	0.058	0.165	0.027

Дана залежність дозволяє оперативно підрахувати питомий об'єм адсорбованого газу в родовищі без проведення експериментальних досліджень в діапазоні зміни тиску 0,1-15 МПа, температури 293-333 К (20-60°C) та проникності колектора $9,7-93 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Проте, з метою глибокого аналізу взаємозалежності досліджуваних чинників використано автоматизовані нейронні мережі типу багаточаровий перцептрон та радіальна базисна функція. Штучні нейромережі є електронними моделями нейронної структури мозку, який, головним чином, навчається з досвіду [23, 26]. Природний аналог свідчить, що множина проблем, які поки що не підвладні розв'язуванню наявними комп'ютерами, можуть бути ефективно вирішені блоками нейромереж.

Після аналізу отриманих результатів побудови та перевірки нейромереж встановлено, що для моделі багатошаровий перцептрон MLP 3-7-1 (з 7-ма прихованими нейронами, 3-ма вхідними величинами (проникність, температура, тиск) та 1-ю вихідною величиною (питомий об'єм адсорбованого газу)), коефіцієнт кореляції для тестової та контрольної вибірок досягає 0,999. Найвищий рівень значущості з вхідних величин має проникність, а найнижчий – тиск, що цілком узгоджується з експериментальними результатами. Дана модель може бути використана для оперативного визначення питомого об'єму адсорбованого газу залежно від термобаричних умов та проникності пласта [8].

В результаті теоретичних досліджень отримано аналітичну залежність питомого об'єму адсорбованого газу від проникності колектора та термобаричних умов:

$$V_{adc} = \frac{20,23 \cdot (9,7 + P)}{k \cdot 10^6 \cdot (T - 280,25)} + \frac{(1 - P)^2 + e^{-1.346}}{2} \cdot \frac{10^{-3}}{e^{k \cdot 10^3}} + \frac{2 \cdot 10^{-3} (P - 3,2)}{(0,696 - k \cdot 10^3) \cdot \left(\frac{k \cdot 10^3 + 5,373}{2} + \frac{1}{T - 273,15} \right)}, \quad (2.4)$$

де V_{adc} – питомий об'єм адсорбованого газу, м³/кг;

P – пластовий тиск, МПа;

T – пластова температура, К;

k – проникність колектора, мкм².

Дослідження з побудови та обробки нейромережевої моделі проводились з використанням прикладної програми Statistica та GeneXproTools [12].

2.5 Експериментальні дослідження по заміщенню адсорбованого метану неуглеводневими газами

2.5.1 Обґрунтування вибору технологій підвищення кінцевого коефіцієнту газовилучення

Враховуючи той факт, що одним із методів підвищення коефіцієнту газовилучення з родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами є інтенсифікація процесу десорбції раніше адсорбованого газу,

проведено дослідження по вивченню методів стимулювання процесу десорбції. Так, наприклад, у світовій практиці розрізняють наступні методи інтенсифікації десорбції [94]:

- 1) зниження тиску;
- 2) витіснення адсорбованого газу інертним газом;
- 3) термальна десорбція;
- 4) заміщувальна десорбція.

Одним з методів вилучення адсорбованого газу є зниження пластового тиску. Цей метод є простим і мало затратним. Проте для вилучення адсорбованого газу одного тільки зниження пластового тиску не зовсім достатньо, виходячи з характеру ізотерми адсорбції. Зокрема при зниженні тиску у 8-10 разів порівняно з початковим пластовим тиском десорбується тільки близько 30-40% газу від всього об'єму початково адсорбованого газу. А при значному зниженні пластового тиску подальша розробка родовища стає економічно нерентабельною через низькі дебіти свердловин. В даній ситуації необхідно застосовувати методи інтенсифікації десорбції газу без зниження пластового тиску.

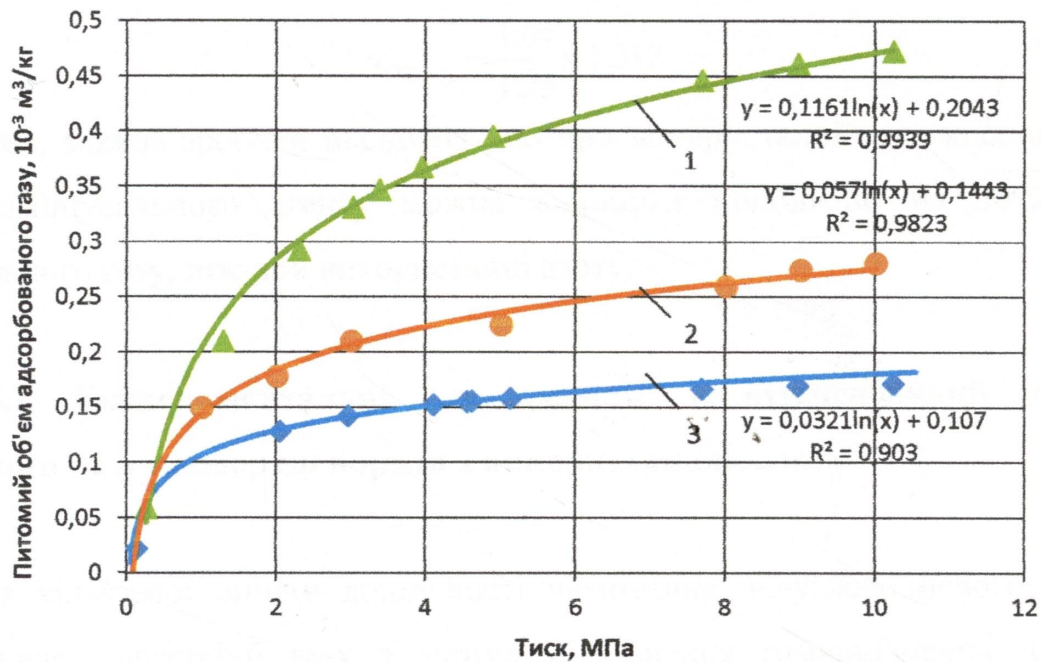
Механізм витіснення адсорбованого газу інертним газом полягає у зниженні парціального тиску адсорбованого компоненту шляхом нагнітання у пласт інертного газу з меншою адсорбційною здатністю. Даний метод доцільно використовувати коли сила зв'язку між адсорбатом і адсорбтивом є порівняно малою.

Термальна десорбція полягає у підвищенні температури адсорбенту, що зумовлює зниження його адсорбційної здатності. Використання даного методу в пластових умовах вимагає генерації у пласті високих температур.

При заміщувальній десорбції адсорбований газ заміщується іншим газом, який має сильнішу адсорбційну здатність.

Беручи до уваги особливості розробки газових родовищ з низькопористими низькопроникними колекторами проведено дослідження щодо витіснення метану інертним газом та заміщувальної десорбції. Дані експериментальні дослідження були проведені на насипній моделі пласта з пористістю 24,5%, абсолютною

проникністю $41 \cdot 10^{-3}$ мкм² з використанням азоту (N₂) та діоксиду вуглецю (CO₂). На рисунку 2.6 наведені ізотерми адсорбції діоксиду вуглецю, метану та азоту [8].



1 – діоксид вуглецю; 2 – метан; 3 – азот.

Рисунок 2.6 – Залежності питомого об'єму адсорбованого газу від тиску при температурі 313 К для різних газів при проникності моделі $41 \cdot 10^{-3}$ мкм²

Аналіз експериментальних даних дозволив зробити попередню оцінку відносної адсорбційної здатності за аналогією з [54]. Для визначення відносної адсорбційної здатності використано коефіцієнт заміщення метану вуглекислим газом (CO₂-CH₄) та метану азотом (N₂-CH₄). Відносна адсорбційна здатність визначається наступним чином:

$$\alpha_{\text{газу}-\text{CH}_4} = \frac{V_{L-\text{газу}} \cdot P_{L-\text{CH}_4}}{V_{L-\text{CH}_4} \cdot P_{L-\text{газу}}}, \quad (2.5)$$

де $V_{L-\text{газу}}$, $V_{L-\text{CH}_4}$ - відповідно об'єм Ленгмюра для досліджуваного газу та метану, м³/г;

$P_{L-\text{газу}}$, $P_{L-\text{CH}_4}$ - відповідно тиск Ленгмюра для досліджуваного газу та метану, МПа.

Згідно отриманих результатів відносні адсорбційні здатності становлять:

$$\alpha_{CO_2-CH_4} = \frac{0.576 \cdot 2.127}{0.3344 \cdot 2.23} = 1.64 ;$$

$$\alpha_{N_2-CH_4} = \frac{0.187 \cdot 2.127}{0.3344 \cdot 0.947} = 1.25 ;$$

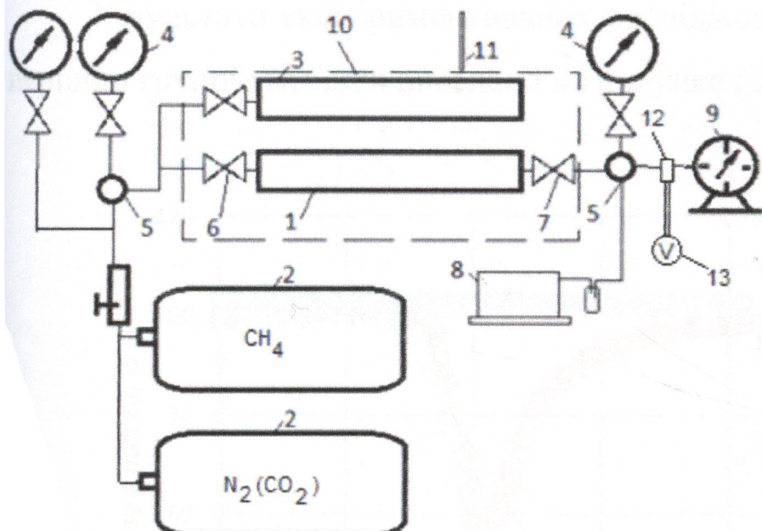
$$\alpha_{CO_2-N_2} = \frac{1.64}{1.25} = 1.312 .$$

Отже, можна зробити висновок, що при використанні вуглекислого газу в якості заміщувального агенту можна видобути приблизно на 30% більше адсорбованого газу, ніж при використанні азоту.

2.5.2 Експериментальні дослідження з інтенсифікації десорбції природного газу з поверхні породи з використанням азоту

Для кількісної оцінки доцільності нагнітання неуглеводневого газу для інтенсифікації десорбції газу з метою підвищення газовилучення проведено лабораторні дослідження на насипній моделі пласта фракційним складом 0,127 мм, 0,2 мм, 0,5 мм, 1 мм, 2 мм і 3 мм, довжиною 450 мм та діаметром 40 мм. Проникність насипної моделі становила $9,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористість 27,99 %.

Дослідження проводили у такій послідовності. Модель вакуумували і насичували метаном при початковому тиску. Після проходження процесу адсорбції проводили заміщення метану неуглеводневим газом. На вхід моделі нагнітали азот (вуглекислий газ). На виході з моделі потік газу подавали на газовий аналізатор MSH-P/HC/NC/5/V/P/F компанії Dynament, який визначав концентрацію метану у діапазоні 0-100% з точністю до 1% (дата повірки 13 листопада 2014р.), та газовий лічильник. Принципова схема та фото лабораторної установки зображено на рисунку 2.7 [58, 59].



1 – модель; 2 – газові балони для метану та азоту (діоксиду вуглецю);
 3 – мірна ємність; 4 – манометри; 5 – маніфольди; 6 – вхідна засувка;
 7 – вихідна засувка; 8 – вакуумний насос; 9 – газовий лічильник;
 10 – термостат; 11 – давач температури; 12 – давач концентрації метану;
 13 – вольтметр.

Рисунок 2.7 – Принципова схема та фото удосконаленої лабораторної установки для дослідження адсорбційно-десорбційних процесів у пористих середовищах

З метою вивчення механізму та характерних особливостей інтенсифікації десорбції природного газу шляхом його витіснення інертним газом було проведено наступну серію експериментальних досліджень. При цьому було виділено 2 основні групи методів підвищення газовилучення шляхом нагнітання неуглеводневого заміщувального агенту. До першої групи належать наступні методи нагнітання заміщувального агенту:

1) нагнітання заміщувального агенту до зниження концентрації метану на виході моделі до 0 (повне витіснення) з подальшим поступовим зниженням тиску в моделі до атмосферного;

2) нагнітання заміщувального агенту до моменту його прориву до виходу з моделі з подальшим поступовим зниженням тиску в моделі до атмосферного.

Результати експериментальних досліджень по заміщенню метану азотом за першою групою методів наведено на рисунках 2.8-2.9.

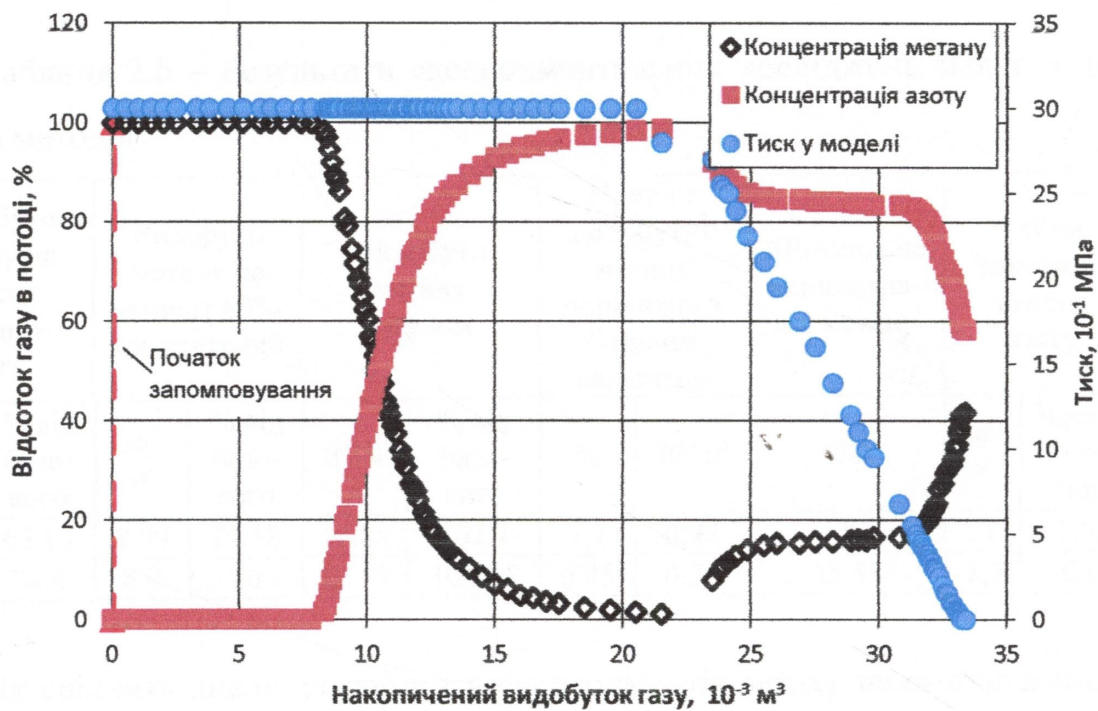


Рисунок 2.8 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації першого варіанту нагнітання азоту при тиску рівному $R_{поч}$

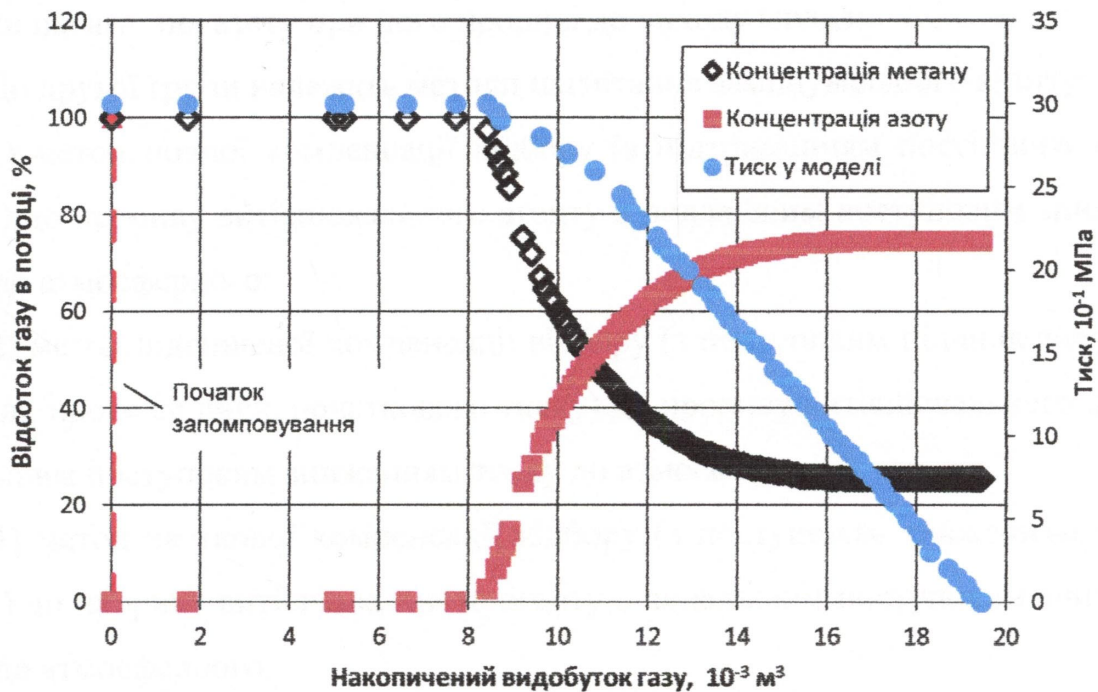


Рисунок 2.9 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації другого варіанту нагнітання азоту при тиску рівному $R_{поч}$ до прориву

Для порівняння отриманих експериментальних результатів було використано базовий варіант, при якому відбувалось вилучення адсорбованого газу зниженням тиску у моделі. Результати досліджень наведено у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Результати експериментальних досліджень згідно з першою групою методів

Варіант	Видобуто метану на момент прориву азоту		Видобуто метану на момент 80% концентрації		Видобуто метану загалом		Приріст видобутку метану порівняно з базовим варіантом		Мінімальна концентрація метану		Об'єм заломпованого азоту		\bar{V} ч. од.
	10^{-3} м ³	% від базового	10^{-3} м ³	% від базового	10^{-3} м ³	% від базового	%	10^{-3} м ³	%	10^{-3} м ³	Частка об'єму пор		
1	7.79	65.13	8.99	75.18	12.88	107.7	7,7	0,92	1	21	1,63	0.044	
2	7.7	74.4	8.9	86	12.72	106.35	6,35	0,76	25.53	7,7	0,6	0.098	

Як свідчить аналіз результатів експериментів метод запомповування азоту до його прориву на виході з моделі є більш ефективною порівняно з методом повного витіснення метану. Тому решта досліджень була проведена за умови зупинки нагнітання азоту при його прориві до виходу моделі.

До другої групи належать методи нагнітання заміщувального агенту:

1) метод повної компенсації відбору (з підтриманням постійного тиску в моделі) до прориву витіснювального агенту з подальшим поступовим зниженням тиску до атмосферного;

2) метод підвищеної компенсації відбору (з поступовим підвищенням тиску в моделі, проте не вище початкового тиску) до прориву витіснювального агенту з подальшим поступовим зниженням тиску до атмосферного;

3) метод часткової компенсації відбору (з поступовим зниженням тиску в моделі) до прориву витіснювального агенту з подальшим поступовим зниженням тиску до атмосферного.

Результати експериментальних досліджень згідно з вище наведеними методами наведено на рисунках 2.10-2.12 та в таблиці 2.7.

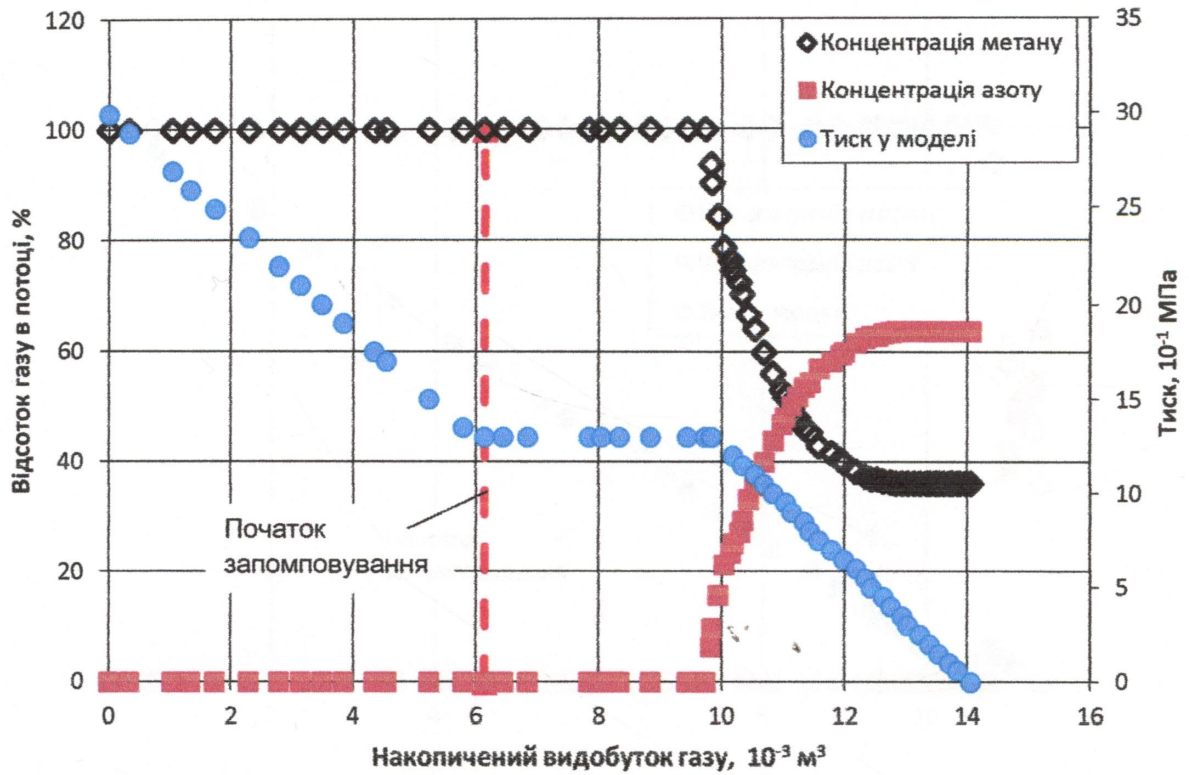


Рисунок 2.10 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації першого варіанту нагнітання азоту при тиску запомповування 0,4 Рпоч до прориву

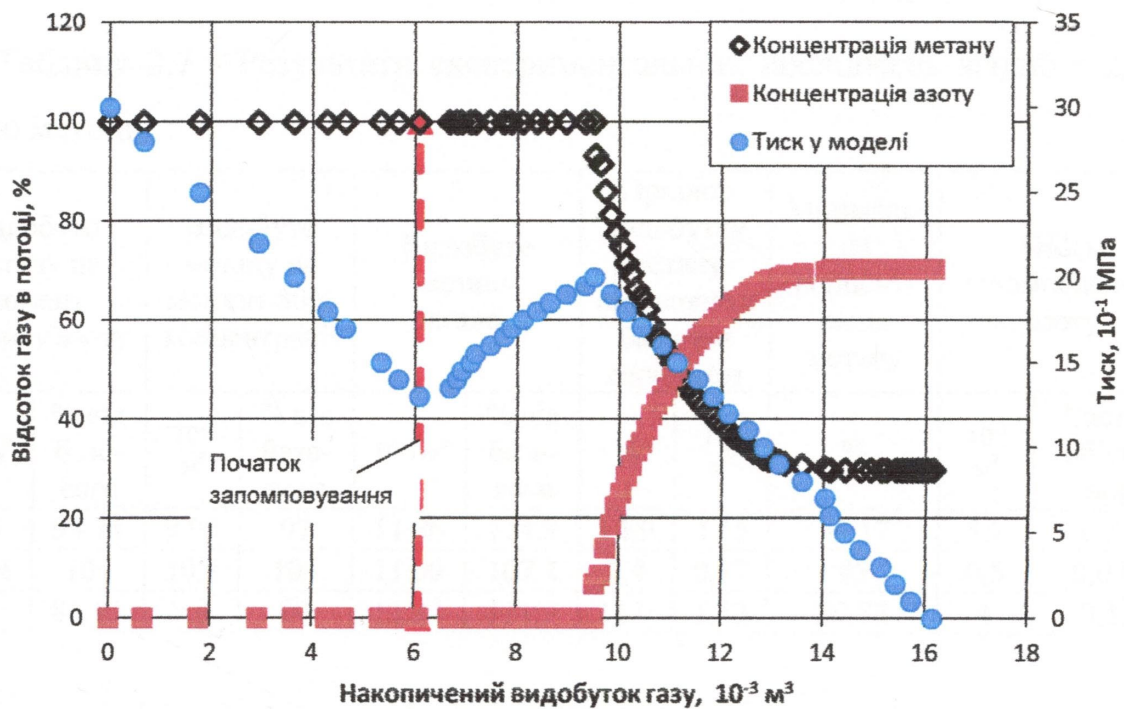


Рисунок 2.11 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації другого варіанту нагнітання азоту при тиску запомповування 0,4 Рпоч до прориву при підвищеній компенсації відбору (з підвищенням тиску)

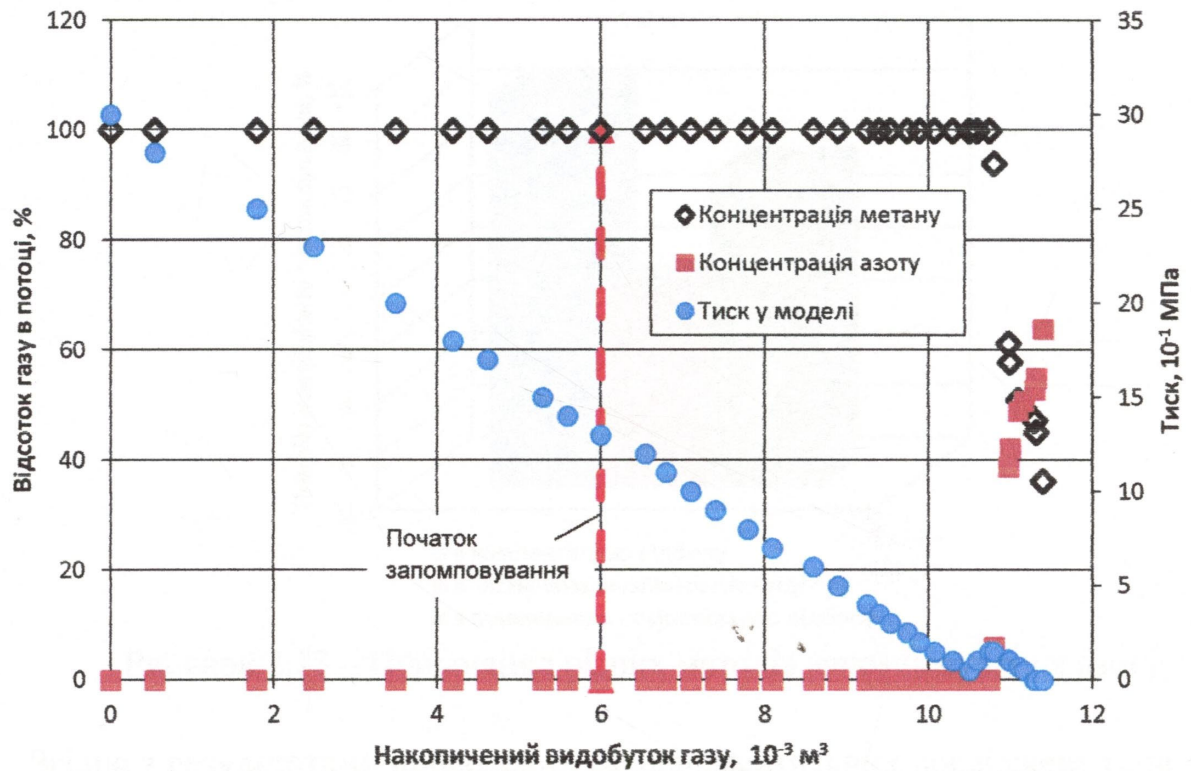


Рисунок 2.12 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації третього варіанту нагнітання азоту при тиску запомповування 0,4 Рпоч до прориву при частковій компенсації відбору (зниженні тиску)

Таблиця 2.7 - Результати експериментальних досліджень згідно з другою групою методів

Варіант	Видобуто метану на момент прориву азоту		Видобуто метану на момент 80% концентрації		Видобуто метану загалом		Приріст видобутку метану порівняно з базовим варіантом		Мінімальна концентрація метану	Об'єм запомпованого азоту		\bar{V}
	10^{-3} м^3	% від базового	10^{-3} м^3	% від базового	10^{-3} м^3	% від базового	%	10^{-3} м^3	%	10^{-3} м^3	Частка об'єму пор	ч. од.
1	9.73	94.74	9.95	97	11.86	114.9	14.9	1,55	36.17	3,7	0,31	0.42
2	10.74	104	10.8	105	11.09	107.4	7,4	0,77	45	0,5	0,045	1.56
3	9.5	86.13	9.8	89	12.34	111.9	11.9	1.32	29.78	4	0,32	0.33

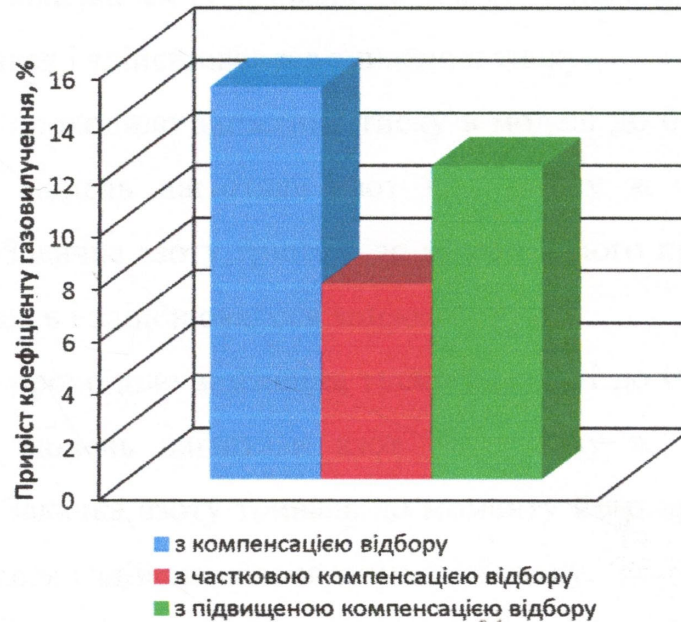


Рисунок 2.13 – Порівняння різних методів запомповування азоту

Згідно з результатами проведених експериментальних досліджень (див. рис. 2.13, табл. 2.7) метод підвищення коефіцієнта газовилучення з частковою та підвищеною компенсацією відбору метану азотом є менш ефективними, ніж метод повної компенсації відбору метану. Тому подальші дослідження проводились саме з використанням методу повної компенсації відбору [17].

З метою більш глибокого дослідження впливу тиску закачування азоту на коефіцієнт газовилучення було проведено серію лабораторних експериментальних досліджень згідно з наступними методами:

1) В початковий момент часу при початковому тиску при повній компенсації відбору. Нагнітання відбувалось до початку прориву азоту, після чого здійснювалось зниження тиску у моделі та вилучення решти газу.

2) Спочатку проходило зниження тиску в моделі до 0,9 від початкового тиску, після чого у модель нагнітали азот при цьому ж тиску при повній компенсації відбору. Закачка азоту тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювалось зниження тиску.

3) Спочатку проходило зниження тиску в моделі до 0,8 від початкового тиску, після чого у модель нагнітали азот при цьому ж тиску при повній

компенсації відбору. Закачка азоту тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювалося зниження тиску.

4) Спочатку проходило зниження тиску в моделі до 0,7 від початкового тиску, після чого у модель нагнітали азот при цьому ж тиску при повній компенсації відбору. Закачка азоту тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювалося зниження тиску.

5) Спочатку проходило зниження тиску в моделі до 0,5 від початкового тиску, після чого у модель нагнітали азот при цьому ж тиску при повній компенсації відбору. Закачка азоту тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювалося зниження тиску.

6) Спочатку проходило зниження тиску в моделі до 0,4 від початкового тиску, після чого у модель нагнітали азот при цьому ж тиску при повній компенсації відбору. Закачка азоту тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювалося зниження тиску.

7) Спочатку проходило зниження тиску в моделі до 0,3 від початкового тиску, після чого у модель нагнітали азот при цьому ж тиску при повній компенсації відбору. Закачка азоту тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювалося зниження тиску.

Результати експериментальних досліджень зображено на рисунках 2.14-2.19, та наведено в таблиці 2.8.

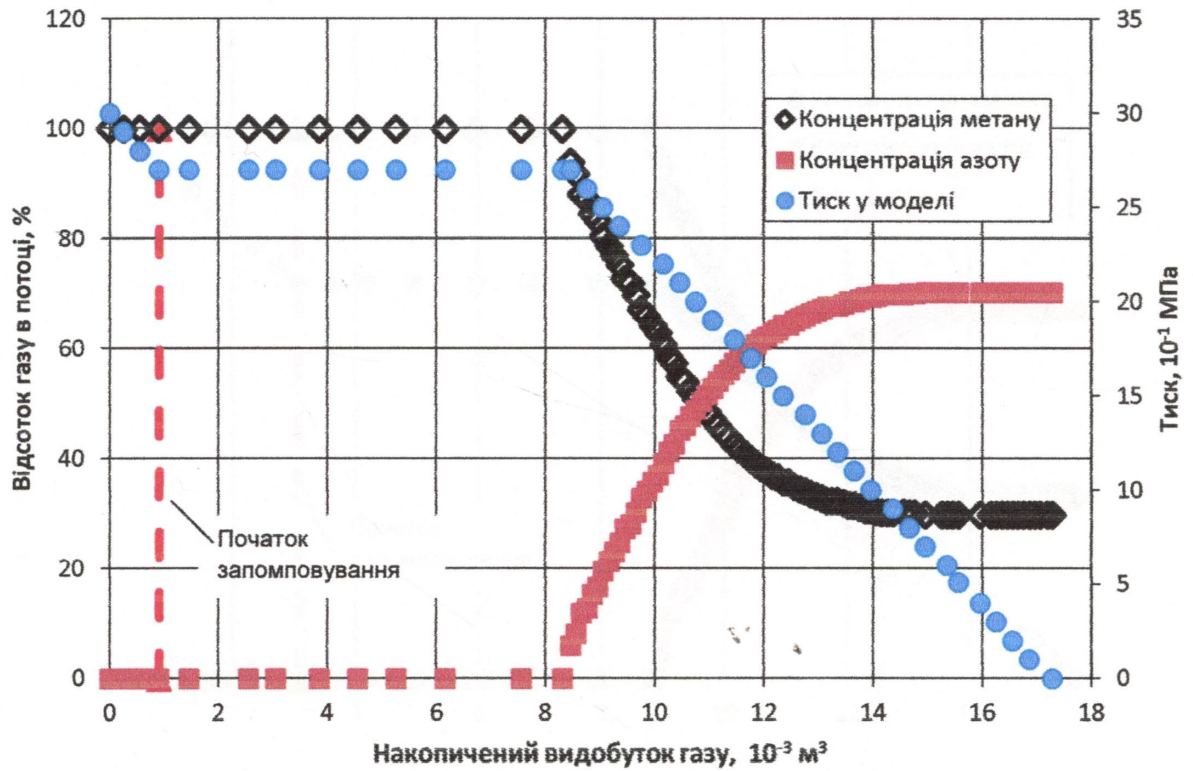


Рисунок 2.14 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації варіанту нагнітання азоту при тиску запомповування рівному 0,9 Рпоч до прориву

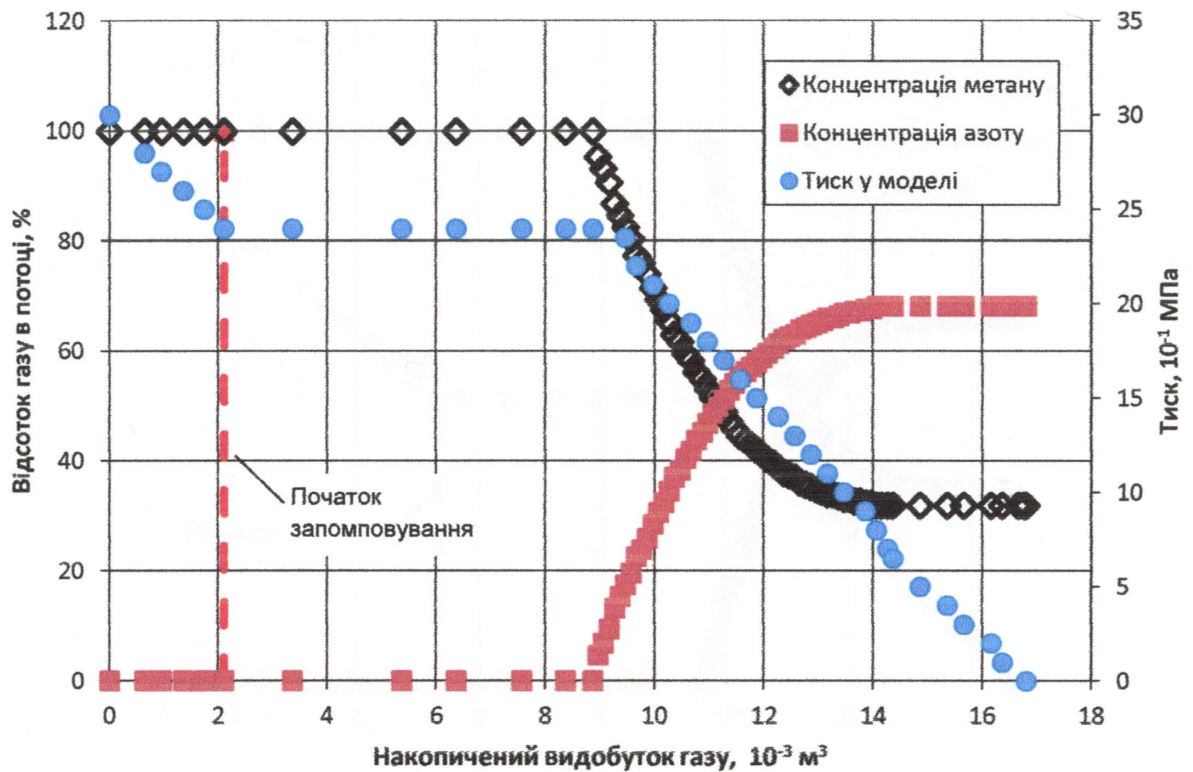


Рисунок 2.15 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації варіанту нагнітання азоту при тиску запомповування рівному 0,8 Рпоч до прориву

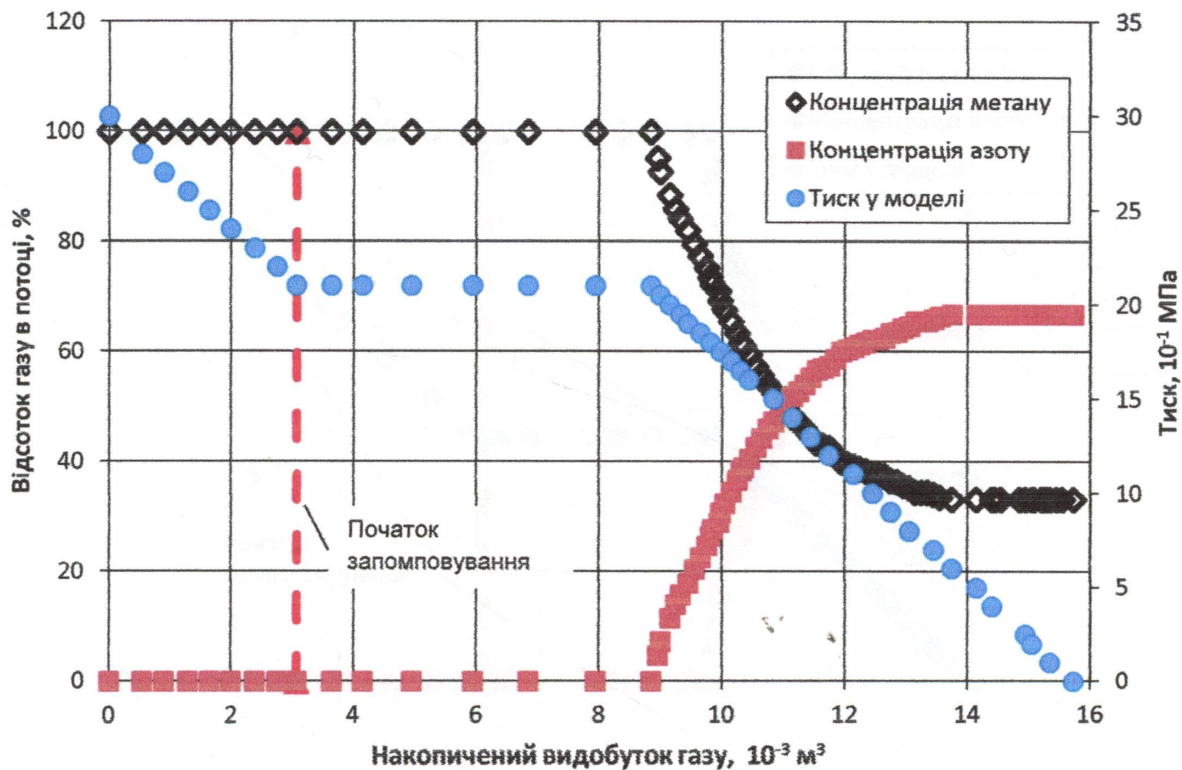


Рисунок 2.16 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації варіанту нагнітання азоту при тиску запомповування рівному 0,7 Рпоч до прориву

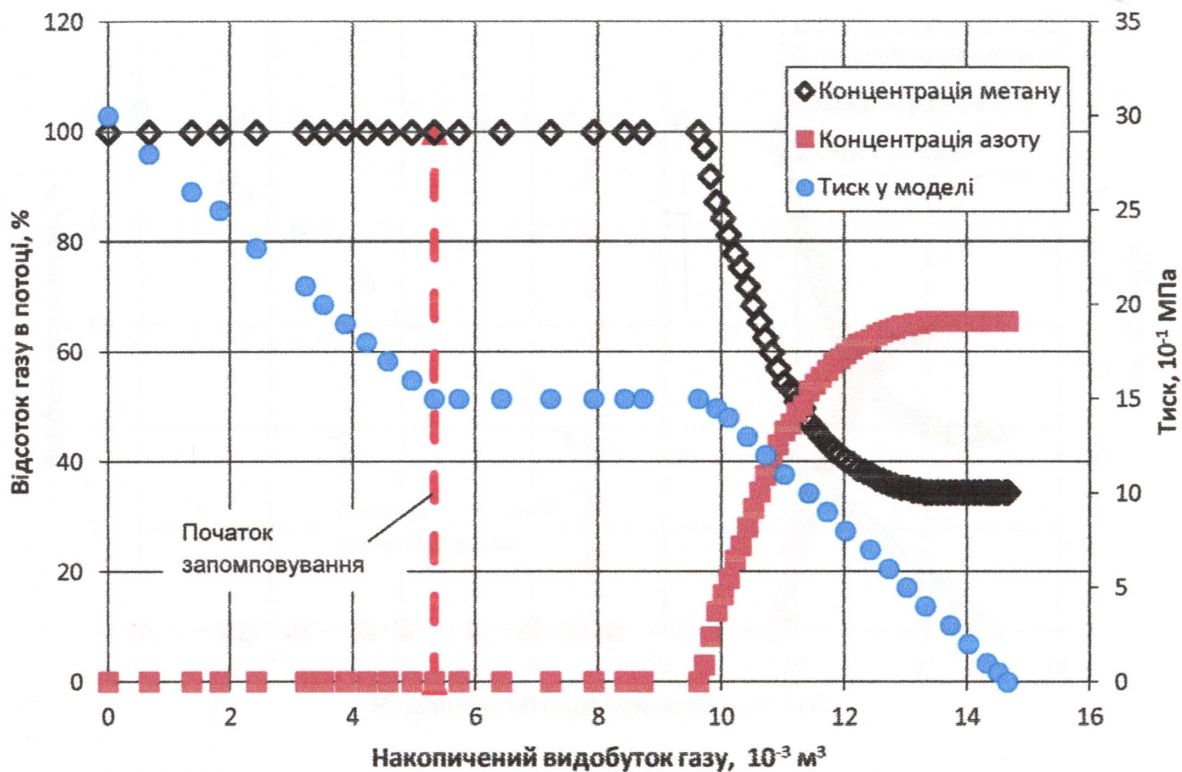


Рисунок 2.17 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації варіанту нагнітання азоту при тиску запомповування рівному 0,5 Рпоч до прориву

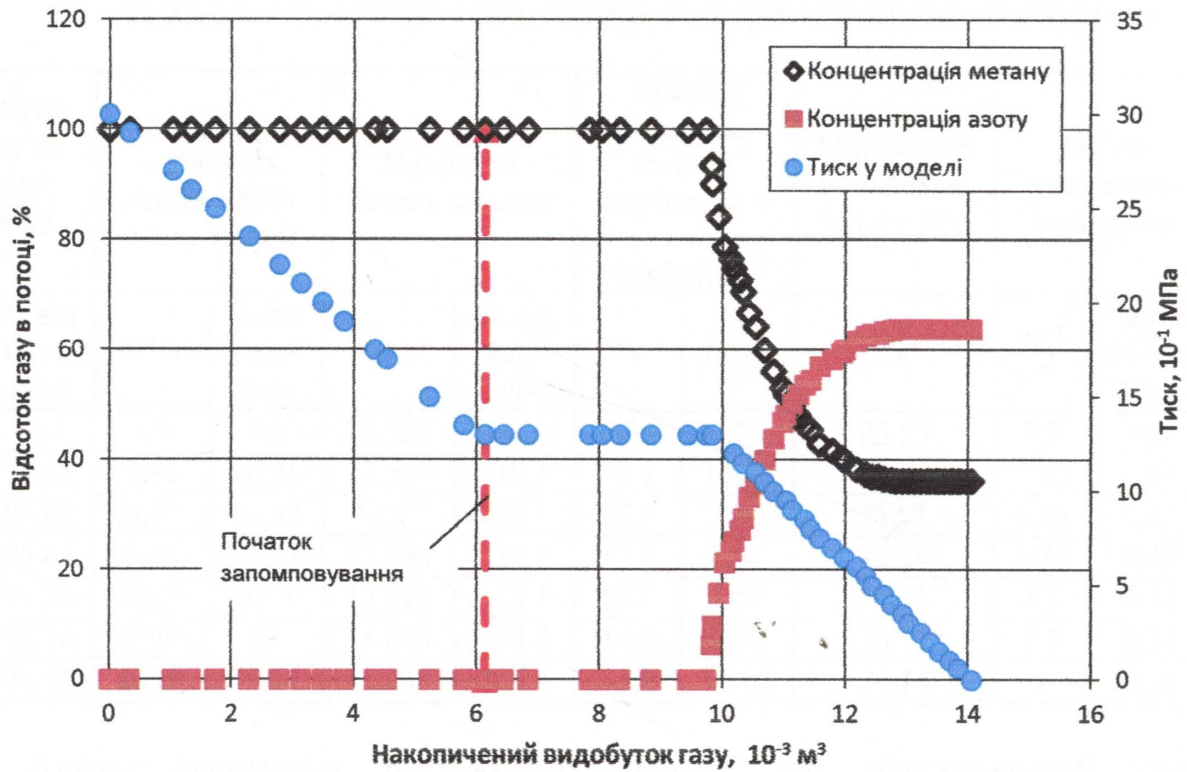


Рисунок 2.18 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації варіанту нагнітання азоту при тиску запомповування 0,4 Рпоч до прориву

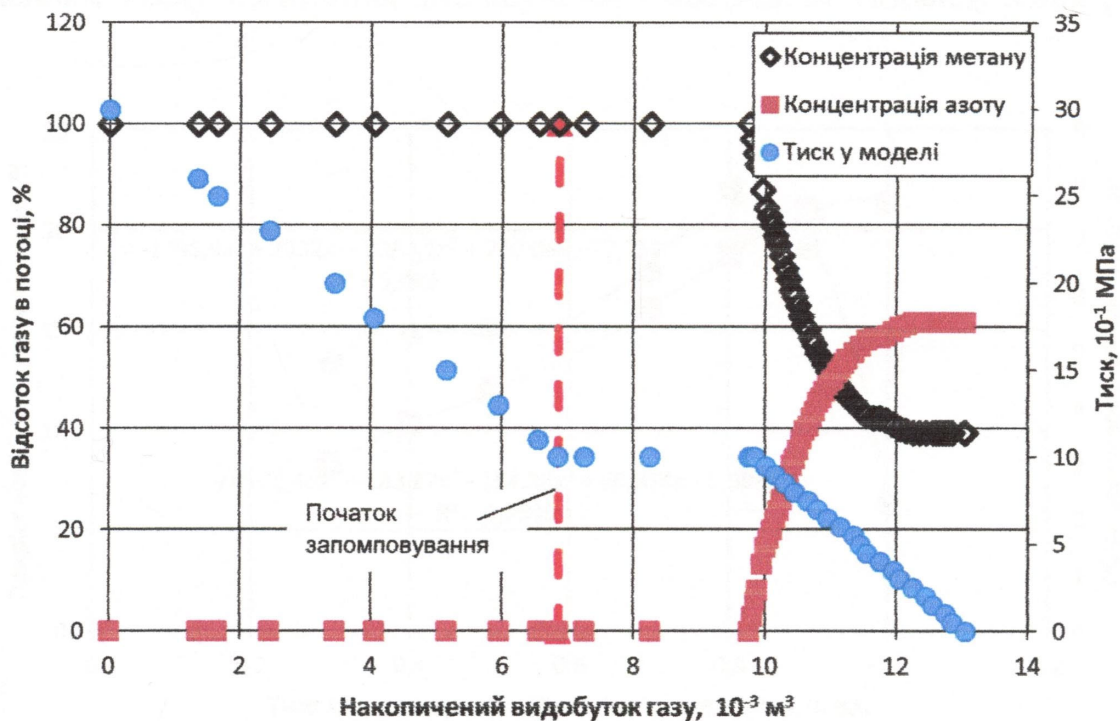
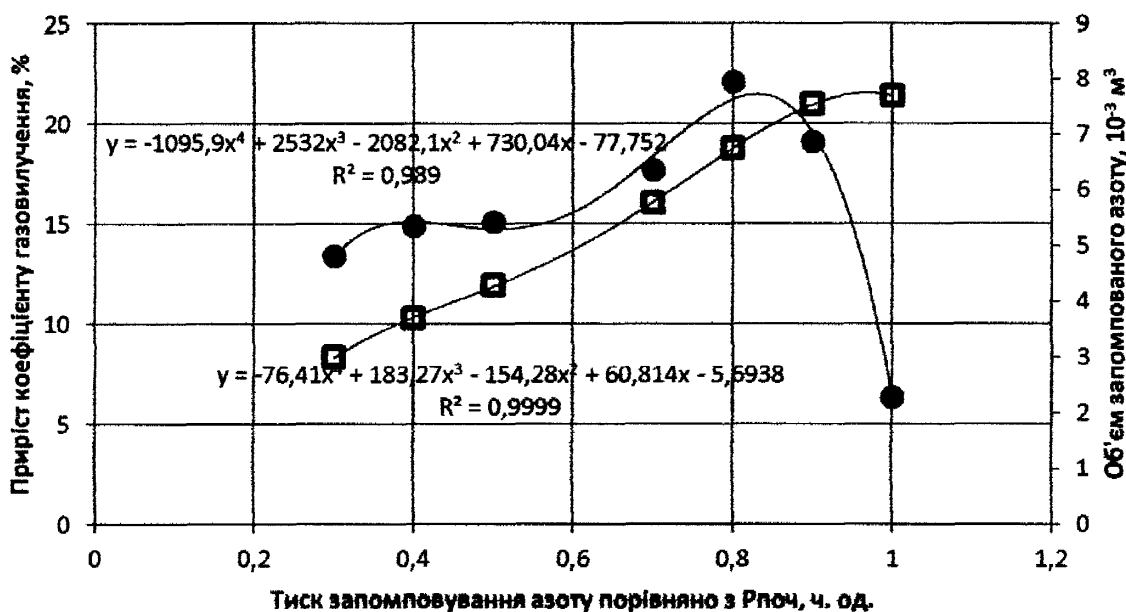


Рисунок 2.19 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації варіанту нагнітання азоту при тиску запомповування рівному 0,3 Рпоч до прориву

Таблиця 2.8 – Зведені результати експериментальних досліджень

Видобуто метану на момент прориву азоту		Видобуто метану на момент 80% концентрації		Видобуто метану загалом		Приріст видобутку метану порівняно з базовим варіантом		Мінімальна концентрація метану	Об'єм запомпованого азоту		\bar{V}
10^{-3} м^3	% від базового	10^{-3} м^3	% від базового	10^{-3} м^3	% від базового	%	10^{-3} м^3	%	10^{-3} м^3	Частка об'єму пор	ч. од.
7.7	74.4	8.9	86	12.726	106.35	6,35	0,76	25.53	7,7	0,6	0.099
8.3	79.88	8.95	86.21	12.369	119.1	19.1	1.979	29.78	7.55	0.61	0.26
8.86	86,02	9,47	91,98	12,57	122,1	22,5	2,32	31,91	6,76	0,65	0.34
8.84	85.41	9.44	91.27	12.194	117.7	17,7	1,84	33.19	5,78	0,47	0.32
9.62	91.36	10.05	95.5	13.815	115.1	15,1	1,58	34.46	4,3	0,41	0.37
9.73	94.74	9.95	97	11.863	114.9	14.9	1,55	36.17	3,7	0,31	0.42
9.75	96.15	10.06	99.17	11.503	113.4	13,4	1,363	39.14	3	0,26	0.45

Аналіз отриманих результатів показує, що максимальний приріст коефіцієнту газовилучення досягається при нагнітанні азоту з тиском 0,8Рпоч (рисунок 2.20). При цьому додатково видобувається близько 23% метану. Зі зменшенням тиску нагнітання зменшується і коефіцієнт газовилучення [17, 58, 59].



- Приріст видобутку метану порівняно з базовим
- Кількість запомпованого азоту

Рисунок 2.20 – Графічна інтерпретація результатів експериментів по витісненню метану азотом

Для обґрунтування вибору методу, який забезпечить найбільший техніко-технологічний та економічний ефект потрібно щоб виконувалась умова максимізації питомого об'єму додаткового видобутку газу та коефіцієнта газовилучення:

$$T = F(\max(\bar{V}), \max(\beta_2)) \quad (2.6)$$

Питомий об'єм додатково видобутого газу (\bar{V}) – це відношення приросту видобутку метану до об'єму запомпованого витіснювального агента (в даному випадку азоту чи діоксиду вуглецю). Іншими словами це той об'єм метану, який буде додатково видобутий при запомпуванні в пласт одиниці об'єму азоту (діоксиду вуглецю).

$$\bar{V} = \frac{\Delta V_{CH_4}}{V_{N_2(CO_2)}} \quad (2.7)$$

З метою глибшого аналізу результатів експериментів побудовано залежність абсолютного ланцюгового приросту коефіцієнта газовилучення та абсолютного ланцюгового приросту питомої кількості закачаного азоту від тиску запомповування азоту порівняно з початковим тиском (рисунок 2.21).

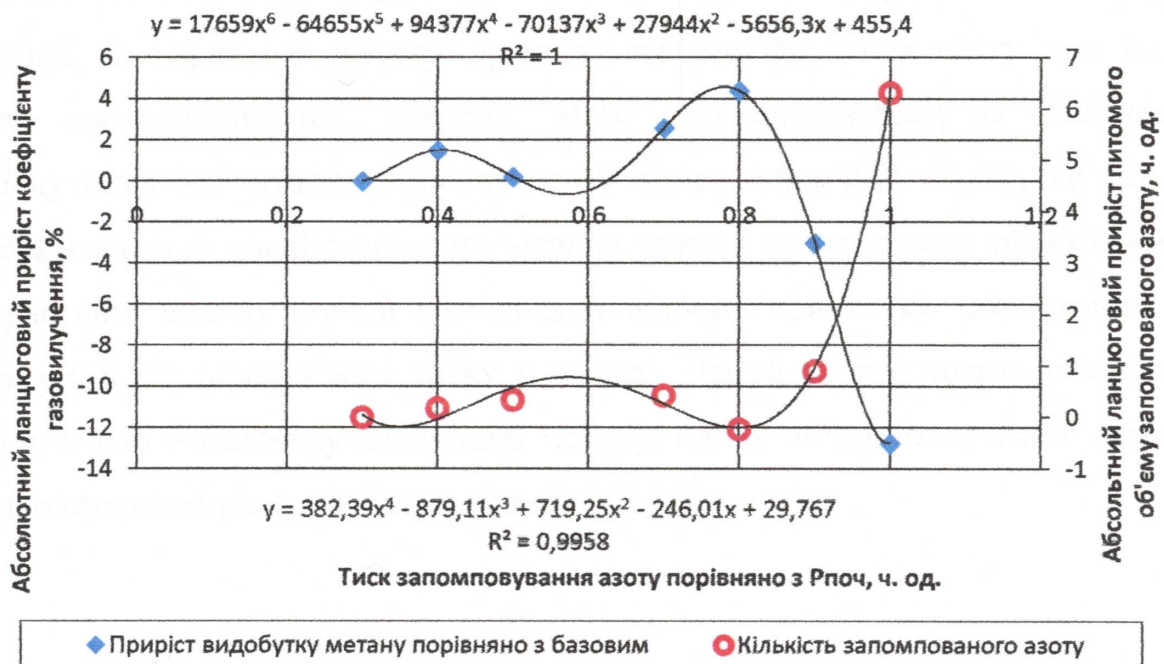


Рисунок 2.21 - Відносні результати експериментальних досліджень

Результати проведених досліджень свідчать, що найбільше метану на момент прориву азоту видобувається при використанні методу часткової компенсації відбору (зі зменшенням пластового тиску). Для даного варіанту також досягається мінімізація питомого об'єму запомпованого витіснювального агенту, проте при цьому спостерігається найменший кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Аналіз результатів проведених експериментів свідчить, що поставлена умова досягається при закачці азоту при тиску рівному 0,8 від початкового пластового тиску при повній компенсації відбору (з підтримуванням пластового тиску). Даний варіант дозволяє забезпечити максимізацію коефіцієнта газовилучення при мінімізації кількості закачаного витіснювального агенту.

На нашу думку фізичний зміст цього процесу пояснюється механізмом адсорбційно-десорбційних процесів та витіснювальними характеристиками азоту. Зокрема, як було описано раніше, при закачуванні азоту зменшується парціальний тиск для метану, що ініціює його десорбцію. Чим вищим буде тиск закачування азоту, тим більше метану буде десорбуватись. Однак, беручи до уваги досліджені витіснювальні та фізико-хімічні властивості азоту, зі зростанням тиску закачування зменшується час його прориву до виходу з моделі. Саме це пояснює неефективність методу підвищеної компенсації відбору для інтенсифікації десорбції та порівняно високу ефективність використання азоту при низьких тисках закачування, що, зокрема, чітко прослідковується за коефіцієнтом газовилучення на момент прориву азоту (див. табл. 2.7). Тому, як показали експериментальні дослідження, нагнітання азоту є максимально ефективним при використанні методу повної компенсації відбору при тиску закачування азоту рівному 0,8 від початкового тиску у моделі. Даний тиск є досить високим, що ініціює більш інтенсивну десорбцію метану, однак не дозволяє азоту порівняно швидко прориватись до виходу з моделі.

2.5.3 Експериментальні дослідження з інтенсифікації десорбції природного газу з поверхні породи з використанням діоксиду вуглецю

Наступну серію лабораторних експериментів проведено з використанням діоксиду вуглецю в якості заміщувального агенту. Експериментальні дослідження проводились для варіантів, аналогічних як для азоту [58, 59]:

1) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,8 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ при цьому ж тиску при повній компенсації відбору. Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

2) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,8 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ з поступовим підвищенням тиску в моделі (підвищена компенсація відбору). Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

3) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,8 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ з поступовим падінням тиску в моделі (часткова компенсація відбору). Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

Результати даної серії експериментальних досліджень наведено на рисунках 2.22-2.24 та в таблиці 2.9.

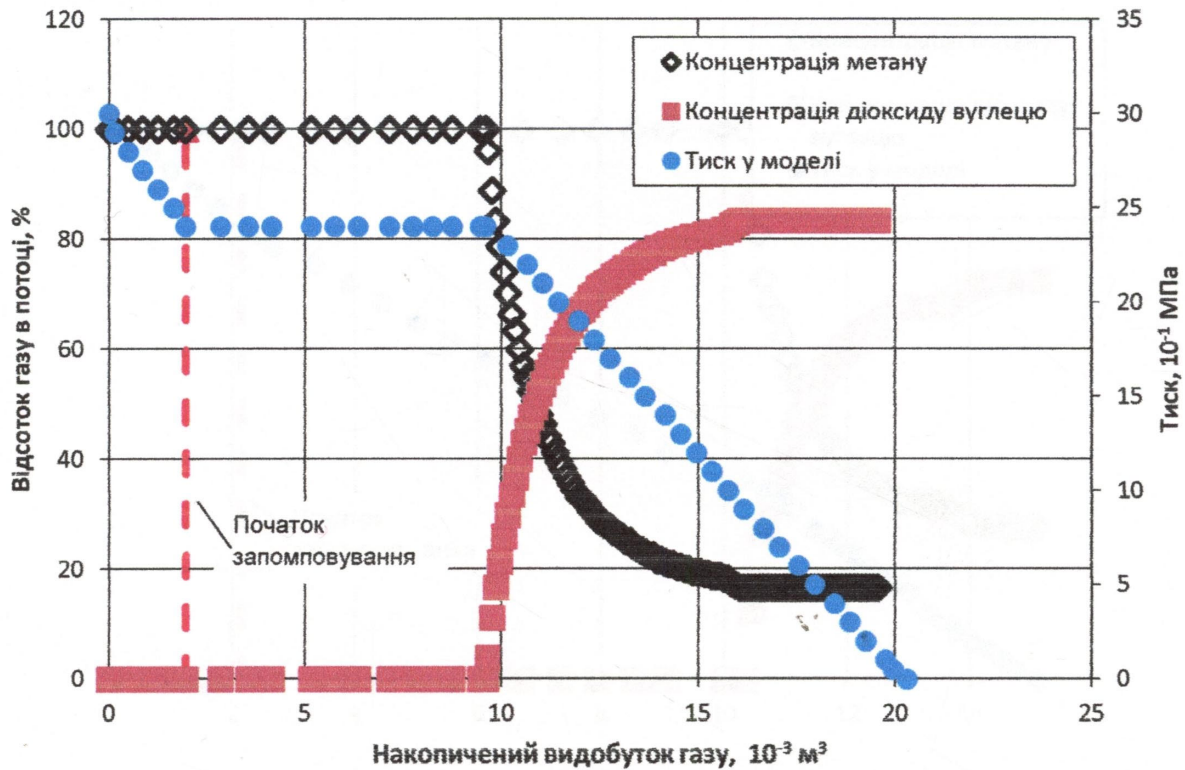


Рисунок 2.22 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації першого варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному $0,8 R_{\text{поч}}$ до прориву

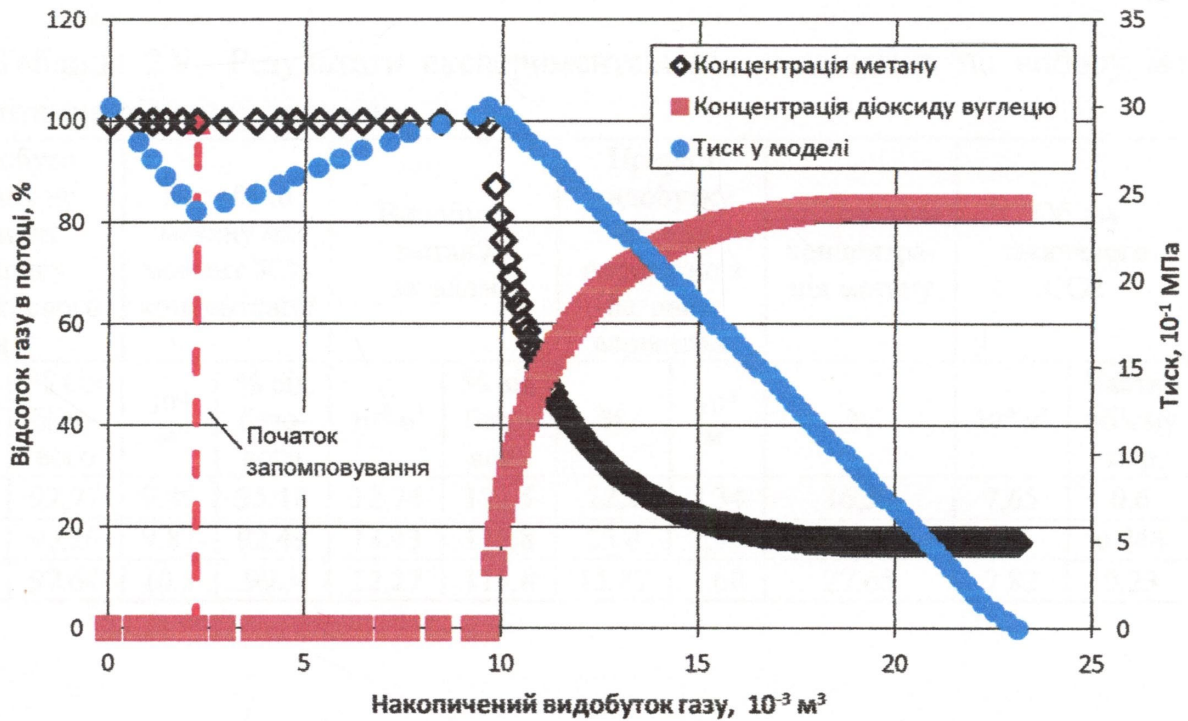


Рисунок 2.23 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації другого варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному $0,8 R_{\text{поч}}$ з підвищеною компенсацією відбору до прориву

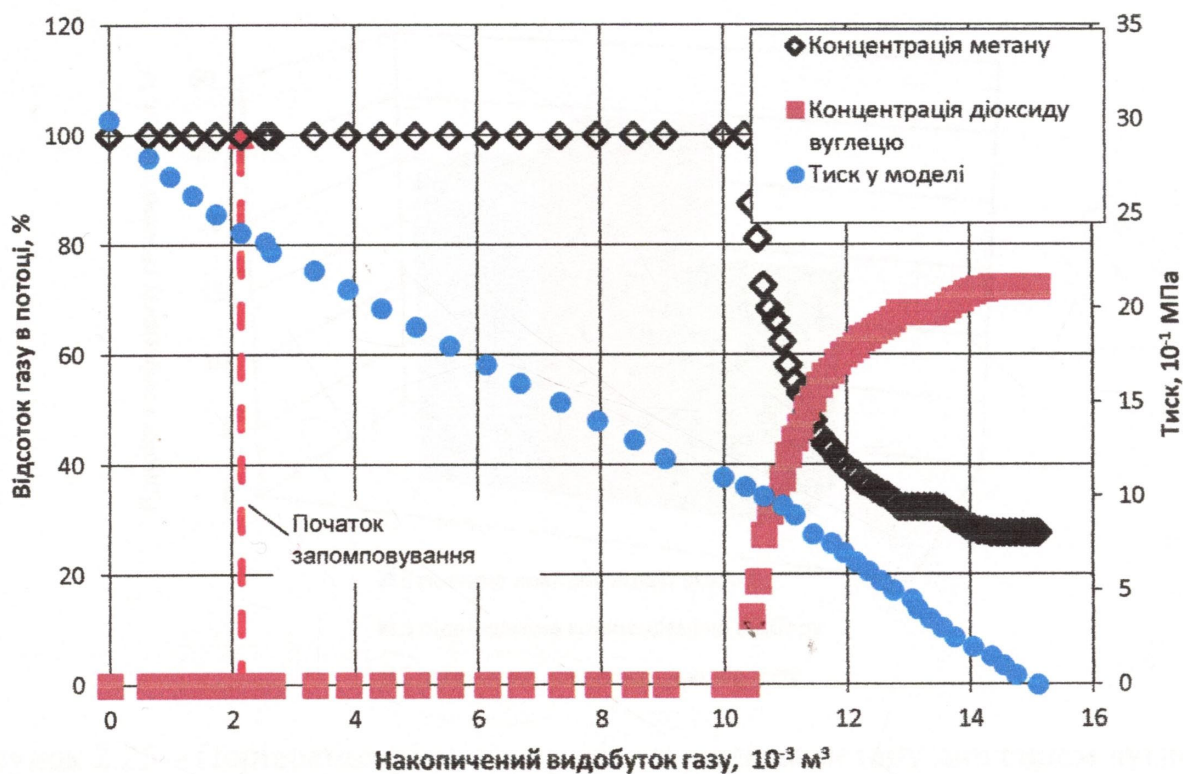


Рисунок 2.24 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації третього варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному 0,8 Рпоч до прориву

Таблиця 2.9 – Результати експериментальних досліджень по вибору методу нагнітання діоксиду вуглецю

Видобуто метану на момент прориву вуглекислого газу		Видобуто метану на момент 80% концентрації		Видобуто метану загалом		Приріст видобутку метану порівняно з базовим варіантом		Мінімальна концентрація метану	Об'єм закачаного CO ₂		\bar{V}
10 ⁻³ м ³	% від базового	10 ⁻³ м ³	% від базового	10 ⁻³ м ³	% від базового	%	10 ⁻³ м ³		%	10 ⁻³ м ³	
9,648	92,77	9,89	95,18	12,74	122,5	22,5	2,34	16,59	7,65	0,6	0,305
9,64	90,26	9,87	92,49	13,43	125,8	25,8	2,75	17,02	10	0,744	0,28
10,34	97,64	10,5	99,3	12,27	115,8	15,87	1,68	27,65	2,82	0,23	0,6

Порівняння різних методів запомповування діоксиду вуглецю наведено на рисунку 2.25.

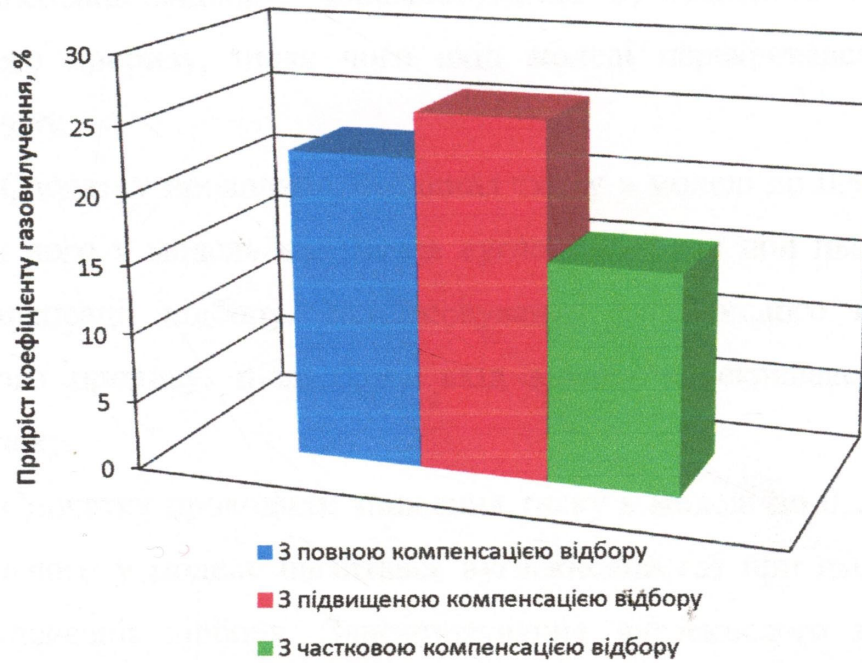


Рисунок 2.25 – Порівняння різних методів заміщення метану діоксидом вуглецю

Аналіз результатів досліджень показує, що методи повної та підвищеної компенсації відбору дозволяють отримати вищі коефіцієнти газовилучення, порівняно з методом часткової компенсації відбору. Тому подальші дослідження проведено саме для цих двох методів з метою визначення тиску запомповування діоксиду вуглецю, при якому буде досягнуто максимізації коефіцієнта газовилучення. Спочатку приведемо результати досліджень з використанням методу повної компенсації відбору:

1) В початковий момент часу при початковому тиску при повній компенсації відбору. Нагнітання відбувалось до початку прориву вуглекислого газу, після чого здійснювали зниження тиску у моделі та вилучення решти газу.

2) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,8 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ при цьому ж тиску при повній компенсації відбору. Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

3) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,6 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ при цьому ж тиску при

повній компенсації відбору. Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

4) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,4 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ при цьому ж тиску при повній компенсації відбору. Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

5) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,2 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ при цьому ж тиску при повній компенсації відбору. Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

Результати експериментів по заміщенню метану діоксином вуглецю наведено на рисунках 2.26-2.30 та в таблиці 2.10.

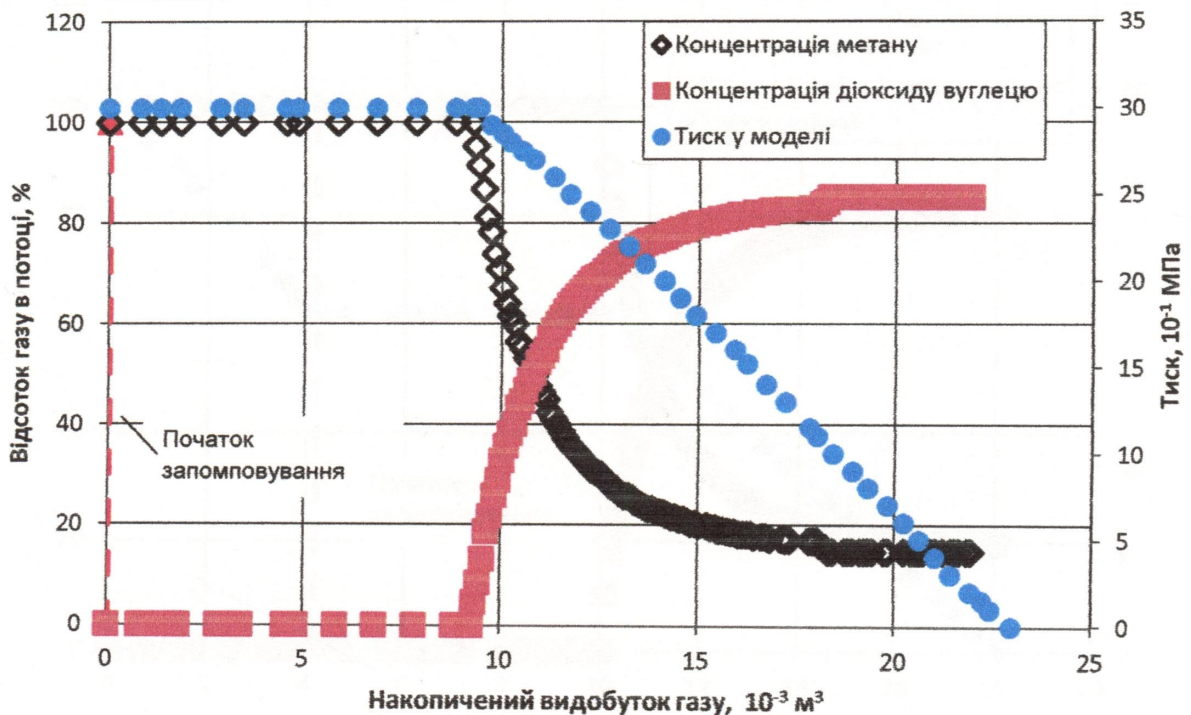


Рисунок 2.26 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації першого варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному 1 Рпоч до прориву

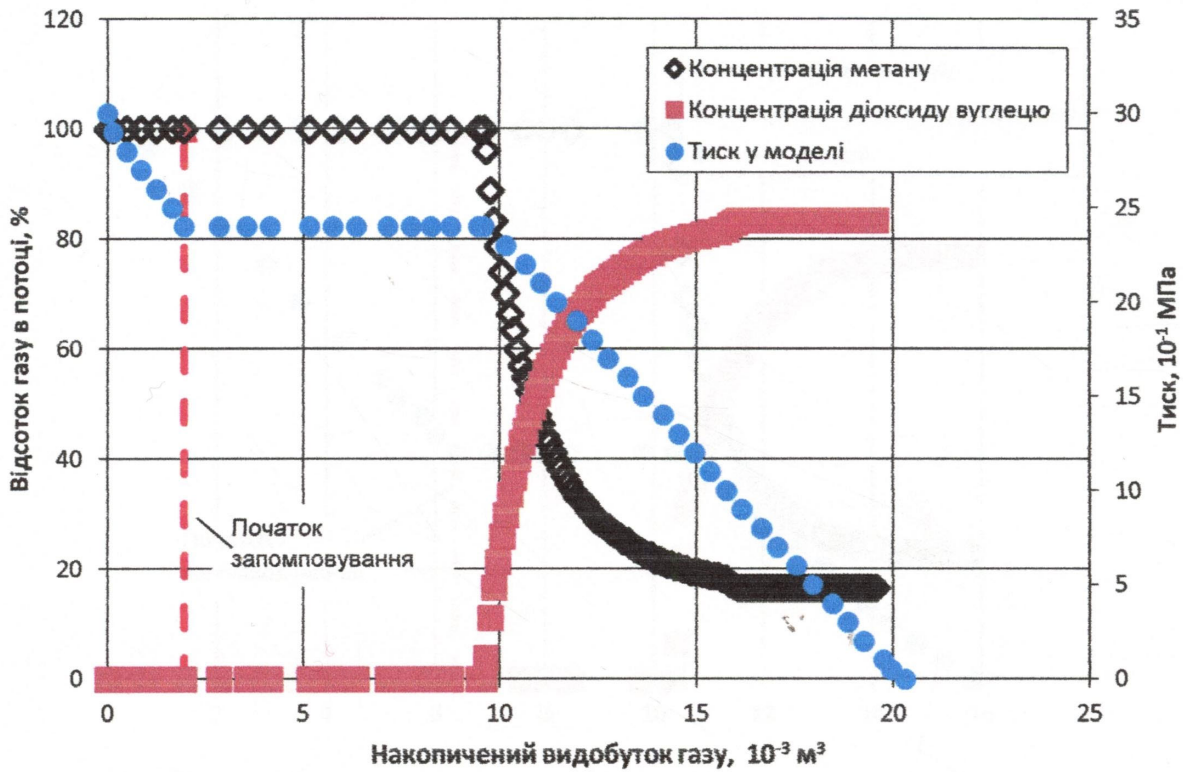


Рисунок 2.27 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації другого варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному 0,8 Рпоч до прориву

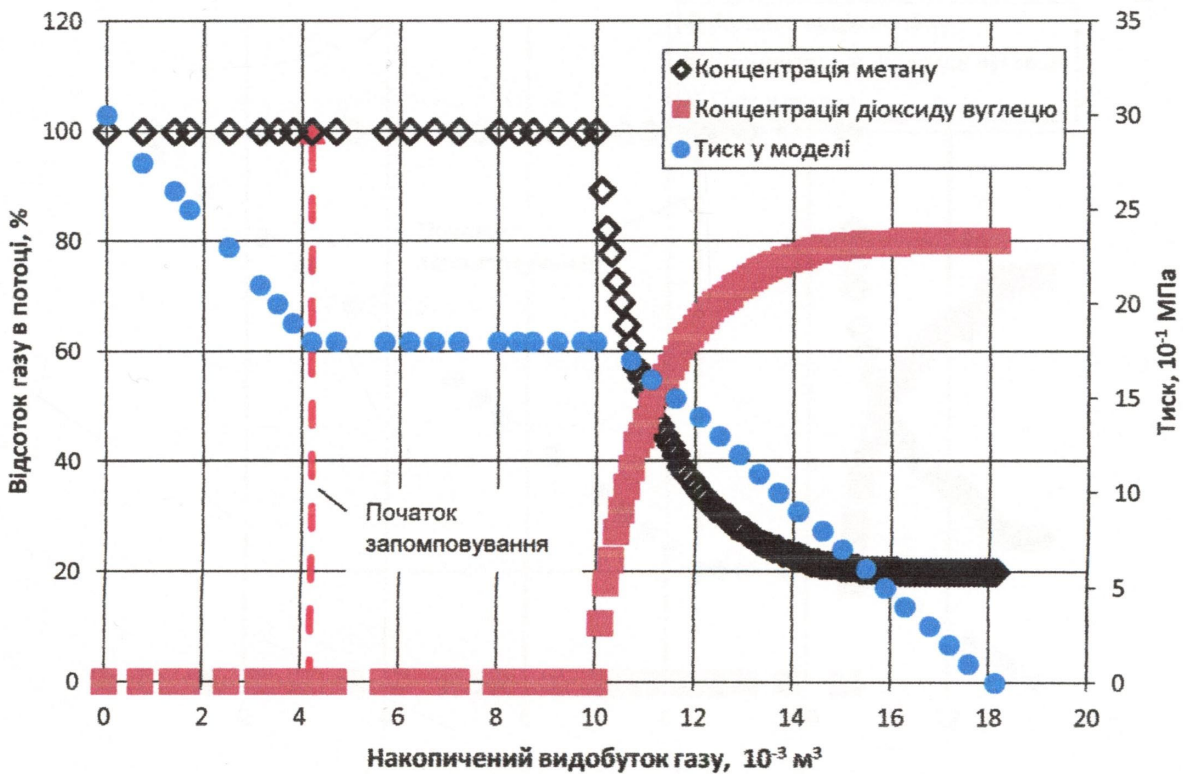


Рисунок 2.28 – Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації третього варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному 0,6 Рпоч до прориву

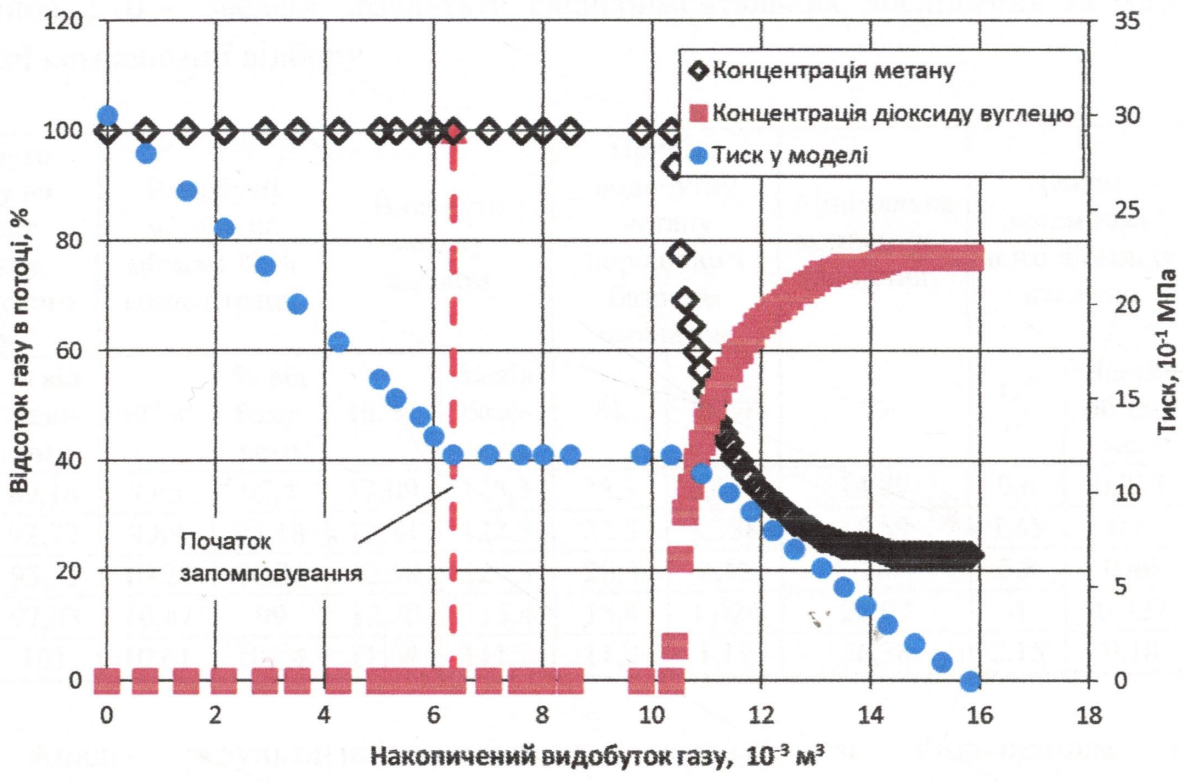


Рисунок 2.29 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації четвертого варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному 0,4 Рпоч до прориву

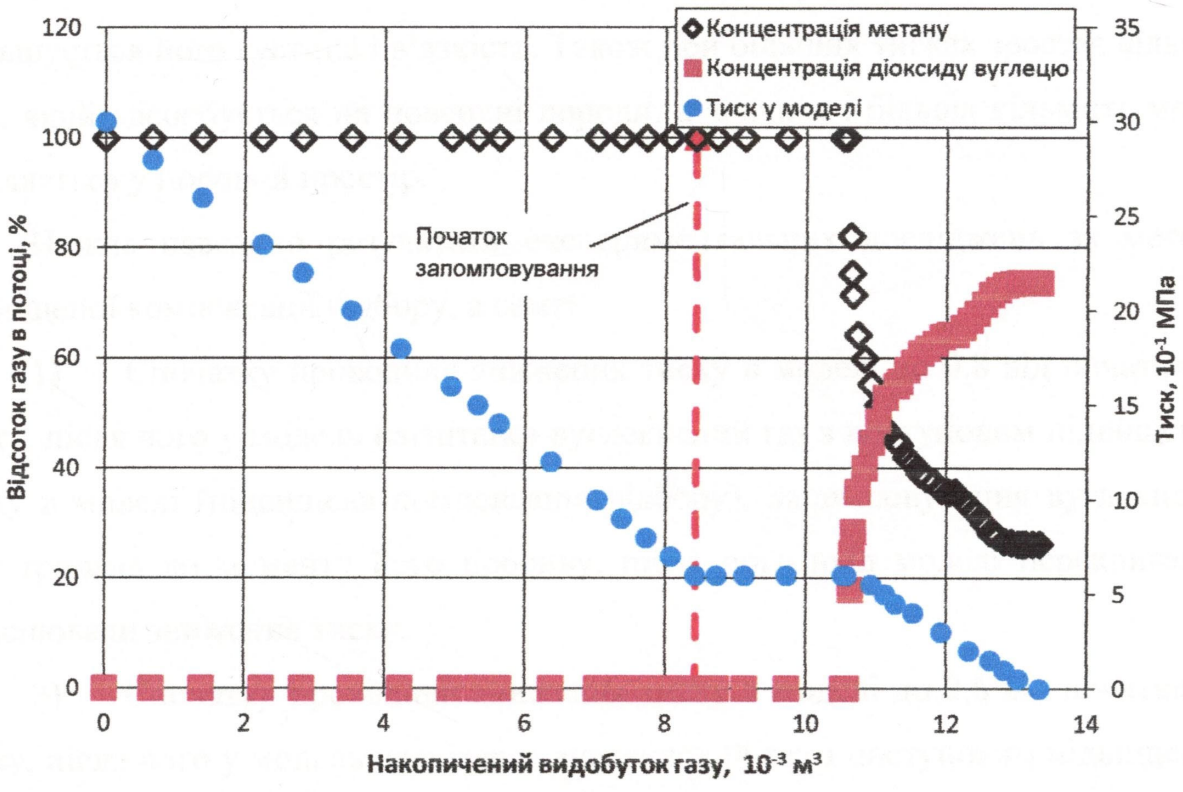


Рисунок 2.30 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації п'ятого варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному 0,2 Рпоч до прориву

Таблиця 2.10 – Зведені результати експериментальних досліджень за методом повної компенсації відбору

Видобуто метану на момент прориву вуглекислого газу		Видобуто метану на момент 80% концентрації		Видобуто метану загалом		Приріст видобутку метану порівняно з базовим варіантом		Мінімальна концентрація метану	Об'єм запомпованого діоксиду вуглецю		\bar{V}
10^3 м^3	% від базового	10^3 м^3	% від базового	10^3 м^3	% від базового	%	10^3 м^3	%	10^3 м^3	Частка об'єму пор	ч. од.
9,317	89,16	9,65	92,4	13,09	125,3	25,3	2,646	14,89	9,6	0,733	0,28
9,648	92,77	9,89	95,18	12,74	122,5	22,5	2,338	16,59	7,65	0,6	0,31
9,99	95,51	10,24	96,36	12,58	120,3	20,3	2,12	20	5,8	0,46	0,37
10,35	97,83	10,47	99	12,20	115,4	15,4	1,624	22,97	4	0,327	0,41
10,57	101	10,61	101,4	11,64	111,2	11,2	1,17	26,38	2,15	0,18	0,55

Аналіз результатів досліджень показує, зі збільшенням тиску запомповування CO_2 зростає об'єм додатково видобутого метану, чого не спостерігалось при використанні азоту. Це пояснюється тим, що при високих тисках витіснювальні властивості CO_2 підвищуються, оскільки зростає збільшується його густина і в'язкість. Також при більших тисках зростає кількість CO_2 , який адсорбується на поверхні породи, а значить і більша кількість метану виділяється у поровий простір.

Нижче наведено результати експериментальних досліджень за методом підвищеної компенсації відбору, а саме:

1) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,8 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ з поступовим підвищенням тиску в моделі (підвищена компенсація відбору). Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

2) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,6 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ з поступовим підвищенням тиску в моделі (підвищена компенсація відбору). Запомповування вуглекислого

газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

3) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,4 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ з поступовим підвищенням тиску в моделі (підвищена компенсація відбору). Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

4) Спочатку проводили зниження тиску в моделі до 0,2 від початкового тиску, після чого у модель нагнітався вуглекислий газ з поступовим підвищенням тиску в моделі (підвищена компенсація відбору). Запомповування вуглекислого газу тривала до моменту його прориву, після чого вхід моделі перекривався і здійснювали зниження тиску.

Результати досліджень зображено на рисунках 2.31-2.35 та в таблиці 2.11.

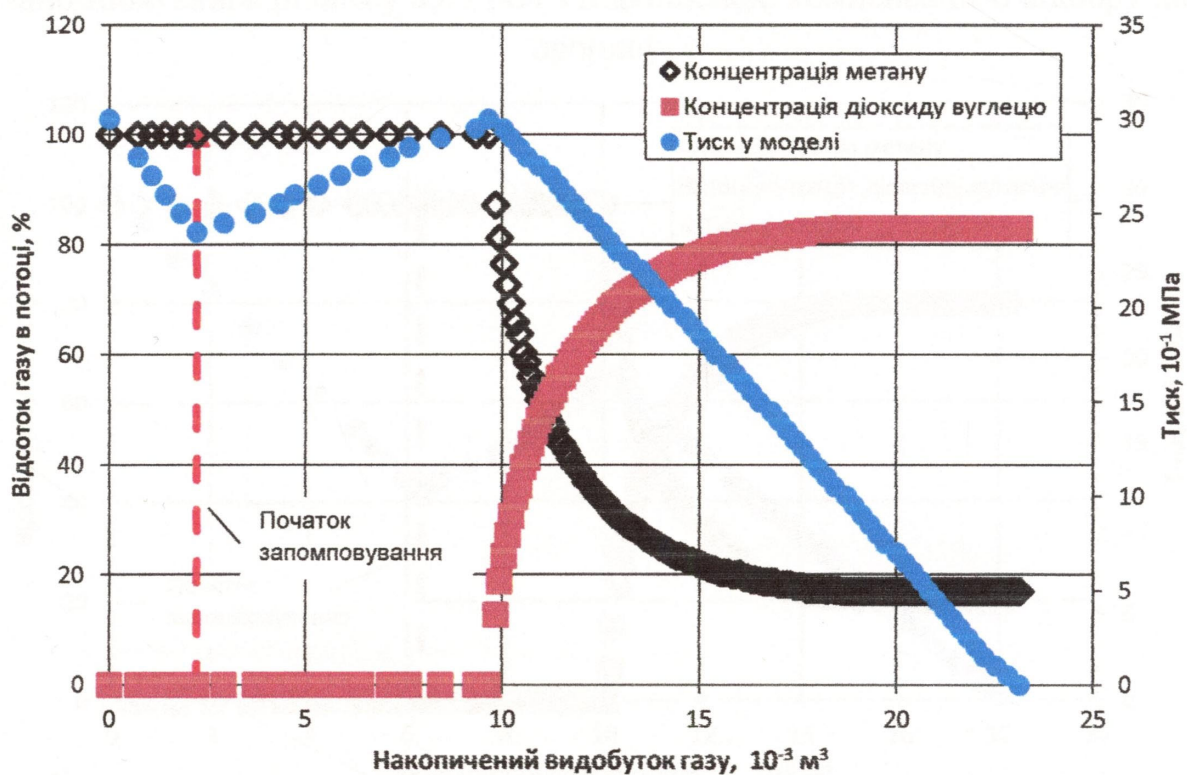


Рисунок 2.31 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації першого варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному 0,8 Р_{поч} з підвищеною компенсацією відбору до прориву

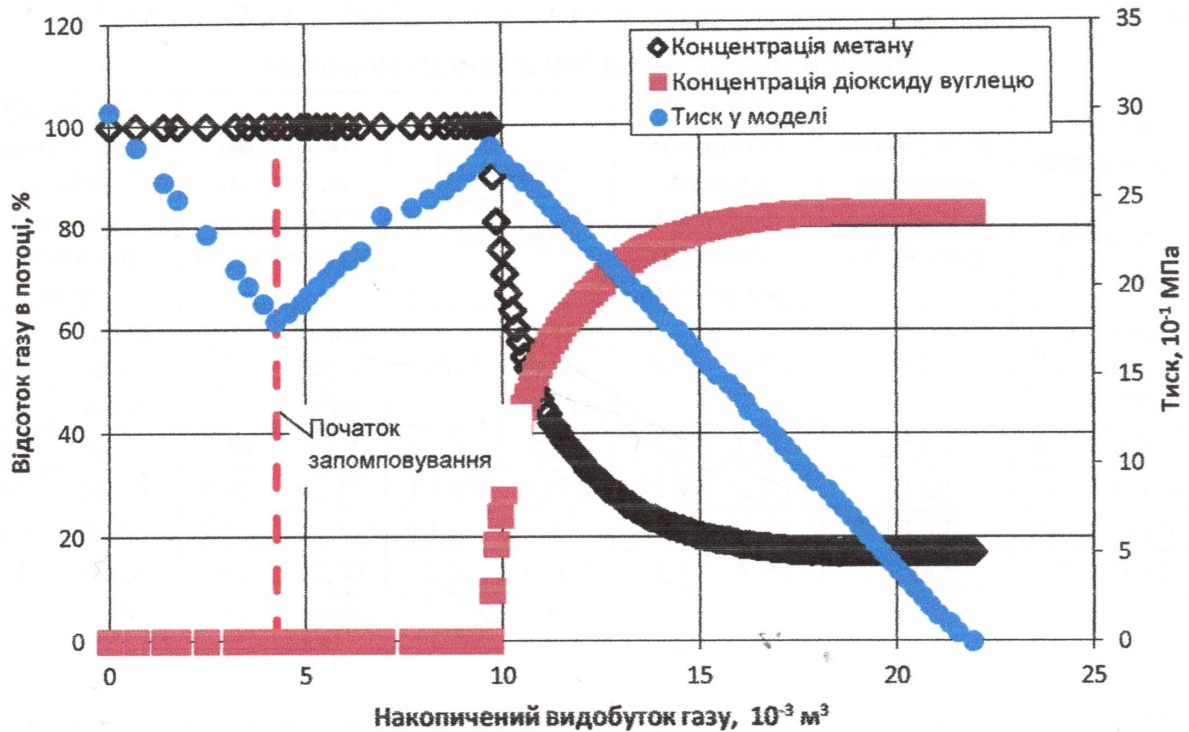


Рисунок 2.32 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації другого варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному 0,6 Рпоч з підвищеною компенсацією відбору до прориву

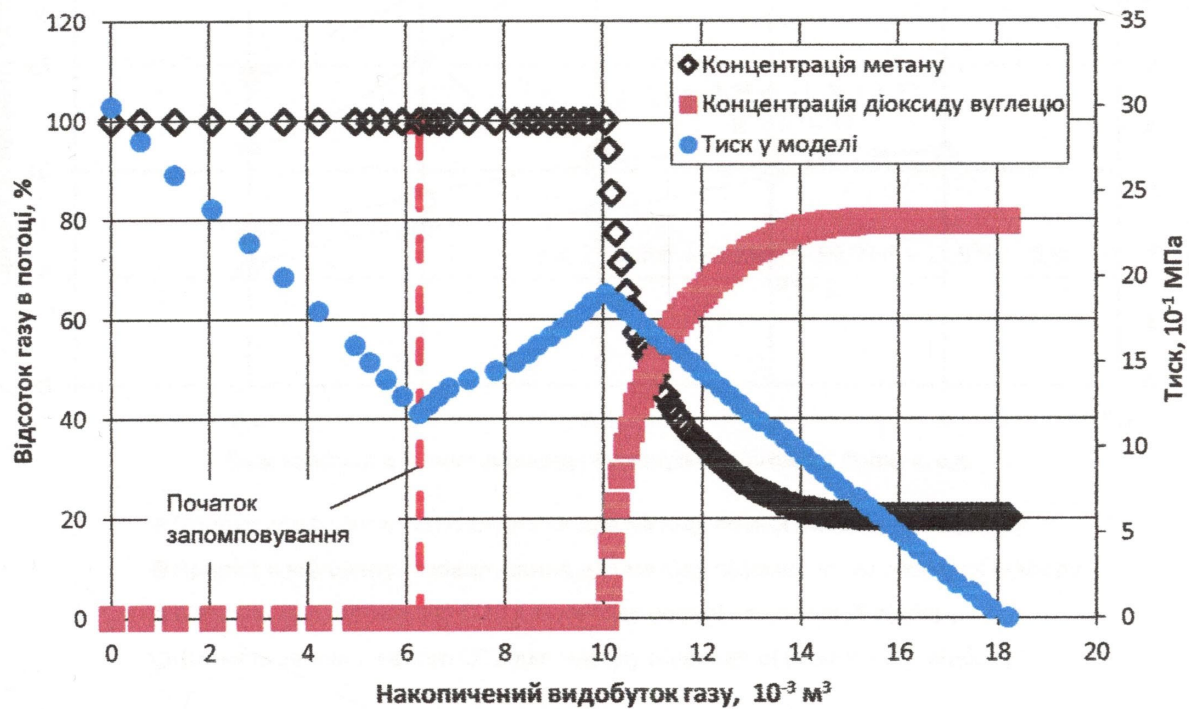
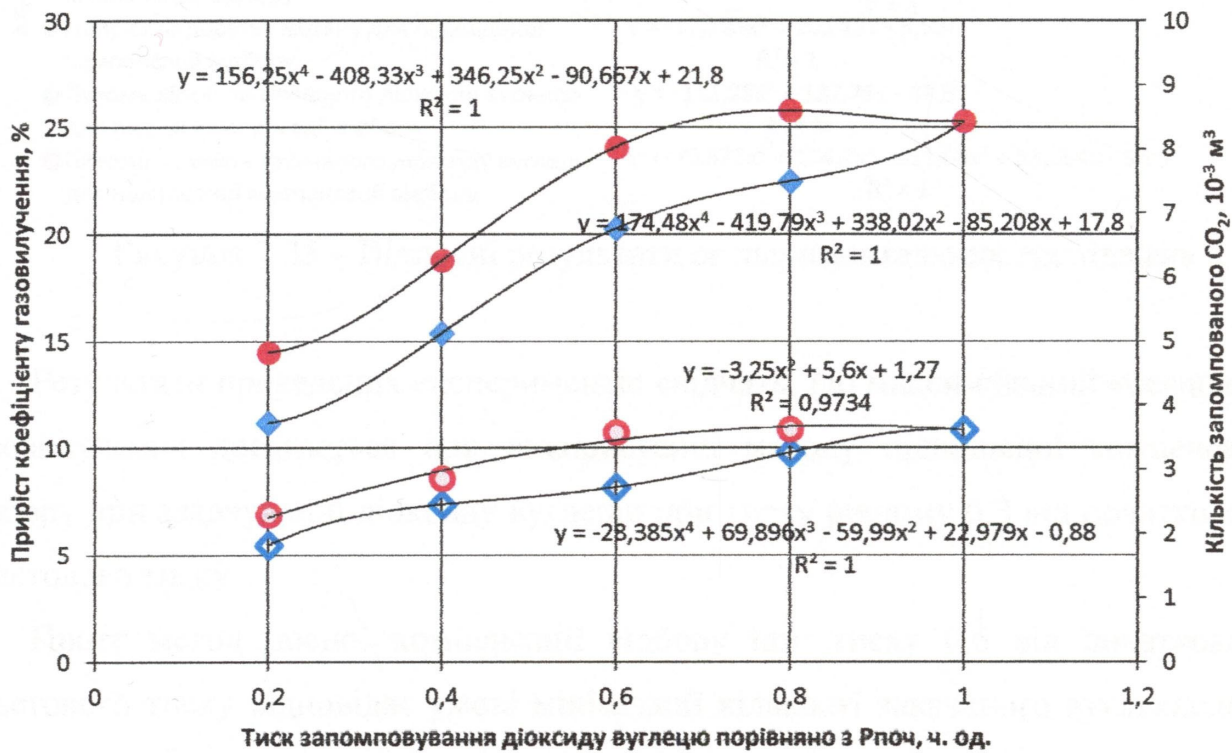


Рисунок 2.33 - Зміна тиску та вмісту компонентів у видобувному газі у процесі реалізації третього варіанту нагнітання діоксиду вуглецю при тиску запомповування рівному 0,4 Рпоч з підвищеною компенсацією відбору до прориву

Таблиця 2.11 – Зведені результати експериментальних досліджень за методом підвищеної компенсації відбору

Варіант	Видобуто метану на момент прориву вуглекислого газу		Видобуто метану на момент 80% концентрації		Видобуто метану загалом		Приріст видобутку метану порівняно з базовим варіантом		Мінімальне значення концентрації метану	Об'єм запомпованого діоксиду вуглецю		\bar{V}
	10^{-3} м^3	% від базового	10^{-3} м^3	% від базового	10^{-3} м^3	% від базового	%	10^{-3} м^3	%	10^{-3} м^3	Частка об'єму пор	ч. од.
1	9,32	89,16	9,65	92,4	13,09	125,3	25,3	2,646	14,89	9,6	0,733	0,28
2	9,64	90,26	9,87	92,49	13,43	125,8	25,8	2,75	17,02	10	0,744	0,28
3	9,69	92,46	9,81	93,67	12,99	124	24	2,51	17,02	9	0,69	0,28
4	10,1	95,26	10,2	97,02	12,52	118,8	18,8	1,98	20,42	5,7	0,455	0,35



- ◆ Приріст коефіцієнту газовилучення для методу повної компенсації відбору
- Приріст коефіцієнту газовилучення для методу підвищеної компенсації відбору
- ◆ Кількість запомпованого CO₂ для методу повної компенсації відбору
- Кількість запомпованого CO₂ для методу підвищеної компенсації відбору

Рисунок 2.34 - Графічна інтерпретація результатів експериментів по заміщенню метану діоксидом вуглецю

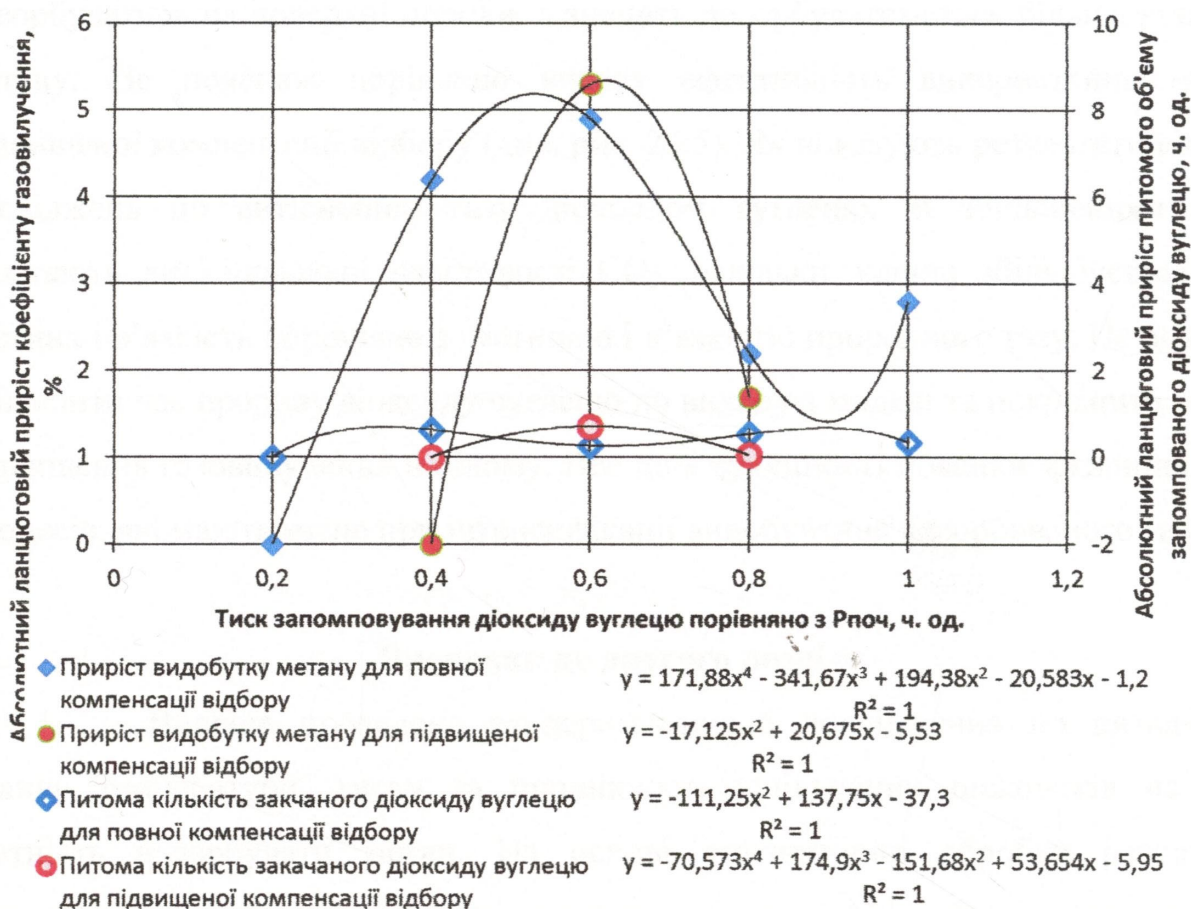


Рисунок 2.35 – Відносні результати експериментальних досліджень

Результати проведених експериментів свідчать, що максимальний коефіцієнт газовилучення досягається при використанні методу підвищеної компенсації відбору при закачуванні діоксиду вуглецю при тиску рівному 0,8 від початкового пластового тиску.

Проте метод повної компенсації відбору при тиску 0,6 від початкового пластового тиску відповідає умові мінімізації кількості закачаного вуглекислого газу та максимізації кінцевого коефіцієнта газовилучення. Тому саме його рекомендується до впровадження [58, 59].

Фізична суть процесу інтенсифікації десорбції метану з поверхні порового простору нагнітанням діоксиду вуглецю полягає у тому, що CO₂ краще адсорбується на поверхні породи (див. рис. 2.6) тим самим вивільняючи метан у поровий простір. Беручи до уваги ізотерми адсорбції метану і CO₂ можна зробити висновок, що зі збільшенням тиску закачування більша кількість CO₂ буде

адсорбуватись на поверхні породи, а значить десорбуватиметься більша кількість метану. Це пояснює порівняно високу ефективність використання методу підвищеної компенсації відбору (див. рис. 2.25). Як показують результати відомих досліджень по витісненню газу діоксидом вуглецю, зі збільшенням тиску зростають витіснювальні властивості CO_2 , оскільки значно збільшується його густина і в'язкість порівняно з густиною і в'язкістю природного газу. Це дозволяє збільшити час прориву діоксиду вуглецю до виходу з моделі та покращити процес підвищення газовилучення в цілому. Все це в сукупності пояснює фізичний зміст процесів, які мають місце при інтенсифікації видобування адсорбованого газу.

Висновки до другого розділу

1. Вперше проведено експериментальні дослідження по визначенню впливу температури, тиску та проникності ущільнених пісковиків на їхню здатність адсорбувати метан. На основі статистичної обробки результатів експериментальних досліджень запропоновано емпіричну залежність, яка дозволяє оцінити питомий об'єм адсорбованого газу залежно від проникності колектора, тиску та температури.

2. Проведено експериментальні дослідження та визначено відносну адсорбційну здатність метану, азоту та діоксиду вуглецю на поверхні ущільнених пісковиків. Обґрунтовано напрямки підвищення коефіцієнта газовилучення за рахунок інтенсифікації видобутку адсорбованого на поверхні порового простору газу.

3. Вперше проведено експериментальні дослідження з метою обґрунтування вибору методу інтенсифікації видобутку адсорбованого газу з використанням неуглеводневих газів та дослідження по визначенню тиску початку запомповування заміщувальних агентів. Обґрунтовано фізичний зміст процесів, які мають місце при інтенсифікації видобутку адсорбованого газу.

4. За результатами досліджень встановлено, що у випадку використання азоту найбільш ефективною є технологія повної компенсації відбору природного газу при тиску закачування рівному 0,8 від початкового пластового тиску. Дана

технологія відповідає умові мінімізації об'єму закачаного азоту та максимізації коефіцієнту газовилучення. У випадку використання діоксиду вуглецю встановлено, що максимальний коефіцієнт газовилучення досягається при використанні технології підвищеної компенсації відбору при запомповуванні діоксиду вуглецю при тиску рівному 0,8 від початкового пластового тиску. Проте технологія повної компенсації відбору при тиску 0,6 від початкового пластового тиску відповідає умові мінімізації об'єму закачаного діоксиду вуглецю та максимізації кінцевого коефіцієнта газовилучення. Тому саме вона рекомендується до впровадження.

5. Аналізуючи результати експериментальних досліджень та беручи до уваги шляхи отримання азоту та діоксиду вуглецю, більш ефективним вважається використання азоту для інтенсифікації десорбції метану з поверхні порового простору.

РОЗДІЛ 3

ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПО ВИЗНАЧЕННЮ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ ТРІЩИН ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА ТА ПРОФІЛЮ СВЕРДЛОВИНИ НА ВИДОБУТОК ГАЗУ З НИЗЬКОПОРИСТИХ НИЗЬКОПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРІВ

3.1 Обґрунтування задач досліджень та шляхів їх вирішення

У вітчизняних та закордонних публікаціях широко розглядається питання вдосконалення технології гідравлічного розриву пласта шляхом покращення властивостей технологічних рідин розриву, правильного підбору пропанту, проведення ГРП у відкритому стовбурі, використання газованих (аерованих) рідин розриву для забезпечення більш повного винесення технологічних рідин на поверхню тощо. Проте питання оптимізації параметрів свердловин та тріщин ГРП практично не розглядалося. Були зроблені певні спроби щодо встановлення таких параметрів ГРП на конкретних родовищах, однак розв'язку узагальненої задачі такого характеру, результати якої можна було б використовувати для цілого ряду родовищ не було. Тому, враховуючи сучасний стан галузі, дослідження стосовно визначення оптимальних параметрів тріщин ГРП та свердловин є надзвичайно актуальними. Результати таких досліджень дозволять зменшити витрати на проведення ГРП, оптимізувати процес його проведення свердловин та підвищити поточні відбори газу і коефіцієнт газовилучення з родовищ природних газів з низькопроникними колекторами [7, 57].

3.2 Обґрунтування вихідних даних для проведення гідродинамічного моделювання

В якості інструменту для оцінки оптимальних параметрів горизонтальних свердловин з поперечними тріщинами гідравлічного розриву пласта було використано гідродинамічний симулятор ECLIPSE 300 у комплексі з геологічним

симулятором PETREL компанії Schlumberger, ліцензією на використання яких володіє ІФНТУНГ. Дослідження проводились у три етапи. На першому етапі оцінювалась довжина горизонтального стовбура, на другому - визначався вплив довжини тріщини ГРП у горизонтальній свердловині на техніко-економічні показники, а третій етап включав у себе визначення оптимальної густоти тріщин ГРП [7, 57].

Дані дослідження проводились на гідродинамічній моделі пласта довжиною 3000 м та шириною 1000 м, яка була розбита на 21000 комірок зі згущенням сітки у навколосвердловинній зоні (рисунок 3.1). Глибина залягання покладу 2800 м, товщина пласта 100 м, пластова температура 70°C, початковий пластовий тиск 300 бар. Коефіцієнт проникності змінювався в межах $0,01 \div 10 \cdot 10^{-3}$ мкм², що дозволило також оцінити вплив фільтраційних параметрів пласта на ефективність буріння горизонтальної свердловини.

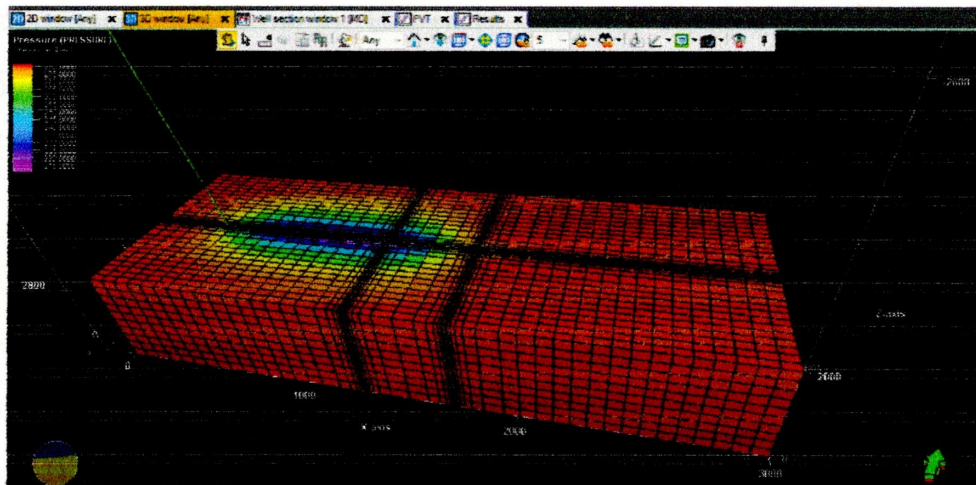


Рисунок 3.1 – Загальний вигляд гідродинамічної моделі

Як базовий варіант у дослідженнях було використано вертикальну свердловину, яка розкрила 75% продуктивного пласта. Інші варіанти передбачали буріння свердловини з довжиною горизонтальної ділянки від 50 до 2400 м. Розрахунки для всіх варіантів здійснювались на 20 років при експлуатації свердловин на технологічному режимі постійного вибійного тиску (200 бар). Технологічна ефективність оцінювалась виходячи з аналізу накопиченого

видобутку газу та коефіцієнту газовилучення для різних варіантів. Економічний аналіз ґрунтувався на визначенні чистого приведеного (дисконтованого) доходу (NPV – Net present value), який було проведено базуючись на вітчизняних нормативно-правових актах та закордонних публікаціях [24, 28].

Чистий дисконтований дохід визначали використовуючи формулу:

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{i=1}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}, \quad (3.1)$$

де CF_t - приплив грошових ресурсів за t рік, млн. грн;

I_t - інвестиції (затрати) за t рік, млн. грн;

r - дисконтна ставка, ч.од.

При дослідженні економічної ефективності було прийнято ряд припущень. Зокрема вартість буріння вертикальної частини стовбура свердловини для усіх варіантів вважалась однаковою. Вартість буріння одного метра горизонтального стовбура була прийнята на рівні 20 тис. грн. Собівартість видобутої продукції була вибрана за аналізом вітчизняних та закордонних публікацій [15, 24, 28, 90], і в даних дослідженнях становила 4100 грн/тис.м³. Ціна реалізації одиниці продукції була прийнята відповідно до постанови НКРЕ від 30.09.2014 № 56 "Про встановлення граничного рівня ціни на природний газ для промислових споживачів та інших суб'єктів господарювання" на рівні 4874 грн/тис.м³. Також при економічному аналізі не враховувалась вартість обладнання гирла свердловини та вертикальної частини стовбура, оскільки для всіх розрахункових варіантів вона буде приблизно рівною і не вплине на відносні показники. Вартість обсадження горизонтальної ділянки свердловини та її цементування була включена у вартість буріння.

Для розв'язку поставленої оптимізаційної задачі було використано генетичні алгоритми (ГА). Генетичні алгоритми - адаптивні методи пошуку, які останнім часом часто використовуються для вирішення задач функціональної оптимізації [23]. Генетичні алгоритми виникли в результаті спостереження і

спроб копіювання природних процесів, що відбуваються в світі живих організмів, зокрема, еволюції та пов'язаної з нею селекції (природнього відбору) популяцій живих істот.

Оптимізація результатів дослідження з використанням генетичних алгоритмів включає в себе наступні етапи:

- *Генерація випадкового початкового стану*

Перше покоління створюється з довільно вибраних значень (хромосом). Це відрізняється від стандартних методів, коли початковий стан завжди сталий.

- *Обчислення коефіцієнта пристосованості (fitness)*

Кожному значенню (хромосомі) зіставляється якесь чисельне значення, яке залежить від його близькості до відповіді.

- *Відтворення*

Хромосоми, що мають високий рівень пристосованості (fitness), потрапляють до нащадків (які потім можуть мутувати) з більшою ймовірністю. Нащадок, результат злиття 'батька' і 'матері', є комбінацією їх «генетичних кодів». Цей процес називається «кроссинговер» (crossing over).

- *Наступне покоління*

Якщо нове покоління містить значення, досить близьке до відповіді, то задача вирішена. У протилежному випадку воно проходить через той же процес. Це продовжується до досягнення рішення.

Генетичний алгоритм являє собою метод, що відображає природну еволюцію методів вирішення проблем, і в першу чергу задач оптимізації. Генетичні алгоритми — це процедури пошуку, засновані на механізмах природного відбору і спадкоємства. У них використовується еволюційний принцип виживання найбільш пристосованих особин. Вони відрізняються від традиційних методів оптимізації декількома базовими елементами. Зокрема, генетичні алгоритми:

- 1) обробляють не значення параметрів самого завдання, а їх закодовану форму;
- 2) здійснюють пошук рішення виходячи не з єдиної точки, а з їх деякої популяції;

- 3) використовують тільки цільову функцію, а не її похідні або іншу додаткову інформацію;
- 4) застосовують імовірнісні, а не детерміновані правила вибору.

Перераховані чотири властивості, які можна сформулювати також як кодування параметрів, операції на популяціях, використання мінімуму інформації про завдання і рандомізація операцій приводять у результаті до стійкості генетичних алгоритмів і до їх переваги над іншими широко вживаними методами.

Ще однією значною перевагою використання генетичних алгоритмів у задачах оптимізації є те, що вони дозволяють уникнути локальних екстремумів і шукають глобальні на заданому інтервалі. Це дозволяє значно скоротити час оптимізації та уникнути хибних результатів. У даній роботі як інструмент для розв'язку оптимізаційних задач було використано програмне забезпечення GeneXproTools 5.0.3883 [12].

3.2.1 Гідродинамічне моделювання з метою визначення оптимальних параметрів свердловин

Профіль свердловини та її розташування є одними з основних чинників, які впливають на її продуктивність. У випадку буріння свердловини у низькопористих низькопроникних газонасичених колекторах важливу роль також відіграє довжина горизонтального перфорованого стовбура, його кут нахилу тощо. При вирішенні даних питань важливо знати параметри пласта (пористість, проникність, газонасиченість тощо) та їх розподіл по площі і по розрізу покладу. Однак навіть у випадку гомогенного пласта профіль свердловини значною мірою впливає на її продуктивність та процес розробки родовища в цілому [57].

На рисунках 3.2 і 3.3 наведено результати гідродинамічного моделювання з метою визначення оптимальної довжини горизонтального стовбура свердловини.

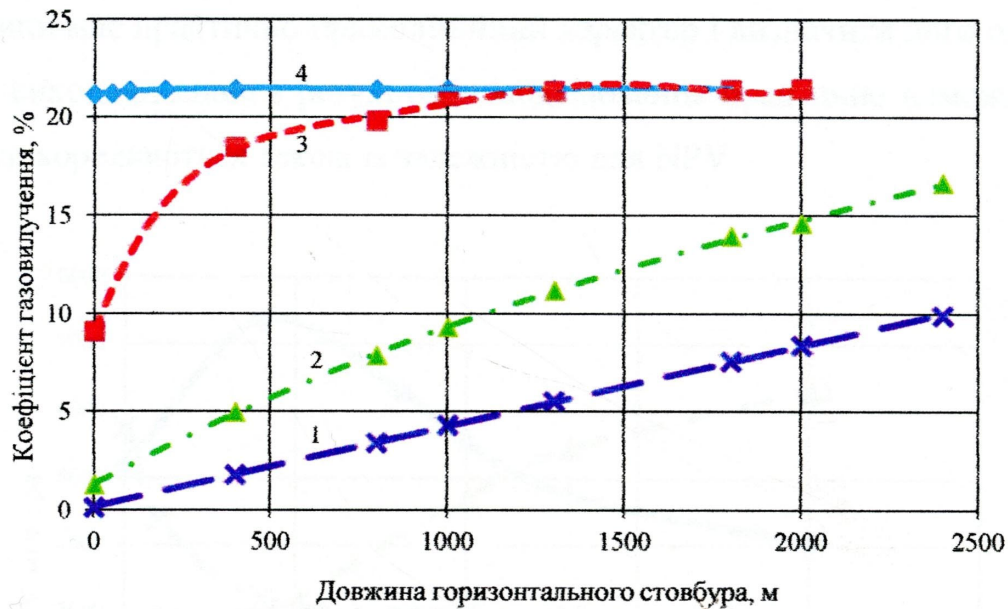


Рисунок 3.2 – Графічні залежності коефіцієнта газовилучення від довжини горизонтального стовбура для різних значень проникності пласта:
 1 – $0.01 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 2 – $0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 3 – $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 4 – $10 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Проаналізувавши отримані результати варто відзначити, що для пластів з порівняно високою проникністю ($10 \cdot 10^{-3}$ мкм²) бурити горизонтальні свердловини не рентабельно, оскільки не досягається значний приріст коефіцієнта газовилучення. При бурінні горизонтальної свердловини у таких пластах чистий дисконтований дохід буде меншим, ніж при бурінні вертикальної свердловини. Для пластів з проникністю близько $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² спостерігається оптимум функції залежності коефіцієнту газовилучення від довжини горизонтального стовбура на ділянці 800-1000 м. Подальше збільшення довжини горизонтального стовбура не забезпечує значного приросту коефіцієнта газовилучення.

Аналіз кривої NPV для даного варіанту свідчить, що максимальне значення чистого дисконтованого доходу досягається при довжині горизонтальної ділянки 400-500 м. Для низькопроникних пластів ($0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) максимальне значення коефіцієнту газовилучення спостерігається при довжині горизонтального стовбура 3500 м. Максимальне значення NPV досягається при довжині горизонтальної ділянки 2400 м. Для пластів з проникністю $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² залежність коефіцієнта газовилучення від довжини горизонтального стовбура

свердловини має практично прямолінійний характер і визначити його оптимальне значення виходячи лише з результатів моделювання практично неможливо. Дані результати корелюються також із залежністю для NPV.

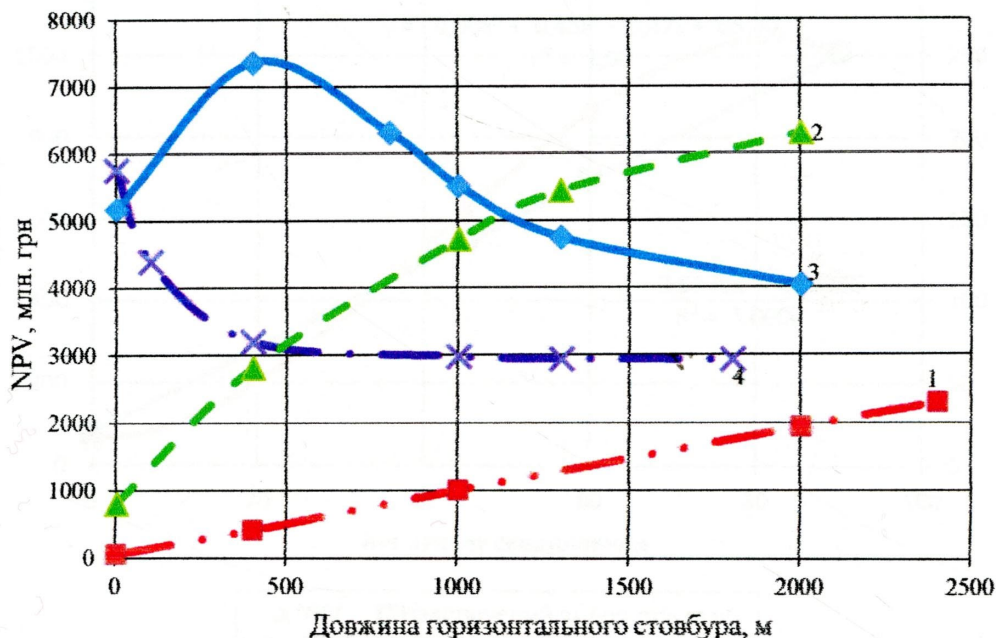


Рисунок 3.3 – Графічні залежності чистого дисконтованого доходу від довжини горизонтального стовбура свердловини для пластів з різною проникністю:

1 – $0.01 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 2 – $0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 3 – $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 4 – $10 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Згідно із дослідженнями [21] встановлено, що найбільша ефективність при експлуатації горизонтальних свердловин досягається при їх розташуванні по середині продуктивної товщини пласта.

Також було проведено дослідження по визначенню впливу кута нахилу похилоскерованої свердловини на коефіцієнт газовилучення (рисунок 3.4). Зокрема було змодельовано розробку родовища свердловиною з кутом нахилу 45° та 60° до горизонталі. Результати моделювання показали, що суттєвої різниці у коефіцієнті газовилучення при бурінні свердловин з кутом нахилу 45° та 60° немає. Однак варто відзначити більшу ефективність таких свердловин порівняно з вертикальною та значно меншу – порівняно з горизонтальною. Так, наприклад, похило скеровані свердловини дозволяють видобути приблизно на 45% більше газу порівняно з вертикальною, та на 40% менше порівняно з горизонтальною.

Проте у випадку анізотропного пласта із відношенням проникностей $k_b/k_f < 1$ рекомендується бурити похило-скеровані свердловини із zenітним кутом нахилу до 60° .

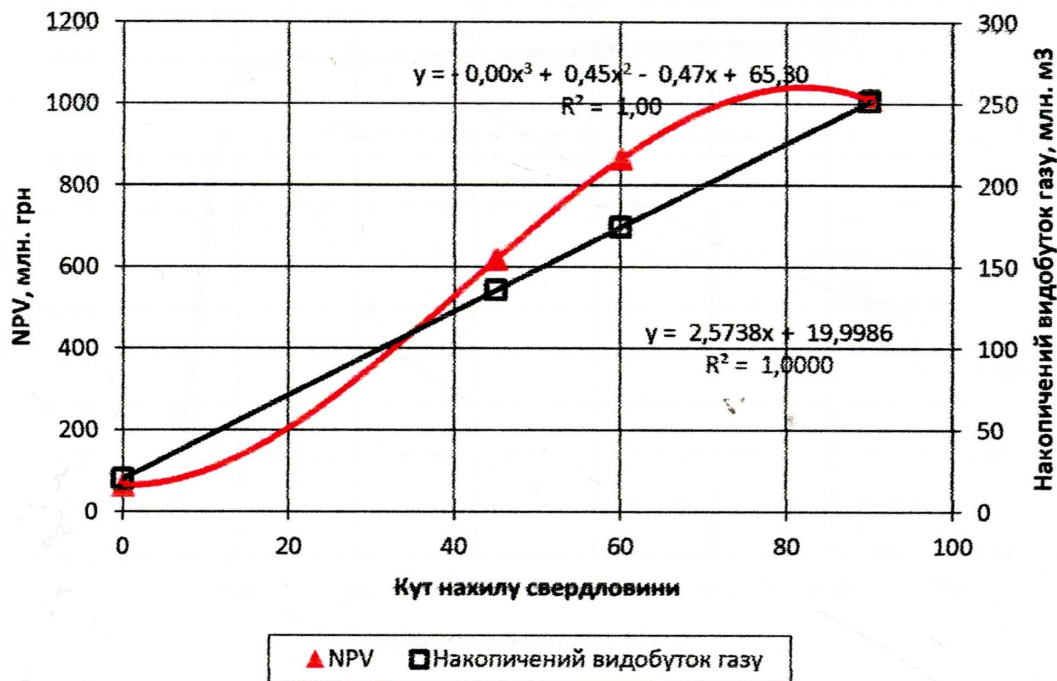


Рисунок 3.4 – Залежність накопиченого видобутку газу та NPV від кута нахилу свердловини для проникності колектора $0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

3.2.2 Гідродинамічне моделювання з метою визначення оптимальних параметрів тріщини гідравлічного розриву пласта

Наступним етапом дослідження було визначення оптимальної довжини тріщини гідравлічного розриву пласта. Дослідження проводились для вертикальної свердловини та для горизонтальної свердловини з довжиною горизонтальної ділянки 400 м при розміщенні тріщини ГРП по середині інтервалу перфорації.

Параметри змодельованої тріщини ГРП наступні: проникність тріщини 1 Д, закріплена висота тріщини 25м, довжина – від 0 (базовий варіант) до 600 м. При цьому було прийнято припущення, що утворена тріщина перпендикулярна до стовбура свердловини.

На рисунку 3.5 наведено результати моделювання з утворенням тріщини ГРП у вертикальній свердловині.

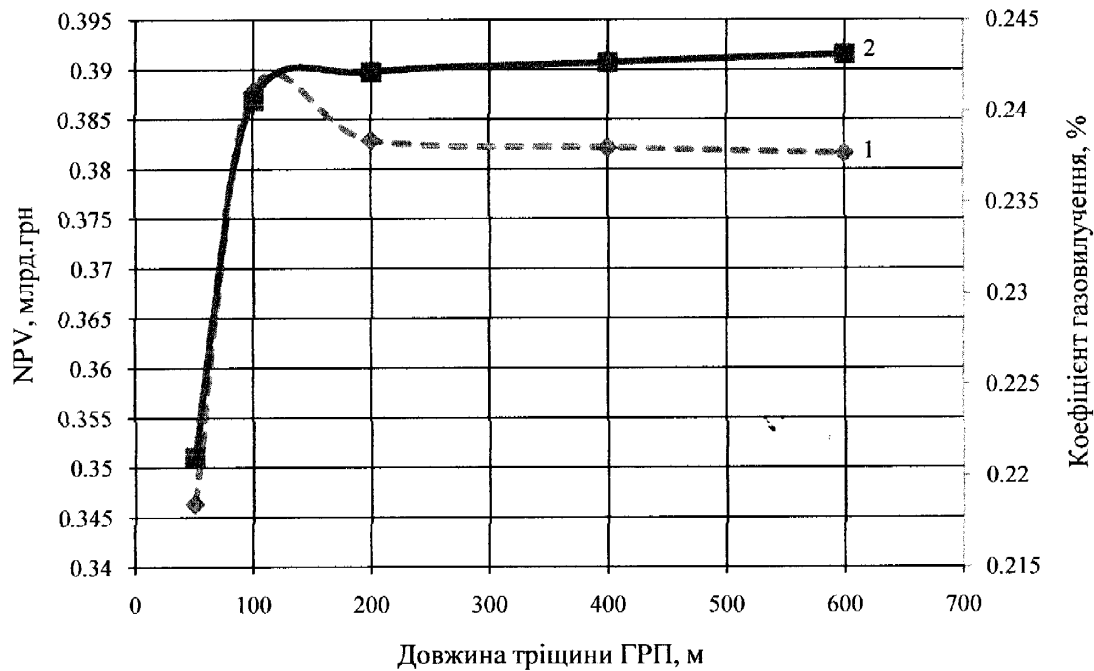


Рисунок 3.5 – Графічна залежність коефіцієнту газовилучення та чистого дисконтованого доходу від довжини тріщини ГРП у вертикальній свердловині для проникності колектора $0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$: 1 – NPV; 2 – коефіцієнт газовилучення.

Зокрема на рисунку 3.5 чітко спостерігається пік економічної ефективності, якому відповідає довжина тріщини 120 м. Подальше збільшення довжини тріщини зумовить падіння кривої чистого дисконтованого доходу при практично незмінному коефіцієнті газовилучення.

Аналіз отриманих результатів (рисунки 3.6-3.7) показав, що для проникності $0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ оптимальна довжина тріщини становить 150-200 м, для покладів з проникністю $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 70 м, при проникності $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 50 м. Для колекторів з проникністю $10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ спостерігається різке збільшення коефіцієнту газовилучення при наявності тріщини ГРП довжиною до 50 м. Подальше збільшення довжини тріщини не призводить до збільшення коефіцієнта газовилучення. Такі результати корелюються з результатами економічного аналізу, згідно з якими для високопроникних колекторів оптимальна довжина

тріщини складає до 50 м. Подальше збільшення її довжини призводить до зменшення чистого дисконтованого доходу.

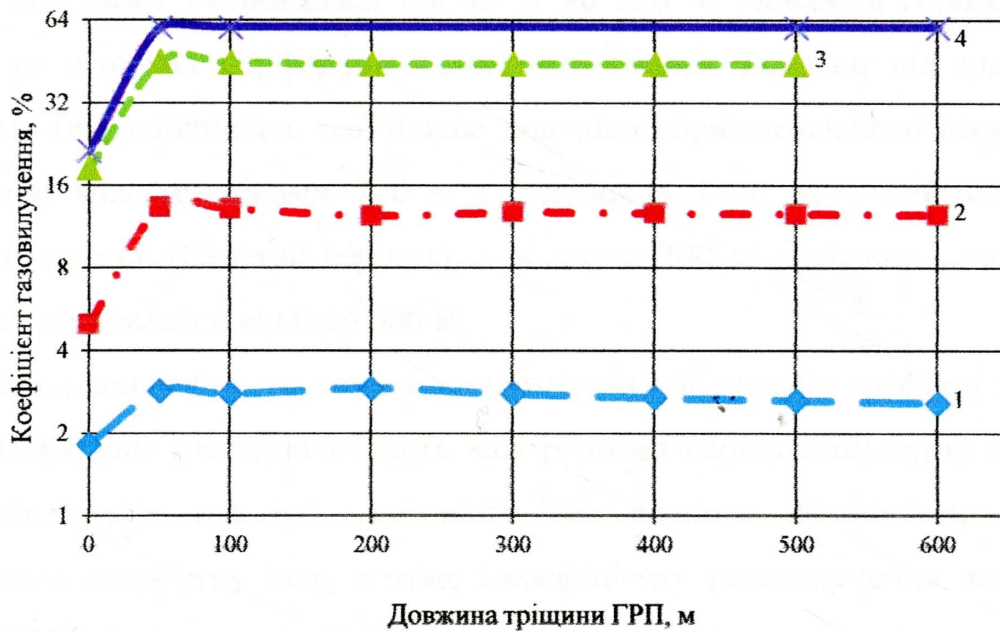


Рисунок 3.6 – Графічні залежності коефіцієнта газовилучення від довжини тріщини ГРП для різної проникності колектора: 1 – $0.01 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 2 – $0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 3 – $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 4 – $10 \cdot 10^{-3}$ мкм².

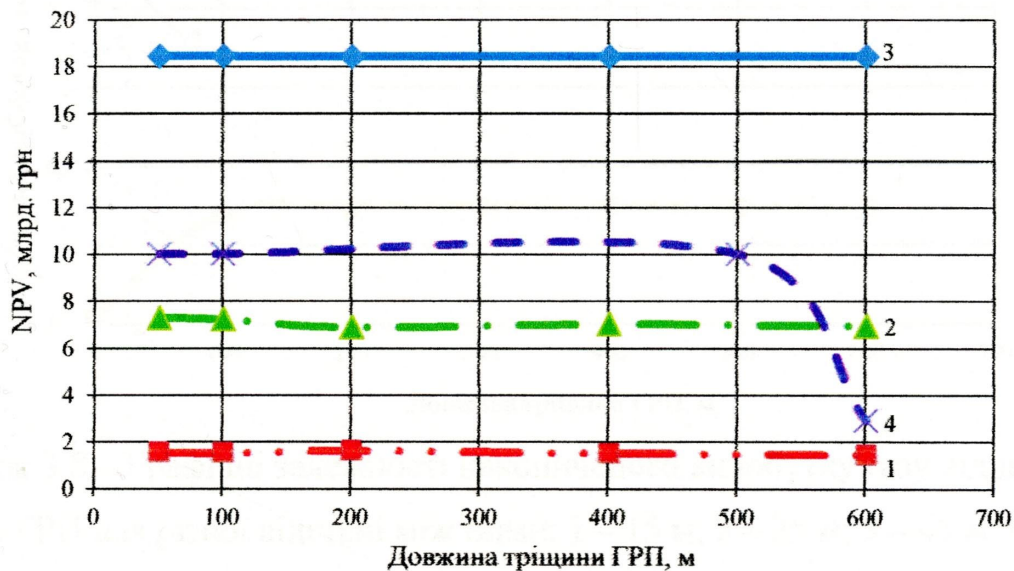


Рисунок 3.7 – Графічні залежності дисконтованого грошового потоку від довжини тріщини ГРП для різної проникності колектора: 1 – $0.01 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 2 – $0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 3 – $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 4 – $10 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Для визначення оптимальної відстані між тріщинами ГРП було проведено гідродинамічне моделювання з урахуванням наступних припущень. Зокрема, для кожного варіанту була прийнята однакова кількість тріщин ГРП (6 тріщин). Відстань між ними змінювалась від 15 м до 220 м. Довжина горизонтального стовбура та інтервал перфорації також змінювався залежно від відстані між тріщинами. Так, наприклад, найбільша довжина горизонтального стовбура була при відстані між тріщинами 220 м і становила 1400 м, а найменша – при відсутності тріщин (базовий варіант), і складала 200 м. Довжина самої тріщини ГРП також змінювалась від 0 до 600 м.

З метою аналізу результатів експериментів побудовано графічні залежності 3.8-3.10. Найкраще взаємозалежність між різними варіантами видно на рисунку 3.9. Даний графік показує залежність абсолютного ланцюгового приросту накопиченого видобутку газу, а отже і коефіцієнту газовилучення, від довжини тріщини ГРП для різних відстаней між ними.

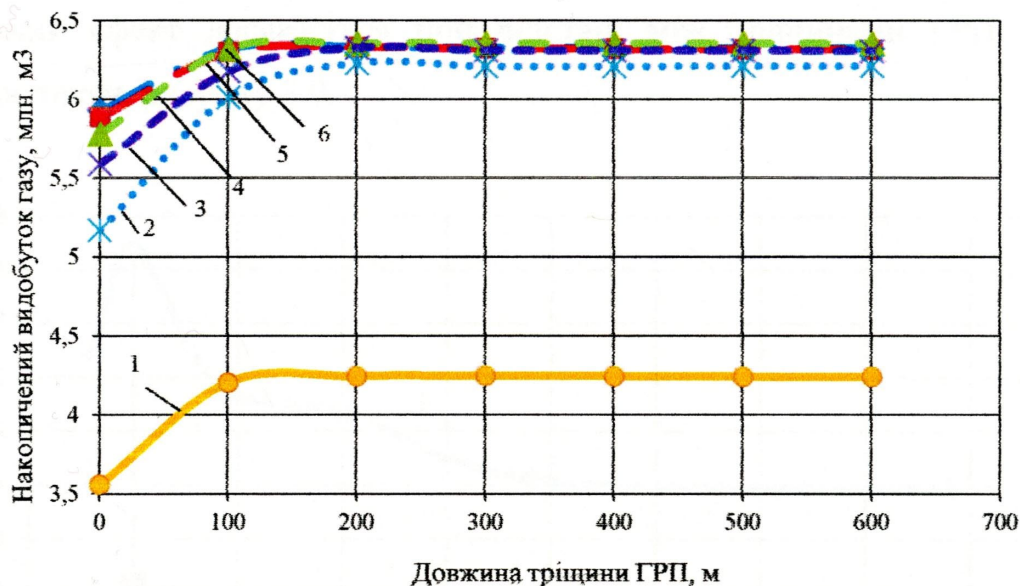


Рисунок 3.8 – Графічні залежності накопиченого видобутку газу від довжини тріщин ГРП для різної відстані між ними: 1 – 15 м; 2 – 25 м; 3 – 45 м; 4 – 75 м; 5 – 120 м; 6 – 220 м.

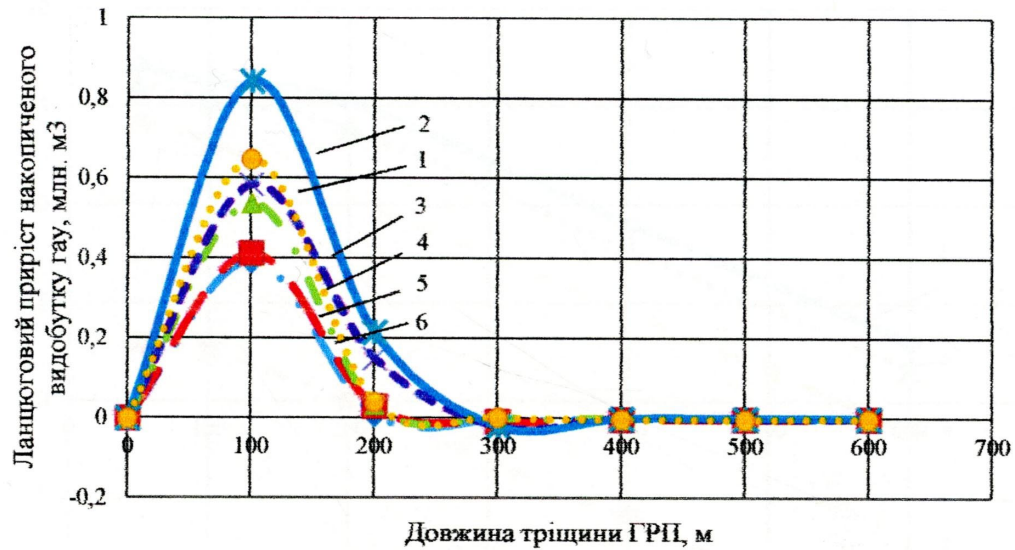


Рисунок 3.9 – Графічні залежності абсолютного ланцюгового приросту накопиченого видобутку газу від довжини тріщин ГРП для різних відстаней між тріщинами: 1 – 15 м; 2 – 25 м; 3 – 45 м; 4 – 75 м; 5 – 120 м; 6 – 220 м.

На рисунку 3.11 зображено графічні залежності для оцінки економічної ефективності проведення ГРП. Зокрема, з рисунка видно, що найвищий економічний ефект досягається при відстані між тріщинами ГРП 25 м, що відповідає також рисунку 3.9.

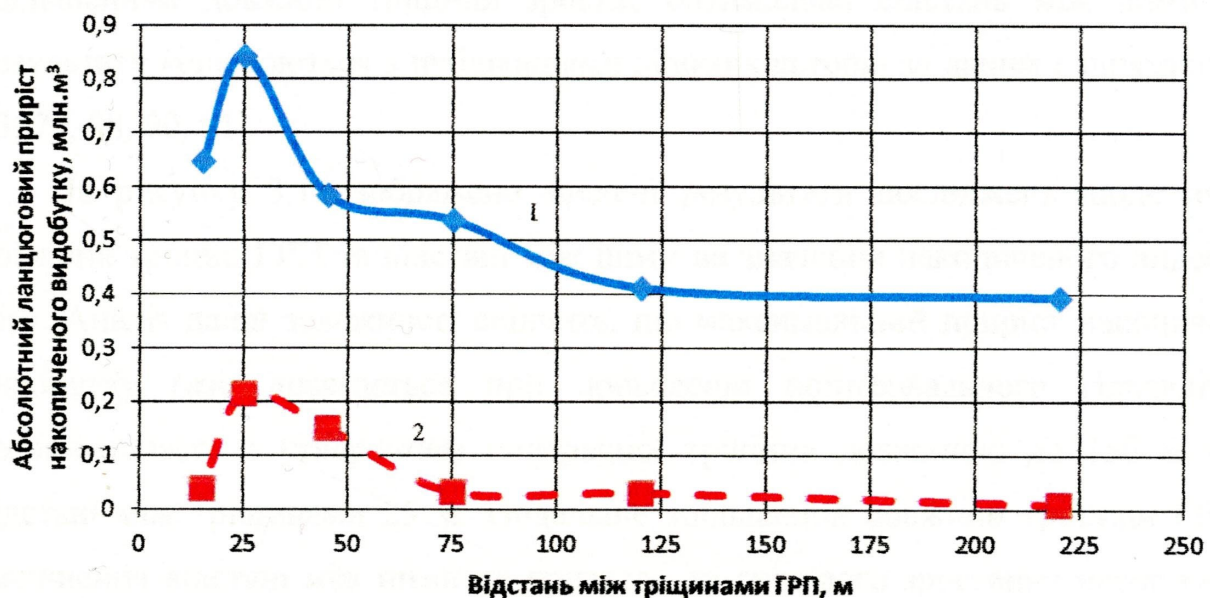


Рисунок 3.10 – Графічні залежності абсолютного ланцюгового приросту накопиченого видобутку газу від відстані між тріщинами ГРП для довжини тріщини 100 м (1) та 200 м (2)

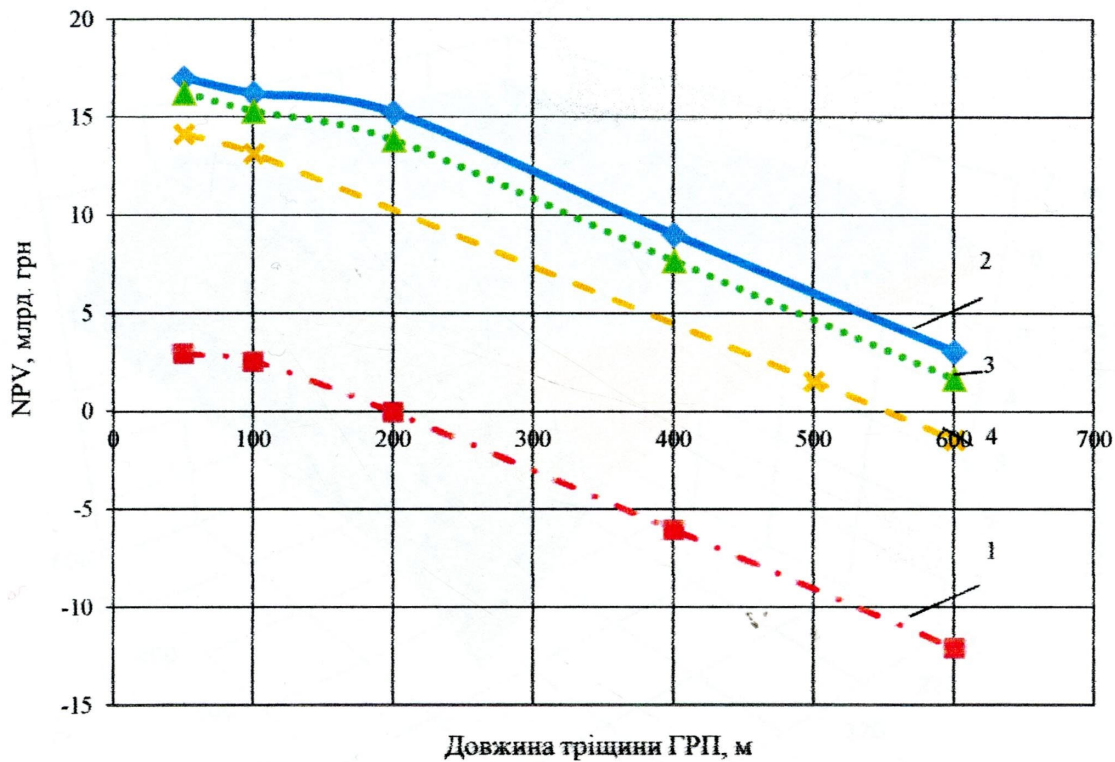


Рисунок 3.11 – Графічні залежності дисконтованого грошового потоку від довжини тріщини ГРП для різних відстаней між тріщинами: 1 – 15 м; 2 – 25 м; 3 – 45 м; 4 – 75 м.

Аналізуючи графічні залежності 3.9-3.11 можна зробити висновок, що зі збільшенням довжини тріщини зростає оптимальна відстань між ними. Такі результати корелюються з публікаціями відомих авторів за даним напрямком [14, 63, 79, 88, 90, 91].

На рисунку 3.12 зображено зведені результати досліджень щодо впливу довжини тріщин ГРП та відстані між ними на значення накопиченого видобутку газу. Аналіз даної залежності свідчить, що максимальний приріст накопиченого видобутку газу досягається при проведенні поінтервального гідравлічного розриву пласта з утворенням поперечної тріщини довжиною до 150 м з при відстані між тріщинами 25 м. Подальше збільшення довжини тріщини ГРП чи зменшення відстані між ними не призведе до суттєвого зростання накопиченого видобутку газу і, як наслідок, коефіцієнту газовилучення.

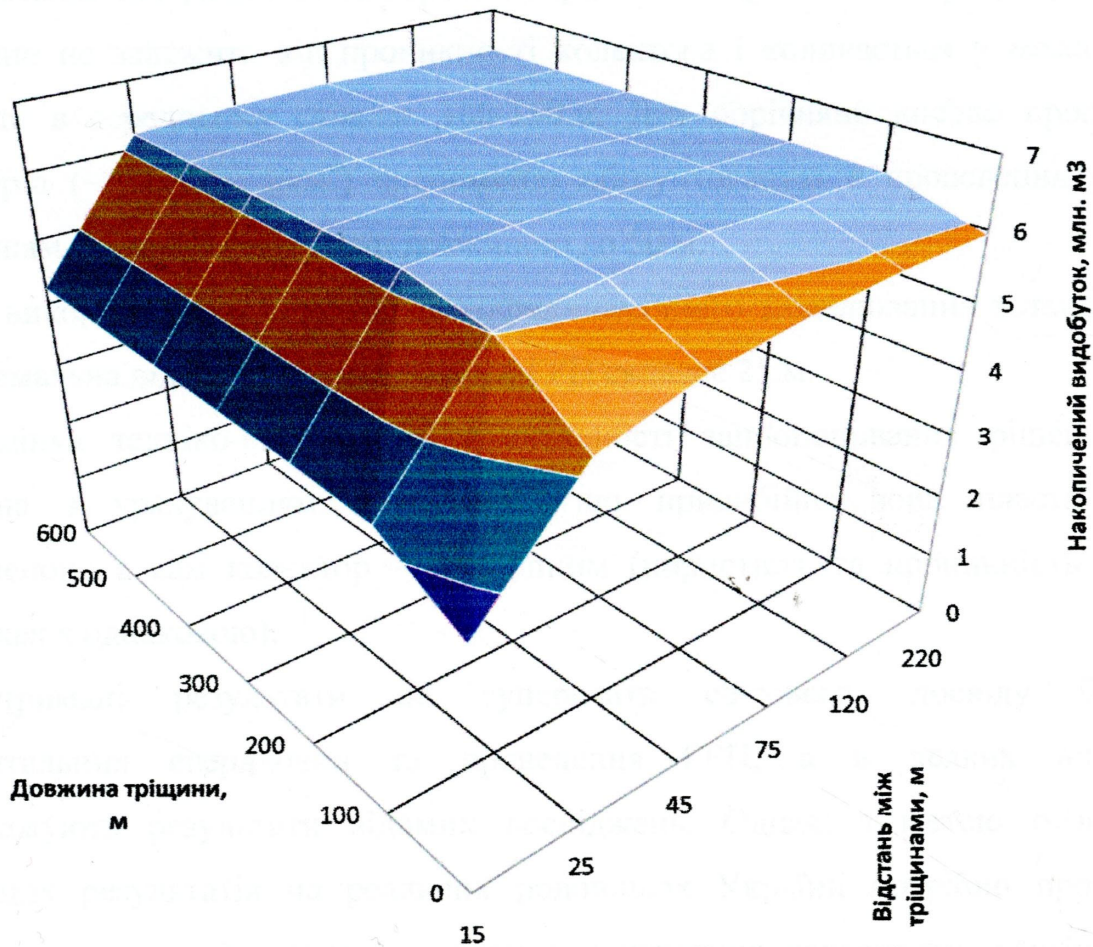


Рисунок 3.12 - Залежність довжини тріщини та відстані між ними від накопиченого видобутку газу для горизонтальної свердловини

Висновки до третього розділу

1. За результатами 3D комп'ютерного моделювання встановлено, що оптимальна довжина горизонтального стовбура свердловини досить сильно залежить від проникності колектора.

2. Для колекторів з порівняно високою проникністю (близько $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) оптимальна довжина горизонтального стовбура становить близько 1000 м, а подальше її збільшення не дасть відчутного техніко-економічного ефекту.

3. Для колекторів з меншою проникністю залежності коефіцієнта газовилучення та чистого дисконтованого доходу від довжини горизонтального стовбура мають практично прямолінійний характер, і їхнє збільшення призводитиме до зростання газовилучення.

4. Оптимальна довжина поперечної тріщини гідравлічного розриву пласта практично не залежить від проникності колектора і коливається у межах 100-200 м, та в середньому складає 100-150 м. Для порівняно високо проникних колекторів ($\sim 10 \cdot 10^{-3}$ мкм²) економічно обґрунтованим є проведення ГРП з утворенням поперечної тріщини довжиною до 50 м.

5. З використанням результатів гідродинамічного моделювання встановлено, що оптимальна відстань між тріщинами ГРП складає 25 м.

Оцінка техніко-економічної ефективності запропонованих рішень була здійснена з урахуванням припущень, що привибійна зона пласта не є забрудненою, а сам колектор – ізотропним (пористість та проникність у всіх напрямках є однаковою).

Отримані результати не суперечать світовому досвіду буріння горизонтальних свердловин та проведення ГРП, а в деяких випадках підтверджують результати відомих досліджень. Однак, з метою отримання найкращих результатів на реальних родовищах України потрібно проводити уточнення даних параметрів виходячи з конкретних геолого-технологічних та економічних умов.

РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИК ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ З УРАХУВАННЯМ АДСОРБЦІЙНО-ДЕСОРБЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ

4.1 Обґрунтування задач дослідження та необхідності вдосконалення методики розрахунку прогнозування технологічних показників розробки газових родовищ

Як було відзначено у попередніх розділах розробка родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами значною мірою відрізняється від розробки традиційних газових родовищ. Це зумовлено як низькими фільтраційно-ємнісними властивостями, так і природою залягання газу в таких родовищах.

Для прикладу на рисунку 4.1 наведено графічну залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу, яка отримана для метану експериментальним шляхом на насипній моделі пласта при моделюванні розробки родовища на виснаження.

Як видно з рисунка 4.1 фактичні дані відхиляються від прямолінійної залежності. Причому це відхилення більш чітко проявляється при зниженні тиску в моделі до $\sim 0,2$ від початкового тиску. Таке відхилення залежності зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу від прямої лінії зумовлено основною мірою десорбцією метану. На кінець розробки спостерігається відхилення кривої $\bar{P}_{m}(t) / Z(\bar{P}_{m}) = f[Q_{\text{ввл}}]$ приблизно на 7 % від визначеного значення дренажних запасів за початковою прямолінійною ділянкою [9].

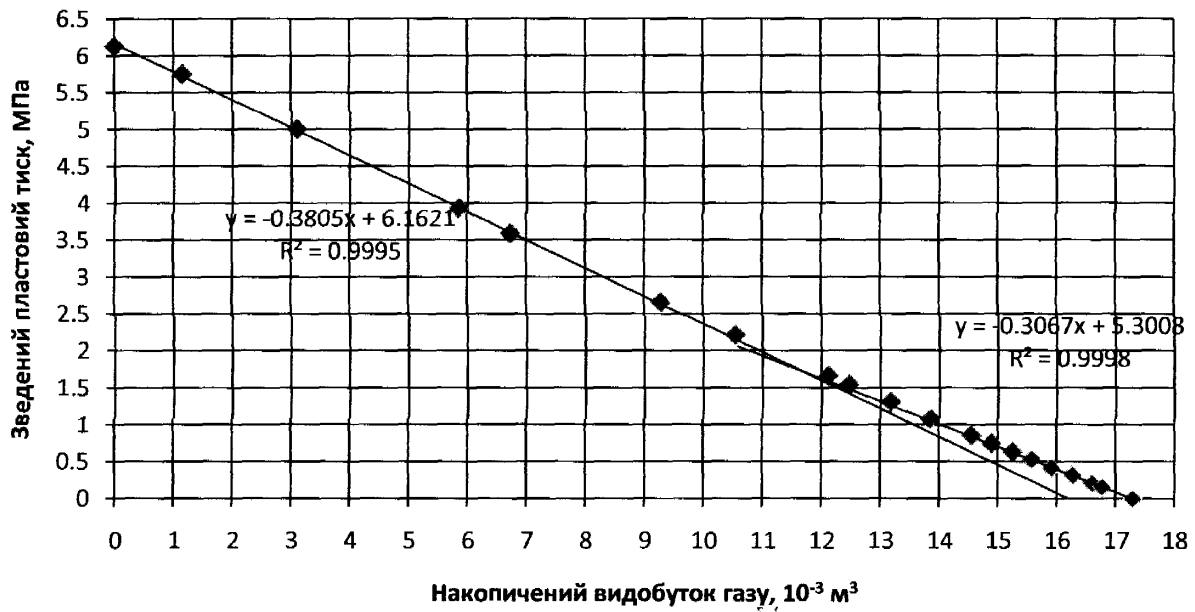


Рисунок 4.1 – Залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу для метану

Беручи до уваги промисловий досвід розробки нетрадиційних родовищ природних газів та результати експериментальних досліджень можна зробити висновок, що рівняння матеріального балансу для газових родовищ з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів значною мірою відрізняється від рівняння матеріального балансу для традиційних родовищ. В такому випадку традиційні методики прогнозування технологічних показників розробки будуть давати неточні результати. Тому особливу увагу варто приділити питанню розробки нових більш достовірних методик, які дозволяють враховувати адсорбційно-десорбційні процеси, які відбуваються в продуктивних пластах в процесі розробки родовищ [9].

4.2 Розробка методики розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами

Базовим основним рівнянням, яке дає змогу вирішувати задачі розробки газових і газоконденсатних родовищ є рівняння матеріального балансу. У випадку

розробки газового родовища на виснаження пластової енергії дане рівняння має вигляд [10, 80]:

$$Q_{\text{зан.пoch}} = Q_{\text{зал}}(t) + Q_{\text{вид}}(t), \quad (4.1)$$

де $Q_{\text{зан.пoch}}$ - початкові запаси газу, м³;

$Q_{\text{зал}}(t)$ - залишкові запаси газу, м³;

$Q_{\text{вид}}(t)$ - накопичений видобуток газу, м³.

Або у розгорнутому вигляді:

$$\frac{\alpha_{\text{пoch}} \Omega_{\text{пoch}} p_{\text{пoch}} T_{\text{ст}}}{z_{\text{пoch}} p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} = \frac{\alpha_{\text{пoch}} \Omega_{\text{пoch}} \tilde{p}_{\text{пл}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{P}_{\text{пл}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + Q_{\text{вид}}(t), \quad (4.2)$$

де $\alpha_{\text{пoch}}$ - коефіцієнт початкової газонасиченості;

$\Omega_{\text{пoch}}$ - початковий поровий об'єм, м³;

$p_{\text{пoch}}$ - початковий пластовий тиск, МПа;

$T_{\text{ст}}$ - стандартна температура, К;

$z_{\text{пoch}}$ - коефіцієнт стисливості газу при початковому пластовому тиску і пластовій температурі;

$p_{\text{ат}}$ - атмосферний тиск, МПа;

$T_{\text{пл}}$ - пластова температура, К;

$\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$ - поточний пластовий тиск, МПа;

$z(\tilde{P}_{\text{пл}})$ - коефіцієнт стисливості газу при поточному пластовому тиску і пластовій температурі;

$Q_{\text{вид}}(t)$ - накопичений видобуток газу, м³.

Проте, у випадку родовищ природних газів з низько пористими низькопроникними колекторами варто враховувати ще й запаси адсорбованого газу [9]. Тому рівняння (4.1) і (4.2) набудуть наступного вигляду:

$$Q_{зап.поч}^в + Q_{зап.поч}^а = Q_{зал}^в(t) + Q_{зал}^а(t) + Q_{вид}(t), \quad (4.3)$$

де $Q_{зап.поч}^в$ - початкові запаси вільного газу, м³;

$Q_{зап.поч}^а$ - початкові запаси адсорбованого газу, м³;

$Q_{зал}^в(t)$ - залишкові запаси вільного газу, м³;

$Q_{зал}^а(t)$ - залишкові запаси адсорбованого газу, м³.

Початкові запаси адсорбованого газу:

$$Q_{зап.поч}^а = V_a(P_{поч}) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1 - m) \cdot 10^{-3}, \quad (4.4)$$

де $V_a(P_{поч})$ - кількість адсорбованого газу в покладі при початковому пластовому тиску, м³/Г;

ρ_n - густина породи, кг/м³;

F - площа газоносності, м²;

h - товщина пласта, м;

m - коефіцієнт пористості.

Кількість адсорбованого газу на конкретний момент часу буде залежати від поточного пластового тиску і згідно рівняння Ленгмюра буде дорівнювати:

$$V_a(P_{пл}) = V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L}, \quad (4.5)$$

де V_L - об'єм Ленгмюра, м³/Г;

P_L - тиск Ленгмюра, МПа.

Накопичений видобуток при цьому повинен враховувати як кількість видобутого вільного газу, так і кількість десорбованого газу, який можна визначити з рівняння:

$$Q_{dec}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{пл}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{пл}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1 - m) \cdot 10^{-3}, \quad (4.6)$$

Тоді рівняння матеріального балансу для родовища природного газу з низькопористими низькопроникними колекторами з урахуванням об'єму адсорбованого газу матиме вигляд:

$$\begin{aligned} & \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}(t)}{\tilde{P}_{поч}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} = \\ & = \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} \tilde{P}_{пл}(t) T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{вид}(t) \end{aligned} \quad (4.7)$$

Виходячи з рівняння матеріального балансу поточний пластовий тиск у родовищі знаходимо за наступною залежністю:

$$\tilde{P}_{пл}(t) = \frac{\frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}(t)}{\tilde{P}_{поч}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} - Q_{вид}(t)}{\frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}} \quad (4.8)$$

Як бачимо із залежності, дане рівняння є трансцендентним, оскільки у правій та лівій його частинах знаходить невідоме шукане значення поточного пластового тиску. Окрім того, у правій частині рівняння також входить коефіцієнт стисливості газу при поточному пластовому тиску та пластовій температурі. Тому дане рівняння розв'язується методом послідовних наближень. У першому наближенні приймаємо значення поточного пластового тиску у правій частині рівняння та коефіцієнт $z(P_{пл})$ рівному їх значенню на попередній момент часу. За знайденим значенням поточного пластового тиску уточнюємо значення коефіцієнту стисливості газу. У другому наближенні в праву частину рівняння підставляємо значення поточного пластового тиску з першого наближення. Розрахунки продовжуємо до тих пір, поки не буде досягнута необхідна степінь точності визначення поточного пластового тиску.

Хоча розробка нетрадиційних родовищ природних газів на виснаження є найпростішою та найменш затратною, вона не є найефективнішою. Тому в промисловій практиці часто використовують методи, які забезпечують підвищення вуглеводневилучення. Одним із таких методів є використання не вуглеводневих газів у якості заміщувальних агентів для інтенсифікації десорбції природного газу.

Розробка родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів в деякій

мірі нагадує розробку газоконденсатних родовищ з підтримуванням пластового тиску зворотнім нагнітанням сухого газу в пласт (сайклінг-процес).

Рівняння матеріального балансу для випадку розробки газоконденсатного родовища з використанням сайклінг-процесу має наступний вигляд:

$$Q_{\text{зап.пл.г.поч}}(t) = Q_{\text{зал.пл.г.}}(t) + Q_{\text{вид.пл.г.}}(t) - Q_{\text{зак.сух.г.}}(t) \quad (4.9)$$

У даному випадку в пласт закачується сухий газ, який видобувається з родовища.

Для інтенсифікації десорбції та підвищення газовилучення з родовищ природних газів з низькопроникними колекторами пропонується запомповувати у продуктивний пласт азот або діоксид вуглецю зі стороннього джерела. При цьому рівняння матеріального балансу набуде вигляду:

$$Q_{\text{зап.поч}}^g + Q_{\text{зап.поч}}^a + Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) = Q_{\text{зал}}^g(t) + Q_{\text{зал}}^a(t) + Q_{\text{зал}}^{\text{CO}_2}(t) + Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t) + Q_{\text{вид}}^{\text{CO}_2}(t), \quad (4.10)$$

де $Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t)$ - кількість закачаного витіснювального агента (CO_2), м^3 ;

$Q_{\text{зал}}^{\text{CO}_2}(t)$ - залишкові запаси витіснювального агента (CO_2), м^3 ;

$Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t)$ - накопичений видобуток природного газу (метану), м^3 ;

$Q_{\text{вид}}^{\text{CO}_2}(t)$ - накопичений видобуток витіснювального агента (CO_2), м^3 .

У розгорнутому вигляді рівняння 9 набуде вигляду:

$$\begin{aligned} & \frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} P_{\text{поч}} T_{\text{ст}}}{z_{\text{поч}} P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + V_L \cdot \frac{\bar{P}_{\text{поч}}}{\bar{P}_{\text{поч}} + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) = \\ & = \frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} \bar{P}_{\text{пл}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\bar{P}_{\text{пл}}) P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + V_L \cdot \frac{\bar{P}_{\text{пл}}(t)}{\bar{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t) + Q_{\text{вид}}^{\text{CO}_2}(t) \end{aligned} \quad (4.11)$$

Тоді рівняння для визначення поточного пластового тиску матиме наступний вигляд:

$$\bar{P}_{\text{пл}}(t) = \frac{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} P_{\text{поч}} T_{\text{ст}}}{z_{\text{поч}} P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + V_L \cdot \frac{\bar{P}_{\text{поч}}(t)}{\bar{P}_{\text{поч}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) - Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t) - Q_{\text{вид}}^{\text{CO}_2}(t)}{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} T_{\text{ст}}}{z(\bar{P}_{\text{пл}}) P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + \frac{V_L}{\bar{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}} \quad (4.12)$$

Кількість десорбованого газу в даному випадку визначається за кількістю адсорбованого діоксиду вуглецю за залежністю:

$$Q_{dec}(t) = V_L^{CO_2} \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{\tilde{P}_{nl}(t) + P_L^{CO_2}} \right) \cdot \rho_n \cdot \pi \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{зак}^{CO_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{nl}) P_{ат} T_{nl}}{\tilde{P}_{nl}(t) \cdot \alpha_{ноч} \cdot \pi \cdot m_0 \cdot T_{ст}}, \quad (4.13)$$

де $Q_{зак}^{CO_2}(t)$ - темп закачування CO₂, м³/рік;

$V_L^{CO_2}$ - об'єм Ленгмюра для CO₂, м³/т;

$P_L^{CO_2}$ - тиск Ленгмюра для CO₂, МПа.

З використанням вищенаведених рівнянь розроблено методики для проектування розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами. Розроблені методики містять певні припущення. Зокрема вважається, що весь десорбований газ видобувається свердловинами, а відносна густина пластового газу не змінюється в часі (відсутнє змішування із неуглеводневими заміщувальними агентами).

4.2.1 Методика розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження

При експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$

1. Задаються рядом послідовних значень t .
2. Визначають сумарний видобуток газу на момент часу t

$$Q_{вид}(t) = Q_{вид}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \phi \cdot \Delta t + Q_{dec}(t), \quad (4.14)$$

де n — кількість свердловин ($n = \text{const}$);

ϕ — коефіцієнт експлуатації $\phi \approx 0,9$;

$Q_{dec}(t)$ - кількість десорбованого газу, м³.

В цьому рівнянні є невідомі величини – дебіт середньої свердловини $q(t)$ та кількість десорбованого газу $Q_{dec}(t)$. У першому наближенні приймаємо, що

$q(t) = q(t_{n-1})$ і $Q_{dec}(t) = Q_{dec}(t_{n-1})$. Після знаходження $q(t)$ і $Q_{dec}(t)$, уточнюємо сумарний видобуток газу $Q_{вид}$.

3. Для кожного значення t знаходимо середній пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення

$$\tilde{P}_{пл}(t) = \frac{\frac{\alpha_{пoch} \Omega_{пoch} P_{пoch} T_{cm}}{z_{пoch} P_{ат} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пoch}(t)}{\tilde{P}_{пoch}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} - Q_{вид}(t)}{\frac{\alpha_{пoch} \Omega_{пoch} T_{cm}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ат} T_{пл}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}}$$

За відомим значенням пластового тиску $\tilde{P}_{пл}(t)$ уточнюємо значення коефіцієнту стисливості $Z(\tilde{P}_{пл})$.

4. Уточнюємо кількість де сорбованого газу $Q_{dec}(t)$

$$Q_{dec}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{пл}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{пл}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}$$

5. Знаходимо дебіт середньої свердловини

$$q(t) = -\frac{A^*(\mu Z)_{cp}}{2(B^*Z_{cp} + \theta)} + \sqrt{\left[\frac{A(\mu Z)_{cp}}{2(B^*Z_{cp} + \theta)} \right]^2 + \frac{\tilde{P}_{пл}^2(t) - P_y^2 \cdot e^{2S}}{B^*Z_{cp} + \theta}} \quad (4.15)$$

В першому наближенні значення S , θ , $Z_{сер}$, $(\mu Z)_{сер}$ беремо з попереднього моменту часу.

6. Методом послідовних наближень знаходимо вибійний тиск.

$$P_{виб}(t) = \sqrt{P_y e^{2S} + \theta \cdot q^2(t)} \quad (4.16)$$

7. Для кожного значення $\tilde{P}_{пл}(t)$ і $P_{виб}(t)$ знаходимо коефіцієнти стисливості і

динамічні коефіцієнти в'язкості газу $Z_{виб}$, $Z_{пл}$, $\mu_{виб}$, $\mu_{пл}$, $Z_{сер} = \frac{Z_{пл} + Z_{виб}}{2}$,

$$(\mu Z)_{сер} = \frac{(\mu Z)_{виб} + (\mu Z)_{пл}}{2}$$

8. Повторюють всі розрахунки з пункту 4 і так до тих пір, поки не буде досягнута задана степінь точності у визначенні $P_{виб}(t)$.

9. Із знайденим значенням $q(t)$ повторюють всі розрахунки починаючи з пункту 2. І так до тих пір, поки не буде досягнута задана степінь точності у визначенні $\tilde{P}_{nl}(t)$.

$$10. \quad \text{Визначаємо темп відбору газу } Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t). \quad (4.17)$$

$$11. \quad \text{Знаходимо депресію на пласт } \Delta P(t) = \tilde{P}_{nl}(t) - P_{виб}(t). \quad (4.18)$$

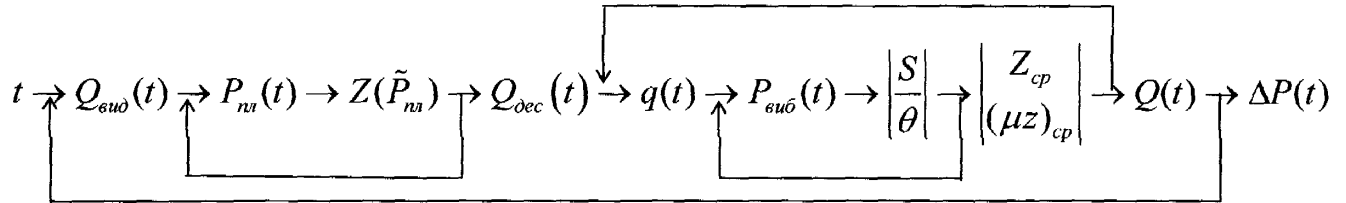


Рисунок 4.2 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$.

При експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

1. Задаємось рядом послідовних значень часу t ;
2. Визначаємо сумарний видобуток газу на момент часу t ;

$$Q_{\text{виод}}(t) = Q_{\text{виод}}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \phi \cdot \Delta t + Q_{\text{дес}}(t)$$

У першому наближенні $q(t) = q(t_{n-1})$. Після знаходження $q(t)$ уточнюємо сумарний видобуток $Q_{\text{виод}}$.

3. Для кожного значення t знаходимо середній пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення:

$$\tilde{P}_{nl}(t) = \frac{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} P_{\text{поч}} T_{\text{ст}}}{z_{\text{поч}} P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{\text{нов}}(t)}{\tilde{P}_{\text{нов}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} - Q_{\text{виод}}(t)}{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} T_{\text{ст}}}{z(\tilde{P}_{nl}) P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{nl}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}}$$

4. Уточнюємо кількість де сорбованого газу $Q_{\text{дес}}(t)$

$$Q_{dec}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{nl}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{nl}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{\tilde{P}_{nl}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1 - m) \cdot 10^{-3}$$

5. Знаходимо вибійний тиск:

$$P_{виб}(t) = \tilde{P}_{nl}(t) - \Delta P$$

Для кожного значення $\tilde{P}_{nl}(t)$ і $P_{виб}(t)$ знаходимо коефіцієнти стисливості і динамічні коефіцієнти газу $Z_{виб}$, $Z_{сер}$, $\mu_{виб}$, $\mu_{пл}$.

6. Знаходимо дебіт „середньої свердловини”

$$q(t) = -\frac{A^*(\mu z)_{сер}}{2 \cdot B^* \cdot z_{сер}} + \sqrt{\left(\frac{A^*(\mu z)_{сер}}{2 \cdot B^* \cdot z_{сер}} \right)^2 + \frac{P_{nl}^2(t) - P_{виб}^2(t)}{B^* \cdot z_{сер}}}$$

7. Із знайденим значенням $q(t)$ повторюють розрахунки починаючи з пункту 2 і так до тих пір поки не буде досягнута задана точність у визначенні $\tilde{P}_{виб}(t)$;

8. Визначаємо тиск на гирлі свердловини методом послідовних наближень

$$P_y(t) = \sqrt{\frac{P_{виб}^2(t) - \Theta \cdot q^2(t)}{e^{2s}}}$$

В першому наближенні значення S і Θ беремо з попереднього моменту часу.

9. Визначаємо темп відбору

$$Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t)$$

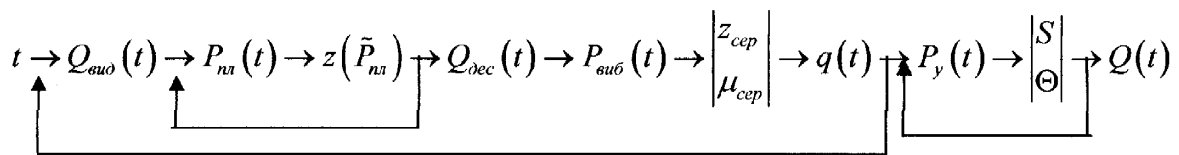


Рисунок 4.3 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

4.2.2 Методика розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів

При експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$

1. Задаються рядом послідовних значень t .
2. Визначають сумарний видобуток газу на момент часу t

$$Q_{\text{вид}}(t) = Q_{\text{вид}}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \phi \cdot \Delta t + Q_{\text{дес}}(t),$$

В цьому рівнянні є невідомі величини – дебіт середньої свердловини $q(t)$ та кількість десорбованого газу $Q_{\text{дес}}(t)$. У першому наближенні приймаємо, що $q(t) = q(t_{n-1})$ і $Q_{\text{дес}}(t) = 0$. Після знаходження $q(t)$ і $Q_{\text{дес}}(t)$, уточнюємо сумарний видобуток газу $Q_{\text{вид}}$.

3. Залежно від технології підвищення коефіцієнту газовилучення (повна компенсація відбору, підвищена компенсація відбору чи понижена компенсація відбору) встановлюється темп нагнітання заміщу вального агента. При повній компенсації відбору $Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) = Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t)$, а при інших варіантах $Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) = n \cdot Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t)$, де n – це темп підвищення або пониження відбору. При чому $n > 1$, при підвищеній компенсації відбору і $n < 1$ при пониженій.
4. Для кожного значення t знаходимо середній пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення

$$\tilde{P}_{\text{пл}}(t) = \frac{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} P_{\text{поч}} T_{\text{см}}}{z_{\text{поч}} P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{\text{поч}}(t)}{\tilde{P}_{\text{поч}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) - Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t) - Q_{\text{вид}}^{\text{CO}_2}(t)}{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} T_{\text{см}}}{z(\tilde{P}_{\text{пл}}) P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}}$$

За відомим значенням пластового тиску $\tilde{P}_{\text{пл}}(t)$ уточнюємо значення коефіцієнту стисливості $Z(\tilde{P}_{\text{пл}})$.

5. За кількістю закачаного діоксиду вуглецю визначаємо радіус його проникнення в пласт відносно нагнітальної свердловини:

$$R(t) = \sqrt{\frac{Q_{зак}^{CO_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{nl}) P_{ат} T_{nl}}{\tilde{P}_{nl}(t) \cdot \alpha_{ноч} \cdot \pi \cdot h \cdot m_0 \cdot T_{см}}}$$

6. Уточнюємо кількість де сорбованого газу $Q_{дес}(t)$

$$Q_{дес}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{nl}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{nl}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{\tilde{P}_{nl}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}$$

При використанні методу повної або підвищеної компенсації відбору пластовий тиск не буде знижувати, або буде зростати. Тому визначити кількість десорбованого газу за даним рівнянням неможливо. В цьому випадку потрібно використовувати наступні залежності, прийнявши припущення, що кількість де сорбованого метану рівна кількості адсорбованого заміщу вального агенту. Для випадку використання CO_2 :

$$Q_{дес}(t) = V^{CO_2}_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{\tilde{P}_{nl}(t) + P^{CO_2}_L} \right) \cdot \rho_n \cdot \pi R^2 \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}$$

Або у розгорнутій формі:

$$Q_{дес}(t) = V^{CO_2}_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{\tilde{P}_{nl}(t) + P^{CO_2}_L} \right) \cdot \rho_n \cdot \pi \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{зак}^{CO_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{nl}) P_{ат} T_{nl}}{\tilde{P}_{nl}(t) \cdot \alpha_{ноч} \cdot \pi \cdot m_0 \cdot T_{см}}$$

При використанні методу пониженої компенсації відбору кількість десорбованого газу варто розраховувати як суму двох попередніх рівнянь.

$$Q_{дес}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{nl}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{nl}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{\tilde{P}_{nl}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} +$$

$$+ V^{CO_2}_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{\tilde{P}_{nl}(t) + P^{CO_2}_L} \right) \cdot \rho_n \cdot \pi \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{зак}^{CO_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{nl}) P_{ат} T_{nl}}{\tilde{P}_{nl}(t) \cdot \alpha_{ноч} \cdot \pi \cdot m_0 \cdot T_{см}}$$

7. Знаходимо дебіт середньої свердловини

$$q(t) = -\frac{A^*(\mu Z)_{cp}}{2(B^* Z_{cp} + \theta)} + \sqrt{\left[\frac{A(\mu Z)_{cp}}{2(B^* Z_{cp} + \theta)} \right]^2 + \frac{\tilde{P}_{nl}^2(t) - P_y^2 \cdot e^{2S}}{B^* Z_{cp} + \theta}}$$

В першому наближенні значення S , θ , $Z_{сер}$, $(\mu Z)_{сер}$ беремо з попереднього моменту часу.

8. Методом послідовних наближень знаходимо вибійний тиск.

$$P_{виб}(t) = \sqrt{P_y e^{2S} + \theta \cdot q^2(t)}.$$

9. Для кожного значення $\tilde{P}_{nl}(t)$ і $P_{виб}(t)$ знаходимо коефіцієнти стисливості і динамічні коефіцієнти в'язкості газу $Z_{виб}$, $Z_{пл}$, $\mu_{виб}$, $\mu_{пл}$.

10. Повторюють всі розрахунки з пункту 4 і так до тих пір, поки не буде досягнута задана степінь точності у визначенні $P_{виб}(t)$.

11. Із знайденим значенням $q(t)$ повторюють всі розрахунки починаючи з пункту 2.

І так до тих пір, поки не буде досягнута задана степінь точності у визначенні $\tilde{P}_{nl}(t)$.

12. Визначаємо темп відбору газу $Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t)$.

13. Знаходимо депресію на пласт $\Delta P(t) = \tilde{P}_{nl}(t) - P_{виб}(t)$.

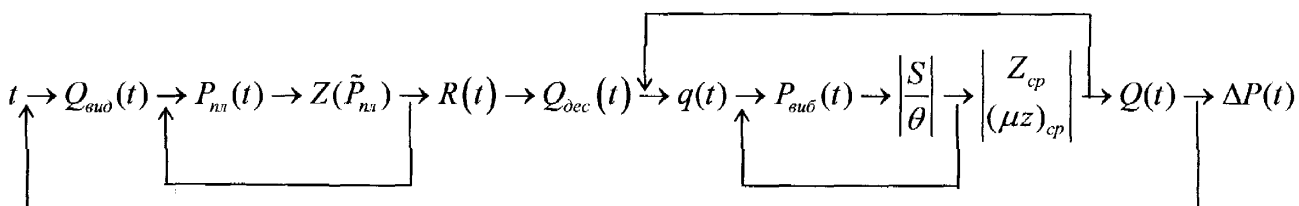


Рисунок 4.4 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$

При експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

1. Задаємось рядом послідовних значень часу t ;
2. Визначаємо сумарний видобуток газу на момент часу t ;

$$Q_{ввод}(t) = Q_{ввод}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \phi \cdot \Delta t + Q_{дес}(t)$$

У першому наближенні $q(t) = q(t_{n-1})$. Після знаходження $q(t)$ уточнюємо сумарний

видобуток $Q_{\text{вид}}$.

3. Залежно від технології підвищення коефіцієнту газовилучення (повна компенсація відбору, підвищена компенсація відбору чи понижена компенсація відбору) встановлюється темп нагнітання заміщу вального агента. При повній компенсації відбору $Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) = Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t)$, а при інших варіантах $Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) = n \cdot Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t)$, де n – це темп підвищення або пониження відбору. При чому $n > 1$, при підвищеній компенсації відбору і $n < 1$ при пониженій.
4. Для кожного значення t знаходимо середній пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення.

$$\tilde{P}_{\text{пл}}(t) = \frac{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} P_{\text{поч}} T_{\text{см}}}{z_{\text{поч}} P_{\text{ам}} T_{\text{пл}}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{\text{поч}}(t)}{\tilde{P}_{\text{поч}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) - Q_{\text{вид}}^{\text{CH}_4}(t) - Q_{\text{вид}}^{\text{CO}_2}(t)}{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} T_{\text{см}}}{z(\tilde{P}_{\text{пл}}) P_{\text{ам}} T_{\text{пл}}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}}$$

5. За кількістю закачаного діоксиду вуглецю визначаємо радіус його проникнення в пласт відносно нагнітальної свердловини:

$$R(t) = \sqrt{\frac{Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{\text{пл}}) P_{\text{ам}} T_{\text{пл}}}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) \cdot \alpha_{\text{поч}} \cdot \pi \cdot h \cdot m_0 \cdot T_{\text{см}}}}$$

6. Уточнюємо кількість де сорбованого газу $Q_{\text{дес}}(t)$

При використанні методу повної або підвищеної компенсації відбору пластовий тиск не буде знижувати, або буде зростати. Тому визначити кількість десорбованого газу за даним рівнянням неможливо. В цьому випадку потрібно використовувати наступні залежності, прийнявши припущення, що кількість де сорбованого метану рівна кількості адсорбованого заміщу вального агента. Для випадку використання CO_2 :

$$Q_{\text{дес}}(t) = V^{\text{CO}_2}_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P^{\text{CO}_2}_L} \right) \cdot \rho_n \cdot \pi R^2 \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}$$

Або у розгорнутій формі:

$$Q_{\text{дес}}(t) = V^{\text{CO}_2}_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P^{\text{CO}_2}_L} \right) \cdot \rho_n \cdot \pi \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{\text{зак}}^{\text{CO}_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{\text{пл}}) P_{\text{ам}} T_{\text{пл}}}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) \cdot \alpha_{\text{поч}} \cdot \pi \cdot m_0 \cdot T_{\text{см}}}$$

При використанні методу пониженої компенсації відбору кількість десорбованого газу варто розраховувати за наступною залежністю:

$$Q_{dec}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{nl}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{nl}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{\tilde{P}_{nl}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} +$$

$$+ V^{CO_2}_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{nl}(t)}{\tilde{P}_{nl}(t) + P^{CO_2}_L} \right) \cdot \rho_n \cdot \pi \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{зак}^{CO_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{nl}) P_{ат} T_{nl}}{\tilde{P}_{nl}(t) \cdot \alpha_{ноч} \cdot \pi \cdot m_0 \cdot T_{ст}}$$

7. Знаходимо вибійний тиск: $P_{виб}(t) = \tilde{P}_{nl}(t) - \Delta P$

8. Для кожного значення $\tilde{P}_{nl}(t)$ і $P_{виб}(t)$ знаходимо коефіцієнти стисливості і динамічні коефіцієнти газу $z_{виб}$, $z_{сер}$, $\mu_{виб}$, $\mu_{пл}$

9. Знаходимо дебіт „середньої свердловини”

$$q(t) = -\frac{A^*(\mu z)_{сер}}{2 \cdot B^* \cdot z_{сер}} + \sqrt{\left(\frac{A^*(\mu z)_{сер}}{2 \cdot B^* \cdot z_{сер}} \right)^2 + \frac{P_{nl}^2(t) - P_{виб}^2(t)}{B^* \cdot z_{сер}}}$$

10. Із знайденим значенням $q(t)$ повторюють всі розрахунки починаючи з пункту 2 і так до тих пір поки не буде досягнута задана точність у визначенні $\tilde{P}_{виб}(t)$;

11. Визначаємо тиск на гирлі свердловини методом послідовних наближень

$$P_y(t) = \sqrt{\frac{P_{виб}^2(t) - \Theta \cdot q^2(t)}{e^{2s}}}$$

В першому наближенні значення S і Θ беремо з попереднього моменту часу, а потім уточнюють.

12. Визначаємо темп відбору $Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t)$.

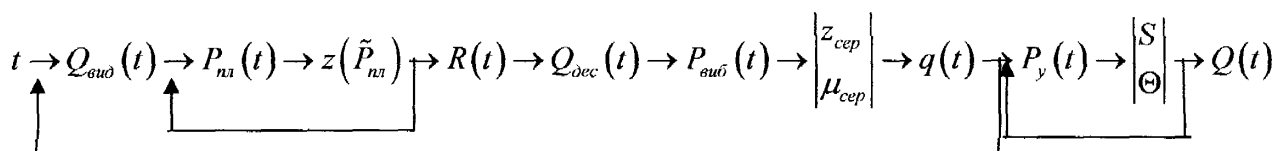


Рисунок 4.5 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

4.2.3 Методика розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами на виснаження

При експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = const$

1. Задаємо рядом послідовних значень часу t ;
2. Визначаємо сумарний видобуток газу на момент часу t ;

$$Q_{\text{вид}}(t) = Q_{\text{вид}}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \phi \cdot \Delta t + Q_{\text{дес}}(t)$$

У першому наближенні $q(t) = q(t_{n-1})$. Після знаходження $q(t)$ уточнюємо сумарний видобуток $Q_{\text{вид}}$.

3. Для кожного значення t знаходимо середній пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення:

$$\tilde{P}_{\text{пл}}(t) = \frac{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} P_{\text{поч}} T_{\text{см}}}{z_{\text{поч}} P_{\text{ам}} T_{\text{пл}}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{\text{поч}}(t)}{\tilde{P}_{\text{поч}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} - Q_{\text{вид}}(t)}{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} T_{\text{см}}}{z(\tilde{P}_{\text{пл}}) P_{\text{ам}} T_{\text{пл}}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}}$$

Уточнюємо кількість де сорбованого газу $Q_{\text{дес}}(t)$:

$$Q_{\text{дес}}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}$$

4. Знаходимо вибійний тиск:

$$P_{\text{виб}}(t) = \tilde{P}_{\text{пл}}(t) - \Delta P$$

5. Для кожного значення $\tilde{P}_{\text{пл}}(t)$ і $P_{\text{виб}}(t)$ знаходимо коефіцієнти стисливості і динамічні коефіцієнти газу $Z_{\text{виб}}$, $Z_{\text{ср}}$, $\mu_{\text{виб}}$, $\mu_{\text{пл}}$.

6. Знаходимо дебіт „середньої свердловини”. У випадку горизонтальної свердловини за [2]

$$q(t) = -\frac{A}{2 \cdot B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot B} \right)^2 + \frac{P_{\text{пл}}^2(t) - P_{\text{виб}}^2(t)}{B}};$$

$$A = \frac{A^*}{2L} \cdot \left(\frac{2}{h_1} \left(h_1 + r_c \cdot \ln \frac{r_c}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_k + h_1} \right);$$

$$B = \frac{B^*}{8L^2} \cdot \left(\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{r_c + h_1}{r_c} - \frac{h_1}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_k + h_1)^2} \right);$$

$$A^* = \frac{(\mu z)_{\text{сер}} \cdot P_{\text{амм}} \cdot T_{\text{нл}}}{k \cdot T_{\text{см}}};$$

$$B^* = \frac{\rho_{z, \text{см}} \cdot P_{\text{амм}} \cdot z_{\text{сер}} \cdot T_{\text{нл}}}{l \cdot T_{\text{см}}};$$

$$h_1 = \frac{h}{2} - r_c.$$

У випадку горизонтальної свердловини з поперечними тріщинами ГРП згідно з дослідженнями [74] радіус свердловини у залежність для коефіцієнтів А і В знаходиться як:

$$r_c = \frac{x_f}{2},$$

де x_f - довжина тріщини, м.

$$r_c = \frac{r_{\text{оп}} \left(\frac{L}{2} \right)}{a \left(1 + \sqrt{1 - \left[\frac{L}{2a} \right]^2} \right) \left[\frac{h}{2r_c} \right]^{\frac{h}{L}}},$$

$$\text{де } a = 0.5L \left(0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{\text{оп}}}{L} \right)^4} \right)^{0.5};$$

h – товщина пласта, м;

L – довжина горизонтального стовбура, м;

$r_{\text{оп}}$ – радіус зони дренажу свердловини, м. Визначається з площі, яку дренає свердловина та відстані між свердловинами.

7. Із знайденим значенням $q(t)$ повторюють всі розрахунки починаючи з пункту 2 і так до тих пір поки не буде досягнута задана точність у визначенні

$$\tilde{P}_{\text{виб}}(t);$$

8. Визначаємо тиск на гирлі свердловини методом послідовних наближень [25]

$$P_y(t) = \sqrt{\frac{P_{\text{виб}}^2(t) - (\Theta_n + \Theta_z) \cdot q^2(t)}{e^{2S}}};$$

$$S = 0.03415 \frac{\bar{\rho} \cdot H}{Z_{\text{сер}} \cdot T_{\text{сер}}};$$

$$\Theta_n = 0.0133\lambda \frac{Z_{\text{сер}}^2 \cdot T_{\text{сер}}^2}{d^5} (e^{2S_n} - 1),$$

де L - довжина вертикальної та викривленої ділянок, м;

$$L = L_n + L_2,$$

де L_2 - довжина викривленої ділянки, м;

$$L_2 = \frac{2\pi R\alpha}{360},$$

де R - радіус викривлення стовбура свердловини, м;

α - кут викривлення, у випадку горизонтальної свердловини $\alpha = 90^\circ$;

$$\Theta_z = 0,00094\lambda \frac{Z_{\text{сер}} \cdot \rho \cdot L_z}{d^5},$$

де L_z - довжина горизонтальної ділянки, м.

В першому наближенні значення S і θ беремо з попереднього моменту часу, а потім уточнюють.

13. Визначаємо темп відбору $Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t)$.

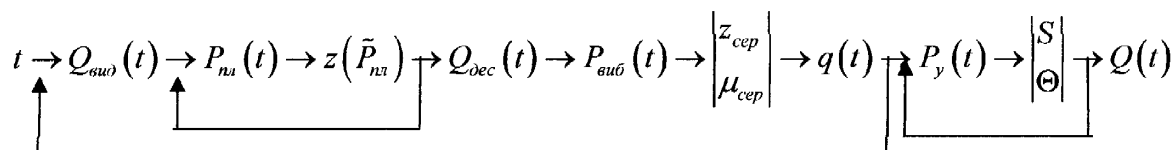


Рисунок 4.6 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

При експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$

1. Задаються рядом послідовних значень t .
2. Визначають сумарний видобуток газу на момент часу t

$$Q_{\text{вид}}(t) = Q_{\text{вид}}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \phi \cdot \Delta t + Q_{\text{дес}}(t).$$

В цьому рівнянні є невідомі величини – дебіт середньої свердловини $q(t)$ та кількість десорбованого газу $Q_{\text{дес}}(t)$. У першому наближенні приймаємо, що $q(t) = q(t_{n-1})$ і $Q_{\text{дес}}(t) = 0$. Після знаходження $q(t)$ і $Q_{\text{дес}}(t)$, уточнюємо сумарний видобуток газу $Q_{\text{вид}}$.

3. Для кожного значення t знаходимо середній пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення

$$\tilde{P}_{\text{пл}}(t) = \frac{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} P_{\text{поч}} T_{\text{см}}}{z_{\text{поч}} P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} - Q_{\text{вид}}(t)}{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} T_{\text{см}}}{z(\tilde{P}_{\text{пл}}) P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}}}$$

За відомим значенням пластового тиску $\tilde{P}_{\text{пл}}(t)$ уточнюємо значення коефіцієнту стисливості $Z(\tilde{P}_{\text{пл}})$.

4. Уточнюємо кількість де сорбованого газу $Q_{\text{дес}}(t)$

$$Q_{\text{дес}}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}$$

5. Знаходимо дебіт середньої свердловини

$$q(t) = -\frac{A}{2 \cdot (B + (\Theta_u + \Theta_c))} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot (B + (\Theta_u + \Theta_c))} \right)^2 + \frac{P_{\text{пл}}^2(t) - P_y^2 \cdot e^{2S}}{B + (\Theta_u + \Theta_c)}};$$

$$A = \frac{A^*}{2L} \cdot \left(\frac{2}{h_1} \left(h_1 + r_c \cdot \ln \frac{r_c}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_k + h_1} \right);$$

$$B = \frac{B^*}{8L^2} \cdot \left(\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{r_c + h_1}{r_c} - \frac{h_1}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right);$$

$$A^* = \frac{(\mu Z)_{\text{сер}} \cdot P_{\text{атм}} \cdot T_{\text{пл}}}{k \cdot T_{\text{ст}}} ;$$

$$B^* = \frac{\rho_{\text{з.ст}} \cdot P_{\text{атм}} \cdot Z_{\text{сер}} \cdot T_{\text{пл}}}{l \cdot T_{\text{ст}}} ;$$

$$h_1 = \frac{h}{2} - r_c$$

В першому наближенні значення S , θ , $Z_{\text{сер}}$, $(\mu Z)_{\text{сер}}$ беремо з попереднього моменту часу.

6. Методом послідовних наближень знаходимо вибійний тиск.

$$P_{\text{виб}}(t) = \sqrt{P_y^2(t) e^{2S} + (\Theta_u + \Theta_z) \cdot q^2(t)} ,$$

$$S = 0.03415 \frac{\bar{\rho} \cdot H}{Z_{\text{сер}} \cdot T_{\text{сер}}} ;$$

$$\Theta_u = 0.0133 \lambda \frac{Z_{\text{сер}}^2 \cdot T_{\text{сер}}^2}{d^5} (e^{2S_u} - 1) ,$$

де L - довжина вертикальної та викривленої ділянок, м;

$$L = L_1 + L_2 ,$$

де L_2 - довжина викривленої ділянки, м;

$$L_2 = \frac{2\pi R\alpha}{360} ,$$

де R - радіус викривлення стовбура свердловини, м;

α - кут викривлення, у випадку горизонтальної свердловини $\alpha = 90^\circ$.

$$\Theta_z = 0,00094 \lambda \frac{Z_{\text{сер}} \cdot \rho \cdot L_2}{d^5} ,$$

де L_2 - довжина горизонтальної ділянки, м.

7. В першому наближенні значення S і θ беремо з попереднього моменту часу, а потім уточнюють.

8. Для кожного значення $\tilde{P}_{\text{пл}}(t)$ і $P_{\text{виб}}(t)$ знаходимо коефіцієнти стисливості і динамічні коефіцієнти в'язкості газу $Z_{\text{виб}}$, $Z_{\text{пл}}$, $\mu_{\text{виб}}$, $\mu_{\text{пл}}$.

9. Повторюють всі розрахунки з пункту 4 і так до тих пір, поки не буде досягнута задана степінь точності у визначенні $P_{виб}(t)$.
10. Із знайденим значенням $q(t)$ повторюють всі розрахунки починаючи з пункту 2. І так до тих пір, поки не буде досягнута задана степінь точності у визначенні $\tilde{P}_{нл}(t)$.
11. Визначаємо темп відбору газу $Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t)$.
12. Знаходимо депресію на пласт $\Delta P(t) = \tilde{P}_{нл}(t) - P_{виб}(t)$.

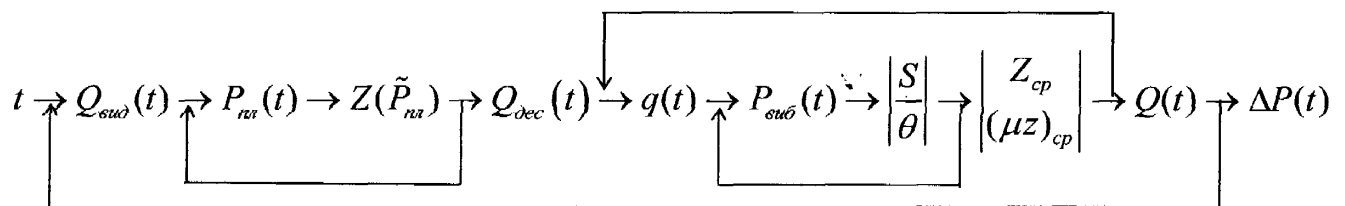


Рисунок 4.7 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$

4.2.4 Методика розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів

При експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

1. Задаємо рядом послідовних значень часу t ;
2. Визначаємо сумарний видобуток газу на момент часу t ;

$$Q_{\text{вид}}(t) = Q_{\text{вид}}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \phi \cdot \Delta t + Q_{\text{деп}}(t)$$

У першому наближенні $q(t) = q(t_{n-1})$. Після знаходження $q(t)$ уточнюємо сумарний видобуток $Q_{\text{вид}}$.

3. Залежно від технології підвищення коефіцієнту газовилучення (повна компенсація відбору, підвищена компенсація відбору чи понижена компенсація відбору) встановлюється темп нагнітання заміщу вального агенту. При повній компенсації відбору $Q_{зак}^{CO_2}(t) = Q_{виод}^{CH_4}(t)$, а при інших варіантах $Q_{зак}^{CO_2}(t) = n \cdot Q_{виод}^{CH_4}(t)$, де n – це темп підвищення або пониження відбору. При чому $n > 1$, при підвищеній компенсації відбору і $n < 1$ при пониженій.

4. Для кожного значення t знаходимо середній пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення

$$\tilde{P}_{пл}(t) = \frac{\frac{\alpha_{пoch} \Omega_{пoch} P_{пoch} T_{cm}}{z_{пoch} P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пoch}(t)}{\tilde{P}_{пoch}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{зак}^{CO_2}(t) - Q_{виод}^{CH_4}(t) - Q_{виод}^{CO_2}(t)}{\frac{\alpha_{пoch} \Omega_{пoch} T_{cm}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}}$$

За відомою кількістю закачаного діоксиду вуглецю визначаємо радіус його проникнення в пласт. При цьому у випадку використання горизонтальних нагнітальних свердловин площа проникнення заміщувального агенту може бути визначена за формулою:

$$F(t) = \frac{Q_{зак}^{CO_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}}{\tilde{P}_{пл}(t) \cdot \alpha_{пoch} \cdot h \cdot m_0 \cdot T_{cm}}$$

В даному випадку площа поширення заміщувального агенту матиме форму еліпса з фокусною відстанню рівною половині довжині горизонтального стовбура свердловини (див. рис. 4.3).

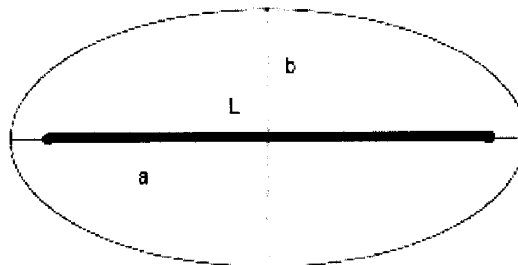


Рисунок 4.8 – Схема площі поширення заміщу вального агенту при використанні горизонтальних нагнітальних свердловин.

Оскільки площа еліпса рівна $F = \pi ab$, а співвідношення осей еліпса до фокусної відстані через ексцентриситет еліпса e :

$$a^2 - b^2 = c^2;$$

$$b = \sqrt{\frac{-c^2 + \sqrt{c^4 + 4\left(\frac{F(t)}{\pi}\right)^2}}{2}};$$

$$c = \frac{L}{2};$$

$$b = \sqrt{\frac{-\left(\frac{L}{2}\right)^2 + \sqrt{\left(\frac{L}{2}\right)^4 + 4\left(\frac{F(t)}{\pi}\right)^2}}{2}}.$$

За відомим значенням півосі b знаходимо значення a , а при необхідності і решти параметрів еліпса.

$$a = \sqrt{b^2 + c^2} = \sqrt{b^2 + \left(\frac{L}{2}\right)^2}.$$

5. Уточнюємо кількість де сорбованого газу $Q_{dec}(t)$

$$Q_{dec}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{ni}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{ni}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{ni}(t)}{\tilde{P}_{ni}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3};$$

$$Q_{dec}(t) = V^{CO_2}_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{ni}(t)}{\tilde{P}_{ni}(t) + P^{CO_2}_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}$$

6. Знаходимо вибійний тиск: $P_{виб}(t) = \tilde{P}_{ni}(t) - \Delta P$.

7. Для кожного значення $\tilde{P}_{ni}(t)$ і $P_{виб}(t)$ знаходимо коефіцієнти стисливості і динамічні коефіцієнти газу $Z_{виб}$, $Z_{сер}$, $\mu_{виб}$, $\mu_{пл}$.

8. Знаходимо дебіт „середньої свердловини”. У випадку горизонтальної свердловини за

$$q(t) = -\frac{A}{2 \cdot B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot B}\right)^2 + \frac{P_{ni}^2(t) - P_{виб}^2(t)}{B}};$$

$$A = \frac{A^*}{2L} \cdot \left(\frac{2}{h_1} \left(h_1 + r_c \cdot \ln \frac{r_c}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_k + h_1} \right);$$

$$B = \frac{B^*}{8L^2} \cdot \left(\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{r_c + h_1}{r_c} - \frac{h_1}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_k + h_1)^2} \right);$$

$$A^* = \frac{(\mu z)_{сер} \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{k \cdot T_{см}};$$

$$B^* = \frac{\rho_{с.см} \cdot P_{атм} \cdot z_{сер} \cdot T_{пл}}{l \cdot T_{см}};$$

$$h_1 = \frac{h}{2} - r_c$$

У випадку горизонтальної свердловини з поперечними тріщинами ГРП радіус свердловини у залежність для коефіцієнтів А і В знаходиться як:

$$r_c = \frac{x_f}{2},$$

де x_f - довжина тріщини, м.

Або

$$r_c = \frac{r_{оп} \left(\frac{L}{2} \right)}{a \left(1 + \sqrt{1 - \left[\frac{L}{2a} \right]^2} \right) \left[\frac{h}{2r_c} \right]^{\frac{h}{L}}},$$

$$\text{де } a = 0.5L \left(0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{оп}}{L} \right)^4} \right)^{0.5},$$

h – товщина пласта, м;

L – довжина горизонтального стовбура, м;

$r_{оп}$ – радіус зони дронування свердловини, м. Визначається з площі, яку дронує свердловина та відстані між свердловинами.

9. Із знайденим значенням $q(t)$ повторюють всі розрахунки починаючи з пункту 2 і так до тих пір поки не буде досягнута задана точність у визначенні $\tilde{P}_{шб}(t)$;

10. Визначаємо тиск на гирлі свердловини методом послідовних наближень

$$P_y(t) = \sqrt{\frac{P_{\text{вуд}}^2(t) - (\Theta_n + \Theta_z) \cdot q^2(t)}{e^{2S}}};$$

$$S = 0.03415 \frac{\bar{\rho} \cdot H}{Z_{\text{сер}} \cdot T_{\text{сер}}};$$

$$\Theta_n = 0.0133\lambda \frac{Z_{\text{сер}}^2 \cdot T_{\text{сер}}^2}{d^5} (e^{2S_n} - 1);$$

$$L = L_n + L_2;$$

$$L_2 = \frac{2\pi R\alpha}{360};$$

$$\Theta_z = 0,00094\lambda \frac{Z_{\text{сер}} \cdot \rho \cdot L_z}{d^5}.$$

В першому наближенні значення S і θ беремо з попереднього моменту часу, а потім уточнюють.

14. Визначаємо темп відбору

$$Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t).$$

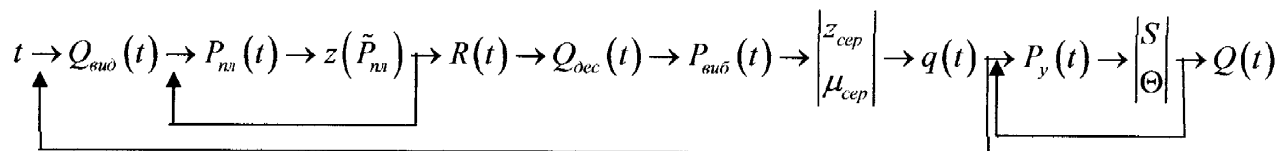


Рисунок 4.9 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

При експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$

1. Задаються рядом послідовних значень t .
2. Визначають сумарний видобуток газу на момент часу t

$$Q_{\text{вуд}}(t) = Q_{\text{вуд}}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \phi \cdot \Delta t + Q_{\text{дес}}(t).$$

В цьому рівнянні є невідомі величини – дебіт середньої свердловини $q(t)$ та кількість десорбованого газу $Q_{\text{дес}}(t)$. У першому наближенні приймаємо, що

$q(t) = q(t_{n-1})$ і $Q_{dec}(t) = 0$. Після знаходження $q(t)$ і $Q_{dec}(t)$, уточнюємо сумарний видобуток газу $Q_{вид}$.

- Залежно від технології підвищення коефіцієнту газовилучення (повна компенсація відбору, підвищена компенсація відбору чи понижена компенсація відбору) встановлюється темп нагнітання заміщу вального агенту. При повній компенсації відбору $Q_{зак}^{CO_2}(t) = Q_{вид}^{CH_4}(t)$, а при інших варіантах $Q_{зак}^{CO_2}(t) = n \cdot Q_{вид}^{CH_4}(t)$, де n – це темп підвищення або пониження відбору. При чому $n > 1$, при підвищеній компенсації відбору і $n < 1$ при пониженій.
- Для кожного значення t знаходимо середній пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення

$$\tilde{P}_{пл}(t) = \frac{\frac{\alpha_{пoch} \Omega_{пoch} P_{пoch} T_{cm}}{z_{пoch} P_{ат} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пoch}(t)}{\tilde{P}_{пoch}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{зак}^{CO_2}(t) - Q_{вид}^{CH_4}(t) - Q_{вид}^{CO_2}(t)}{\frac{\alpha_{пoch} \Omega_{пoch} T_{cm}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ат} T_{пл}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}}$$

За відомим значенням пластового тиску $\tilde{P}_{пл}(t)$ уточнюємо значення коефіцієнту стисливості $Z(\tilde{P}_{пл})$.

- За відомою кількістю закачаного діоксиду вуглецю визначаємо радіус його проникнення в пласт. При цьому у випадку використання горизонтальних нагнітальних свердловин площа проникнення заміщувального агенту може бути визначена за формулою:

$$F(t) = \frac{Q_{зак}^{CO_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{пл}) P_{ат} T_{пл}}{\tilde{P}_{пл}(t) \cdot \alpha_{пoch} \cdot h \cdot m_0 \cdot T_{cm}}$$

Оскільки площа еліпса рівна $F = \pi ab$, а співвідношення осей еліпса до фокусної відстані через ексцентриситет еліпса e :

$$a^2 - b^2 = c^2;$$

$$b = \sqrt{\frac{-c^2 + \sqrt{c^4 + 4 \left(\frac{F(t)}{\pi} \right)^2}}{2}};$$

$$c = \frac{L}{2};$$

$$b = \sqrt{\frac{-\left(\frac{L}{2}\right)^2 + \sqrt{\left(\frac{L}{2}\right)^4 + 4\left(\frac{F(t)}{\pi}\right)^2}}{2}}.$$

За відомим значенням півосі b знаходимо значення a , а при необхідності і решти параметрів еліпса.

$$a = \sqrt{b^2 + c^2} = \sqrt{b^2 + \left(\frac{L}{2}\right)^2}.$$

6. Уточнюємо кількість де сорбованого газу $Q_{dec}(t)$

$$Q_{dec}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{ni}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{ni}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{ni}(t)}{\tilde{P}_{ni}(t) + P_L} \right) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3};$$

$$Q_{adv}(t) = V^{CO_2}_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{i\bar{e}}(t)}{\tilde{P}_{i\bar{e}}(t) + P^{CO_2}_L} \right) \cdot \rho_i \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}$$

7. Знаходимо дебіт середньої свердловини

$$q(t) = -\frac{A}{2 \cdot (B + (\Theta_u + \Theta_r))} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot (B + (\Theta_u + \Theta_r))}\right)^2 + \frac{P_{ni}^2(t) - P_y^2 \cdot e^{2S}}{B + (\Theta_u + \Theta_r)}};$$

$$A = \frac{A^*}{2L} \cdot \left(\frac{2}{h_1} \left(h_1 + r_c \cdot \ln \frac{r_c}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_k + h_1} \right);$$

$$B = \frac{B^*}{8L^2} \cdot \left(\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{r_c + h_1}{r_c} - \frac{h_1}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_k + h_1)^2} \right);$$

$$A^* = \frac{(\mu Z)_{сер} \cdot P_{амм} \cdot T_{nl}}{k \cdot T_{cm}};$$

$$B^* = \frac{\rho_{z,cm} \cdot P_{амм} \cdot Z_{сер} \cdot T_{nl}}{l \cdot T_{cm}};$$

$$h_1 = \frac{h}{2} - r_c.$$

В першому наближенні значення S , θ , $Z_{сер}$, $(\mu Z)_{сер}$ беремо з попереднього моменту часу.

8. Методом послідовних наближень знаходимо вибійний тиск.

$$P_{виб}(t) = \sqrt{P_y^2(t)e^{2S} + (\Theta_u + \Theta_z) \cdot q^2(t)};$$

$$S = 0.03415 \frac{\bar{\rho} \cdot H}{Z_{cep} \cdot T_{cep}};$$

$$\Theta_u = 0.0133\lambda \frac{Z_{cep}^2 \cdot T_{cep}^2}{d^5} (e^{2S_u} - 1);$$

$$L = L_g + L_2;$$

$$L_2 = \frac{2\pi R\alpha}{360};$$

$$\Theta_z = 0,00094\lambda \frac{Z_{cep} \cdot \rho \cdot L_z}{d^5}.$$

9. В першому наближенні значення S і θ беремо з попереднього моменту часу, а потім уточнюють.

10. Для кожного значення $\tilde{P}_{nl}(t)$ і $P_{виб}(t)$ знаходимо коефіцієнти стисливості і динамічні коефіцієнти в'язкості газу $Z_{виб}$, $Z_{плл}$, $\mu_{виб}$, $\mu_{плл}$.

11. Повторюють всі розрахунки з пункту 4 і так до тих пір, поки не буде досягнута задана степінь точності у визначенні $P_{виб}(t)$.

12. Із знайденим значенням $q(t)$ повторюють всі розрахунки починаючи з пункту 2. І так до тих пір, поки не буде досягнута задана степінь точності у визначенні $\tilde{P}_{nl}(t)$.

13. Визначаємо темп відбору газу $Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t)$.

14. Знаходимо депресію на пласт $\Delta P(t) = \tilde{P}_{nl}(t) - P_{виб}(t)$.

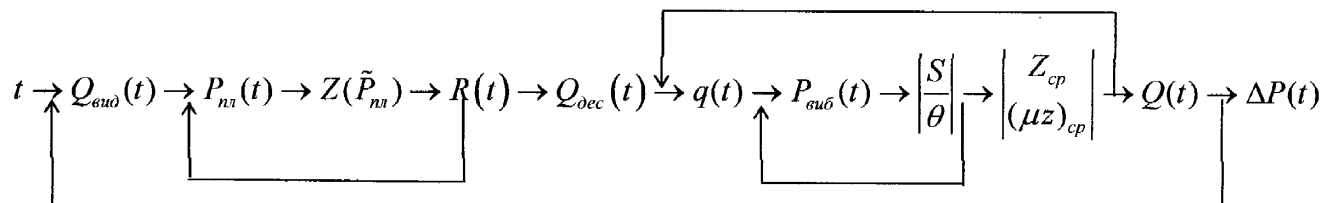


Рисунок 4.10 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_u = \text{const}$

4.3 Результати розрахунків прогнозування технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами

Розроблені рівняння та методики апробовані для умов гіпотетичного газового родовища, основні параметри якого наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для апробації уточнених рівнянь та методик для умов гіпотетичного газового родовища

№	Параметр, розмірність	Значення параметру
1.	Початковий пластовий тиск, МПа	20
2.	Відносна густина газу	0,62
3.	Площа газоносності, $\cdot 10^7 \text{ м}^2$	$15 \cdot 10^7$
4.	Товщина пласта, м	20
5.	Коефіцієнт пористості	0,12
6.	Коефіцієнт початкової газонасиченості	0,82
7.	Пластова температура, $^{\circ}\text{C}$	65
8.	Тиск Ленгмюра, МПа	7
9.	Об'єм Ленгмюра, $\text{м}^3/\text{т}$	5
10.	Густина породи, $\text{кг}/\text{м}^3$	2700
11.	Зведений газонасичений поровий об'єм, $\cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{МПа}$	4,21
12.	Початкові запаси вільного газу, $\cdot 10^{10} \text{ м}^3$	9,819
13.	Початкові запаси адсорбованого газу, $\cdot 10^{10} \text{ м}^3$	2,4
14.	Коефіцієнт проникності ПЗП, 10^{-3} мкм^2	0,01
15.	Коефіцієнти фільтраційних опорів: $A, \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3}$	3,176
16.	$B, \cdot 10^{-3} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$	2,263

На рисунках 4.11-4.16 наведено динаміку основних показників розробки покладу гіпотетичного газового родовища за деякими із розроблених методик [9].

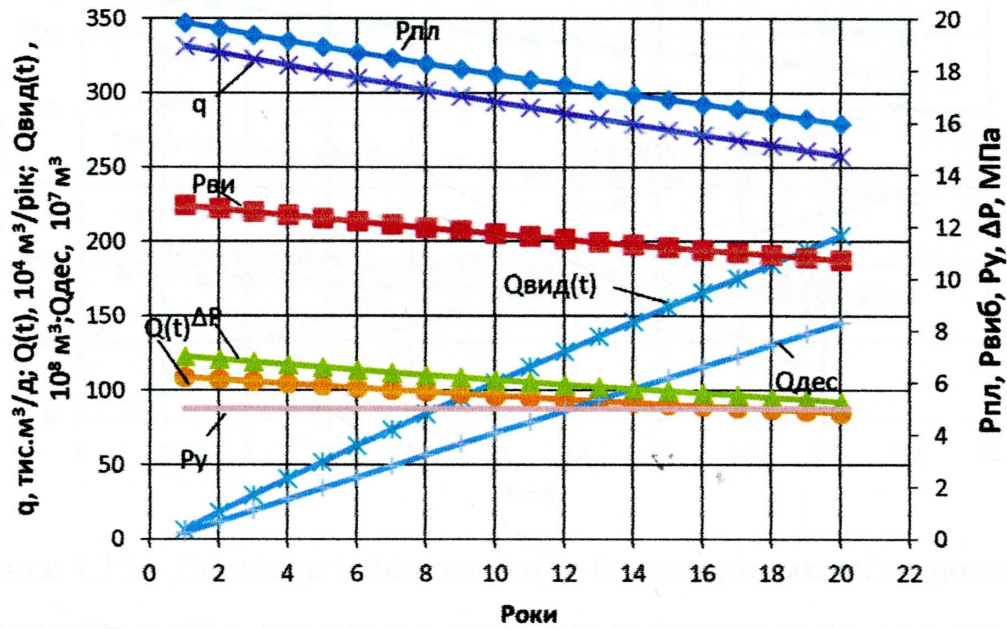


Рисунок 4.11 – Динаміка основних показників розробки родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $R_u = \text{const}$

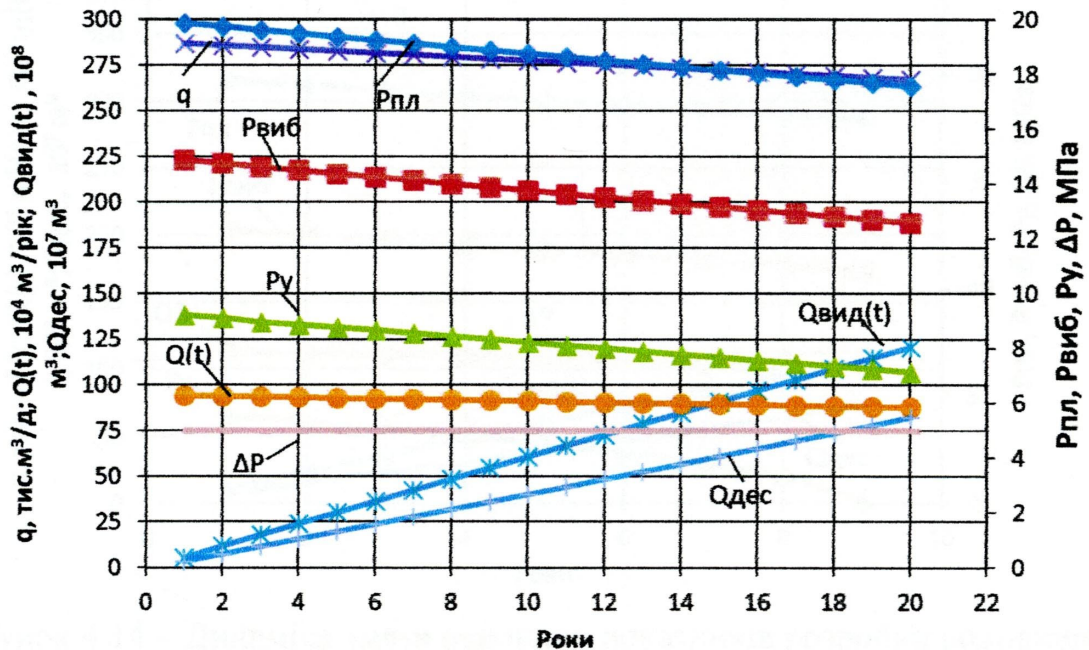


Рисунок 4.12 – Динаміка зміни основних показників розробки родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

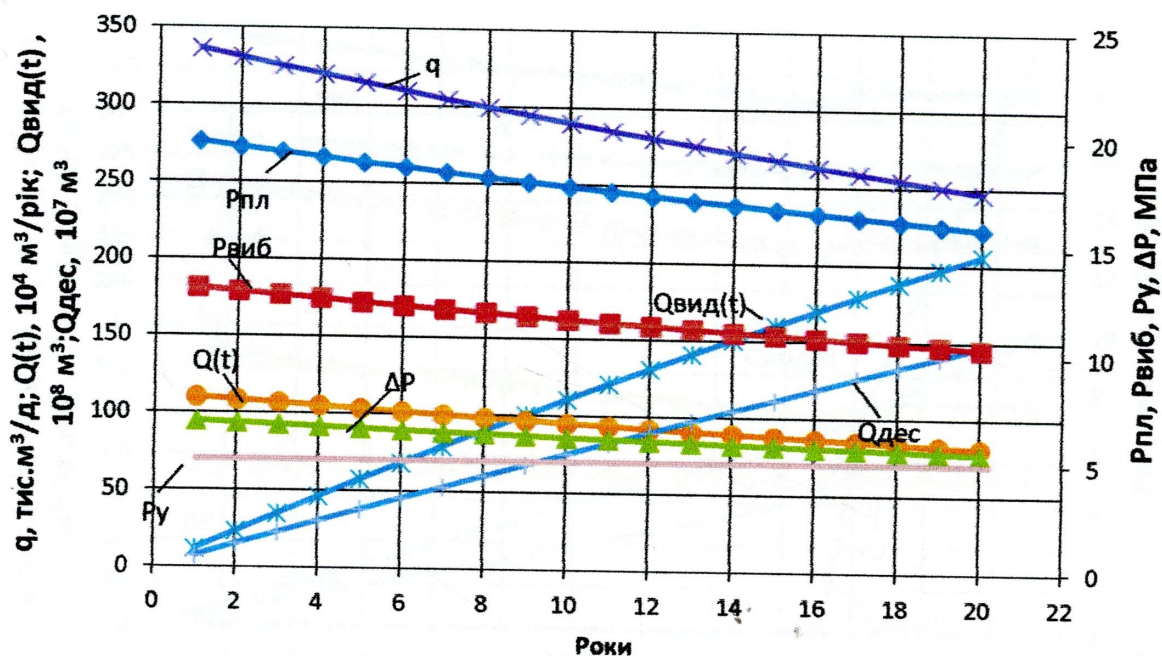


Рисунок 4.13 – Динаміка зміни основних показників розробки родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_b = \text{const}$

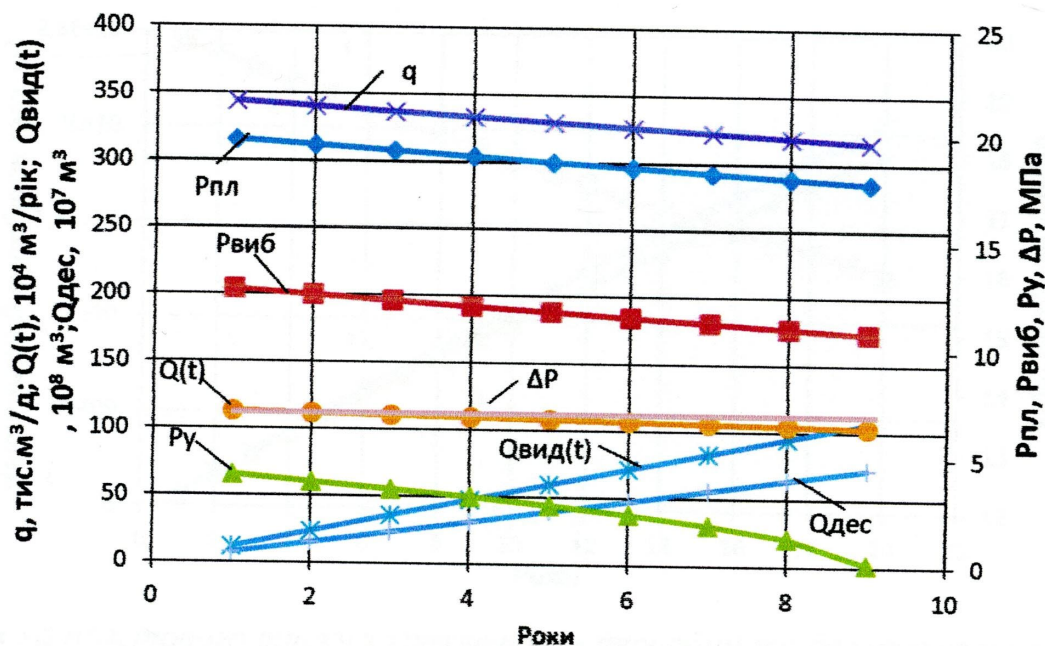


Рисунок 4.14 – Динаміка зміни основних показників розробки родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами горизонтальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

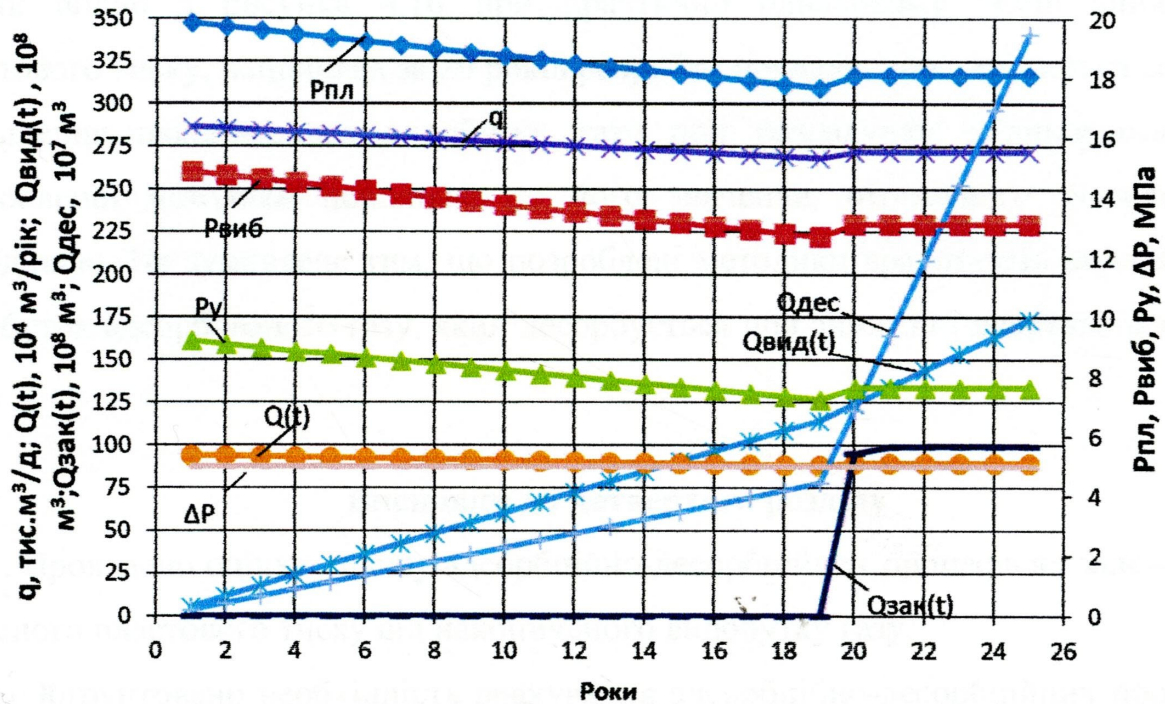
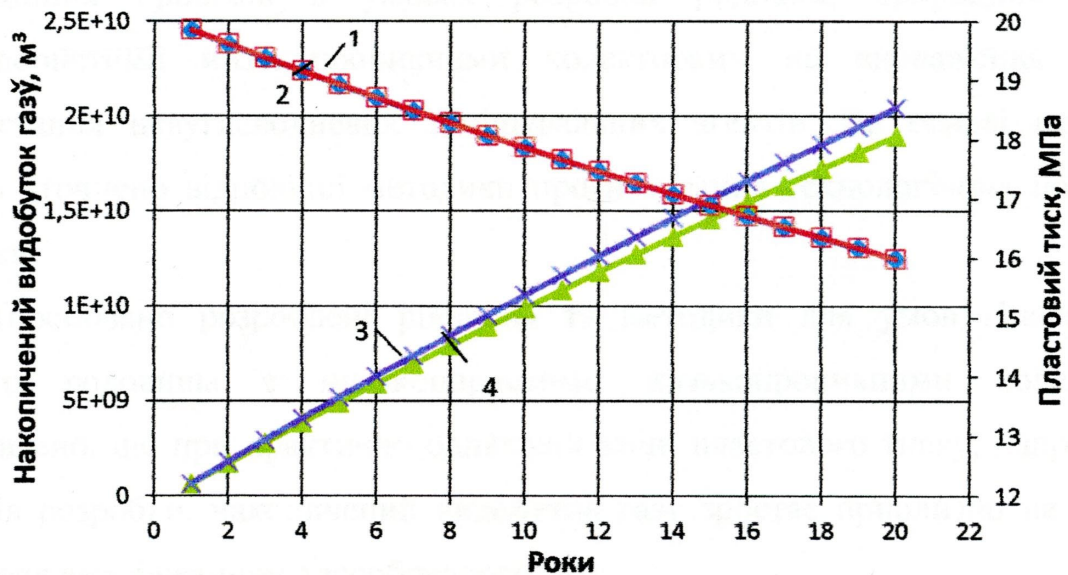


Рисунок 4.15 – Динаміка основних показників розробки родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами при нагнітанні CO_2 при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$



1,2 – динаміка пластового тиску з урахуванням десорбції та без урахування десорбції відповідно; 3, 4 – динаміка накопиченого видобутку газу з урахуванням десорбції та без урахування десорбції відповідно.

Рисунок 4.16 – Динаміка пластового тиску та накопиченого видобутку газу з урахуванням десорбції (розроблена методика) та без неї (відома методика) при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_{\text{у}} = \text{const}$

Як видно з рисунка 4.16 при практично однаковому темпі зниження пластового тиску, наприклад за 20 років розробки покладу, спостерігається значне збільшення накопиченого видобутку газу при розрахунку з використанням розробленої методики порівняно до його значення, отриманого за відомою методикою. Це зумовлене тим, що розроблені методики враховують додатковий видобуток адсорбованого газу, який десорбується при зниженні пластового тиску [9].

Висновки до четвертого розділу

1. Проведено оцінку впливу адсорбційно-десорбційних процесів на залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу.

2. Обґрунтовано необхідність врахування адсорбційно-десорбційних процесів при розробці родовищ природних газів, особливо з низькопористими низькопроникними колекторами.

3. Уточнено рівняння матеріального балансу з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів в умовах розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами на виснаження та при використанні неуглеводневих заміщувальних агентів. На основі отриманих рівнянь уточнено відповідні методики прогнозування технологічних показників розробки.

4. Апробовано розроблені рівняння та методики для умов гіпотетичного газового родовища з низькопористими низькопроникними колекторами. Встановлено, що при практично однаковій зміні пластового тиску, наприклад за 20 років розробки, накопичений видобуток газу зростає приблизно на 8 %, що зумовлене видобуванням адсорбованого газу.

РОЗДІЛ 5

ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ ПРИ РОЗРОБЦІ РОДОВИЩ ПРИРОДНОГО ГАЗУ З НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ

Наведені у попередніх розділах результати експериментальних та теоретичних досліджень дозволяють розробити рекомендації щодо їх практичного використання з метою підвищення коефіцієнта газовилучення з родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами.

5.1 Розроблення рекомендацій щодо нагнітання азоту та діоксиду вуглецю з метою підвищення газовилучення

У 2 розділі наведено результати експериментальних досліджень із заміщення природного газу (метану) неуглеводневими витіснювальними агентами (азотом та діоксидом вуглецю). Згідно з експериментальними даними використання обох газів дозволяє значно підвищити коефіцієнт газовилучення при розробці родовищ природного газу з низькопроникними колекторами.

Азот широко розповсюджений і міститься у значній кількості у повітрі. Вуглекислий газ також поширений у повітрі. Зокрема його у значній кількості викидають в атмосферу промислові підприємства, автомобілі тощо. Він також являється парниковим газом, і одним із важливих питань екології є його утилізація та зменшення викидів. Тому проаналізуємо технології отримання цих газів.

Методи отримання азоту.

Основним джерелом отримання азоту є гази горіння мінерального палива і повітря, з якого газ отримують з використанням криогенної технології.

Азотна установка використовується для вироблення азоту з атмосферного повітря. Розроблено різні за технологією типи азотних установок, що

розрізняються методом отримання азоту з атмосферного повітря. Азотні установки бувають мембранними, адсорбційними і криогенними.

У промислово розвинених країнах мембранні азотні установки практично повністю витіснили альтернативні способи отримання технічного азоту у випадках, коли не потрібні великі його обсяги і висока чистота азоту [11].

Таблиця 5.1 – Порівняння різних технологій отримання азоту

Технологія	Принцип дії	Чистота азоту	Продуктивність	Переваги	Недоліки
Адсорбційна	Адсорбційна технологія заснована на відділенні молекул азоту зі стиснутого повітря, що проходить через адсорбент.	99,99%	від 10 до 6000 м ³ /год	відсутні рухомі частини	необхідність періодичної заміни адсорбенту
Криогенна	Принцип роботи криогенних установок заснований на зріджуванні повітря та подальшому його поділі на азот, кисень та аргон.	до 100%	до 70000 м ³ /год	Отримання інших компонентів повітря Можливість отримання компонентів в рідкому вигляді	Висока вартість обладнання Високі витрати на виробництво Великі габарити обладнання Тривалий пусковий період
Мембранна	Заснована на відділенні молекул азоту зі стиснутого повітря, що проходить через поволоконні мембрани. Заснований на різній швидкості проникнення газів через полімерну мембрану під дією перепаду парціальних тисків на ній..	99,5%	до 5000 м ³ /год	повністю відсутні рухомі частини Мембрани дуже стійкі до вібрацій і ударів, функціонують в широкому діапазоні температур від -40 °С до +60 °С. ресурс мембранного блоку складає 15-20 років безперервної роботи	Обмежена продуктивність

Методи отримання діоксиду вуглецю.

Розрізняють такі промислові методи отримання вуглекислого газу [11]:

- шляхом рекуперації з газів бродіння на спиртових і пивоварних заводах;
- шляхом рекуперації з відпрацьованих газів різних виробничих процесів;
- шляхом видобування з підземних природних родовищ;
- шляхом виробництва з димових газів і продуктів згоряння;
- шляхом виробництва методом прямого спалювання газоподібного або рідкого палива.

Залежно від концентрації вуглекислого газу, джерела його отримання умовно можна розділити на три групи.

Першу групу становлять джерела сировини, з яких можна виробити чистий діоксид вуглецю без спеціального обладнання для підвищення його чистоти. До цієї групи входять:

а) гази хімічних та нафтохімічних виробництв (виробництва аміаку, водню та ін. продуктів) з вмістом CO_2 98-99%;

б) гази спиртового бродіння на пивоварних, спиртових і гідролізних заводах з 98-99% CO_2 ;

в) гази з природних джерел з 92-99% CO_2 .

Другу групу формують джерела сировини, використання яких забезпечує отримання чистого діоксиду вуглецю методом фракційної конденсації. До цієї групи відносять гази деяких хімічних виробництв із вмістом CO_2 80-95%.

Установки рекуперації CO_2 призначені для вилучення вуглекислоти з газів першої та другої групи. Гази, одержувані в процесах бродіння при виробництві спирту або пива, являють собою практично чистий вуглекислий газ, що містить водяні пари і сліди органічних сполук (сірчистий ангідрид, сірководень, сивушні масла і альдегіди), легко відмивається водою. Вміст двоокису вуглецю в т.зв. експанзерних газах залежить від типу технологічних процесів хімічних виробництв і може становити до 99,9%.

У третю групу включені джерела сировини, використання яких дає можливість виробляти чистий діоксид вуглецю тільки за допомогою спеціального обладнання.

При використанні джерел сировини третьої групи найчастіше застосовуються вуглекислотні станції абсорбційної-десорбційної типу з рідкими хімічними абсорбентами. Це - один з основних промислових способів отримання чистого CO_2 .

Найбільш поширеним сировиною для виробництва діоксиду вуглецю є димові гази, а природний газ вважається оптимальним джерелом сировини. При спалюванні природного газу в димі відсутні сполуки сірки і механічні домішки.

Використання азоту у нафтогазовидобувній промисловості є дещо простішим і більш поширеним. В такому випадку поблизу родовища чи УКПГ будують одну з азотних установок, яка за своїми характеристиками є найбільш підходящою для конкретних умов.

У випадку використання діоксиду вуглецю родовище повинне бути розташоване неподалік великих промислових підприємств, які забезпечують його необхідну кількість для закачування у пласт. У випадку відсутності такого підприємства виникає необхідність будувати систему компресорних станцій та трубопроводів для його транспортування до свердловин. Також використання CO_2 ускладнюється його токсичними та корозійними властивостями.

За результатами виконаних досліджень пропонується два можливі методи підвищення газовилучення: з використанням азоту та діоксиду вуглецю.

Технологія підвищення коефіцієнта газовилучення при розробці газових родовищ з низькопроникними колекторами з використанням азоту.

Дана технологія передбачає будівництво поблизу родовища азотної установки. Її тип вибирають залежно від необхідної продуктивності, проте на

початковому етапі рекомендується будувати мембранні установки, оскільки вони є надійнішими та довговічними. Видобування природного газу відбувається через видобувні свердловини до тих пір, поки не буде досягнуто зниження пластового тиску до 0,8 від початкового пластового тиску, після чого частину свердловин, які розташовані на периферії, переводять під нагнітання азоту. При цьому підтримують постійний пластовий тиск на рівні 0,8 від початкового пластового тиску. Об'єм запомпованого азоту вибирається рівному об'єму видобутого газу за певний період з метою повної компенсації відбору закачкою з підтриманням постійного пластового тиску. Нагнітання азоту продовжується до тих пір, поки не відбудеться його прорив до видобувних свердловин. Після прориву азоту його нагнітання припиняється, а видобувні свердловини продовжують експлуатувати.

Технологія підвищення коефіцієнта газовилучення при розробці газових родовищ з низькопроникними колекторами з використанням діоксиду вуглецю.

Дана технологія передбачає будівництво системи трубопроводів для транспортування CO_2 від промислових підприємств до родовища. Видобуток природного газу відбувається через видобувні свердловини до тих пір, поки не буде досягнуто зниження пластового тиску до 0,6 від початкового пластового тиску, після чого частину свердловин, які розташовані на периферії переводять під нагнітання діоксиду вуглецю. При цьому підтримується постійний пластовий тиск на рівні 0,6 від початкового пластового тиску. Об'єм запомпованого діоксиду вуглецю вибирається рівному об'єму видобутого газу за певний період з метою повної компенсації відбору закачкою з підтриманням постійного пластового тиску. Нагнітання CO_2 продовжується до тих пір, поки не відбудеться його прорив до видобувних свердловин. Після прориву CO_2 його нагнітання припиняють, а видобувні свердловини продовжують експлуатувати.

Аналізуючи результати експериментальних досліджень та беручи до уваги шляхи отримання азоту та діоксиду вуглецю, більш ефективним вважається використання азоту для інтенсифікації десорбції метану з поверхні порового простору.

5.2 Розроблення рекомендацій щодо вибору параметрів свердловин та тріщин гідравлічного розриву пласта

Теоретичні дослідження, які базувались на результатах 3D комп'ютерного гідродинамічного моделювання (3 розділ), показали, що підвищити коефіцієнт газовилучення з родовища, а також чистий дисконтований грошовий потік можна шляхом вибору оптимальних параметрів стовбура горизонтальної свердловини та параметрів тріщин гідравлічного розриву пласта. За результатами проведених досліджень встановлено, що для низькопроникних колекторів оптимальна довжина горизонтального стовбура може бути встановлена виходячи виключно з умов конкретного родовища та техніко-економічних показників підприємства. Для колекторів з порівняно високою проникністю (близько $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) оптимальна довжина горизонтального стовбура становить близько 1000 м, а подальше її збільшення не дасть відчутного техніко-економічного ефекту.

Для колекторів з меншою проникністю залежності коефіцієнта газовилучення та чистого дисконтованого доходу від довжини горизонтального стовбура мають практично прямолінійний характер, і їхнє збільшення призводитиме до зростання газовилучення. Такі результати підтверджуються практичним досвідом буріння горизонтальних свердловин на нетрадиційних родовищах природного газу в США, де нафтогазовидобувні компанії вибирають довжину горизонтальної свердловини виходячи не з технологічно обґрунтованих параметрів, а з фінансових можливостей компанії та взаємного просторового розташування свердловин і меж родовища.

Оптимальна довжина поперечної тріщини гідравлічного розриву пласта варто практично не залежить від проникності колектора і коливається у межах 100-200 м, та в середньому складає 100-150 м. Винятком можуть бути тільки високопроникні колектори ($\sim 10 \cdot 10^{-3}$ мкм²), для яких доцільним є проведення ГРП з утворенням поперечної тріщини довжиною до 50 м.

Оптимальна відстань між тріщинами ГРП складає 25 м. При цьому значенні відстані між тріщинами спостерігається максимальний NPV та приріст накопиченого видобутку газу. При меншій чи більшій відстані між тріщинами техніко-економічні показники є нижчими, порівняно з оптимальним варіантом.

Для колекторів з проникністю $1-0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² рекомендується бурити свердловину довжиною до 1000 м, з подальшим проведенням у ній поінтервального ГРП з утворенням тріщин довжиною до 150 м, при відстані між ними 25 м.

5.3 Рекомендації щодо використання розроблених рівнянь та методик

Розроблені рівняння та методики (розділ 4) пропонується використовувати для проектування розробки родовищ природних газів як із низькопористими низькопроникними колекторами, так і з порівняно високопроникними пластами. Разом з цим рекомендується використовувати отриману аналітичну залежність для встановлення зв'язку між тиском, температурою та проникністю колектора та кількістю адсорбованого газу. Однак для більш точного визначення адсорбційних параметрів порід-колекторів рекомендується проводити лабораторні дослідження на керновому матеріалі з використанням розробленої лабораторної установки.

5.4 Вибір першочергових об'єктів та рекомендації щодо впровадження на них розроблених технологій

Як показали результати експериментальних досліджень адсорбційно-десорбційні процеси впливають на розробку газових родовищ, і їхній вплив збільшується зі зменшенням проникності колектора. Тому впровадження розроблених методів підвищення газовилучення рекомендується проводити на родовищах України з проникністю $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² або нижче. Однак, протікання адсорбційно-десорбційних процесів варто враховувати і при розробці родовищ із порівняно високо проникними колекторами. Проте при цьому необхідно додатково оцінити економічну ефективність використання розроблених методів шляхом проведення додаткових експериментальних та теоретичних досліджень.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій за результатами експериментальних і теоретичних досліджень удосконалено відомі технології інтенсифікації видобування газу і підвищення газовилучення із родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними піщаними колекторами. Основні результати зводяться до наступного.

1. Вперше експериментально встановлено вплив температури, тиску та проникності піщаних порід-колекторів на здатність адсорбувати метан. Отримано емпіричну залежність яка дозволяє оцінити питомий об'єм адсорбованого газу залежно від проникності колектора, тиску та температури.

2. Експериментально визначено відносну адсорбційну здатність метану, азоту та діоксиду вуглецю на поверхні ущільнених пісковиків та обґрунтовано напрямки підвищення коефіцієнта газовилучення за рахунок інтенсифікації видобутку адсорбованого газу шляхом запомповування неуглеводневих заміщувальних агентів.

3. Експериментально встановлено вплив тиску початку запомповування заміщувального агенту на коефіцієнт газовилучення газових родовищ з низькопористими низькопроникними колекторами. Обґрунтовано фізичний зміст процесів, які мають місце при запомповуванні неуглеводневих газів та розроблено рекомендації щодо вибору тиску запомповування азоту та діоксиду вуглецю з метою підвищення газовилучення.

4. За результатами експериментальних досліджень встановлено, що при використанні азоту найбільш ефективним є технологія повної компенсації відбору природного газу при тиску запомповування, рівному 0,8 від початкового пластового тиску. Дана технологія відповідає умові мінімізації об'єму запомпованого азоту та максимізації коефіцієнта газовилучення. Тому саме його рекомендується до впровадження.

5. За результатами 3D комп'ютерного гідродинамічного моделювання обґрунтовано вибір параметрів горизонтального стовбура свердловини та тріщин гідравлічного розриву пласта залежно від проникності колектора виходячи з умов техніко-технологічної та економічної оптимізації з використанням методу генетичних алгоритмів.

6. Встановлено, що для колекторів з проникністю $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм² рекомендується бурити горизонтальну свердловину довжиною до 1000 м, з подальшим проведенням у ній поінтервального гідравлічного розриву пласта з утворенням тріщин довжиною до 150 м, при відстані між ними 25 м.

7. Оцінено вплив перебігу адсорбційно-десорбційних процесів на залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу та обґрунтовано необхідність врахування адсорбційно-десорбційних процесів при проектуванні та аналізі розробки родовищ природних газів, особливо з низькопористими низькопроникними колекторами.

8. Уточнено рівняння матеріального балансу для газового родовища в умовах газового режиму розробки шляхом врахування в ньому впливу перебігу адсорбційно-десорбційних процесів при розробці родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами на виснаження та при використанні неуглеводневих заміщувальних агентів.

9. На основі отриманих рівнянь матеріального балансу уточнено методики прогнозування технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними та горизонтальними свердловинами при розробці на виснаження та з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів. Запропоновані рівняння та методики апробовано для умов гіпотетичного газового родовища з низькопористими низькопроникними колекторами. Встановлено, що за однаковий період розробки родовища (20 років) накопичений видобуток газу при врахуванні десорбції зростає приблизно на 8 % порівняно з результатами розрахунків без врахування десорбційних процесів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Алексеев А.Д. О распределении метана в угле /А.Д. Алексеев, В.А. Васильковский, Я.В. Шажко// Физико-технические проблемы горного производства: сб. науч. тр. НАН Украины, Институт физики горных процессов. – Вып. 10. – 2007. – С. 29–38.
2. Алиев З. С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / З. С. Алиев, В. В. Шеремет. – М.: Недра, 1995. – 131 с.: ил. – ISBN 5-247-03534-8.
3. Бондарь А. Г. Планирование эксперимента в химической технологии (основные положения, примеры и задачи) / А. Г. Бондарь, Г. А. Статюха // ИО "Вища школа". - 1976. - 184 с.
4. Брунауэр, С. Адсорбция газов и паров. Том 1. Физическая адсорбция / С. Брунауэр. – М.: Государственное издательство иностранной литературы, 1948. – 784с.
5. Введение в метрологию / С. М. Маликов, Н. И. Тюрин. - 2-е изд., испр. и доп. - Москва : Изд-во стандартов, 1966. - 248 с.
6. Гедзик Н. М. Експериментальні дослідження процесу адсорбції природного газу у низькопроникних колекторах / Н. М. Гедзик // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи» присвяченої 70-річчю газонафтопромислового факультету, 10-12 грудня 2014р.- м. Івано-Франківськ, с. 57-59.
7. Гедзик Н. М. Обґрунтування вибору параметрів тріщин гідравлічного розриву пласта на родовищах природних газів з низькопроникними колекторами / Н. М. Гедзик // Тези доповідей 4-ї міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2015», 21-24 квітня 2015р.- м. Івано-Франківськ, с. 99-102.
8. Гедзик Н. М. Оцінка можливості використання неуглеводневих газів для інтенсифікації десорбції метану при розробці родовищ природних газів з

низкопронижними колекторами /Н. М. Гедзик// Прикарпатський вісник НТШ: Число. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. - №1 (33). – с. 183-191.

9. Гедзик Н. М. Оцінка та врахування впливу адсорбційно-десорбційних процесів на характер кривої зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу /Н. М. Гедзик// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. - №1 (58). – с. 68-75.

10. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С.Яремійчука. – Київ-Львів, 1996. – 620 с.

11. Електронний ресурс: режим доступу <http://dpairgas.com.ua>

12. Електронний ресурс: режим доступу <http://www.gepsoft.com>

13. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. - М.: Струна, 1998. – 628 с.

14. Касянчук С. В. Особливості розробки покладів неконвенційного газу / С. В. Касянчук, Л. П. Мельник, О. Р. Кондрат/ Нафтогазова галузь України, №2, 2013р, с. 38-43.

15. Київський інститут нетрадиційного газу [Електронний ресурс]: режим доступу <http://newgas.org.ua> (розділ проекти).

16. Кондрат А. Р. Оценка адсорбционных процессов при разработке низкопористых низкопроницаемых коллекторов / А.Р. Кондрат, Н. Н. Гедзик // Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: тезисы докладов международной молодежной конференции (г. Уфа, 23-29 ноября 2014 г.) – Уфа: РИЦ БашГУ, 2014 г., ISBN 978-5-7477-3694-8, с. 98-101

17. Кондрат О. Р. Підвищення коефіцієнту газовилучення з газових родовищ з низкопронижними колекторами / О. Р. Кондрат, Н. М. Гедзик // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики» присвяченої 65-річчю Геологорозвідувального факультету, 25-27 травня 2016 р. – м. Івано-Франківськ, с. 189-192.

18. Кондрат О. Р. Обґрунтування нових техніко-технологічних рішень для інтенсифікації видобування природного газу з нетрадиційних родовищ / О.Р.Кондрат, Н.М.Гедзик// Тези доповідей 9-ї міжнародної науково-технічної конференції "Нафта і газ України - 2013", 3-6 вересня 2013р., м. Яремче, с. 166-167.

19. Кондрат О. Р. Сланцевий газ: проблеми і перспективи / О.Р.Кондрат, Н.М.Гедзик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: Факел, 2013. - № 2(47). - С. 7-18.

20. Кривуля С. В. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов газа в свете современных технологий / С.В. Кривуля, М.І. Фик, Н.І. Камалов// Питання розвитку газової промисловості України. – 2011. - Вип. XXXIX, с.235-243.

21. Молодая нефть: сб. статей. Всерос. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли / отв. за выпуск О.П. Калякина. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 000 с. Выбор оптимальной конструкции горизонтальных скважин на примере синтетического газоконденсатного месторождения Чепкасова Е.В., Иванов М.Г., научный руководитель канд. техн. наук Назарова Л.Н., д-р. техн. наук Басниев К.С.

22. Мыслюк М.А. Исследование структурно-механических свойств биополимерной системы Биокар / М.А. Мыслюк, В.В. Богославец, Ю.В. Лубан, С.В. Лубан, С.О. Ляшенко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 34 – 38.

23. Неітеративні, еволюційні та мультиагентні методи синтезу нечіткологічних і нейромережних моделей: Монографія / Підзаг. ред. С. О. Субботіна. – Запоріжжя: ЗНТУ, 2009. – 375 с.

24. Нетрадиційний газ в Україні [Електронний ресурс]: режим доступу <http://shalegas.in.ua>.

25. Никитин, Б. А. Методика определения забойного давления в наклонных горизонтальных скважинах // Б. А. Никитин, К. С. Басниев, З. С. Алиев, В. Г. Грон, Ж. Г. Карагаев/ Российское акционерное общество Газпром»,

Информационно-рекламный центр газовой промышленности (ИРЦ Газпром). – Москва, 1997.

26. Новітні методи прикладної фізики і математики в інженерних дослідженнях.-Навчальний посібник / О. М. Карпаш, А. О.Снарський, П. М.Райтер, М. О.Карпаш - Івано-Франківськ: Факел, 2008. - 320 с.: іл.

27. Основи метрології та вимірювальної техніки : Підручник у 2-х т. / Дорожовець М.М., Мотало В.П., Стадник Б.І., Василюк В.М., Борек Р., Ковальчик А.; За ред. д-ра техн. наук, проф. Б.Стадника, Основи метрології, Т.1 532 с.

28. Постанова від 30.09.2014 № 56 "Про встановлення граничного рівня ціни на природний газ для промислових споживачів та інших суб'єктів господарювання": за станом 01 жов. 2014 р. / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=11918>

29. Рудько Г. Наукові та методичні основи оцінки перспективних ресурсів сланцевого газу / Рудько Г., Ловинюков В., Григіль В.// Геолог України. – 2011. - №2, с.158-159.

30. Трансформация механизма десорбции метана из угля. Три фазы десорбции / В.А. Васильковский // Физико-технические проблемы горного производства: Зб. наук. пр. - 2009. - Вип. 12. - С. 4-10.

31. Физическая химия поверхностей /А. Адамсон, М.: Мир, 1979, Перевод на русский язык, 568 с.

32. Черних, В.А. Научные основы разработки залежей сланцевого газа:учебное пособие / В. А. Черных, В.В. Черных. – М. :РУДН, 2013. - 177с.

33. Aguilera, R. Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs. SPE Paper No. 132845. Presented at the Trinidad and Tobago Energy Resources Conference held in Port of Spain, Trinidad, 27-30 June 2010.

34. Al-Kobaisi M. Pressure-Transient Analysis of Horizontal Wells with Transverse, Finite-conductivity Fractures / Al-Kobaisi M., Ozkan E., Kasogi H., Ramirez B.// Paper PETSOC 2006-126 presented at the Petroleum Society's 7th

Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, 13-15 June, 2006.

35. Ambrose R.J. Multi-component Sorbed-phase Considerations for Shale Gas-in-place Calculations / Ambrose R.J., Hartman R.C., Akkutlu I.Y. // SPE 141416, paper presented at the SPE Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 27-29, 2011.

36. An Inter-laboratory Comparison of CO₂ Isotherms Measured on Argonne Premium Coal Samples / A. L. Goodman, A. Busch, G. J. Duffy, J. E. Fitzgerald, K. A. M. Gasem, Y. Gensterblum, B. M. Krooss, J. Levy, E. Ozdemir, Z. Pan, R. L. Robinson, Jr., K. Schroeder, M. Sudibandriyo, C. M. White // American Chemical Society Published on Web 00/00/0000 PAGE EST: 7.4

37. Baylor B. Marcellus Shale Decline Analysis. [Электронный ресурс]: режим доступа [http://www.sooga.org/studies/Marcellus Shale Decline Analysis - 2010 - Brandon Baylor.pdf](http://www.sooga.org/studies/Marcellus%20Shale%20Decline%20Analysis%20-%20Brandon%20Baylor.pdf)

38. Biswas, D. Shale Gas Predictive Model (SGPM) – An Alternative Approach to Predict Shale Gas Production. SPE Paper No. 148491. Presented at the Eastern Regional Meeting held in Columbus, Ohio, USA, 17-19 August 2011.

39. Brunauer S. On a Theory of the Van der Waals Adsorption of Gases / S. Brunauer, L. S. Deming, W. S. Deming, E. Teller // J. Am. Chem. Soc. 62. – 1940 : 1723-1732.

40. Bustin R.M. Impact of Shale Properties on Pore Structure and Storage Characteristics / Bustin R.M., Bustin A.M.M., Cui X., Ross D.J.K., Murthy Pathi V.S. // Paper SPE 119892 presented at the SPE Shale Gas Production Conference held in Fort Worth, Texas, 16-18 November, 2008.

41. Carlson E.S. Devonian Shale Gas Production: Mechanisms and Simple Models / E.S. Carlson, J.C. Mercer, // J. Pet. Tech. 43(4). - 1991: 476–482

42. Cheng, Y. Impact of Water Dynamics in Fractures on the Performance of Hydraulically Fractured Wells in Gas Shale Reservoirs. SPE Paper No. 127863. Presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 10-12 February 2010.

43. Cipolla, C. Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping / Cipolla C., Mack C., Maxwell S. // SPE Paper No. 137437. Presented at the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference held in Calgary, Alberta, Canada, 19-21 October 2010.
44. Cipolla C. Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping – Part 2 / Cipolla C., Mack M., Maxwell S. // SPE Paper 138103. Presented at the SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Lima, Peru, 1-3 December 2010.
45. Cipolla C.L. Reservoir Modelling in Shale Gas Reservoirs / Cipolla C.L., Lolon E.P.// SPE Paper No. 125530. Presented at the SPE Eastern Regional meeting, Charleston, West Virginia, USA, 23-25 September 2009, Peer approved 1 March, 2010.
46. Clarkson C.R. Production Data Analysis of Fractured and Horizontal CMB Wells / Clarkson C.R., Jordan C.L., Ilk D., Blasingame T.A. // Paper SPE 125929 presented at the 2009 SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, 23-25 September.
47. Comparison of Decline Curve Analysis Methods with Analytical Models in Unconventional Plays / Marie Paule Meyet Me Ndong (Baker Hughes), Riteja Dutta (Baker Hughes), Christopher Burns (Baker Hughes) // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September-2 October, New Orleans, Louisiana, USA 2013.
48. Effect of Sand Lens Size and Hydraulic Fractures Parameters on Gas In Place Estimation Using ‘P/Z vs Gp Method’ in Tight Gas Reservoirs / Hassan Bahrami, Reza Rezaee, Md Mofazzal Hossain, Nasser Alizadeh, Afshin Fathi // SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, 20-22 March, Vienna, Austria 2012.
49. Fathi E. Multi-component Gas Transport and Adsorption Effects during CO₂ Injection and Enhanced Shale Gas Recovery / Fathi E., Akkutlu, I.Y. // International Journal of Coal Geology, Special Issue on Adsorption and Transport

Phenomena in Gas Shale and Their Effects on Production and Storage. Volume 123. – 2014. – p. 52-61.

50. Freeman C.M. A Numerical Study of Performance for Tight Gas and Shale Gas Reservoir Systems / Freeman C.M., Moridis G., Ilk D., Blasingame T.A. // Paper SPE 124961 presented at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 4-7 October, 2009.

51. Ga C. Modeling Multilayer Gas Reservoirs Including Sorption Effects / Gao C., Lee J.W., Spivey J.P., Semmelbeck M.E.// Paper SPE 29173, SPE Eastern Regional Conference & Exhibition, Charleston, WV, November 8-10, 1994.

52. Holditch S.A. Factors Affecting Water Blocking and gas Flow from Hydraulically Fractured Gas Wells. JPT 31 (12), 1979.

53. Javadpour F. Nanoscale Gas Flow in Shale Gas Sediments / Javadpour F., Fisher D., Unsworth M. // Journal of Canadian Petroleum Technology, October 2007, Volume 46, No. 10.

54. Kalantari-Dahaghi A. Impact of Sorption Isotherms on the Simulation of CO₂-Enhanced Gas Recovery and Storage Process in Marcellus Shale /Amirmasoud Kalantari-Dahaghi, Shahab D. Mohaghegh, Qin He // 2013 Carbon Management Technology Conference paper.

55. Klinkenberg, L.J. The Permeability of Porous Media To Liquids And Gases.: API, 1941.

56. Kondrat A. R. Physical and hydrodynamic peculiarity of unconventional reservoirs development / A. R. Kondrat, N. M. Hedzyk // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова енергетика - 2013", 7-11 жовтня 2013р.- м. Івано-Франківськ, с. 28-30.

57. Kondrat O. Optimization of the process of natural gas production stimulation from low permeable reservoirs/O. Kondrat, N. Hedzyk// New developments in mining engineering. Theoretical and practical solutions of mineral resources mining. - Taylor & Francis Group, London, Uk, 2015. - p. 479-484.

58. Kondrat O. R. Enhanced natural gas recovery from low-permeable reservoirs // O. R. Kondrat, N. M. Hedzyk // Abstract book of 27th Conference Drilling-Oil-Gas AGH 2016, 08-10 June 2016. – Krakow, p. 7.
59. Kondrat O. R. Enhanced natural gas recovery from low-permeable reservoirs // O. R. Kondrat, N. M. Hedzyk // Quarterly of AGH University of Science and Technology (Польща), Vol.33, No.2, 2016, p.323-339.
60. Kondrat O. R. Study of adsorption processes influence on development of natural gas fields with low-permeability reservoirs /O.R. Kondrat, N. M. Hedzyk// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. - №4 (53). – с. 7-17.
61. Kondrat O. Investigation of the interaction of reservoir sections with different permeability in depleted gas field // Kondrat O./ AGH Drilling, Oil, Gas. - Vol. 32, no. 2 (2015), p. 325-332.
62. Kuila U. Specific Surface Area and Pore-size Distribution in Clays and Shales / Kuila U., Prasad M.// Geophysical Prospecting 61, 2013. – p. 341–362.
63. Mayerhofer M. J. What is Stimulated Reservoir Volume (SRV)? / Mayerhofer M. J., Lolon E.P., Warpinski N. R., Cipolla C.L., Walser D.// Paper SPE 119890 presented at the 2008 SPE Shale Gas Production Conference, Fort Worth, TX, 16-18 November, 2008.
64. Patzek T.W. Gas Production in the Barnett Shale Obeys a Simple Scaling Theory / Patzek T.W., Male F., Marder M.// PNAS 110(49), 2013.
65. PETSOC 2006-111 Gas Adsorption/Diffusion in Bidisperse Coal Particles: Investigation for an Effective Diffusion Coefficient in Coalbeds J. YI. Chongqing I.Y. Akkutlu, C.V. Deutsch.
66. Pope C. D. Improving Stimulation Effectiveness-Field Results in the Haynesville Shale / Pope C. D., Palisch T. T., Lolon E. P., Dzubin B. A., Chapman M. A.// Paper SPE 134165 presented at the 2010 Annual Technique and Exhibition, Florence, Italy, 12-22 September.

67. R. Malpani Выбор жидкости разрыва для интенсификации добычи из малопроницаемых газоносных пластов// R. Malpani, S. A. Holditch/ Нефтегазовые технологии - №11 - 2008, с.51-55.
68. Reiss L.H.. Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formation.: Gulf Publishing Company, 1980.
69. Rushing J.A. Rock Typing – Key to Understanding Productivity in Tight Gas Sands / Rushing J.A., Newsham K.E., Blasingame T.A.// Paper SPE 114164 presented at the SPE Unconventional Reservoirs Conference held in Keystone, Colorado, 10-12 February, 2008.
70. Rushing, J.A. Measurement of the Two-Phase Gas Slippage Phenomenon and its Effect on Gas Relative Permeability in Tight Gas Sands / Rushing J.A., Newsham, K.E. Fraassen, K.C. // SPE Paper No. 84297. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 5-8 October 2003.
71. Rushing J.A. A Comparative Study of Laboratory Techniques for Measuring Capillary Pressures in Tight Gas Sands / Rushing J.A., Newsham K.E., Lasswell P.M., Cox J.C., Blasingame T.A. // Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, USA, 26-29 September 2004.
72. Rushing, J.A. Estimating Reserves in Tight Gas Sands at HP/HT Reservoir Conditions: Use and Misuse of an Arps Decline Curve Methodology / Rushing J.A., Perego A.D., Sullivan R.B., Blasingame T.A.// SPE Paper No. 109625. Presented at the 2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, USA, 11-14 November 2007.
73. Ruthven D.M. Principles of Adsorption and Adsorption Processes / John Wiley and Sons, Inc., New York, 1984.
74. S. D. Joshi Horizontal Well Technology / S. D. Joshi. - PennWell Books, 1991, 535 p.
75. SCA Conference Paper Number 9302 Adsorption measurements in devonian shales // Lu, F.C. Li, and A.T. Watson, Department of Chemical Engineering Texas A&M University

76. Simulating the effect of non-darcy flow and hydraulic fracturing on well productivity in a naturally fractured lean gas condensate reservoir / Momeni, A. Department of Petroleum Engineering, Science and Research branch; Zargar G., Department of Petroleum Engineering, Petroleum University of Technology, Tehran, Iran , Sabzi A. A.

77. Sondergeld C.H. Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Reservoirs / Sondergeld C.H., Newsham K.E., Comisky J.T., Rice M.C., Rai C.S. // Paper SPE 131768 presented at the SPE Unconventional Gas Conference held in Pittsburgh, Pennsylvania, 23–25 February, 2010.

78. Sondergeld C.H. Micro-Structural Studies of Gas Shales / Sondergeld C.H., Ambrose R.J., Rai C.S., Moncrieff J. // Paper SPE 131771 presented at the SPE Unconventional Gas Conference held in Pittsburgh, Pennsylvania, 23–25 February, 2010.

79. SPE 100543 Optimization of Fracture Length in Gas/Condensate Reservoirs / Jitendra Mohan, Mukul Mani Sharma, Gary Arnold Pope // SPE Gas Technology Symposium, 15-17 May, Calgary, Alberta, Canada 2006.

80. SPE 105982 Material Balance Revisited/ K.P. Ojo, S.O. Osisanya// Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July-2 August, Abuja, Nigeria

81. SPE 124480 Case Study of a Novel Hydraulic Fracturing Method that Maximizes Effective Hydraulic Fracture Length / Eric H. Tudor, Grant W. Nevison, Sean Allen, GASFRAC Energy Services LP, Blaine Pike, Paramount Resources.

82. SPE 124495 100% Gelled LPG Fracturing Process: An Alternative to Conventional Water-Based Fracturing Techniques / Eric H. Tudor, P.Eng, Grant W. Nevison, P.Eng, Sean Allen, C.Tech, GASFRAC Energy Services LP, Blaine Pike, RET, Paramount Resources.

83. SPE 125530 Reservoir Modelling in Shale Gas Reservoirs // Cipolla, C.L., Lolon, E.P. // SPE Eastern Regional Meeting, 23-25 September, Charleston, West Virginia, USA

84. SPE 137437 Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping / Cipolla, C., Mack, C.,

Maxwell, S. // Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October, Calgary, Alberta, Canada

85. SPE 140555 Design of multiple transverse fracture horizontal wells in shale gas reservoirs / Bo Song, Texas A&M University, Michael J. Economides, University of Houston, Christine Ehlig-Economides// Texas A&M University.

86. SPE 146869 Surface Area and Pore-size Distribution in Clays and Shales // Utpalendu Kuila and Manika Prasad.

87. SPE 150949 Impact of Fracturing and Fracturing Techniques on Productivity of Unconventional Formations / M. Y. Soliman, Texas Tech University, and Johan Daal and Loyd East// Halliburton.

88. SPE 151128 Hydraulic Fracture Optimization in Unconventional Reservoirs / Pedro Saldungaray, SPE, Terry T. Palisch, SPE, CARBO Ceramics Inc.

89. SPE 155442 An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development / Rashid Khan Ayman R. Al-Nakhli, SPE, Saudi Aramco //This paper was prepared for presentation at the SPE International Production and Operations Conference and Exhibition held in Doha Qatar, 14–16 May 2012.

90. SPE 155751 Optimal well spacing configuration for unconventional gas reservoirs. Society of Petroleum Engineers , 2012.

91. SPE 160869 A Review of Recent Developments and Challenges in Shale Gas Recovery / O. Arogundade, M. Sohrabi .

92. SPE 163133 Energy Generation & Coal Bed Methane Recovery Via CO₂-N₂ Sequestration and Their Environmental Consequences /Asadullah Memon, Bilal Shams Memon, Sania Soomro, Froze Unar and Seema Bano.

93. SPE 164009 Open Hole Multi-Stage Completion System in Unconventional Plays: Efficiency, Effectiveness and Economics / Alberto Casero, Hamed Adefashe, Kevin Phelan, BP America Inc.

94. SPE 20732 Enhanced Coal bed Methane Recovery /R. Puri and D. Yee, // This paper was prepared for presentation at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA, September 23-26, 1990.

95. SPE 48881 Enhanced Coalbed Methane Recovery Using CO₂ Injection: Worldwide Resource and CO₂ Sequestration Potential // Scott H. Stevens,; Denis Spector, Pierce Riemer.
96. SPE 62883 A New Approach to Gas Material Balance in Tight Gas Reservoirs / Thomas W. Engler.
97. SPE 95947 Laboratory and Simulation Investigation of Enhanced Coalbed Methane Recovery by Gas Injection // G.-Q. Tang, K. Jessen, A.R. Kovscek.
98. SPE-15227-PA Gas-Well Testing in the Presence of Desorption for Coalbed Methane and Devonian Shale // A.C. Bumb, C.R. McKee.
99. Steele, W.A. Physical Interaction of Gases with Crystalline Solids.1. Gas-Solid Energies and Properties of Isolated Adsorbed Atoms. Surface Science 36, 1973. - 317-352.
100. Stephen A. Holditch, Tight Gas Sands, JPT, June 2006, p.86-94.
101. Sweatman M.B. Modelling gas adsorption in slit-pores using Monte Carlo simulation / Sweatman M.B., Quirke N. // Molecular Simulation, Vol 27, Issue 5-6, 2001. – p. 295-321.
102. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.: U.S. Energy Information Administration. – June, 2013.
103. The Optimization Of Well Spacing And Fracture Length In Low Permeability Gas Reservoirs / Stephen A. Holditch, James W. Jennings, Stephen H. Neuse, Richard E. Wyman // SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 1-3 October, Houston, Texas 1978.
104. Two-Phase Production Analysis for Hydraulically Fractured Reservoirs / Alejandra Del Carmen Klinsky Alba (U. of Oklahoma), Jeffrey Guy Callard // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February, The Woodlands, Texas, USA 2012.